



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2003116852/03, 05.06.2003

(24) Дата начала действия патента: 05.06.2003

(43) Дата публикации заявки: 10.12.2004

(45) Опубликовано: 20.10.2005 Бюл. № 29

(56) Список документов, цитированных в
отчете о поиске: **RU 2194152 C2, 10.12.2002.****SU 1694863 A1, 30.11.1991.****RU 2042788 C1, 27.08.1995.****RU 2130112 C1, 10.05.1999.****SU 1696676 A1, 07.12.1991.****US 5165480 A, 24.11.1992.**

(72) Автор(ы):

Шарифов Махир Зафар Оглы (RU),**Леонов В.А. (RU),****Ужаков В.В. (RU),****Краснопёрое ВТ. (RU),****Кузнецов Н.Н. (RU),****Гарипов О.М. (RU),****Гурбанов Сейфулла Рамиз Оглы (AZ)****Набиев Нати́г Адил Оглы (AZ),****Набиев Физули Ашраф Оглы (RU),****Синева Ю.Н. (RU),****Юсупов Р.Ф. (RU)**

(73) Патентообладатель(ли):

Шарифов Махир Зафар Оглы (RU),**Леонов Василий Александрович (RU)**

Адрес для переписки:

**628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск,
ул. Ленина, 2П, к.107, М.З.Шарифову****(54) СКВАЖИННАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ И ПООЧЕРЕДНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ**

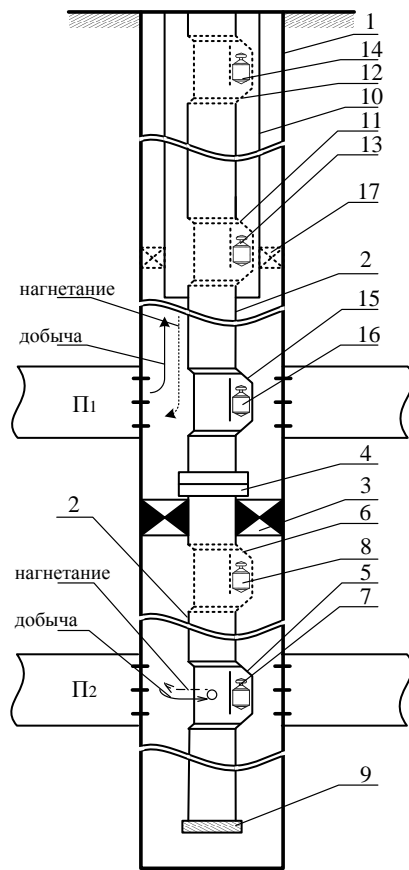
(57) Реферат:

Изобретение относится к области добычи углеводородов (нефти, газа, газоконденсата, газогидрата, смеси) и поддержания пластового давления (ППД) на многопластовых месторождениях, и может быть использовано как при одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), так и при поочередной (периодической или последовательной) эксплуатации (ПЭ) нескольких эксплуатационных объектов (продуктивных пластов или пропластков) одной (фонтанной, газлифтной, насосной, нагнетательной и пр.) скважины. Обеспечивает повышение эффективности технологии и надежности установки как при одновременно-раздельной, так и при поочередной эксплуатации (в том числе включая исследование) нескольких либо добывающих (нефтяных, газовых, газоконденсатных), или нагнетательных, либо одного или нескольких добывающих и нагнетательных пластов каждой (фонтанной, газлифтной, насосной, нагнетательной и пр.) скважины на многопластовом месторождении. Сущность изобретения: установка включает спущенные и установленные в скважину одну или

несколько колонн труб. По крайней мере, одна колонна труб оснащена, по меньшей мере, двумя устройствами - пакером и разъединителем. Установка имеет возможность после спуска в скважину и герметичной посадки в колонне труб, по меньшей мере, одного пакера, разъединения от пакера и извлечения из скважины, затем спуска и установки в скважину колонны труб большего, или меньшего, или равного диаметра, без или с одним, или с несколькими из устройств - пакером, разъединителем, состоящим из съемной и несъемной двух частей, одной или несколькими скважинными камерами со съемными клапанами, телескопическим соединением и насосом. При этом колонна труб спущена или непосредственно в скважину, или же в колонну труб большего диаметра и не соединена или соединена герметично, но не жестко, через разъединитель, с соответствующим посаженным пакером. Причем башмак колонны труб ниже пакера, установленного над или под нижним пластом, гидравлически разобщен или соединен с забоем скважины. 22 з.п. ф-лы, 38 ил.

RU 2262586 C2

RU 2262586 C2





FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: **2003116852/03, 05.06.2003**

(24) Effective date for property rights: **05.06.2003**

(43) Application published: **10.12.2004**

(45) Date of publication: **20.10.2005 Bull. 29**

Mail address:

**628616, Tjumenskaja obl., g. Nizhnevartovsk,
ul. Lenina, 2P, k.107, M.Z.Sharifovu**

(72) Inventor(s):

**Sharifov Makhir Zafar Ogly (RU),
Leonov V.A. (RU),
Uzhakov V.V. (RU),
Krasnoperov V.T. (RU),
Kuznetsov N.N. (RU),
Garipov O.M. (RU),
Gurbanov Sejfulla Ramiz Ogly (AZ),
Nabiev Natig Adil Ogly (AZ),
Nabiev Fizuli Ashraf Ogly (RU),
Sineva Ju.N. (RU),
Jusupov R.F. (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) BOREHOLE PLANT FOR SIMULTANEOUS SEPARATE AND ALTERNATE OPERATION OF SEVERAL FORMATIONS BY SINGLE WELL

Published on CD-ROM: **MIMOSA RBI 2005/29D** **RBI200529D**

(57) Abstract:

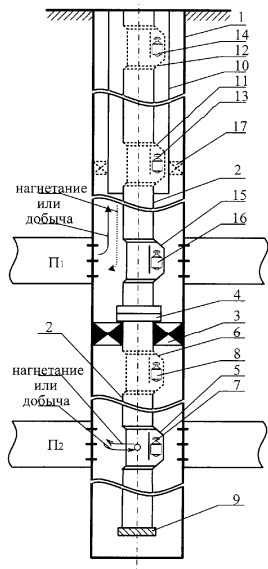
FIELD: hydrocarbon (oil, gas, gas condensate, gas-hydrate or mixture) production and formation pressure maintaining means in multiplay fields and, particularly, for simultaneous separate, as well for periodical or successive operation of several production facilities (production formations or interlayers) by single (blower, gas-lift, beam, injection and so on) boreholes.

SUBSTANCE: plant comprises one or several pipe strings lowered and installed in borehole. At least one pipe string is provided with at least two devices, namely with packer and disconnecter. The plant may be separated from packer and removed from the borehole after lowering and leak-proof fitting of at least one packer in pipe string. Then pipe string having lesser, equal or

greater diameter and provided with one or several devices, namely packer, disconnecter, may be lowered and installed in the borehole. The disconnecter comprises two removable and fixed parts, one or several borehole chambers with releasable valves, telescopic connection and pump. Pipe string is lowered directly in the borehole or in pipe string having greater diameter or is connected in leak-proof manner but loosely with corresponding fixed packer through disconnecter. Pipe string bottom below packer installed above or under lower formation is hydraulically isolated or connected with borehole bottom.

EFFECT: increased technological efficiency and plant reliability.

23 cl, 38 dwg



Фиг. 1

RU 2 2 6 2 5 8 6 C 2

RU 2 2 6 2 5 8 6 C 2

Изобретение относится к области добычи углеводородов (нефти, газа, газоконденсата, газогидрата, смеси) и поддержания пластового давления (ППД) на многопластовых месторождениях, и может быть использовано как при одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), так и при поочередной (периодической или последовательной) эксплуатации (ПЭ) нескольких эксплуатационных объектов (продуктивных пластов или пропластков) одной (фонтанной, газлифтной, насосной, нагнетательной и пр.) скважины, в частности, при одновременно-раздельной (ОРД) и/или поочередной добыче (ПД) углеводородов из нескольких пластов одной добывающей скважины или при одновременно-раздельной закачке (ОРЗ) и/или поочередной закачке (ПЗ) среды (воды, газа, пены, пара, эмульсии, смеси для ППД, а также при избытке воды или газа – для их утилизации и пр.) в несколько пластов одной нагнетательной скважины, или при внутрискважинной газлифтной добыче, или при внутрискважинной закачке пластовой среды, или же при комбинированном способе "ОРЗ и ОРД", "ОРЗ и ПД", "ОРД и ПЗ", "ПД и ПЗ" в одной скважине с одним или несколькими добывающими (например, нефтяным, газовым, газоконденсатным, газогидратным, нефтяным и газовым и пр.) и нагнетательными (например, водяным, газовым или водяным и газовым) пластами, кроме того, в ряде случаев, может быть применено для одновременного или поочередного (раздельно, последовательно) исследования пластов одной скважины, для периодического (поочередно) закачивания рабочей среды (например, пар, теплая нефть, ПАВ и пр.) в пласт или пласты, а затем периодического отбора флюида из него или из них, а также для постоянной или временной эксплуатации, исследования и герметичного разобщения верхнего объекта (например, отработанного или консервированного пласта, или же негерметичного участка ствола) скважины с УЭЦН.

Известна скважинная установка (Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти. М., Недра, 1986 г.) в качестве аналога, включающая спущенные и установленные в скважину многопластового месторождения колонны труб с пусковыми клапанами и пакерами. Недостатком этой установки является то, что она не предусматривает последовательность спуска, установки и проверки на герметичность (снизу и сверху) каждого пакера, а также их срыва и извлечения из скважины в отдельности, что снижает ее надежность и эффективность. А также она не позволяет оперативно освоить, исследовать, регулировать и воздействовать на режим работы каждого пласта при разных способах эксплуатации скважины, в частности при насосной эксплуатации. Кроме этого, аналог имеет ограниченную область применения, в том числе, не приемлем для исследования пластов и комбинированного способа эксплуатации скважины.

Известна скважинная установка (Патент РФ № 2194152, Е 21В 43/12, 34/06, бюллетень № 34 от 10.12.02 г.) в качестве прототипа, включающая спущенную и установленную в скважину колонну труб, оснащенную, по меньшей мере, одним пакером для разобщения между собой двух пластов скважины и разъединителем, с одной или несколькими скважинными камерами со съёмными клапанами в виде регулятора – отсекателя, без или с ниппелем, без или с телескопическим соединением, без или с насосом. Это установка приемлема как для ОРЭ (непрерывной эксплуатации – когда оба пласта открыты), так и для ПЭ (периодической или последовательной эксплуатации – когда верхний пласт открыт, а нижний временно закрыт, а затем наоборот, нижний открыт, а верхний закрыт с помощью регулятора – отсекателя) скважины. Недостатком этой установки является то, что во всех случаях флюид из нескольких пластов при ОРЭ направляется к устью только по одному каналу колонны труб, что не позволяет оперативно измерять и вести учет по технологическим параметрам (дебит, обводненность и др.), и точно регулировать режим работы для каждого пласта в отдельности при эксплуатации и исследовании добывающей скважины, а также оперативно устанавливать и регулировать расход среды на устье для каждого пласта скважины путем подбора соответствующего для них устьевого штуцера или регулятора. Кроме этого, прототип также имеет ограниченную область применения, в том числе, не предусматривает использование установки для исследования пластов и комбинированного способа эксплуатации скважины.

Целью изобретения является повышение эффективности технологии и надежности установки, как при одновременно-раздельной, так и при поочередной эксплуатации (в том числе включая исследование) нескольких либо добывающих (нефтяных, газовых, газоконденсатных) или нагнетательных, либо одного или нескольких добывающих и нагнетательных пластов каждой (фонтанной, газлифтной, насосной, нагнетательной и пр.) скважины на многопластовом месторождении.

Эффективность технологии и надежность установки ОРЭ и/или ПЭ добывающих или нагнетательных скважин на многопластовом месторождении в основном достигается за счет возможности применения одной и той же установки в одной скважине, как для ОРЭ или ПЭ, так и для ОРЭ и ПЭ:

- при ОРЭ все пласты (должно быть два и более) скважины постоянно эксплуатируются;

- при ПЭ работает только один из пластов (должно быть два и более) во время исследования или временной эксплуатации, а другой или другие пласты скважины при этом временно закрываются;

- при совместной ОРЭ и ПЭ, по крайней мере, два из всех пластов (должно быть три и более) регулярно эксплуатируются и, по меньшей мере, один пласт из всех поочередно закрывается;

Эффективность ОРЭ и/или ПЭ, в частном случае, также достигается за счет возможности:

1) применения технологии и установки либо для ОРД или ПД нескольких (двух или более) пластов, либо для ОРД и ПД нескольких (не менее трех) пластов (нефтяных, газовых, двух нефтяных и одного газового, и т.д.) одной добывающей скважины;

2) применения технологии и установки либо для ОРЗ или ПЗ нескольких (двух или более) пластов, либо для ОРЗ и ПЗ нескольких (не менее трех) пластов одной нагнетательной скважины, с целью ППД или утилизации избытка воды, газа;

3) применения технологии и установки для комбинированного способа "ОРД и ОРЗ", "ПД и ПЗ" одного или нескольких нагнетательных и добывающих пластов одной скважины;

4) применения технологии и установки для ОРД нескольких пластов одной скважины, оборудованной с УЭЦН или УШГН, или с дифференциальной УШГН, или с АНС (НС); или же с УЭЦН и УШГН, или с УЭЦН и НС, или с УШГН и НС, и пр.;

5) добычи флюида поочередно из каждого вскрытого (два и более) эксплуатационного объекта одной насосной скважины с помощью технологии и установки ПД, позволяющей разобщение объектов между собой и эксплуатацию только одного из них (например, нижележащего или вышележащего пласта, или другого пласта между ними) с временной изоляцией отсеканием (глухой пробкой, механическим или гидравлическим отсекателем и пр.), соответственно, другого или других эксплуатационных объектов до очередного подземного ремонта скважины, связанного со сменной насоса или с необходимостью устранения имеющегося при эксплуатации осложнения (обводнения, газопроявления, пескопроявления и пр.);

6) добычи флюида поочередно из каждых двух разрабатываемых (не менее трех вскрытых) эксплуатационных объектов одной насосной скважины с помощью технологии и установки "ПД и ОРД", позволяющей разобщение объектов между собой и эксплуатацию только двух из них (например, нижележащего и вышележащего пластов или пластов между ними и пр.) с временной изоляцией отсеканием (глухой пробкой, механическим или гидравлическим отсекателем и пр.), соответственно, другого или других эксплуатационных объектов до очередного подземного ремонта скважины, связанного со сменной насоса или с необходимостью устранения имеющегося при эксплуатации осложнения (обводнения, газопроявления, пескопроявления и пр.);

7) применения технологии и установки "ПЗ и ПД" для скважины с одним или несколькими пластами, где сначала (поочередно, периодически) закачивается рабочей среда (например, пар, теплая нефть, ПАВ и пр.) в пласт или пласты скважины, а затем временно добывается (отбирается) из него или из них флюид;

8) применения технологии и установки ОРЭ или ПЭ для одновременного или

поочередного (последовательного, периодического) исследования пластов нагнетательной или добывающей скважины, или же для исследования одного или нескольких нагнетательных и добывающих пластов одной скважины;

9) применения технологии и установки ПЭ для постоянной или временной эксплуатации, исследования и герметичного разобщения верхнего объекта (например, отработанного или консервированного пласта, или же негерметичного участка ствола) скважины с УЭЦН.

10) разукрупнения объектов разработки путем разделения группы пластов на отдельные пласты, а пластов – на изолированные пропластки (в зависимости от их проницаемости) в одной скважине с установкой ОРЭ или ПЭ;

11) добычи и направления флюида из каждого пласта к устью по отдельному каналу труб, чтобы оперативно измерять и вести учет по параметрам (дебит, обводненность, газовый фактор и др.), и регулировать режим работы для каждого пласта при эксплуатации и исследовании фонтанных, газлифтных (непрерывных или периодических) скважин с установкой ОРД;

12) оперативной установки и регулирования расхода среды на устье для каждого пласта нагнетательной скважины при ОРЭ путем подбора соответствующего для них устьевого штуцера или регулятора;

13) добычи флюида из двух вскрытых эксплуатационных объектов одной насосной скважины с помощью технологии и установки ОРД, позволяющей разобщение объектов между собой, исследование и определение их параметров как при совместной, так и при отдельной работе, по меньшей мере, одного из объектов до и после спуска в скважину насосной установки;

14) предупреждения срыва подачи жидкости насосом (ЭЦН, ШГН) при эксплуатации основного продуктивного пласта скважины с установкой ОРД за счет использования и обеспечения открытия съёмного клапана в виде отсекаателя на глубине вспомогательного высокообводненного пласта (при снижении динамического уровня жидкости ниже его допустимого значения) и поступления из него дополнительной жидкости на вход насоса, и, наоборот, при восстановлении динамического уровня жидкости – закрытия съёмного клапана отсекаателя;

15) предупреждения срыва подачи жидкости насосом (ЭЦН, ШГН) при эксплуатации двух пластов скважины с установкой ОРД за счет использования и обеспечения открытия съёмного клапана в виде стабилизатора выше насоса при снижении динамического уровня жидкости ниже его допустимого значения и поступления из колонны НКТ части жидкости в затрубное пространство, и, наоборот, при восстановлении динамического уровня жидкости – закрытия съёмного клапана стабилизатора;

16) регулирования проектного забойного давления, по меньшей мере, для одного из пластов при эксплуатации одной фонтанной, газлифтной или насосной скважины с установкой ОРД за счет использования съёмного клапана в виде регулятора или штуцера для флюида на его глубине;

17) изменения и стабилизации динамического уровня жидкости при исследовании одного или двух пластов одной насосной скважины с установкой ОРД, с использованием устьевого регулятора или многоходового переключающего устройства (штуцера);

18) изменения и регулирования давления свободного (попутного) газа в затрубном пространстве фонтанной или насосной скважины с установкой ОРД или ПД путем стравливания избытка газа в колонну НКТ через съёмный клапан в виде регулятора;

19) целенаправленного отсекаания (механическим или гидравлическим воздействием) призабойной зоны, по меньшей мере, одного из пластов от ствола насосной скважины при ОРД или ПД с помощью съёмного клапана в виде отсекаателя (в частности, при росте динамического уровня жидкости или увеличении затрубного – устьевого давления), с целью проведения исследования работы или эксплуатации другого пласта;

