

(12) МЕЖДУНАРОДНАЯ ЗАЯВКА, ОПУБЛИКОВАННАЯ В  
СООТВЕТСТВИИ С ДОГОВОРОМ О ПАТЕНТНОЙ КООПЕРАЦИИ (РСТ)

(19) Всемирная Организация  
Интеллектуальной Собственности  
Международное бюро



(10) Номер международной публикации  
**WO 2021/029786 A1**

(43) Дата международной публикации  
18 февраля 2021 (18.02.2021)

- (51) Международная патентная классификация :  
*F42B 43/12* (2006.01) *F42B 34/06* (2006.01)
- (21) Номер международной заявки : РСТ/RU2020/050160
- (22) Дата международной подачи :  
17 июля 2020 (17.07.2020)
- (25) Язык подачи : Русский
- (26) Язык публикации : Русский
- (30) Данные о приоритете :  
62/886,367 14 августа 2019 (14.08.2019) US
- (71) Заявитель : ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТ-  
ВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ АЛОЙЛСЕРВИС " (ООО "ИТТ  
АЛОЙЛСЕРВИС ") (**ALOILSERVICE LIMITED  
LIABILITY COMPANY (ALOILSERVICE LLC)**)  
[RU/RU]; Республика Татарстан , ул.Волгоградская ,  
д.29 Альметьевск , 423454, Almetievsk (RU).
- (72) Изобретатели : ЖЕЛОНКИН , Александр Леонидо -  
вич (**ZHELONKIN, Alexandr Leonidovich**); Республи -  
ка Татарстан , ул. Заслонова , д.9, кв. 121 Альметьевск ,  
423450, Almetievsk (RU). ВАХИТОВ , Ильшат Дами -  
рович (**VAKHITOV, Ilshat Damirovich**); Республика  
Татарстан , ул. Заслонова , д. 8а, кв. 23 Альметьевск ,  
423450, Almetievsk (RU). ФИЛИППОВ , Виталий Пет -

рович (**FILIPPOV, Vitaly Petrovich**); Республика Та-  
тарстан , ул. М Ломоносова , дом 17 Бугульма , 423233,  
Bugulma (RU). АБДРАХМАНОВ , Габдрашит Султа -  
нович (**ABDRAKHMANOV, Gabdrashit Sultanovich**);  
ул.Цюрупы д.6 кв.33 I Москва , 117418, Moscow (RU).

- (74) Агент : КОТЛОВ , Дмитрий Владимирович  
(**KOTLOV, Dmitry Vladimirovich**); ООО "Скол -  
ково ", Территория инновационного центра "Сколково ",  
дом 4, оф.402. I Москва , 143026, Moscow (RU).
- (81) Указанные государства (если не указано иначе, для  
каждого вида национальной охраны) : AE, AG, AL, AM,  
AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ,  
CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO,  
DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN,  
HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, IT, JO, JP, KE, KG, KH, KN,  
KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD,  
ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO,  
NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW,  
SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN,  
TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, WS, ZA, ZM, ZW.
- (84) Указанные государства (если не указано иначе, для  
каждого вида региональной охраны) : ARIPO (BW, GH,  
GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ,  
UG, ZM, ZW), евразийский (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU,  
TJ, TM), европейский патент (AL, AT, BE, BG, CH, CY,

(54) **Title:** METHOD FOR INTERVAL ACTION ON HORIZONTAL WELLS

(54) Название изобретения : СПОСОБ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

(57) **Abstract:** The invention relates to the oil and gas industry, more particularly to developing and exploiting oil formations with areas of different permeability, including with the aid of lateral horizontal well bore sections. A method for interval action on horizontal wells comprises steps in which preliminary drilling of a horizontal well section is carried out, the section being constructed through formations with different areas of permeability. Geophysical investigations are carried out and the number of intervals of oil production of different categories and the length thereof are determined. A liner or a filter-liner of a casing string with packers and a shoe is lowered into the horizontal well section. An electric centrifugal pump and an assembly, consisting of electric valves with pressure- and temperature-measuring sensors, a cable, and packers dividing the well annulus, are lowered into the well on the string. The packers of the assembly are arranged opposite the packers of the casing string. As the assembly is lowered, some of the electric valves are opened while another electric valve intended for circulation purposes is closed. Data received from the sensors is monitored. Sections of a formation are periodically processed by pumping a chemical composition into a corresponding interval of the horizontal well section.