20) целенаправленного отсекаания призабойной зоны двух пластов от ствола насосной скважины при ОРД или ПД с помощью соответствующих съёмных клапанов в виде отсекаателей при остановке работы насоса и, соответственно, росте динамического уровня

жидкости, с целью проведения подземного ремонта скважины без попадания жидкости глушения в пласт и сокращения времени вывода скважины на технологический режим;

21) одновременной закачки по различным колоннам труб в один или несколько пластов нагнетательной скважины (с установкой ОРЗ или ПЗ) рабочих сред с различными физико-химическими и термобарическими свойствами;

22) снижения капитальных вложений на бурение новых скважин и, ускоренное освоение многопластовых месторождений ограниченным количеством скважин с помощью установки ОРЭ и/или ПЭ;

23) одновременного или периодического отбора из одного пласта газа и жидкости по разным каналам – колоннам труб (с помощью установки ОРД и/или ПД) с оптимальными дифференцированными депрессиями для предупреждения образования газовых конусов на нефтяных месторождениях и для разработки нефтяных оторочек на газовых месторождениях;

24) одновременного или периодического отбора из одного пласта воды и нефти по разным колоннам труб (с помощью установки ОРД и/или ПД) с оптимальными дифференцированными депрессиями для предупреждения образования водяных конусов и для ограничения водопритока;

25) одновременного или периодического отбора (с помощью установки ОРД и/или ПД) по разным колоннам агрессивной (коррозионноопасной, эррозионноопасной среды с повышенным содержанием мехпримесей и пр.) и не агрессивной среды;

26) одновременной или периодической закачки пара и холодной воды при ОРЗ или ПЗ для предупреждения техногенного отрицательного воздействия на пласт от его охлаждения при поддержании пластового давления;

27) постоянной или временной изоляции (частичной или полной) при ОРЭ или ПЭ высокообводненных или газопроявляющих (высокий газовый фактор), или пескопроявляющих (высокое содержание мехпримесей) пластов или пласта, или негерметичных участков ствола скважины;

28) оптимизации профиля притока или приемистости с помощью установки ОРЭ или ПЭ путем создания дифференцированной депрессии или репрессии на пропластки или пласты с разной проницаемостью;

29) повышения нефтеотдачи с помощью установки ОРЭ или ПЭ за счет продления рентабельной эксплуатации малорентабельных (низкодебитных, высокообводненных) пластов и за счет оптимизации процесса вытеснения нефти рабочим агентом в неоднородных пластах;

30) использования технологии и установки ОРЗ для внутрискважинной закачки для ППД или для внутрискважинного газлифта путем подачи газа или пластового флюида с высоким газовым фактором из одного пласта в колонну труб скважины для добычи пластового флюида из других пластов;

31) использования технологии и установки ОРЗ или ПЗ для водогазового воздействия на пласт за счет управляемого перетока в основной пласт газа высокого давления из одного пласта (источник газа) и воды или высокообводненной продукции из другого пласта (источник воды);

32) использования технологии и установки ОРЗ или ПЗ для водогазового воздействия на пласт за счет внутрискважинного сжатия подаваемого с поверхности (из газлифтной системы или из газодобывающей скважины или из добывающей скважины с высоким газовым фактором и высоким устьевым давлением) или из пласта газа низкого давления до давления его закачки в другой пласт путем периодической подачи жидкости высокого давления и отбора из скважины или утилизации ее в другой пласт с целью обеспечения циклического поступления газа низкого давления и сжатия его в межтрубном пространстве;

33) использования технологии и установки ОРЭ для добычи высоковязкой нефти путем направления потока вниз и нагревания его за счет температур нижерасположенных горных пород, уменьшения потерь температур в подъемнике, снижения вязкости нефти за счет гидротранспорта (отбора менее вязкой продукции из нижерасположенного пласта) и

разрушения ее структур, а также для добычи высоковязкой нефти путем закачки теплоносителя (пара, горячей воды) через одну колонну и отбора высоковязкой нефти периодически или непрерывно через эту же или через другую колонну труб;

5 34) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для нестационарного воздействия на пласты как за счет изменения режима закачки рабочего агента, так и за счет изменения режимов отбора пластовых флюидов;

10 35) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для создания непроницаемых экранов в пласте между разрабатываемым объектом (нефтяным) и газовой шапкой или подошвенной водой путем непрерывной или периодической закачки через отдельную колонну или колонны труб рабочей среды – воды, водонефтяной эмульсии, химреагентов, тампонажного раствора и пр.;

36) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для эксплуатации горизонтальной или разветвленной многозабойной скважины, или скважины с забуренным боковым стволом или стволами;

15 37) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для углубления точки инъекции рабочего агента ниже пласта при газлифтной или струйной эксплуатации, а также для внутрискважинной сепарации и утилизации воды в один из пластов при добыче высокообводненной продукции из другого пласта;

20 38) использования технологии и установки для ОРД или ПД флюида из одного или нескольких пластов с помощью УЭЦН (или УЭЦН и НС) при одновременном разобщении пакером негерметичности ствола скважины;

25 39) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для гидроразрыва (поинтервального, селективного, направленного, точечного) отдельных пластов и пропластков, а также для совместной эксплуатации разных добывающих пластов (газового, нефтяного и пр.) одной скважины;

30 40) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для промышленной добычи газа при разработке месторождений газогидратов (запасы газа в вечной мерзлоте и на океанском дне в виде придонных и поддонных отложений арктических и антарктических морей) путем закачки теплоносителя (пара, горячей воды) через одну колонну, а через другую колонну труб отбора углеводородного газа в непрерывном режиме или отбора в периодическом режиме.

Эффективность технологии и надежность установки для ОРЭ и/или ПЭ так же достигается за счет следующих возможностей: отдельный спуск, установка пакера (секции) и опрессовка подземной компоновки для каждого пласта; сохранение надежности эксплуатационной колонны; раздельное разобщение или глушение пластов; раздельный подъем многосекционной скважинной компоновки; осуществление подземного ремонта без глушения продуктивного пласта путем его отсекания от ствола скважины (при наличии клапана - отсекавателя или после установки глухой пробки в скважинную камеру для каждого пласта); исключение отрицательно-техногенного поглощения раствора, по меньшей мере, одним продуктивным пластом, а при глушении скважины – сохранение фильтрационных приточных характеристик (дебит нефти) пласта и облегчение вывода скважины на технологический режим; раздельное освоение добывающих пластов или закачка рабочей среды в пласты; раздельный технологический учет добываемой продукции или расход закачиваемой среды по каждому из пластов; отдельное исследование каждого из пластов; 45 раздельное физико-химическое воздействие на пласты; недопущение снижения забойного давления на глубине пласта ниже допустимого минимального его значения (например, в зависимости от давления насыщения газа в нефти) в процессе запуска и эксплуатации скважины; регулирование или поддержание оптимального диапазона или значения забойного давления для пласта в работе скважины; регулирование давления свободного газа в межтрубном пространстве; ограничение дебита флюида для высокопроницаемого пласта и увеличение дебита для низкопроницаемого пласта одной скважины; изменение температуры и структуры высоковязкой добываемой нефти из пласта; углубление точки ввода рабочего агента ниже продуктивного пласта; обеспечение оптимального режима

работы для каждого из объектов; интенсификация добычи нефти из одного пласта, при ограничении депрессии по другому пласту; ограничение притока высокообводненной продукции из одного пласта и увеличение добычи нефти из другого пласта; ввод в разработку водонефтяной части залежи при сохранении нормальной работы чисто нефтяной части; исключение межпластовых перетоков пластовых флюидов при эксплуатации или остановке скважины; управляемый (регулируемый) перепуск пластовых флюидов разных пластов в одной скважине; интенсификация добычи нефти из низкопродуктивного пласта за счет использования энергии высокопродуктивного пласта с целью предупреждения осложнений; повышение нефтеотдачи; уменьшение вероятности осложнений (обусловленных низким дебитом) за счет увеличения дебита приобщаемых пластов; дифференцированное воздействие на различные участки пласта с целью равномерной выработки и приобщение к разработке отдельных объектов (пропластков); уменьшение вероятности осложнений обусловленных высоким газовым фактором из-за прорыва свободного газа.

Эффективность технологии и надежность установки при комбинированном способе – ПД флюида (из одного или нескольких добывающих пластов) и ПЗ рабочей среды (в один или несколько нагнетательных пластов); или ОРД флюида (не менее, чем из двух добывающих пластов) и ОРЗ рабочей среды (не менее, чем в два нагнетательных пласта); или ОРД флюида и ПЗ рабочей среды; или ОРЗ рабочей среды и ПД флюида из одной скважины, с одним или несколькими нагнетательными и добывающими пластами, достигается за счет: обеспечения закачки среды, например, в нагнетательный пласт при одновременном отсекании (механическим или гидравлическим воздействием, в частности глухой пробкой или клапаном отсекателем) другого добывающего пласта или, наоборот, обеспечения добычи флюид из одного пласта при одновременном отсекании другого нагнетательного пласта; обеспечения добычи среды из одного пласта и закачки её в другой пласт одной скважины; обеспечение добычи среды из одного пласта при одновременной закачке рабочего агента в другой пласт одной скважины и повторение операции наоборот; сохранность эксплуатационной колонны.

Эффективность и надежность установки (со съёмным клапаном отсекателем или регулятором, или обратным клапаном) для фонтанной, газлифтной или насосной скважины с одним работающим пластом (при этом другой или другие пласты консервированы или временно закрыты) достигается за счет: регулирования заданного проектного забойного давления при фонтанной, газлифтной или насосной эксплуатации; отсекания пласта при открытом фонтане или исключения поглощения пластом раствора при глушении скважины; возможности проведения подземного ремонта скважины без глушения или без подъема пакера из скважины; периодической закачки рабочей среды в пласт и периодической добычи флюида из того же пласта скважины.

Положительный эффект от использования предлагаемого технического и технологического решений для добывающей скважины, в основном, достигается за счет: повышения функциональности установки ОРД и/или ПД; раздельного исследования и регулирования параметров продуктивных пластов; сокращения капитальных затрат на бурение дополнительных скважин для полного освоения извлекаемых запасов; повышения добычи продукции из пласта за счет целенаправленного регулирования, оптимизации и стабилизации работы скважины; сокращения затрат и времени на проведение ремонтных работ на скважине; увеличения срока службы скважины и подземного оборудования.

Также положительный эффект от использования предлагаемого технического и технологического решений для нагнетательной скважины, в основном, достигается за счет: повышения функциональности установки ОРЗ и/или ПЗ, а также для внутрискважинной закачки; сокращения капитальных затрат на бурение дополнительных скважин; целенаправленного регулирования расхода рабочей среды для пластов; сокращения затрат и времени на проведение ремонтных работ на скважине; увеличения срока службы скважины и подземного оборудования.

Указанная цель достигается тем, что после спуска в скважину (то есть в ствол

эксплуатационную колонну с условным диаметром 146 или 168 мм и пр.) и герметичной установки в ней, по меньшей мере, одного пакера (например, типа 2ПД-ЯГМ, ПД-ЯГ-Ш, ФНН и пр.), колонна труб (например, НКТ 89 или 73 мм и пр.) разъединена от него и извлечена из скважины. Затем спущена и установлена колонна труб большего (например, НКТ 114 мм

5 муфтовая или не муфтовая и пр.) или меньшего (например, НКТ – 73 или 60 и пр.), или равного (например, НКТ – 89 или 73 мм и пр.) диаметра, без или с одним, или с несколькими устройствами, из них: пакер; разъединитель, состоящий из съёмной и несъёмной двух частей; одна или несколько скважинных камер (например, типа КТ1, КТ1Н, КВММ, КВМГ и пр.) со съёмными клапанами; насос (УЭЦН, УШГН, НС, АНС,

10 дифференциальный и пр.). При этом колонна труб спущена или непосредственно в ствол скважины, или же в колонну труб большего диаметра и не соединена или соединена герметично, но не жестко, через разъединитель (например, типа 13РКМ, 13РКГ, 13РКГШ, 13РКШ, 13РКН и т.п.), с соответствующим посаженным пакером. Здесь башмак (нижний конец) колонны труб ниже пакера, установленного над или под нижним пластом,

15 гидравлически разобщен или соединен с забоем скважины. Эти решения в целом повышают надежность работы установки и эффективность технологии как для ОРЭ, так и для ПЭ, в основном, за счет: спуска и посадки в скважину пакеров в отдельности для возможности их опрессовки на герметичность как сверху, так и снизу; обеспечения герметичного, но не жесткого, соединения пакеров между собой, чтобы исключить аварию при

20 их подъеме (так как извлечение одновременно два и более жестко соединенных между собой пакера очень опасно, а иногда не возможно); раздельного спуска концентрично нескольких колонн труб в скважину с одним или несколькими пакерами; избежания аварий при срыве и извлечении пакеров путем освобождения и подъема их из скважины в отдельности; применения одной и той же установки как для ОРЭ, так и для ПЭ; применения установки для

25 комбинированного способа ОРЭ; и пр.

Также для повышения эффективности технологии ОРЭ и/или ПЭ установки, в частных случаях, может быть выполнено со следующими признаками.

В зависимости от количества пластов при ОРЭ, ПЭ колонна труб меньшего диаметра может быть спущена в скважину (одновременно, т.е. сразу или же раздельно – поочередно,

30 последовательно) с несколькими (двумя, тремя и т.д.) пакерами для герметичного разобщения пластов между собой, при этом разъединитель размещен, по крайней мере, над верхним пакером для возможности отсоединения и извлечения из скважины колонны труб меньшего диаметра, причем скважинные камеры со съёмными клапанами установлены между пакерами для исследования и эффективного (оптимального)

35 регулирования работы каждого пласта скважины.

Для повышения эффективности ОРЭ за счет разделения потока среды по трубам, в скважину раздельно спущены три колонны труб для нижнего, среднего и верхнего пласта, при этом, по крайней мере, две из них оснащены пакером и разъединителем, причем

40 последовательно каждая колонна труб после посадки соответствующего пакера разъединена и извлечена из скважины, затем спущена и установлена в скважину колонна труб большего диаметра, через которую повторно спущена и герметично соединена с соответствующим посаженным пакером колонна труб относительно меньшего – среднего диаметра, после чего через последнюю также спущена и герметично соединена с нижним посаженным пакером колонна труб меньшего диаметра.

Наружный диаметр съёмной части разъединителя (например, типа 13РКН.000 и пр.) выполнен меньше, чем внутренний диаметр колонны труб большего диаметра, с целью

45 повышения надежности и технологичности установки ОРЭ, ПЭ, за счет возможности его спуска через колонну труб большего диаметра и герметичного (но не жесткого) соединения съёмной части разъединителя с его несъёмной частью над установленным (посажённым)

50 пакером.

В зависимости от габаритного (наружного) диаметра скважинной камеры (D_k), разъединитель может быть размещен выше пакера непосредственно над (если D_k больше или равно внутреннему диаметру колонны труб большего диаметра – D_t) или под (если D_k

меньше, чем Dт) скважинной камерой, с целью повышения эффективности установки ОРЭ, ПЭ, за счет спуска и размещения ниже колонны труб большего диаметра скважинной камеры для эксплуатации вышерасположенного пласта.

5 Разъединитель (например, типа 13РКГ) может иметь телескопический ход (длиной от 500 до 1500 мм) после расцепления от жесткого соединения двух его частей, для повышения надежности и герметичности установки ОРЭ, ПЭ за счет компенсации при температурном изменении и снятия напряжения колонны труб, и при этом уменьшения динамических нагрузок на пакеры при фонтане, газлифте, нагнетании рабочей среды или при работе насоса. В зависимости от условий применения установки ОРЭ, ПЭ разъединитель 10 может быть выполнен с посадочным гнездом для установки съемного обратного клапана или глухой пробки, или клапана – отсекателя (механического или гидравлического, или электромагнитного и прочего действия), или регулятора потока, или штуцера, для эффективности управления работой пласта.

По меньшей мере, одна колонна труб может быть оснащена одним или несколькими 15 посадочными ниппелями под съемный клапан или фильтрами (например, в виде съемного или несъемного элемента против песка или пропанта), или сепараторами (например, в виде съемного или несъемного устройства для сепарации попутного и свободного пластового газа, и пр.), с целью повышения надежности и эффективности установки ОРЭ, ПЭ при осложненных условиях эксплуатации скважины.

20 С целью определения параметров пласта и выбора эффективного режима для установки ОРЭ, в посадочном гнезде разъединителя или посадочном ниппеле, расположенном непосредственно над пакером и спущенным в скважину на колонне труб меньшего диаметра со скважинными камерами, может быть установлена съемная глухая пробка, при этом, по меньшей мере, в одной скважинной камере выше пакера или 25 отсутствует (временно) съемный клапан, или же в ней установлен клапан циркуляционный, для отдельного освоения и исследования верхнего пласта. Аналогично, по меньшей мере, в одной скважинной камере, расположенной ниже пакера и спущенной в скважину на колонне труб меньшего диаметра, может быть установлен съемный клапан в виде глухой пробки, при этом в скважинной камере над пакером или отсутствует (временно) съемный 30 клапан, или же в ней установлен клапан циркуляционный, так же для отдельно освоения и исследования верхнего пласта. В скважинных камерах, расположенных выше и ниже пакера, и спущенных в скважину на колонне труб меньшего диаметра, могут быть установлены съемные клапаны в виде циркуляционного клапана или временно отсутствуют в них съемные клапаны, для освоения и исследования одновременно нижнего и верхнего 35 пласта.

С целью повышения эффективности технологии и в зависимости от условий применения установки ОРЭ, ПЭ для разных способов эксплуатации, в одной или нескольких скважинных камерах, спущенных в скважину на колонне труб меньшего диаметра, могут быть 40 установлены съемные клапаны в виде газлифтного пускового, рабочего клапана для нагнетания рабочего агента или перепуска флюида через них при освоении и эксплуатации скважины, или в виде глухой пробки для разобщения двух полостей, или в виде срезного клапана для глушения пласта, или в виде регулятора забойного давления пласта, или в виде регулятора давления потока пластового флюида, или в виде узла с одним или несколькими 45 штуцерами без или с обратными клапанами для флюида или рабочего агента, или в виде диафрагмы для перепуска флюида или закачки рабочего агента в пласт, или в виде регулятора расхода флюида при добыче или рабочего агента при закачке, или в виде клапана – отсекателя (например, механического или гидравлического, или электрического открывающегося и закрывающегося, в том числе сифонного, пружинного, дифференциального, релейного, акустического, импульсного, электромагнитного, 50 сигнального, принципа авторучки и пр.), или регулятора – отсекателя для регулирования потока флюида, исследования пластов и исключения открытого фонтана или глушения скважины, или в виде стабилизатора уровня жидкости, или в виде перепускного клапана, или в виде регулятора давления газа в межтрубном пространстве, или в виде глубинного

прибора для измерения физических параметров пласта, или в виде гидроприводного насоса.

Съемный клапан для эффективного регулирования работы установки ОРЭ, ПЭ, в частном случае, может быть выполнен в виде полого корпуса с пропускными каналами, наружными уплотнительными манжетами и фиксатором, внутри которого установлены, по меньшей мере, один штуцер или седло, без или с обратным клапаном, или затвор над или под седлом, или управляющий элемент, взаимодействующий с затвором над или под седлом. Съемный клапан так же может быть выполнен в виде глухого корпуса с наружными уплотнительными манжетами и фиксатором.

Для повышения функциональности и эффективности установки при ОРЭ, ПЭ, по меньшей мере, один посадочный ниппель или скважинная камера, спущенные в скважину на колонне труб большего диаметра, могут быть оснащены пусковым отверстием для освоения верхнего пласта, или перепускным клапаном, или регулятором давления свободного газа, при этом проходной канал колонны труб большего диаметра по всей длине больше, чем наружный габаритный диаметр колонны труб меньшего диаметра. Также колонна труб на глубине пласта может быть оснащена, по меньшей мере, двумя скважинными камерами, в одной из которых размещен съемный клапан в виде регулятора потока для исключения возможности снижения допустимого забойного давления, а в другой из них – съемный клапан в виде штуцера, или в обоих установлены регуляторы забойного давления или штуцеры при ограниченном диаметре съемного клапана. Непосредственно на глубине или ниже, или выше каждого пласта, колонна труб дополнительно может быть оснащена скважинной камерой со съемным клапаном в виде глубинного измерительного прибора для эффективного исследования физических параметров флюида пласта при ОРЭ, ПЭ.

Для повышения эффективности ОРЭ в насосной скважине колонны труб либо меньшего или большего, либо меньшего и большего диаметра оснащены насосами (обычными или дифференциальными) в виде: центробежного, штангового, винтового, гидропоршневого, гидроприводного, струйного, диафрагменного. При этом насосы (герметично, жестко или телескопически) в зависимости от условий эксплуатации могут соединенными или несоединенными с пакером. С целью оперативности исследования и выбора эффективного режима для пластов насос может быть выполнен полым с открытым проходом и со съемным обратным клапаном для возможности прохождения через него глубинных приборов и инструментов канатной техники при исследовании или открытии и закрытии пласта (пластов). До спуска в скважину насоса, над несъемной части (если выполнена в виде ствола или штока) разъединителя может быть спущен и установлен направляющий узел с целью эффективности исследования пластов за счет возможности прохождения ниже разъединителя инструмента и выполнения канатных операций для открытия и закрытия пласта (пластов), а также направляющий узел предназначен для ловли насоса, несоединенного с пакером, при аварийном его падении.

Для одновременного спуска пакеров и отдельной их посадки в скважине, и, соответственно, повышения надежности и герметичности установки ОРЭ, по меньшей мере, один из спущенных пакеров (гидравлических) на колонне труб меньшего диаметра, может быть выполнен с посадочной поверхностью, в которую установлена съемная полая пробка, для герметичного разобщения гидравлических каналов и камеры пакера от полости колонны труб меньшего диаметра, и, вследствие этого - исключения временного его срабатывания при посадке и опрессовке другого гидравлического пакера.

В зависимости от условий и способа применения технологии ОРЭ, ПЭ, в посадочном ниппеле на башмаке колонны труб меньшего диаметра или в посадочном гнезде разъединителя, или же в нижней скважинной камере, спущенных на колонне труб меньшего диаметра, может быть установлен съемный клапан в виде штуцера или регулятора забойного давления, или клапана – отсекающего, или же в верхней скважинной камере установлен съемный клапан в виде регулятора давления свободного газа в межтрубном пространстве, для эффективности управления работой пласта.

Для повышения надежности установки ОРЭ, ПЭ скважинная камера, в частном случае, может быть выполнена в виде овальной трубы со сквозным полым боковым карманом под съемный клапан и с наружными пропускными каналами, над которыми установлен направляющий элемент, с целью изменения радиального направления потока среды вверх и
5 вниз, для исключения повреждения ствола скважины или колонны труб. Также скважинная камера может быть выполнена в виде овальной трубы со сквозным полым боковым карманом под съемный клапан и с внутренними пропускными каналами, при этом внутренняя полость нижнего конца бокового кармана полностью соединена с внешним пространством овальной трубы.

10 Принципиальные виды технологии и установки ОРЭ и/или ПЭ (например, ОРД и/или ПД, то есть или только "ОРД" или "ПД", или же совместно "ОРД и ПД"; "ОРЗ" или "ПЗ"; "ОРЗ и ПЗ"; "ОРЗ и ПД"; "ОРД и ПЗ"; "ОРД и ОРЗ"; "ПД и ПЗ", и пр.), только для добывающих или нагнетательных, или же одновременно для одного или нескольких добывающих и нагнетательных пластов каждой скважины на многопластовых месторождениях, в ряде
15 исполнений приводятся на фигурах 1 – 38, в частности: на фиг. 1 изображена обобщенная схема установки для добывающих и/или нагнетательных пластов одной (фонтанной, газлифтной или нагнетательной) скважины; на фиг. 2 – один из вариантов спуска и установки в скважину колонны труб меньшего диаметра с пакером; на фиг. 3 – процесс разъединения от пакера и подъема (извлечения) колонны труб меньшего диаметра со
20 съемной частью разъединителя; на фиг. 4 – один из вариантов спуска в скважину колонны труб большего диаметра; на фиг. 5 – один из вариантов спуска колонны труб меньшего диаметра со съемной частью разъединителя через колонну труб большего диаметра и герметичного (не жесткого) соединения её, через разъединитель, с пакером (установка для двух пластов одной фонтанной или нагнетательной скважины); на фиг. 6 – установка
25 для двух пластов, где колонна труб оснащена скважинными камерами со съемными клапанами; на фиг. 7 – установка для двух пластов, где колонна труб большего диаметра оснащена пакером; на фиг. 8 – установка для двух пластов, где колонна труб большего диаметра оснащена пусковым (перепускным) клапаном; на фиг. 9 – установка для двух пластов, где колонна труб большего диаметра оснащена пусковыми ниппелями или
30 клапанами; на фиг. 10 – установка для трех пластов, где колонна труб меньшего диаметра оснащена двумя пакерами; на фиг. 11 – установка с тремя разными колоннами труб для трех соответствующих пластов одной скважины; на фиг. 12 – установка для фонтанной, газлифтной или нагнетательной скважины, по меньшей мере, с тремя пластами; на фиг. 13 – установка с двумя колоннами труб для трех пластов одной скважины; на
35 фиг. 14 – установка с УЭЦН для добычи и исследования пластов (вариант 1 - для эксплуатации верхнего пласта фонтаном через полость ствола скважины или через колонну труб большего диаметра, а нижний пласт – насосом без трубного кожуха, через колонну труб меньшего диаметра; вариант 2 – для добычи из верхнего пласта воды и закачки ее в нижний пласт с помощью перевернутого УЭЦН с герметизирующим трубным
40 кожухом снаружи насоса; вариант 3 – для эксплуатации нижнего объекта "пласта" с помощью обычного, неперевернутого, насоса УЭЦН с наружным герметизирующим трубным кожухом и кабельным вводом, при этом верхний объект "пласт" или "негерметичный участок" одной скважины временно или постоянно изолируется пакером или пакерами; вариант 4 – для исследования сначала двух пластов при разных режимах, а
45 затем исследования нижнего из них отдельно после посадки пакера); на фиг. 15 – установка для освоения и исследования одного или двух пластов скважины насосом, спущенным на колонне труб большего диаметра, а затем эксплуатации насосом только верхнего или одновременно верхнего и нижнего пластов, при этом также нижний пласт может быть добывающий фонтанным способом или же нагнетательный; на фиг. 16 –
50 установка для двух пластов, оба эксплуатируемых насосами (одинакового или разного исполнений); на фиг. 17 – установка для двух пластов, где обратный клапан УЭЦН выполнен съемным; на фиг. 18 – установка с колонной труб для двух добывающих или нагнетательных пластов одной скважины с двумя между собой разобщенными колоннами

труб (пакером или разъединителем); на фиг. 19 – установка с посадочным ниппелем на башмаке колонны труб меньшего диаметра и со съемным клапаном; на фиг. 20 – установка с посадочным ниппелем на башмаке колонны труб меньшего диаметра, для съемного клапана в виде забойного регулятора, и скважинной камерой со съемным клапаном в виде регулятора попутного газа для фонтанной скважины; на фиг. 21 – установка со скважинными камерами и съемными клапанами в виде забойного регулятора и регулятора попутного газа для фонтанной скважины; на фиг. 22 – установка ОРД для газлифтной и фонтанной (нефтяной, газовой, газоконденсатной и пр.) скважины; на фиг. 23 – установка ОРД для насосной скважины с двумя разобщенными пластами; на фиг. 24 – установка ОРД для насосной скважины с одним разобщенным пластом; на фиг. 25 – установка ОРД для насосной скважины с посадочным ниппелем и со съемным клапаном; на фиг. 26 – установка ОРД для насосной скважины с посадочным ниппелем или гнездом (со съемным клапаном в виде глухой пробки), установленным над скважинной камерой для продукции нижнего пласта; на фиг. 27, 28 – установка "ОРД", "ПД" или "ОРД и ПД" для насосной скважины, соответственно, с двумя и тремя разобщенными пластами, и соответствующими им съемными клапанами в виде отсекателя, регулятора или глухой пробки; на фиг. 29 – установка ОРД для насосной скважины со съемным клапаном в виде отсекателя в скважинной камере для верхнего пласта (пластов) и, в частном случае, с посадочным ниппелем и со съемным клапаном в виде штуцера или регулятора, или отсекателя для нижнего пласта; на фиг. 30, 31 – установка ОРД или ПД для насосной скважины с разобщенным забоем для сбора песка; на фиг. 32 – установка ОРД для фонтанной скважины; на фиг. 33 – принципиальное действие пакера со съемной полый пробкой; на фиг. 34 – принципиальная схема и соответствующее ей графическое распределение давления для двух пластов насосной скважины; на фиг. 35 и 36 – варианты съемных клапанов; на фиг. 37 и 38 – варианты скважинных камер.

Установка включает (фиг. 1) в себя спущенную и установленную в скважину 1 (ствол – эксплуатационная колонна) многопластового месторождения колонну труб 2 меньшего диаметра с пакером 3 (гидравлического, гидромеханического или иного действия) и разъединителем 4 (без или с телескопическим ходом; без или с внутренним посадочным гнездом для съемного клапана).

Разъединитель 4 (гидравлического, механического действия, с левой резьбой и пр.) выполнен из съемной (либо в виде корпуса, либо в виде ствола или штока) и несъемной частей (либо в виде ствола или штока, либо - корпуса), для обеспечения возможности отсоединения его съемной части от несъемной над установленным (посаженным) пакером 3 и извлечения из скважины колонны труб 2 съемной части разъединителя 4. Колонна труб 2 под пакером 3 может быть оснащена одной или несколькими скважинными камерами 5 и 6, внутри которых размещены съемные клапаны 7 и 8. При этом ниже скважинной камеры 5 спущено несколько труб (для сбора песка и возможности проведения в скважинной камере канатных операций), в частности, с концом 9, гидравлически разобщенным от забоя скважины 1.

После спуска и герметичной установки пакера 3 в скважине 1 (например, см. фиг. 2, 3) с помощью разъединителя 4 расцепляется от него колонна труб 2 (например, НКТ 89 мм, 73 мм и т. п.) и извлекается из скважины 1 съемная часть разъединителя 4 (например, см. фиг. 4). Затем спускается в скважину 1 колонна труб большего 10 (например, НКТ 140 мм, 114 мм и пр.) диаметра (например, см. фиг. 4), а затем через нее спущена колонна труб меньшего диаметра 2 (например, см. фиг. 5). При этом наружный диаметр съемной части разъединителя 4 выполнен меньше, чем внутренний диаметр колонны труб 10 большего диаметра для возможности его прохода через полость колонны труб большего диаметра 10.

Колонна труб 2 меньшего диаметра с одной или несколькими скважинными камерами 11 и 12 (например, см. фиг. 6) со съемными клапанами 13 и 14 (или без них) спускается (может быть заменена на другую колонну труб, имеющую еще меньший диаметр, например 48 мм и т.д.) непосредственно в ствол (эксплуатационную колонну) скважины 1 (см.

фиг. 23, 25, 26, 28 – 31) или в колонну труб 10 (например, см. фиг. 1, 5 – 22, 24, 27) большего диаметра и не соединяется (например, см. фиг. 23) или герметично, но не жестко, соединяется (например, см. фиг. 1) через разъединитель 4, с пакером 3, установленным между пластами.

5 В зависимости от условий эксплуатации скважины 1 (например, см. фиг. 1) над пакером 3 может быть установлена скважинная камера 15 со съемным клапаном 16 для освоения, глушения, исследования и эксплуатации верхнего пласта. При этом, если скважинная камера 15 по диаметру не проходит через колонну труб 10 большего диаметра (см. фиг. 9), то разъединитель 4 при спуске колонны труб 2 меньшего диаметра (когда в
10 скважине 1 колонна труб 10 большего диаметра отсутствует) устанавливается над скважинной камерой 15 и они спускаются с пакером 3 в скважину 1. Затем после посадки пакера 3 отсоединяется съемная часть разъединителя 4 от несъемной его части и извлекается из скважины 1 совместно с колонной труб 2 меньшего диаметра. Скважинная камера 15 с большим диаметром после разъединения разъединителя 4 и подъема колонны
15 труб 2 меньшего диаметра остается в скважине 1 над пакером 3. Далее спускается в скважину 1 колонна труб 10 большего диаметра, а затем через неё спускается колонна труб 2 меньшего диаметра со съемной частью разъединителя 4 и соединяется с его несъемной частью над скважинной камерой 15 выше пакера 3. Колонна труб 10 большего диаметра (см. фиг. 18) может быть спущена в скважину 1 с пакером 17 (например,
20 механическим и пр.) или разъединителем 18 (например, типа РКН – разработка ООО НТП "Нефтегазтехника"). В частности, несъемная часть разъединителя 18 (в виде корпуса с верхней и нижней трубными резьбами) спускается на колонне труб 10 большего диаметра, а его съемная часть в виде ствола спускается на колонне труб 2 меньшего диаметра и герметично вводится (частично под собственным весом труб 2) в несъемную часть
25 разъединителя 4. Колонна труб 10 также может спускаться в скважину 1 одновременно с пакером 17 (гидравлическим) и разъединителем 18 (см. фиг. 7). Кроме этого, колонна труб 10 большего диаметра может быть оснащена: без или с посадочным ниппелем 19 (например, см. фиг. 7), для установки съемного клапана в виде опрессовочного узла при посадке пакера 17 или проверке герметичности колонны труб 10 после спуска в скважину
30 1; без или с одной, или с несколькими скважинными камерами (например, аналогично, в виде поз. 11, 12 по фиг. 6) или с посадочными ниппелями 20 со съемными клапанами 21 (см. фиг. 9); без или со срезным клапаном 22 (см. фиг. 8) для глушения; без или с клапанами пусковыми или отверстиями 21 (фиг. 9) для освоения верхнего пласта при отсутствии пакера 17; без или с клапаном перепускным 22 (фиг. 8); без или с
35 регулятором давления свободного или попутного пластового газа 22 (например, см. фиг. 18, 20) для поддержания забойного давления верхнего пласта.

В зависимости от условий эксплуатации пластов (например, П1, П2) при добыче или закачке среды (см. фиг. 9, 30 – 32) в пласты башмак (нижний конец) колонны труб 2 может
40 быть гидравлически соединен (через посадочный ниппель 23 или фильтр 23, или сепаратор 23) с забоем скважины 1 ниже пакера 3 или 24 (соответственно, над или под нижним пластом), Колонна труб 2 меньшего диаметра (см. фиг. 10, 12) также может быть спущена и установлена в скважину 1 без или с одним, или с несколькими устройствами, приведенными ниже: пакер 3, 24 (одновременно или последовательно); разъединитель 4,
45 25; скважинные камеры 5, 6 11, 12, 15 и 26, 27 со съемными клапанами 7, 8, 13, 14, 16 и 28, 29. При последовательном спуске пакеров 24 и 3 в скважину 1 сначала спускается колонна труб 2 меньшего диаметра с одним или несколькими пакерами 24 (для нижнего или нижних пластов), разъединителями 25 и скважинными камерами 26, 27. Затем после установки и проверки на герметичность (снизу и сверху) каждого пакера 24 отсоединяется от него колонна труб 2 меньшего диаметра и извлекается из скважины 1.
50 Далее повторно спускается колонна труб 2 меньшего диаметра в скважину 1 с пакером 3 (для вышерасположенного пласта), разъединителем 4 и одной или несколькими скважинными камерами 5, 6, затем герметично, но не жестко, соединяется колонна труб 2 меньшего диаметра (через разъединитель 25) с пакером 24. После этого устанавливается и

проверяется на герметичность (снизу и сверху) пакер 3, затем, при необходимости отсоединяется от него колонна труб 2 меньшего диаметра с помощью разъединителя 4 и извлекается из скважины 1. Далее в скважину 1 может спускаться и устанавливаться колонна труб 10 большего диаметра для верхнего пласта, а затем через нее повторно
5 спускается в скважину 1 колонна труб 2 меньшего диаметра и соединяется герметично, но не жестко, через разъединитель 4, с посаженным пакером 3.