(57) Реферат : Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности , а именно к разработке и эксплуатации неф-  
тяных пластов с зонами различной проницаемости , в том числе с помощью боковых горизонтальных участков стволов . Способ  
поинтервального воздействия на горизонтальные скважины включает этапы , на которых предварительно бурят горизонталь -  
ный участок скважины , который строят через пласт с различными зонами проницаемости . Проводят геофизические исследо -  
вания и определяют количество интервалов нефтедобычи разных категорий и их длины . В горизонтальный участок скважины  
спускают хвостовик или фильтр - хвостовик обсадной колонны с пакерами и башмаком . На колонне труб спускают в скважину  
электроцентробежный насос и сборку , состоящую из электроклапанов с измерительными датчиками давления и температуры ,  
кабеля , пакеров , разделяющих межтрубное пространство скважины . Пакеры сборки располагают напротив пакеров обсадной  
колонны . При спуске сборки одни электроклапаны открывают , а другой , предназначенный для циркуляции , закрывают . Вы -  
полняют мониторинг данных , полученных с датчиков . Периодически обрабатывают участки пласта путем закачки химиче -  
ской композиции в соответствующий интервал горизонтального участка скважины .



WO 2021/029786 A1

CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT,  
LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE,  
SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN,  
GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Опубликована :

- с отчётом о международном поиске (статья 21.3)
- в черно-белом варианте ; международная заявка в поданном виде содержит цвет или оттенки серого и доступна для загрузки из *PATENTSCOPE*.

## СПОСОБ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

### Область техники

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к разработке и эксплуатации нефтяных пластов с зонами различной проницаемости, в том числе с помощью боковых и боковых горизонтальных стволов из эксплуатационных колонн.

### Уровень техники

Известен способ обработки призабойной зоны пласта (патент РФ № 2042807, Е2 1В 43/27, опубл. 27.08.1995) путем последовательной закачки в пласт буферной жидкости на углеводородной основе и ингибированный водный раствор соляной кислоты или глино-кислоты, отличающийся тем, что дополнительно после закачки в пласт ингибированного водного раствора соляной кислоты или глино-кислоты в смеси со спиртосодержащим продуктом в соотношении от 1:1 до 1:2 закачивают вторую буферную жидкость, в качестве которой используют бензин газовый стабильный, представляющий смесь предельных углеводородов С<sub>3</sub>+выше, при этом в качестве буферной жидкости на углеводородной основе используют бензин газовый стабильный и спирт изопропиловый в соотношении (1-3):1 соответственно. Для реализации способа используют колонну НКТ, спущенную в скважину до интервала перфорации и забоя.

Недостатком этого способа является невозможность адресной кислотной обработки определенных интервалов ствола скважины, а также высокие материальные затраты из-за большого количества спуско-подъемных операций, связанных с обработкой и освоением скважины.

Наиболее близким по технической сущности к заявляемому является способ разобщения и управления выработкой запасов, дренируемых горизонтальной скважиной, и устройство для его осуществления (патент РФ № 2488686, Е2 1В 43/12, 43/14, опубл. 27.07.2013, бюл. № 21).

Устройство для осуществления способа включает колонну труб с кабелем, регулирующими устройствами в виде электрических клапанов, измерительными датчиками давления и температуры и с одним или несколькими пакерами, перекрывающими внутрискважинное пространство, причем датчики связаны с блоком измерения на устье скважины, а регулирующие устройства связаны кабелем с блоком управления, при этом выше регулирующих устройств размещен насос для поднятия продукции на поверхность по трубному пространству. Причем скважину оборудуют горизонтальным участком, проходящим по пласту с различными зонами проницаемости, а пакеры размещены в горизонтальном участке скважины, разделяя зоны пласта с различной проницаемостью, внут-