Также в скважину 1 могут быть концентрично спущены и установлены три (см. фиг. 11) и более колонны труб с разными диаметрами для трех или более пластов. При этом колонна труб 2 меньшего диаметра с пакером 3 и разъединителем 4 спускается и устанавливается
10 над нижним пластом, затем разъединяется от пакера 3 и извлекается из скважины 1. После этого спускается и устанавливается в скважину 1 колонна труб 30 среднего диаметра с пакером 31 и разъединителем 32 для вышерасположенного (среднего) пласта. Затем также колонна труб 30 разъединяется от посаженного пакера 31 и извлекается из скважины 1. Далее, спускается и устанавливается в скважину 1 колонна труб 10 большего
15 диаметра, после чего через нее спускается и герметично, но не жестко, соединяется с пакером 31 колонна труб 30 среднего диаметра, а затем, через последнюю спускается и герметично, но не жестко, соединяется с пакером 3 колонна труб 2 меньшего диаметра.

Колонны труб меньшего 2 (см. фиг. 14 – 17, 23 – 31) или большего 10 (см. фиг. 15) диаметра, или же одновременно колонны труб 2 и 10 (см. фиг. 16) могут быть оснащены
20 насосами 33 и 34. Насос 33 (фиг. 14) или 34 (фиг. 16), например, в виде обычного (для добычи), перевернутого (для закачки) УЭЦН без или с наружным трубным кожухом, может быть выполнен без или с открытым проходом. Оба насоса 33 и 34 (фиг. 16) могут быть также выполнены полыми с открытыми проходами, для спуска через насос канатного или кабельного инструмента, или прибора. Насос 33 (фиг. 17) может иметь съемный обратный
25 клапан 35 в посадочном ниппеле 36, для возможности извлечения его с помощью канатной техники. Колонна труб 2 меньшего диаметра (например, см. фиг. 14, 17) может быть дополнительно оснащена сепаратором (например, для сепарации попутного, свободного газа из флюида и направления его в затрубное пространство) 37 или телескопическим соединением 37 для снятия напряжения колонны труб при температурных изменениях (в
30 частности, при закачке рабочей среды в пласт и пр.), а также в процессе работы насоса 33. Также насосы 33 и 34 могут быть выполнены в разных исполнениях (например, УЭЦН и НС, и пр.) и спущены, в зависимости от условий эксплуатации скважины, в разные места и на разных глубинах, на одной колонне труб меньшего 2 или большего 10 диаметра, или на двух колоннах труб 2 и 10.

Колонна труб 10 большего диаметра (см. фиг. 18) может быть оснащена клапаном 21 в виде забойного регулятора для фонтанирующего пласта, при этом ближе к устью (или на устье скважины) может быть установлен клапан перепускной или регулятор давления 22
35 свободного газа для стравливания избытка газа.

В посадочном ниппеле 23 (см. фиг. 19, 20, 23, 25, 26,) или в посадочном гнезде
40 разъединителя 4 (см. фиг. 23, 25), или в каждой скважинной камере 5, 6, 15, 26, 27 (см. фиг. 1, 5 – 32) может быть установлен съемный клапан 38, 7, 8, 16, 28, 29 в виде штуцера или регулятора забойного давления, или глухой пробки, или клапана отсекающего, струйного насоса, и прочее. При этом в скважинной камере 12 для фонтанной скважины (см. фиг. 20, 21, 32) может быть установлен съемный клапан 14 в виде
45 регулятора давления свободного газа для стравливания избытка пластового газа из межтрубного пространства. А также в скважинных камерах 11, 12 при насосной эксплуатации (см. фиг. 23 – 26) могут быть установлены съемные клапаны 13, 14 в виде стабилизатора динамического уровня жидкости и регулятора давления попутного газа в межтрубном пространстве. Кроме того, при насосной эксплуатации (см. фиг. 24 – 31)
50 несъемная часть разъединителя 4 может быть выполнена в виде либо направляющего узла (корпуса), либо ствола или полого штока, над которым может быть установлен направляющий узел, для возможности проведения канатных операций ниже нее после подъема насоса, а также для предупреждения "полета" насоса (ловли насоса при

аварийном падении).

По меньшей мере, один пакер 3, спущенный на колонне труб 2 меньшего диаметра может быть выполнен с посадочной поверхностью для установки съемной полый глухой пробки 39 (см. фиг. 33), с целью изоляции гидравлических каналов 40 на стволе пакера 3, при посадке другого пакера 24, или наоборот. Здесь, в момент посадки пакера 3, из него извлекается полая пробка 39 (с помощью канатной техники) или если она выполнена в виде скользящей гильзы (на фигуре 33 отсутствует), то она перемещается вниз внутри ствола пакера 3 (например, ударным инструментом) для открытия гидравлических каналов 40, после чего создается избыточное давление и устанавливается пакер 3. При этом пакеры 3 и 24 могут быть спущены в скважину одновременно на колонне труб 2 меньшего диаметра, а затем последовательно установлены в скважине 1 и проверены каждый из них на герметичность снизу и сверху в отдельности.

В частном случае, съемный клапан (см. фиг. 35, 36), установленный в карман каждой скважинной камеры, может быть выполнен в виде полого или не полого корпуса 41 с пропускными каналами 42 (без или с наружным обратным клапаном в виде резинового рукава, позволяющего пропускать через себя закачиваемую среду в пласт, а при остановке скважины – исключаяющего её обратный переток), наружными манжетами 43, 44 и фиксатором 45. При этом в полом корпусе 41 установлен, по меньшей мере, один штуцер или седло 46 (с осевым и не осевыми пропускными каналами) без или с обратным клапаном. В корпусе 41 может быть установлен затвор 47 (например, в виде шара, поршня, конуса и пр.) над или под седлом 46. Также в корпусе 41 может быть размещен управляющий элемент 48 (например, сильфонная камера, элемент по принципу авторучки и пр.), взаимодействующий с затвором 47, с целью регулирования давления открытия и закрытия клапана за счет изменения усилия на затвор 47 со стороны управляющего элемента 48.

Колонна труб меньшего диаметра 2, в частном случае, может быть выполнена в виде непрерывной "гибкой трубы" – колтюбинга, особенно целесообразно (в частности, для газлифта, удаления парафиногидратных пробок, промывки песчаных пробок, установки цементного моста, физико-химического воздействия на пласт, гидроразрыва пласта и пр.) это может быть для внутренних колонн малого диаметра (44,5; 38,1; 33 мм и менее), спускаемых в скважину, как с пакером, так и без пакера.

Для частных случаев уравнение баланса сил, действующих на состояние управляющего органа съемного клапана (например, см. 35, 36) в виде регулятора забойного давления следующее:

На стенде

$$P_C \cdot S_C = P_G^{омк} \cdot (S_C - S_O) \quad (1)$$

В скважине

$$P_C \cdot S_C = P_3 \cdot (S_C - S_O) + P_T \cdot S_O \quad (2)$$

Тогда из формул (1) и (2) находится

$$P_G^{омк} \cdot (S_C - S_O) = P_3 \cdot (S_C - S_O) + P_T \cdot S_O \quad (3)$$

Отсюда находится давление открытия клапана в виде регулятора на газлифтном стенде:

$$P_G^{омк} = C_t \cdot \left[P_3 + P_T \cdot \frac{1}{\left(\frac{d_C}{d_O} \right)^2 - 1} \right], \quad (4)$$

где: P_C – давление внутри управляющего элемента;

$P_G^{омк}$ – давление открытия клапана на газлифтном стенде;

P_3 – рациональное давление в скважине на входе клапана (оптимальное проектное забойное давление на глубине пласта);

P_T – давление флюида в колонне труб на выходе клапана;
 S_C, d_C – соответственно площадь и диаметр управляющего элемента;
 S_O, d_O – соответственно площадь и диаметр сечения седла;
 C_t – поправочный температурный коэффициент.

5 В частном случае, уравнение баланса сил, действующих на состояние управляющего органа съемного клапана (фиг. 35, 36) в виде стабилизатора динамического уровня жидкости в насосной скважине следующее:

На стенде

$$10 \quad P_C \cdot S_C = P_G^{омк} \cdot (S_C - S_O) + P_G^{max} \cdot S_O \quad (5)$$

В скважине

$$P_C \cdot S_C = P_D^{min} \cdot (S_C - S_O) + P_T^* \cdot S_O \quad (6)$$

Тогда из формулы (5) и (6) находится

$$15 \quad P_G^{омк} \cdot (S_C - S_O) + P_G^{max} \cdot S_O = P_D^{min} \cdot (S_C - S_O) + P_T^* \cdot S_O \quad (7)$$

Отсюда находится давление открытия клапана в виде стабилизатора на газлифтном стенде:

$$20 \quad P_G^{омк} = C_t \cdot \left[P_D^{min} + (P_T^* - P_G^{max}) \cdot \frac{1}{\left(\frac{d_C}{d_O}\right)^2 - 1} \right], \quad (8)$$

25 где: P_D^{min} – минимальное давление столба жидкости в межтрубном пространстве на глубине клапана;

P_G^{max} – максимальное давление среды (газа) на стенде под затвором в момент открытия клапана;

30 P_T^* – давление жидкости в колонне труб на входе клапана.

В частном случае, уравнение баланса сил, действующих на состояние управляющего органа съемного клапана (см. фиг. 35, 36) в виде отсекаателя потока пласта в насосной скважине следующее:

35 На стенде

$$P_C \cdot S_C = P_G^{омк} \cdot (S_C - S_O) + P_G^{max} \cdot S_O \quad (9)$$

В скважине в момент открытия клапана в виде отсекаателя потока

$$P_C \cdot S_C = P_D^{max} \cdot (S_C - S_O) + P_{пл} \cdot S_O \quad (10)$$

40 Тогда из формулы (9) и (10) находится

$$P_O \cdot (S_C - S_O) + P_G^{max} \cdot S_O = P_D^{max} \cdot (S_C - S_O) + P_{пл} \cdot S_O \quad (11)$$

Отсюда находится давление открытия клапана в виде отсекаателя на газлифтном стенде

$$45 \quad P_G^{омк} = C_t \cdot \left[P_D^{max} + (P_{пл} - P_G^{max}) \cdot \frac{1}{\left(\frac{d_C}{d_O}\right)^2 - 1} \right], \quad (12)$$

50 где: $P_{пл}$ – текущее пластовое давление насосной скважины;

P_D^{max} – максимальное давление столба жидкости на выходе отсекаателя;

В момент закрытия клапана в виде отсекаателя уравнение баланса сил будет выглядеть следующим образом:

$$P_C \cdot S_C = P_D^{\max} \cdot (S_C - S_O) + P_3^* \cdot S_O \quad (13)$$

Из уравнений (9) и (13) получится:

$$P_{\Gamma}^{3ak} \cdot (S_C - S_O) + P_{\Gamma}^{\max} \cdot S_O = P_D^{\max} \cdot (S_C - S_O) + P_3^* \cdot S_O \quad (14)$$

Тогда

$$P_{\Gamma}^{3ak} = C_t \cdot \left[P_D^{\max} \cdot (P_3^* - P_{\Gamma}^{\max}) \cdot \frac{1}{\left(\frac{d_C}{d_O}\right)^2 - 1} \right], \quad (15)$$

где: $P_{\Gamma}^{3ak} \approx P_{\Gamma}^{omk}$ - давление закрытия (равно давлению открытия) отсекаателя на газлифтном стенде;

P_3^* - забойное давление пласта на входе в момент закрытия отсекаателя, $P_3^* \approx P_D^{\max}$.

Для ряде случаев скважинная камера съемного клапана может быть выполнена в виде овальной трубы 49 (см. фиг. 37) со сквозным полым боковым карманом 50 под съемный клапан и с наружными пропускными каналами 51, над которыми установлен направляющий элемент 52 для изменения направления потока закачиваемой среды при выходе из кармана 50 для сохранности эксплуатационной колонны скважины 1 или колонны труб 10. Скважинная камера также может быть выполнена в виде овальной трубы 49 (см. фиг. 38) со сквозным полым боковым карманом 50 под съемный клапан и с внутренними пропускными каналами 51, при этом внутренняя полость 53 нижнего конца бокового кармана 50 полностью соединена с внешним пространством овальной трубы 49, чтобы выбивать оставшийся хвостовик (от съемного клапана) из кармана 50 при аварийном случае.

Установка (фиг. 1 – 32) ОРЭ и/или ПЭ работает следующим образом.

При ОРЭ (например, см. фиг. 1) пласты П₁ и П₂ одной добывающей или нагнетательной скважины постоянно эксплуатируются путем добычи флюида из них или закачки рабочей среды в них через съемные клапаны 7, 8 и 16.

При исследовании и ПЭ скважины работает только один ее пласт, например П₁, через открытый съемный клапан 16, а другой ее пласт П₂, наоборот, временно закрывается с помощью съемных клапанов 7 и 8. Затем через установленный промежуток времени (например, через один или несколько месяцев), наоборот, пласт П₁ временно закрывается съемным клапаном 16, а пласт П₂ – открывается для эксплуатации его через съемные клапаны 7 и 8.

При исследовании параметров пласта и "ОРЭ и ПЭ" (например, см. фиг. 11, 12, 28) скважины два из трех или четырех ее пластов, например П₁ и П₂ одновременно – отдельно эксплуатируются, а пласт П₃ временно закрывается. Затем через установленный промежуток времени (через месяц, и т.д.), например, пласт П₁ временно закрывается, а пласт П₃ – открывается, то есть при этом пласты П₂ и П₃ одновременно – отдельно эксплуатируются, а пласт П₁, наоборот, временно закрывается. Далее пласт П₂ закрывается, а пласт П₁ открывается, то есть пласты П₁ и П₃ одновременно – отдельно эксплуатируется, а пласт П₂ – временно закрывается. Далее процесс закрытия и открытия пластов П₁, П₂ и П₃ поочередно повторяется. Таким образом, происходит исследование, а также "ОРЭ и ПЭ" пластов П₁, П₂ и П₃ одной скважины. Кроме того, пласты П₁, П₂ и П₃ при необходимости полностью переходить на ОРЭ или, наоборот, на ПЭ.

При "ОРД" или "ПД", или "ОРД и ПД" добывающих (одного или нескольких нефтяных или газовых, или газоконденсатных, или водяных) пластов одной скважины установка работает следующим образом.

После спуска (частично или полностью) установки ОРЭ, ПЭ в скважину 1 пласты одновременно или отдельно осваиваются путем: свабирования жидкости в колонне труб 2; подачи рабочей среды (газа, азота, нефти, смеси, и пр.) в колонну труб 2 или 10

через соответствующие клапаны 14, 13 (например, см. фиг. 1) или 21, 22 (см. фиг. 9); запуска в работу насоса 33, 34 (см. фиг. 14 – 17, 23 – 31).

При освоении пластов одновременно (например, см. фиг. 10, 12) в скважинных камерах 15, 5, 6, 26, 27 устанавливаются съемные клапаны 16, 7, 8, 28, 29 в виде циркуляционного клапана (штуцера или регулятора потока) или в них отсутствуют съемные клапаны.

В случае освоения пластов по отдельности (например, см. фиг. 10, 12) в каждой скважинной камере 5, 6, 26, 27 устанавливается (на устье или внутри скважины с помощью канатной техники) съемный клапан 7, 8, 28, 29 в виде глухой пробки, при этом в скважинной камере 15 или отсутствует съемный клапан 16, или в ней установлен съемный клапан 16 в виде циркуляционного клапана, с целью отдельного освоения верхнего пласта. После завершения освоения верхнего пласта устанавливается съемный клапан 16 в виде глухой пробки в скважинной камере 15, а затем вместо глухих пробок устанавливаются клапаны 7, 8 в скважинных камерах 5, 6, после чего осваивается и запускается в работу нижерасположенный пласт. В зависимости от условий эксплуатации (в том числе при исследовании пласта) клапаны 28, 29 или 7, 8 могут открываться и закрываться (например по принципу авторучки) путем создания избыточного давления в колонне труб 2, а затем стравливания его до первоначального значения. Также, задавая разные значения импульса давления для съемных клапанов (например, в виде отсекателя), можно обеспечить дискретное изменение их пропускного сечения для потока пласта за счет дополнительного открытия или закрытия одного из съемных клапанов. Кроме того, если пласты P_1 , P_2 , P_3 являются гидродинамически связанными между собой, то при этом закачка осуществляется в один из них, а добыча производится из другого или других.

Также в случае освоения пластов в отдельности (например, см. фиг. 5 – 7, 9, 11, 13 – 19) в посадочном гнезде разъединителя 4 (фиг. 19, 20) или в ниппеле 23 (см. фиг. 25, 29) над пакером 3 может устанавливаться съемный клапан 38 в виде глухой пробки, при этом в скважинной камере 15 (фиг. 19) или отсутствует съемный клапан 16, или в ней установлен съемный клапан 16 в виде циркуляционного клапана, с целью освоения и запуска в работу пласта P_1 или P_2 . При этом освоение и запуск нижнего пласта P_2 или P_3 осуществляется после установки съемного клапана 16 в виде глухой пробки в скважинную камеру 15 и извлечения глухой пробки из посадочного гнезда разъединителя 4 или ниппеля 23.

В процессе запуска и эксплуатации (например, см. фиг. 1) в скважинных камерах 11, 12 (если они имеются) устанавливаются съемные клапаны 13, 14 в виде съемного газлифтного пускового, рабочего клапана или глухой пробки (например, разработки: ОКБ Нефтемаш, КазНИПИ, САМСО, ООО НТП "Нефтегазтехника" и пр.). Также в одной или нескольких скважинных камерах 5, 6, 15, 26, 27 (см. фиг. 10, 12) для пластов P_0 , P_1 , P_2 , P_3 могут быть установлены съемные клапаны 7, 8, 16, 28, 29 в виде глухой пробки для разобщения двух полостей или в виде срезного клапана для глушения пласта или пластов, или в виде регулятора забойного давления соответствующего пласта, или в виде регулятора давления потока пластового флюида, или в виде регулятора или перепускного клапана для свободного газа, или в виде узла с одним или несколькими штуцерами (без или с обратными клапанами) для флюида или рабочей среды, или в виде диафрагмы для перепуска флюида или закачки рабочего агента в соответствующий пласт, или в виде регулятора расхода флюида при добыче или рабочей среды при закачке, или в виде струйного насоса, или в виде клапана отсекателя (механического или гидравлического, электрического, или иного действия), или в виде регулятора - отсекателя для исключения открытого фонтана или глушения скважины, или в виде стабилизатора уровня жидкости, или в виде глубинного автономного прибора.

Для эксплуатации (например, см. фиг. 10) высокопроизводительного пласта (при ограниченном диаметре съемного клапана) или исследования пласта (с помощью съемного клапана 7, 16, 29 в виде измерительного прибора) под пакером 3 или 24 устанавливаются несколько (две и более) скважинные камеры 5, 6 (для пласта P_2) и 26, 27 (для пласта P_3). При этом также в одной из них может быть установлен съемный клапан 7 или 8 и 28, 29 в

виде регулятора потока (для исключения возможности снижения проектного забойного давления соответствующего пласта), а в другой из них – в виде штуцера для флюида, или в обоих установлены регуляторы забойного давления или штуцеры для соответствующих пластов. При этом скважинная камера 5, 15, 26 может быть спущена непосредственно на
5 глубину или ниже, или выше соответствующего пласта в зависимости от условий эксплуатации.

При эксплуатации скважины 1 продукция верхнего П1 или нижнего П2, или П3, или среднего П2 пластов (см. фиг. 1, 10, 22) одновременно или поочередно направляется к поверхности скважины 1 по колонне труб 2. Продукция верхнего пласта П1 или П2 (см.
10 фиг. 1, 5 – 22, 32) также может направляться по кольцевому пространству, образуемому между колоннами труб 2 и 10 (или 2 и 1, или же 1 и 10). При этом дебит, обводненность и прочие технологические параметры по пластам могут измеряться на устье скважины отдельно, что является одним из преимуществ установки.

В процессе эксплуатации регулирование забойного давления или давления свободного газа для каждого пласта может быть обеспечено путем применения устьевых регуляторов или штуцеров (диафрагмы). При технологической или технической невозможности применения устьевых регуляторов или штуцеров применяются внутрискважинные регуляторы или штуцеры. Например (см. фиг. 10), при заглушенном конце 9 колонны труб 2 регулирование забойного давления для нижнего и среднего пластов осуществляется при
20 прохождении флюида через соответствующие съемные клапаны 16 и 7, 8 или 28, 29, выполненные в виде штуцера или регулятора потока газожидкостной смеси (ГЖС). При отсутствии пакера 3 (см. фиг. 20) для фонтанной скважины регулирование давления свободного газа нижнего пласта обеспечивается с помощью съемного клапана 14. Также регулирование забойного давления или свободного газа верхнего фонтанирующего пласта
25 может быть обеспечено с помощью клапанов 22. При газлифтной или струйной эксплуатации рабочая среда закачивается в кольцевое пространство, образуемое между колоннами труб 2 и 10 (фиг. 18), и, проходя через скважинную камеру 11, поступает в колонну труб 2 (например, ниже или выше пласта П1), при этом добываемая нефть (в частности, вязкая нефть) из пласта П1 направляется по стволу скважины 1 вниз, где
30 нагревается от температуры нижерасположенных горных пород и поступает в колонну труб 2 через скважинную камеру 15. При этом точка инъекции (ввода) рабочей среды может быть на глубине ниже пласта П1. Здесь продукция (может быть даже только вода) пласта П2 может быть использован в качестве гидротранспорта продукции (нефть) верхнего пласта, а также для нагревания и разрушения структуры вязкой нефти.

35 Технология, приведенная на фигуре 21, может быть применена для эксплуатации только однопласта П2 при временной изоляции (консервации) другого.

Установка (см. фиг. 23 – 31) также может применяться для "ОРД" или "ПД", или "ОРД и ПД" нескольких пластов одной насосной скважины, а также для эксплуатации малодебитной скважины насосом (УЭЦН или УШГН, и пр.) в осложненных условиях, в
40 частности: предупреждение срыва подачи жидкости насосом; исключение периодической работы насоса (ЭЦН); предупреждение парафино-гидратных образований; регулирование попутного газа в затрубном пространстве; направление и компенсация удара при аварии – полете насоса. Например, нижний пласт может быть водяной или высокообводненный, но он временно изолирован при работе насоса в нормальном (безопасном для срыва подачи)
45 диапазоне и добыча идет только из нефтяного пласта. При снижении динамического уровня жидкости ниже его допустимого значения (при увеличении вероятности срыва подачи насоса) съемный клапан 7 в виде отсекавателя открывается и дополнительная жидкость (вода) поступает на вход насоса 33 из нижнего (вспомогательного) пласта, и, наоборот, при восстановлении динамического уровня жидкости – клапан закрывается. Таким образом,
50 можно управлять обводненностью добываемой продукции, поддерживая её и дебит скважины на рентабельном уровне. Аналогичным образом можно управлять газовым фактором. Кроме того, установка приемлема для ограничения дебита (или закачки воды) по высокопроницаемому пласту (может быть нижний или верхний пласт) за счет сужения

сечения по флюиду через съёмный клапан 7 или 28 при полном открытии низкопроницаемого пласта (верхнего или нижнего) одной скважины.

Установка (см. фиг. 6, 9, 19, 20, 21) также может применяться для регулирования исследования и отсекания потока флюида скважины 1 с одним работающим пластом П2 (если другой пласт консервирован или временно изолирован). В случае отсутствия пакера 3 (фиг. 20, 21) в скважинной камере 12 устанавливается съёмный клапан 14 в виде регулятора давления свободного газа (путем перепуска избытка газа в колонну труб 2) или же на устье скважины 1 устанавливается регулятор или штуцер для поддержания оптимального давления свободного газа путем перепуска избытка газа через себя на выкидной коллектор.

Установка при "ОРЗ" или "ПЗ", или "ОРЗ и ПЗ" работает следующим образом.

После спуска установки в скважину 1 устанавливается на устье или в скважинной камере для каждого пласта соответствующий проектный расход рабочей среды с помощью устьевого регулятора (штуцера) или съёмного клапана. При этом рабочую среду (агент) в нижний пласт (см. фиг. 1, 5, 11, 13) закачивают через колонну труб 2 меньшего диаметра, а в верхний пласт – через кольцевое пространство между колоннами труб 10 и 2, а если имеется средний пласт (фиг. 11, 13), то рабочий агент подаётся в него через кольцевое пространство, образующееся между колоннами труб 10 и 30 или между скважиной 1 и колонной труб 10. А также рабочая среда (жидкость) в пласты закачивается через колонну труб 2 (см. фиг. 1, 10, 12) и для каждого пласта устанавливается при этом заданный проектный расход среды с помощью соответствующего съёмного клапана 16, 5, 6, 29, 28 в виде штуцера или регулятора расхода. Причем, здесь при исследовании нагнетательных пластов скважины для учета расхода закачиваемой воды по пластам спускается глубинный расходомер в колонну труб 2 на участке выше (соответствует общему расходу воды по пластам) и между рабочими скважинными камерами (со штуцерами) при закачке через них воды в соответствующие пласты, а затем измеряется скорость потока и, соответственно, расхода воды на исследуемых участках колонны труб 2, а затем на основе этих замеров вычисляются фактические замеры расхода воды по каждому пласту.

Установка (например, см. фиг. 15) также может быть применена для комбинированного способа, в частности, применена для эксплуатации одного пласта фонтанным способом, а другого пласта одной скважины – насосным способом. Установка (см. фиг. 14) также может быть использована для закачки рабочего агента в один пласт, добывая при этом флюид из другого пласта одной скважины, в частности, для добычи воды из верхнего пласта с помощью перевернутого УЭЦН (прием насоса 33 снаружи герметично разобщен от затрубного пространства и соединен с полостью трубы 2, например с помощью защитного кожуха). При работе насоса 33 пластовая вода направляется из затрубного пространства в колонну труб 2 (например, через скважинную камеру 11 или через её съёмный штуцер 13) выше насоса 33, а затем вода из полости трубы 2, поступая в прием насоса 33 (внутри защитного кожуха) закачивается в нижний пласт. При исследовании скважины расход воды, добываемой из верхнего пласта и закачиваемой в нижний пласт определяется путем спуска расходомера воды в колонну труб 2 на участок между скважинной камерой 11 и насосом 33.

Исследование при ОРД или ПД пластов одной скважины проводится следующим образом.

При остановке (закрытии устья скважины) или работе одного, или нескольких пластов измерение их параметров проводится путем спуска глубинного измерительного прибора (например, манометра и термометра, расходомера, пробоотборника и пр.) в колонну труб 2 ниже (чтобы не создать сопротивление на поток или исключить возможность выброса его при работе скважины) или до (в основном при остановке скважины) глубины скважинной камеры 5 или 27 (без или с клапаном 7 или 28) для флюида (см. фиг. 1, 10, 12).

Исследование можно проводить также путем спуска прибора на глубину между пластами или между рабочими скважинными камерами (предназначены для направления через них

флюида пластов), или непосредственно на глубину исследуемого пласта (фиг. 5 – 9, 16, 17, 19) или же путем установки клапана 7, 16, 29 (см. фиг. 1, 5 – 22, 32) в виде измерительного прибора (манометра и термометра, и пр.) в скважинную камеру 5, 15, 27 на глубине исследуемого пласта при остановке или эксплуатации скважины.

5 Если отбор флюида верхнего пласта (например, фиг. 1, 10, 12) проводится через кольцевое пространство между колоннами труб 2 и 10, то для его исследования изолируется другой пласт от полости колонны труб 2 путем установки глухой пробки в посадочное гнездо разъединителя 4 или съемного клапана в виде глухой пробки в скважинные камеры 5, 6, 26, 27. Затем верхний пласт гидравлически соединяется с
10 полостью колонны труб 2 путем извлечения съемного клапана (глухой пробки) 16 из скважинной камеры 15. Далее спускается глубинный измерительный прибор (например, манометр и пр.) в колонну труб 2 для верхнего пласта и измеряются его параметры при остановке или эксплуатации верхнего пласта через кольцевое пространство между колоннами труб 2 и 10 или через колонну труб 2. Учитывая, что через глубинный прибор
15 пластовый флюид не проходит, то при исследовании пласты можно эксплуатировать.

Если флюиды из пластов П2, П3 направляются к устью скважины 1 только по каналу колонны труб 2 (например, см. фиг. 1, 10), то дебит, обводненность и прочие параметры определяются по результатам глубинного исследования пластов при совместной и отдельной их работе.

20 При возникновении отложений в скважине 1 (см. фиг. 1) промывка кольцевого пространства между колоннами труб 2 и 10 осуществляется через скважинную камеру 11 или 12, а также 15 (при этом из скважинной камеры клапан извлекается с помощью канатной техники).

Исследование при "ОРД" двух вскрытых пластов или "ПД и ОРД" двух работающих
25 пластов из вскрытых не менее трех объектов одной насосной скважины проводится следующим образом.

Если насос 33 выполнен полым, то исследование проводится аналогично для фонтанной и газлифтной скважины, а если выполнен не полым, тогда проводятся следующие работы: измеряются параметры (дебит, обводненность и прочие) при
30 совместной работе двух пластов, а затем отсекается нижний или верхний работающий пласт (например, механическим или гидравлическим, или электрическим воздействием, в частности, и путем увеличения динамического уровня жидкости или уменьшения диаметра устьевого штуцера, или применения устьевого регулятора давления, или частично перекрытия задвижки, или применения съемного клапана 13 в виде стабилизатора, или создания
35 избыточного давления в затрубном пространстве, или приопускания насоса по фигуре 25 до открытия его штоком клапана – отсекаателя в виде хлопушки, и пр.) и снова замеряются параметры. Далее определяется дебит, обводненность и прочие параметры, по меньшей мере, по одному работающему пласту при одном или нескольких измененных значениях динамического уровня жидкости, а затем они обрабатываются и находятся
40 соответствующие дебиты и обводненности для каждого из совместно работающих пластов. При ПД каждого отдельного пласта из вскрытых объектов (с временной изоляцией другого или других вскрытых объектов с помощью глухой пробки до очередного подземного ремонта) насосной скважины дебит и обводненность измеряются только по одному работающему пласту. Также исследования производительности пластов (например, см. фиг.
45 14, 16, 17) при разных режимах могут проводиться путем опускания или подъема (выше или ниже рассматриваемого пласта) в скважине 1 УЭЦН 33, по меньшей мере, с одним пакером механического действия 3 (без или с кабельным вводом), размещенным под или над УЭЦН 33. То есть, после изменения глубины расположения насоса 33 пакер 3 устанавливается в стволе скважины 1 механическим путем и разобщает один пласт от
50 другого, а затем исследуемый пласт эксплуатируется насосом 33.

Установка (фиг. 10, 12) при открытом фонтане скважины 1 дополнительно может отсекаать пласты от полости колонны труб 2, так как закрываются съемные клапаны 7, 8, 16, 28, 29 при значительном снижении давления флюида на их глубине. А также установка

может отсекасть пласты при значительном росте динамического уровня жидкости или глушении насосной скважины 1, так как при достаточном увеличении давления жидкости съемные клапаны 7, 8, 28, 29 закрываются.

5 Глушение скважины (например, см. фиг. 1) проводится путем закачки раствора (жидкости) непосредственно в полость колонны труб 1 или пространство между колоннами труб 2 и 10 (или скважиной 1 и колонной труб 10), или путем создания циркуляции жидкости через скважинную камеру 15, установленную над пакером 3.

10 Подъем установки (например, см. фиг. 1) из скважины осуществляется следующим путем. Сначала извлекается из скважины 1 колонна труб 2 без пакера 3, а затем извлекается колонна труб 10 (если пакер 17 спущен, то она извлекается с пакером 17) большего диаметра (если она спущена), после чего повторно спускается колонна труб 2 в скважину 1 и жестко соединяется с пакером 3, срывается и извлекается из скважины 1 (операция извлечения пакера 24 аналогична для пакера 3). При наличии трех колонн труб 2, 30 и 10 (см. фиг. 11) сначала поднимается колонна труб 2 меньшего диаметра без пакера 3, затем извлекается колонна труб 30 (без пакера 31) относительно большего диаметра, после которой извлекается колонна труб 10 большего диаметра (если спущена с пакером 17, то она извлекается с пакером 17). Далее повторно спускается сначала колонна труб 30 относительно большего диаметра и жестко соединяется с пакером 31, срывается и поднимается из скважины 1. После этого повторно спускается колонна труб 2 меньшего диаметра, жестко соединяется с пакером 3, срывается и извлекается из скважины 1.

Подъем колонны труб 2 с насосом 33 (например, см. фиг. 16, 17) может осуществляться после глушения скважины 1 через скважинную камеру 11 или закрытия съемных клапанов на глубине пластов.

25 Эффективность технологии ОРД (например, см. фиг. 34, 35) нескольких пластов одной скважины по сравнению с неразобщенными пластами достигается, в частности, за счет увеличения дебита нефти путем достижения проектного (оптимального) забойного давления для каждого эксплуатируемого пласта. На графическом распределении фигуры 34 приводятся следующие параметры: P – давление; H – глубина; P_y – устьевое давление; H_1 – глубина пласта Π_1 ; H_2 – глубина пласта Π_2 ; H_n – глубина насоса (если спущен); P_{n1} , P_{n2} – давление пласта Π_1 , Π_2 ; P_{31} , P_{32} – оптимальное забойное давление пласта Π_1 , Π_2 , обусловленное ограничением депрессии на пласт Π_1 . Ограничение забойного давления снизу может быть вызвано с целью: предупреждения загазованности призабойной зоны при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом или предупреждения образования конуса газа, или конуса воды, или предупреждения выноса песка и пр.; P^*_{31} , P^*_{32} – забойное давление пласта Π_1 , Π_2 при естественном распределении давления при совместной работе двух пластов при ограничении депрессии только на нижний пласт; P_{T1} , P_{T2} – давление в колонне труб на глубине пласта Π_1 , Π_2 ; dP_{31} , dP_{32} – перепад давления на съемном клапане для пласта Π_1 , Π_2 (оптимальный вариант); dP^*_{31} , dP^*_{32} – перепад давления на съемном клапане для пласта Π_1 , Π_2 (существующий вариант)

Формула изобретения

1. Скважинная установка для одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации 45 нескольких пластов одной скважиной, включающая спущенные и установленные в скважину одну или несколько колонн труб, по крайней мере, одна колонна труб оснащена, по меньшей мере, двумя устройствами - пакером и разъединителем, отличающаяся тем, что она имеет возможность после спуска в скважину и герметичной посадки в ней, по меньшей мере, одного пакера разъединения от него колонны труб и извлечения из скважины, затем 50 спуска и установки в скважину колонны труб большего, или меньшего, или равного диаметра, без, или с одним, или с несколькими из устройств - пакером, разъединителем, состоящим из съемной и несъемной двух частей, одной или несколькими скважинными камерами со съемными клапанами, телескопическим соединением и насосом, причем

колонна труб спущена или непосредственно в скважину, или же в колонну труб большего диаметра и не соединена или соединена герметично, но не жестко, через разъединитель с соответствующим посаженным пакером, при этом башмак колонны труб ниже пакера, установленного над или под нижним пластом, гидравлически разобщен или соединен с забоем скважины.

5 2. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что колонна труб меньшего диаметра спущена в скважину с несколькими пакерами, при этом разъединитель размещен, по крайней мере, над верхним пакером, причем скважинные камеры со съёмными клапанами установлены между пакерами.

10 3. Скважинная установка по п.1, отличающаяся тем, что в скважину отдельно спущены три колонны труб, по крайней мере, две из них оснащены пакером и разъединителем, при этом каждая колонна труб после имеет возможность последовательного после посадки соответствующего пакера разъединения и извлечения из скважины, затем спуска и установки в скважину колонны труб большего диаметра, через которую - повторного спуска и герметичного соединения с соответствующим посаженным пакером колонны труб относительно меньшего - среднего диаметра, после чего через последнюю - спуска и герметичного соединена с нижним посаженным пакером колонны труб меньшего диаметра.

15 4. Скважинная установка по п.1, отличающаяся тем, что, наружный диаметр съёмной части разъединителя выполнен меньше, чем внутренний диаметр колонны труб большего диаметра.

5. Скважинная установка по п. 1 или п. 4, отличающаяся тем, что разъединитель установлен выше пакера непосредственно над или под скважинной камерой.

25 6. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что разъединитель имеет телескопический ход с возможностью после расцепления от жесткого соединения двух его частей компенсации температурного изменения и снятия напряжения колонны труб и выполнен без или с посадочным гнездом для установки съёмного обратного клапана, или глухой пробки, или клапана - отсекаателя, или регулятора потока, или штуцера.

30 7. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что, по меньшей мере, одна колонна труб оснащена одним или несколькими посадочными ниппелями под съёмными клапанами или фильтрами, или сепараторами.

8. Скважинная установка по п. 6 или п. 7, отличающаяся тем, что в посадочном гнезде разъединителя или посадочном ниппеле, расположенном непосредственно над пакером и спущенным в скважину на колонне труб меньшего диаметра со скважинными камерами, установлена съёмная глухая пробка, при этом, по меньшей мере, в одной скважинной камере выше пакера или отсутствует съёмный клапан, или же в ней установлен клапан циркуляционный.

35 9. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что, по меньшей мере, в одной скважинной камере, расположенной ниже пакера и спущенной в скважину на колонне труб меньшего диаметра, установлен съёмный клапан в виде глухой пробки, при этом в скважинной камере над пакером или отсутствует съёмный клапан, или же в ней установлен клапан циркуляционный.

40 10. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что в скважинных камерах, расположенных выше и ниже пакера, и спущенных в скважину на колонне труб меньшего диаметра, установлены съёмные клапаны в виде циркуляционного клапана или отсутствуют в них съёмные клапаны.

45 11. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что в одной или нескольких скважинных камерах, спущенных в скважину на колонне труб меньшего диаметра, установлены съёмные клапаны в виде съёмного газлифтного пускового, рабочего клапана для нагнетания рабочего агента или перепуска флюида через них при освоении и эксплуатации скважины, или в виде глухой пробки для разобщения двух полостей, или в виде срезного клапана для глушения пласта, или в виде регулятора забойного давления пласта, или в виде регулятора давления потока пластового флюида, или в виде узла

с одним или несколькими штуцерами без или с обратными клапанами для флюида или рабочего агента, или в виде диафрагмы для перепуска флюида или закачки рабочего агента в пласт, или в виде регулятора расхода флюида при добыче или рабочего агента при закачке, или в виде клапана–отсекателя или регулятора–отсекателя для
5 регулирования потока флюида и исключения открытого фонтана или глушения скважины, или в виде стабилизатора уровня жидкости, или в виде перепускного клапана, или в виде регулятора давления газа в межтрубном пространстве, или в виде глубинного прибора для измерения параметров пласта, или в виде гидроприводного насоса.

12. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что съемный клапан выполнен в
10 виде полого корпуса с пропускными каналами, наружными уплотнительными манжетами и фиксатором, внутри которого установлены, по меньшей мере, один штуцер или седло без или с обратным клапаном, или затвор над или под седлом, или управляющий элемент, взаимодействующий с затвором над или под седлом.

13. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что съемный клапан выполнен в
15 виде глухого корпуса с наружными уплотнительными манжетами и фиксатором.

14. Скважинная установка по п. 1 и 11, отличающаяся тем, что, по меньшей мере, один посадочный ниппель или скважинная камера, спущенные в скважину на колонне труб
20 большего диаметра, оснащены пусковым клапаном или отверстием для освоения верхнего пласта, или перепускным клапаном, или с регулятором давления свободного газа, при этом проходной канал колонны труб большего диаметра по всей длине больше, чем наружный габаритный диаметр колонны труб меньшего диаметра.

15. Скважинная установка по п. 1 или 11, отличающаяся тем, что колонна труб на глубине пласта оснащена, по меньшей мере, двумя скважинными камерами, в одной из которых
25 размещен съемный клапан в виде регулятора потока для исключения возможности снижения допустимого забойного давления, а в другой из них – съемный клапан в виде штуцера, или в обоих установлены регуляторы забойного давления или штуцеры при ограниченном диаметре съемного клапана.

16. Скважинная установка по п. 1 или 11, отличающаяся тем, что непосредственно на
30 глубине или ниже, или выше каждого пласта, колонна труб дополнительно оснащена скважинной камерой со съемным клапаном для исследования и определения физических параметров пластового флюида.

17. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что колонны труб либо меньшего
35 или большего, либо меньшего и большего диаметра оснащены насосами - центробежным, штанговым, винтовым, гидропоршневым, гидроприводным, струйным и диафрагменным, соединенными или несоединенными с пакерами.

18. Скважинная установка по п. 1 или 17, отличающаяся тем, что, по меньшей мере, один
насос выполнен полым с открытым проходом и со съемным обратным клапаном для возможности прохождения через него глубинных приборов и инструментов канатной
40 техники.

19. Скважинная установка по п. 1, отличающаяся тем, что до спуска в скважину насоса
над несъемной частью разъединителя спущен и установлен направляющий узел для возможности прохождения канатных инструментов ниже разъединителя и ловли насоса, не
соединенного с пакером, при аварийном его падении.

20. Скважинная установка по п. 1 или 2, отличающаяся тем, что, по меньшей мере, один
45 пакер, спущенный на колонне труб меньшего диаметра, выполнен с посадочной поверхностью, в которую установлена съемная полая пробка для герметичного разобщения гидравлических каналов пакера от полости колонны труб меньшего диаметра.

21. Скважинная установка по п. 1 или 7, отличающаяся тем, что в посадочном ниппеле
на башмаке колонны труб меньшего диаметра или в посадочном гнезде разъединителя,
50 или же в нижней скважинной камере установлен съемный клапан в виде штуцера или регулятора забойного давления, клапана – отсекаателя, или же в верхней скважинной камере установлен съемный клапан в виде регулятора давления свободного газа в межтрубном пространстве.

22. Скважинная установка по п. 1 или 2, отличающаяся тем, что скважинная камера выполнена в виде овальной трубы со сквозным полым боковым карманом под съемный клапан и с наружными пропускными каналами, над которыми установлен направляющий элемент для изменения направления потока среды.

5 23. Скважинная установка по п. 1 или 2, отличающаяся тем, что скважинная камера выполнена в виде овальной трубы со сквозным полым боковым карманом под съемный клапан и с внутренними пропускными каналами, при этом внутренняя полость нижнего конца бокового кармана полностью соединена с внешним пространством овальной трубы.

10

15

20

25

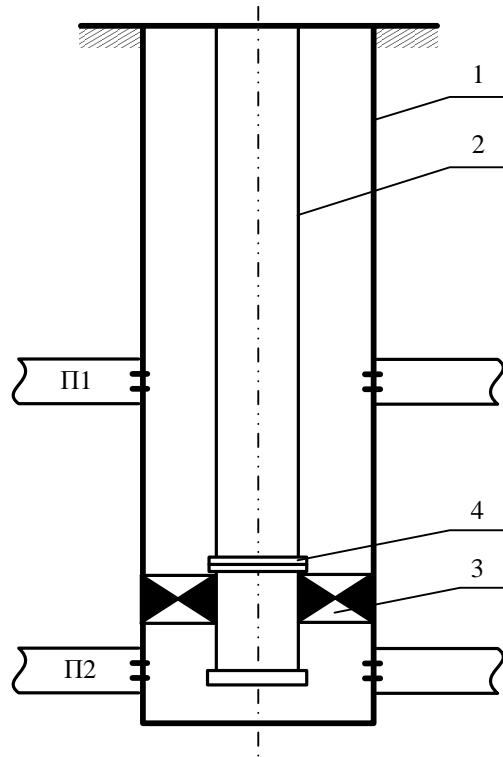
30

35

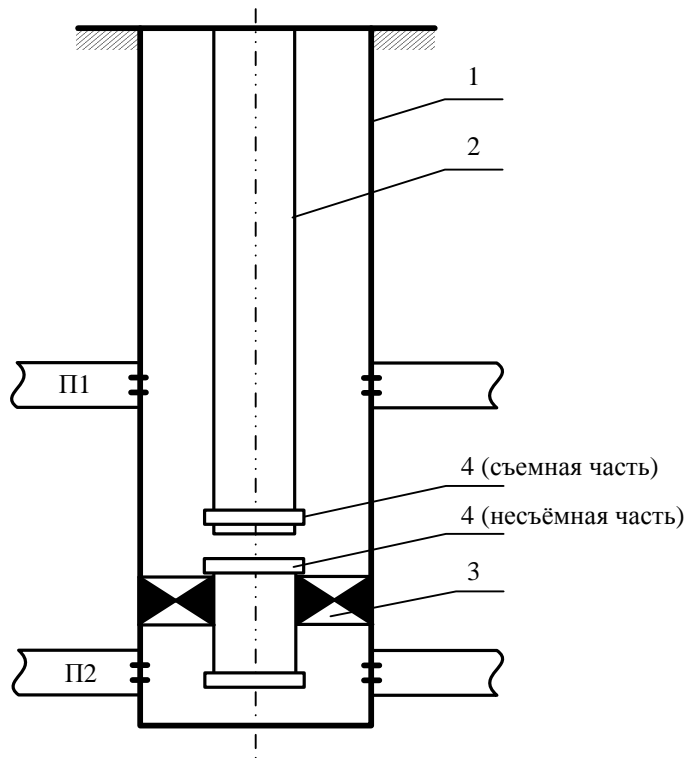
40

45

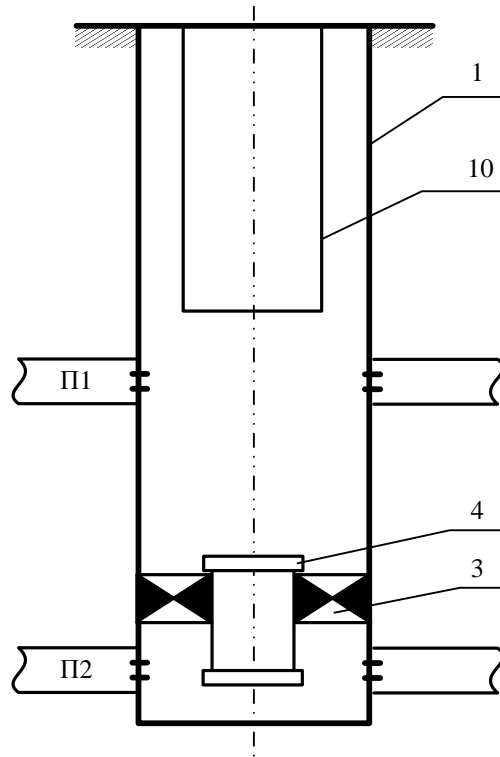
50



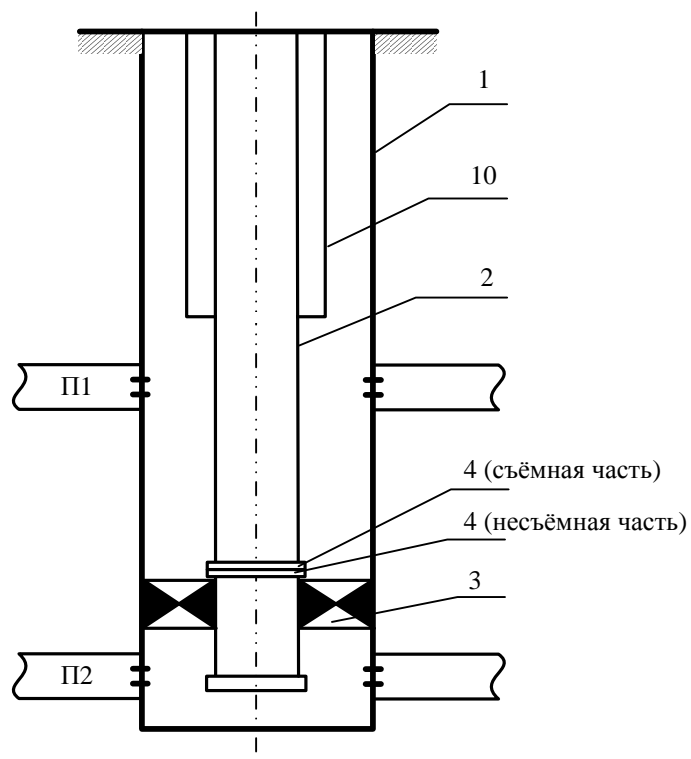
Фиг. 2



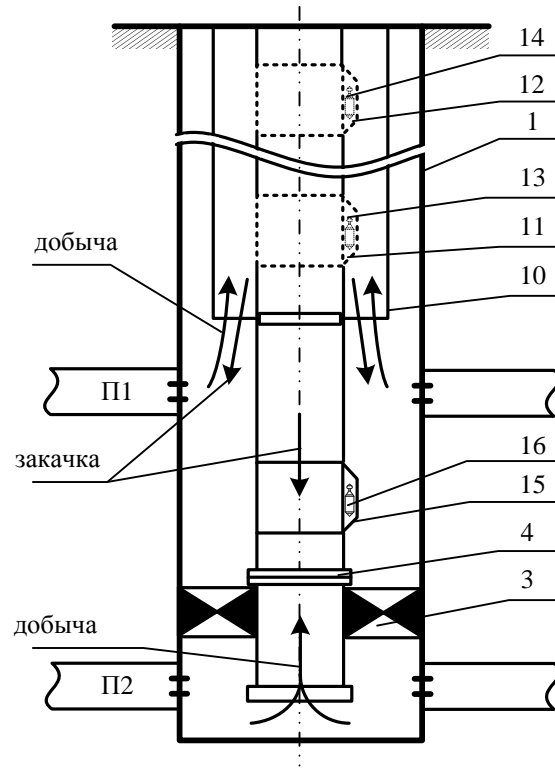
Фиг. 3



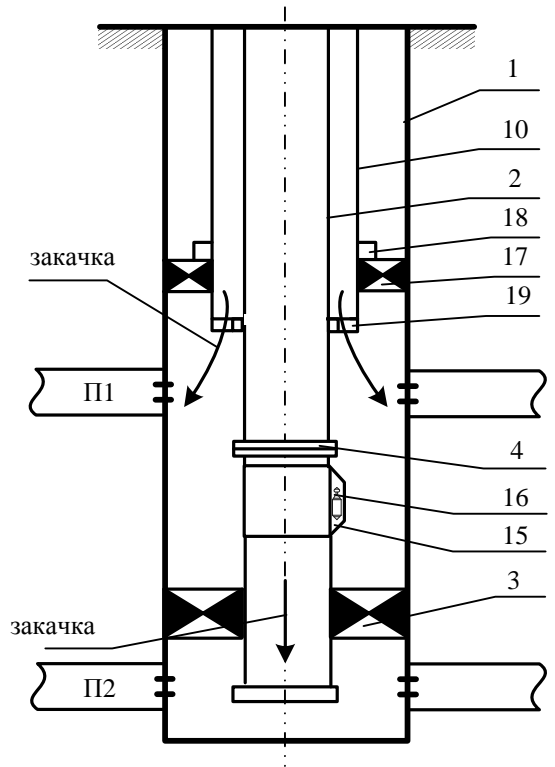
Фиг. 4



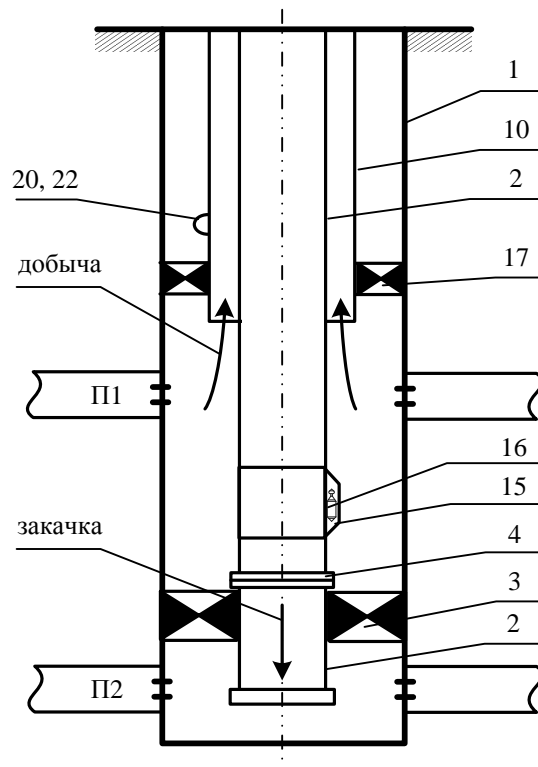
Фиг. 5



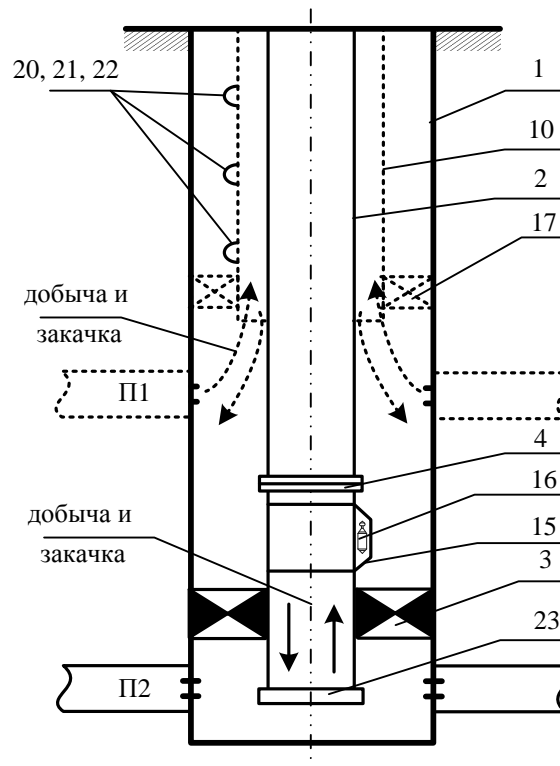
Фиг. 6



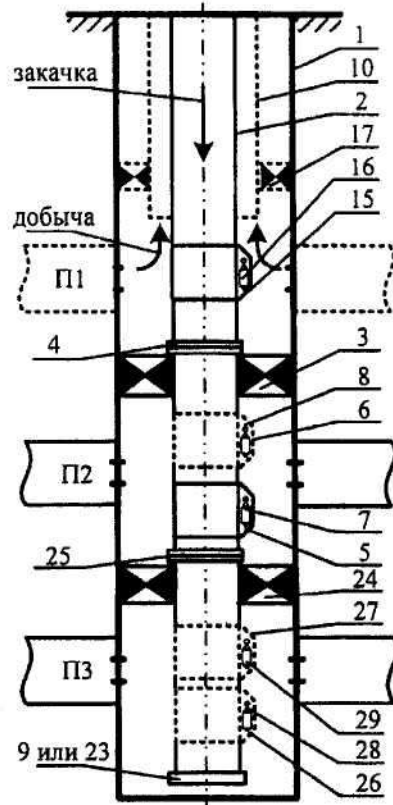
Фиг. 7



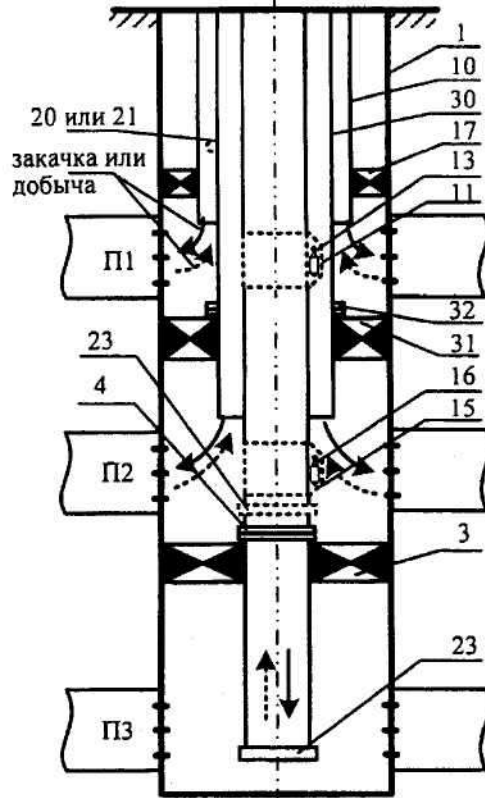
Фиг. 8



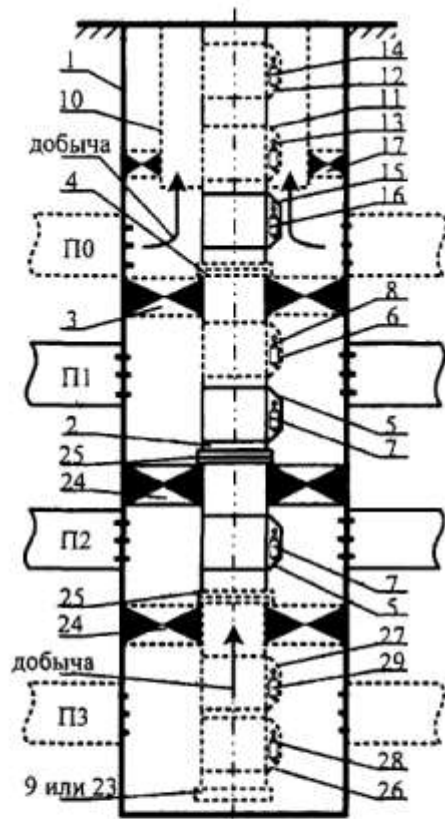
Фиг. 9



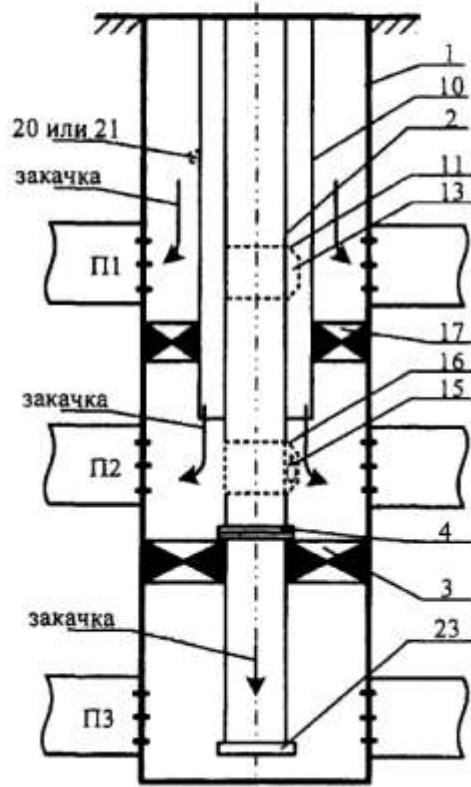
Фиг. 10



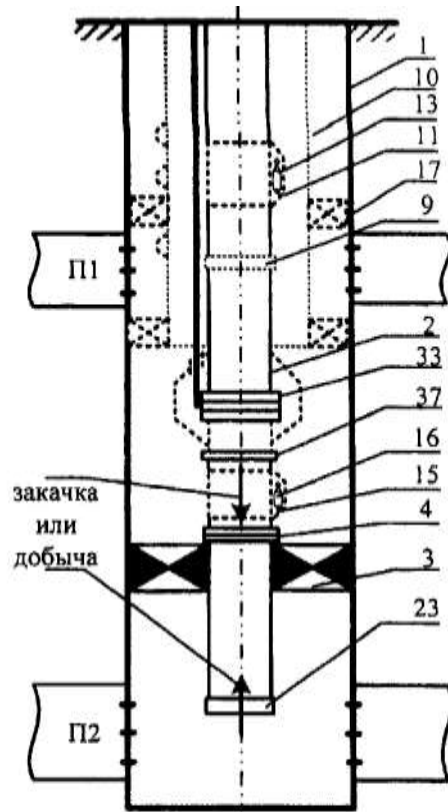
Фиг. 11



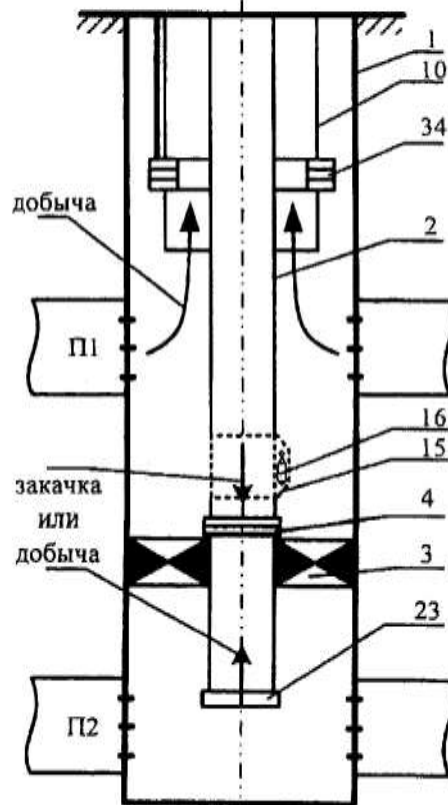
Фиг. 12



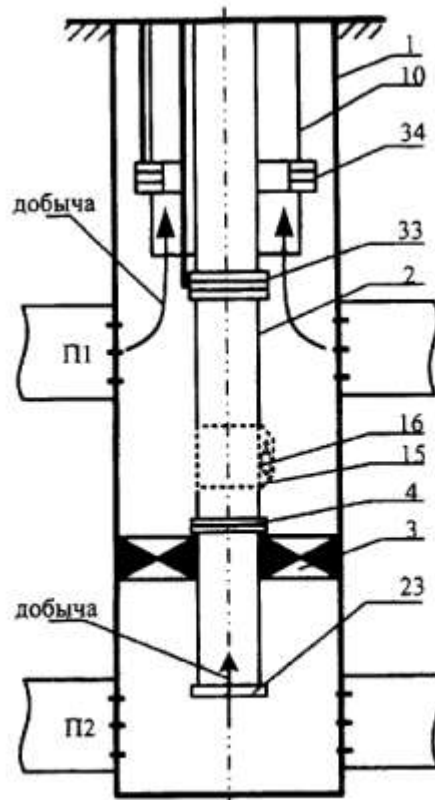
Фиг. 13



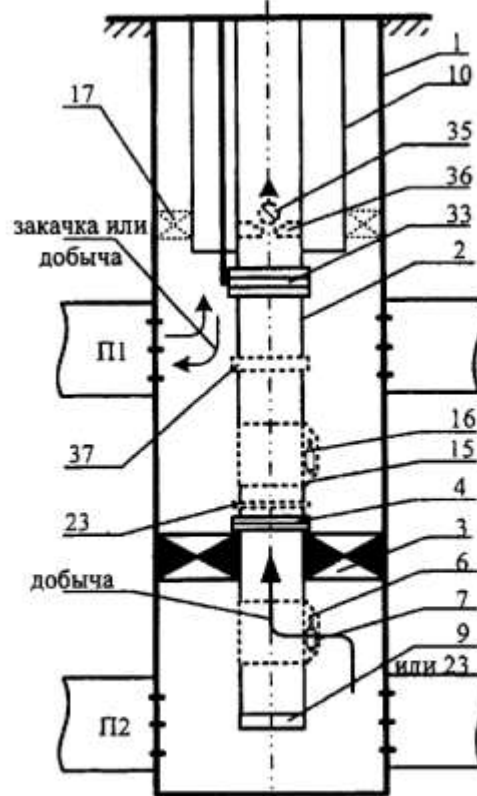
Фиг. 14



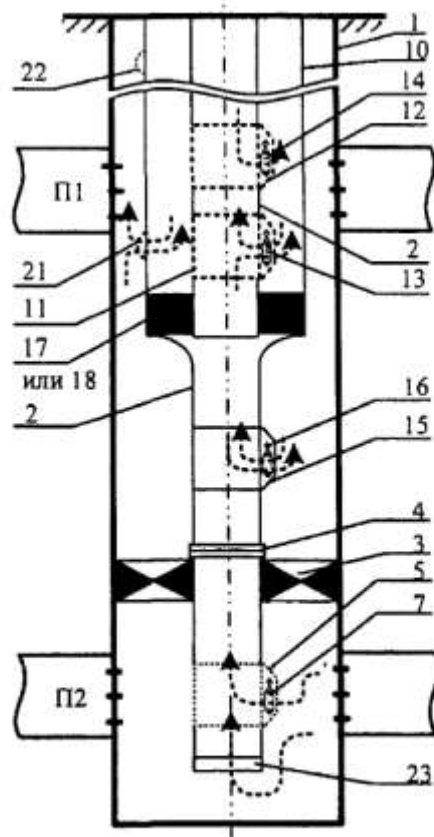
Фиг. 15



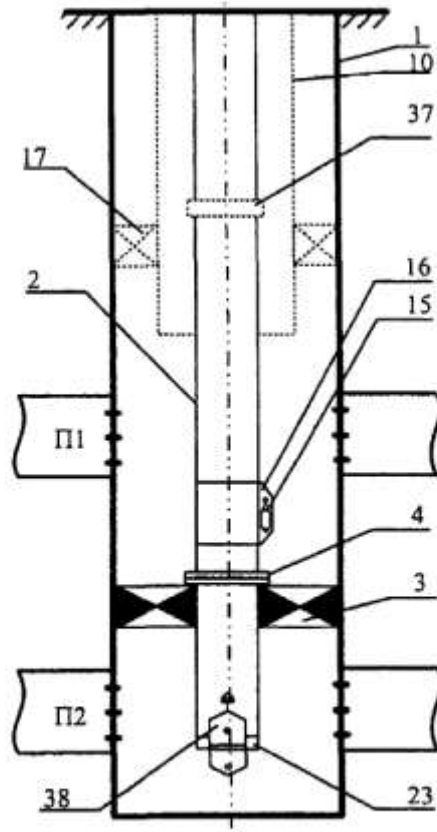
Фиг. 16



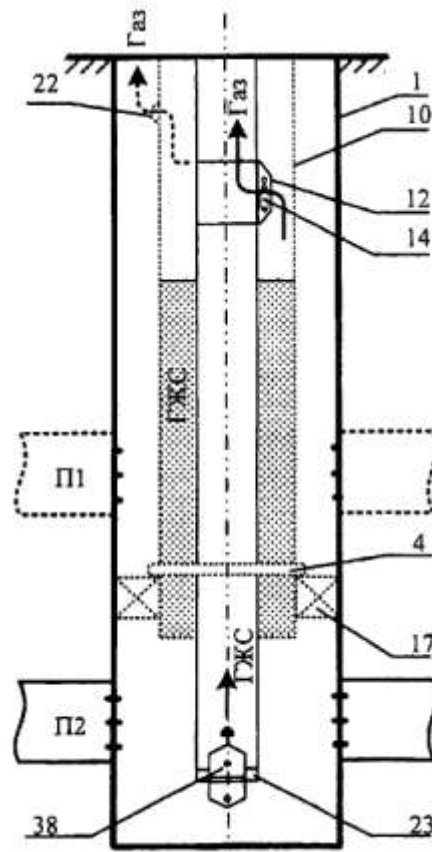
Фиг. 17



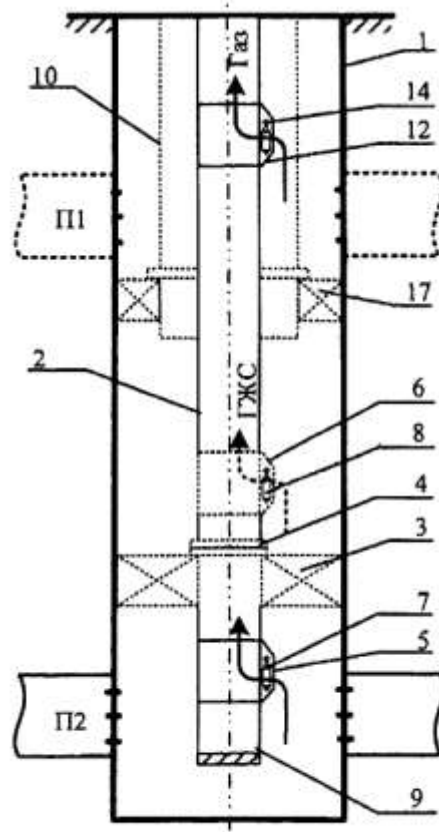
Фиг. 18



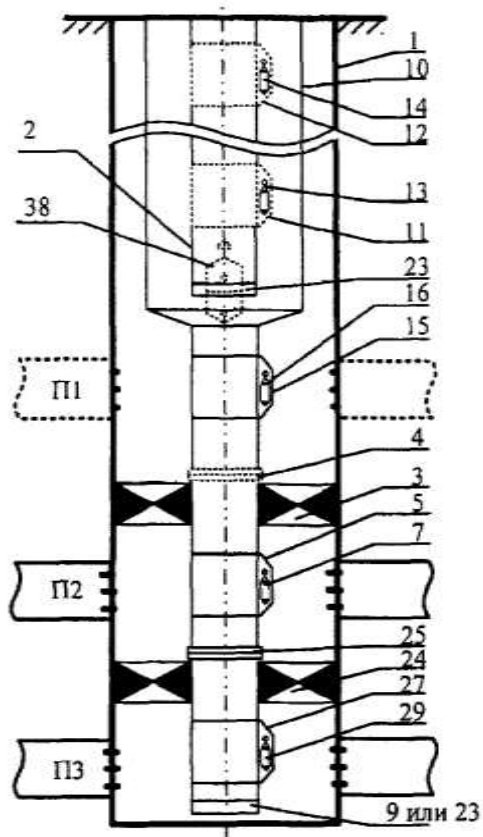
Фиг. 19



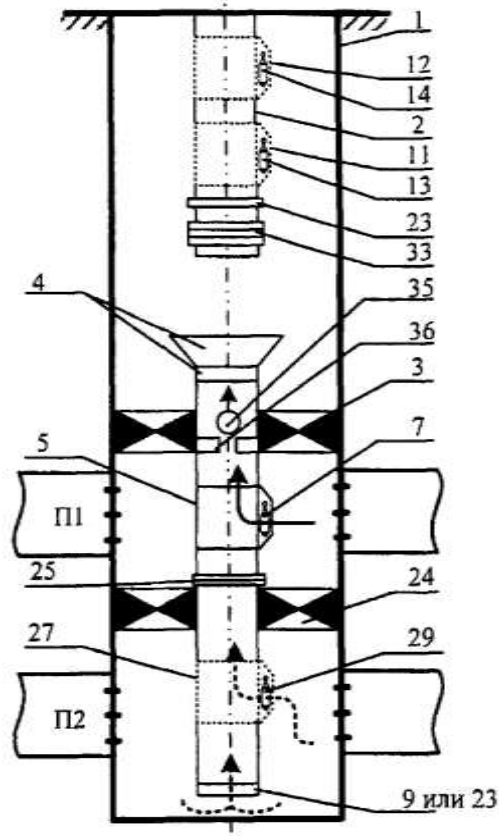
Фиг. 20



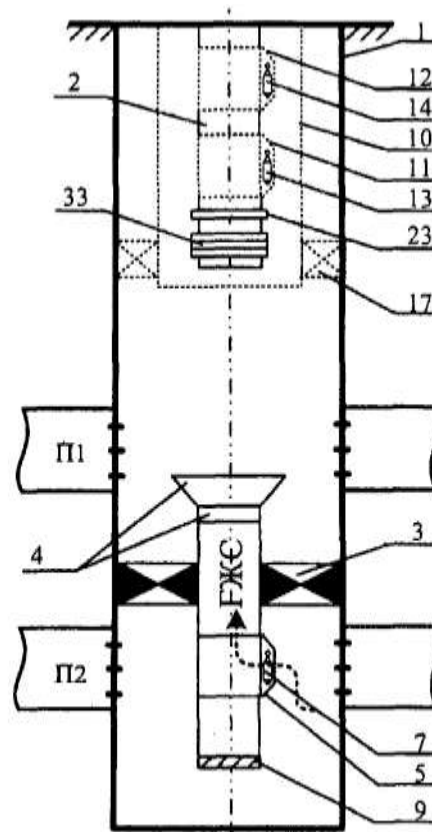
Фиг. 21



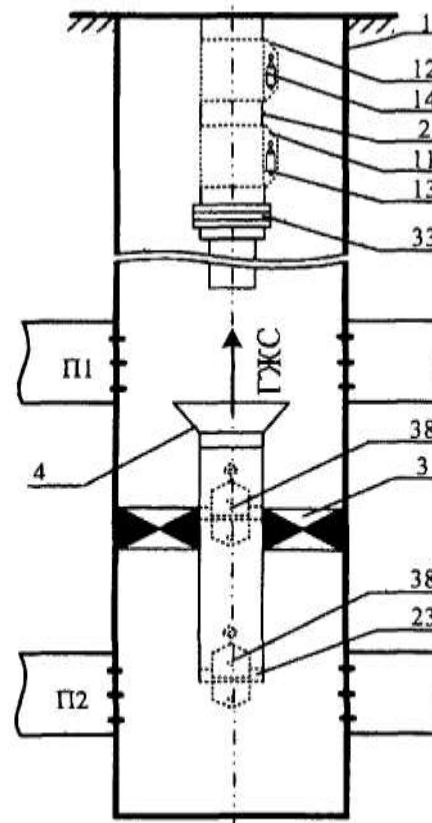
Фиг. 22



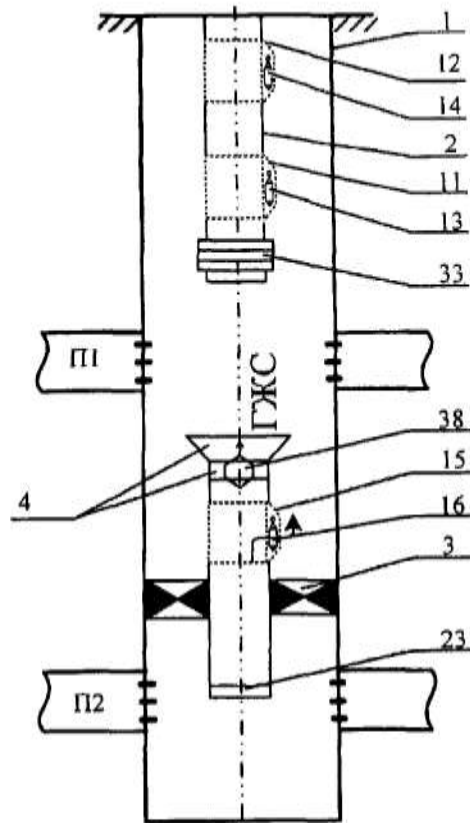
Фиг. 23



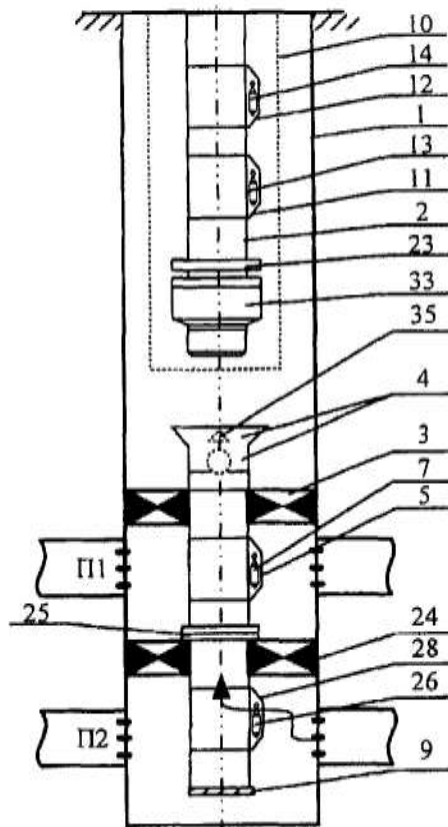
Фиг. 24



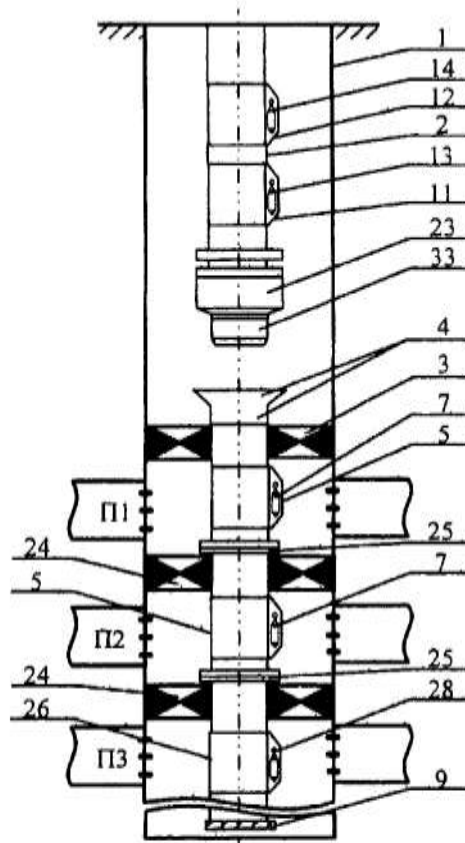
Фиг. 25



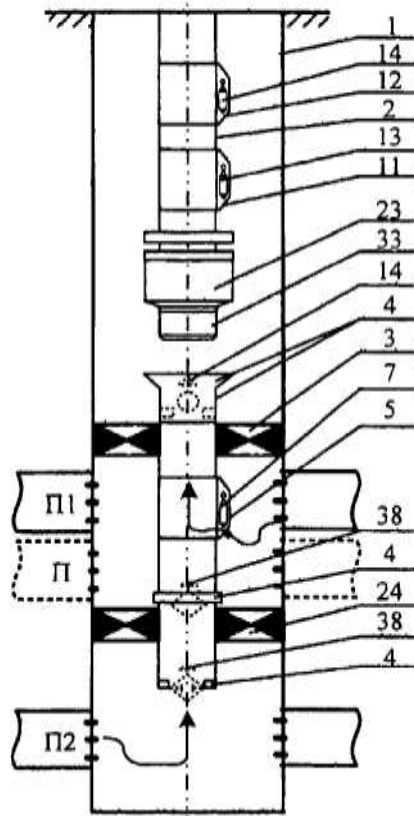
Фиг. 26



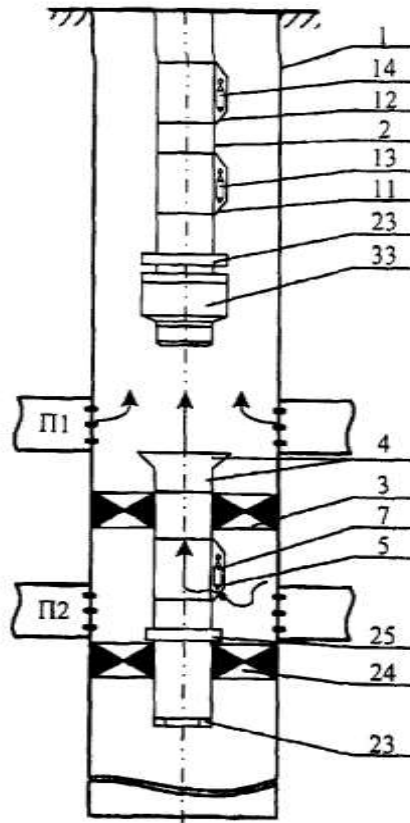
Фиг. 27



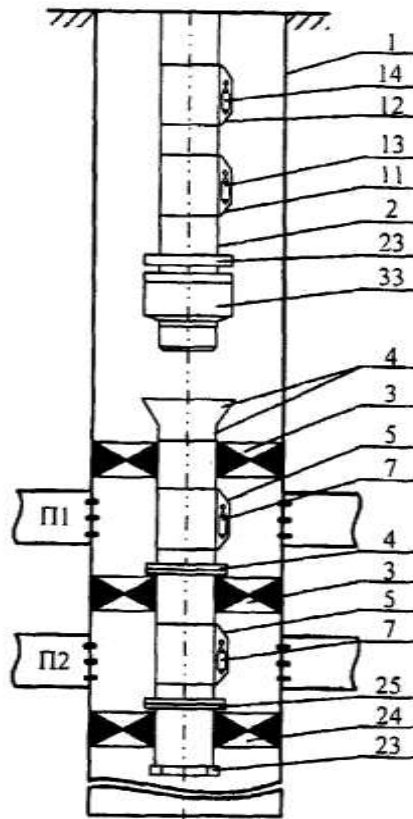
Фиг. 28



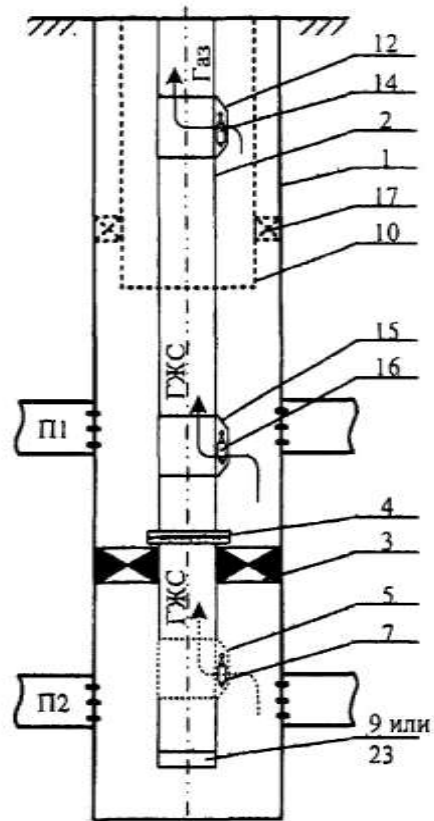
Фиг. 29



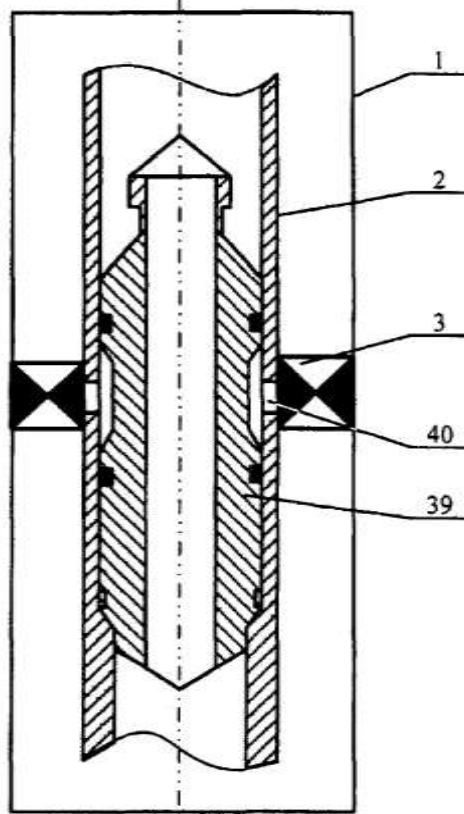
Фиг. 30



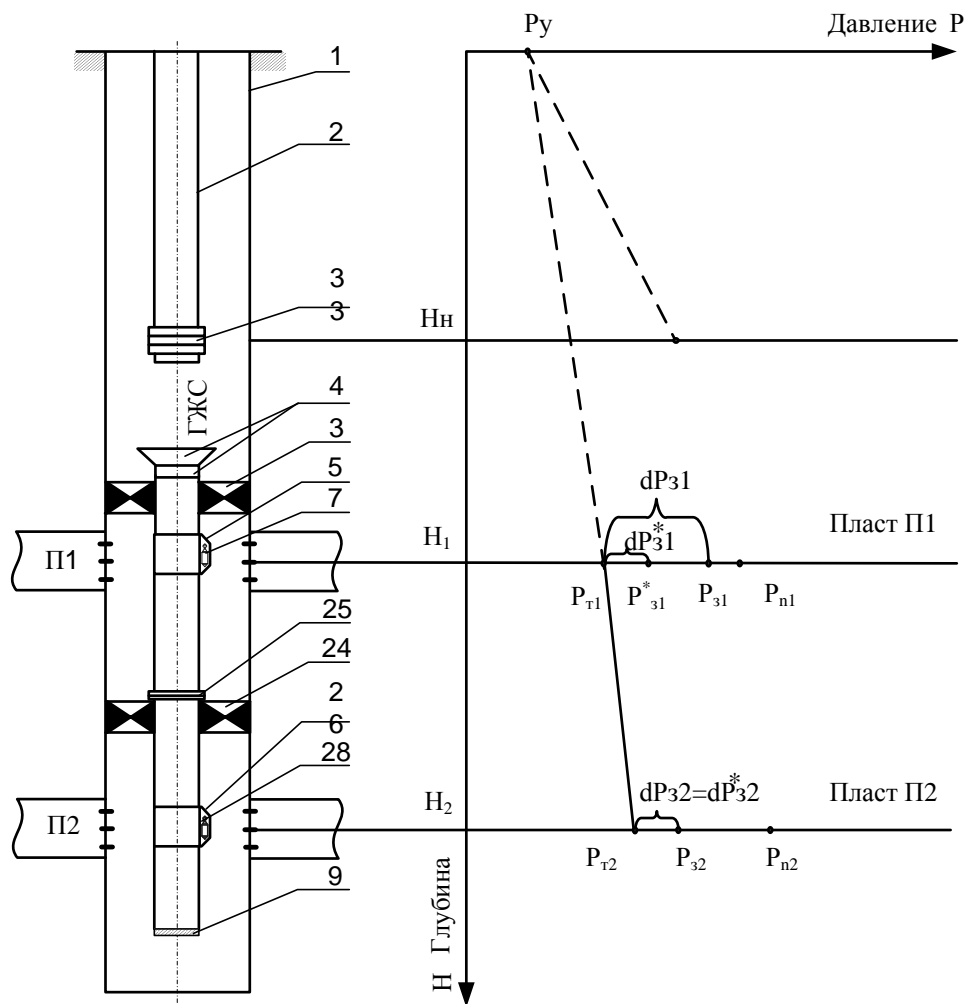
Фиг. 31



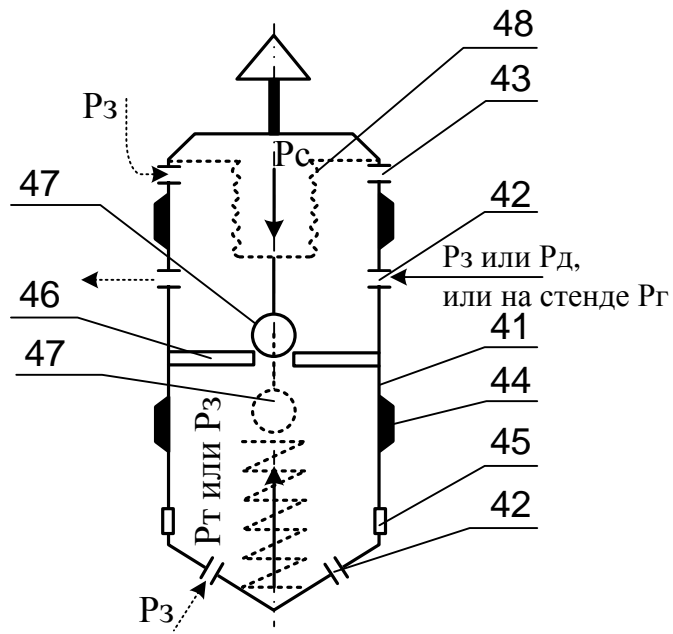
Фиг. 32



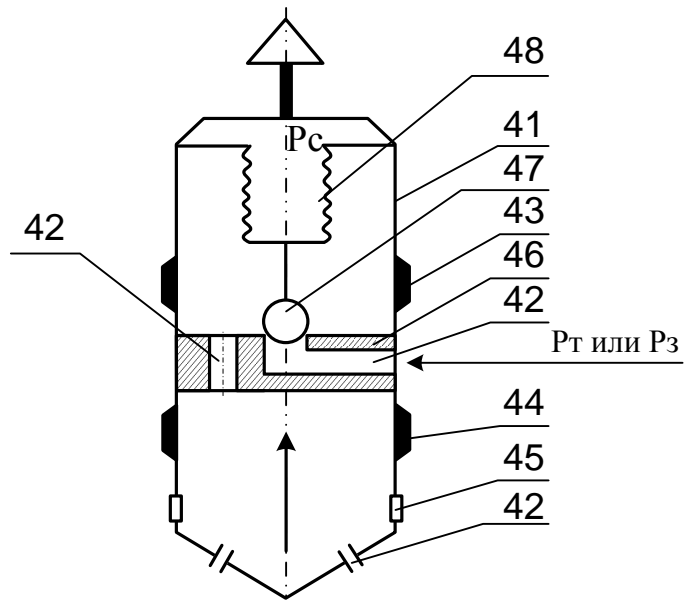
Фиг. 33



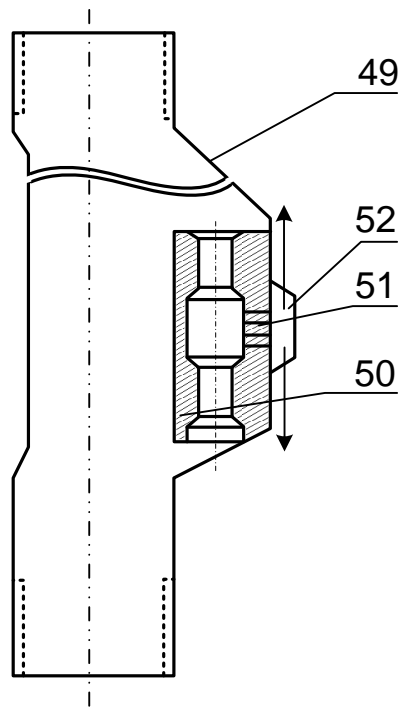
Фиг. 34



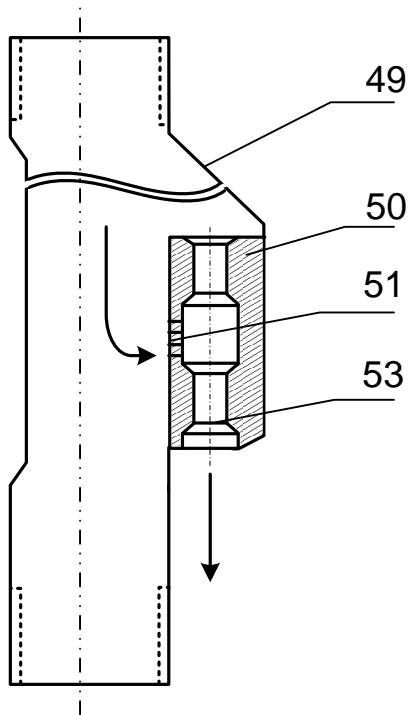
Фиг. 35



Фиг.36



Фиг.37



Фиг.38