ритрубное пространство разобщено заглушкой, над которой установлены друг над другом верхнее и нижнее регулирующие устройства, размещенные в вертикальном стволе и оснащенные измерительными датчиками, причем вход нижнего регулирующего устройства сообщен с трубным пространством ниже заглушки, а выход - с трубным пространством выше заглушки, вход верхнего регулирующего устройства сообщен с внутрискважинным пространством, а выход - с внутритрубным пространством выше заглушки, с которым сообщен вход насоса, при этом скважинные пространства, отсеченные пакерами, с одинаковой или близкой проницаемостью собраны в две группы, каждая из которых сообщена с трубным пространством или внутрискважинным пространством посредством одного или нескольких патрубков, причем датчики и регулирующие устройства соединены соответственно с блоком измерения и блоком управления одним кабелем, при этом каждое регулирующее устройство выполнено в виде размещенных в корпусе электродвигателя с редуктором, вращающий вал которых соединен посредством соединения «винт-гайка» с толкателем и клапаном, выполненным с возможностью герметичного взаимодействия с седлом, ниже которого размещен стакан с входом в виде каналов, в котором размещена компенсационная камера с эластичными стенками, заполненная смазочной жидкостью и сообщенная с внутренним пространством толкателя и герметизированным пространством, расположенным выше толкателя.

Недостатками данного устройства являются: невозможность закачки в скважину через клапан рабочего агента, например, кислоты или промывочной жидкости, так как шар клапана не фиксируется в открытом положении; высокая вероятность повреждения эксплуатационной колонны при создании больших давлений в случае закачки рабочего агента в скважину; количество независимых интервалов добычи ограничено двумя зонами, объединяющими одинаковые по проницаемости интервалы.

#### Сущность изобретения

Технической задачей заявленной группы изобретений является расширение технологических возможностей при работе устройства в скважине с горизонтальным участком с возможностью независимого включения или выключения каждого из интервалов добычи и возможности закачки в скважину через клапан рабочего агента за счет разделения интервалов с различной проницаемостью и применения управляемых электроклапанов, а также повышение надежности электроклапанов путем исключения поступательно движущихся исполнительных механизмов в приводе клапана, чувствительных к резким перепадам давления, а также возможности сборки, исключающей скручивание и повреждение кабеля за счет применения специального переводника.

Техническим результатом заявленной группы изобретения является обеспечение возможности независимого включения или выключения каждого из интервалов добычи и возможности закачки в скважину через клапан рабочего агента за счет разделения интер-

валов с различной проницаемостью и применения управляемых электроклапанов, а также повышение надежности электроклапанов путем исключения поступательно движущихся исполнительных механизмов в приводе клапана, чувствительных к резким перепадам давления, а также возможности сборки, исключающей скручивание и повреждение кабеля за счет применения специального переводника.

Заявленный технический результат достигается за счет того, что способ поинтервального воздействия на горизонтальные скважины, включающий этапы на которых: предварительно бурят горизонтальный участок (8) скважины (9), который строят через пласт (12) с различными зонами проницаемости, проводят геофизические исследования и определяют количество интервалов нефтедобычи разных категорий и их длины, в горизонтальный участок (8) спускают и устанавливают хвостовик или фильтр-хвостовик (13) обсадной колонны (14) с пакерами (15), (7) и башмаком (39), расположенными на колонне в соответствии с размерами указанных интервалов нефтедобычи, на колонне труб (1) спускают в горизонтальный участок (8) и устанавливают внутри хвостовика (13) сборку, состоящую из электроклапанов (3), (4), (18) с измерительными датчиками давления и температуры (5), (6), (41) кабеля (2), пакеров (16), располагая пакеры (16) таким образом, чтобы они находились напротив соответствующих им пакеров (7) и (15) герметично разделяя межтрубное пространство (17), в эксплуатационной колонне (14) размещают электроцентробежный насос (10) в кожухе (19), жестко соединенном с колонных труб (1), при спуске сборки в скважину (9) электроклапаны (3), (4) открывают для заполнения внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) продукцией скважины (9), а циркуляционный электроклапан (18) закрывают, выполняют мониторинг данных, полученных с датчиков, периодически обрабатывают участки пласта (12) путем закачки химической композиции в соответствующий интервал горизонтального участка (8) скважины (9).

В частном случае реализации заявленного технического решения при спуске оборудования заполняют внутритрубное пространство (11) колонны труб (1) продукцией скважины (9) и открывают электроклапаны (3), (4), (18) и (38) при эксплуатации скважины (9) штанговым глубинным насосом (32).

В частном случае реализации заявленного технического решения электроклапан (38) закрывают перед отбором продукции скважины (9) с помощью штангового глубинного насоса (32).

В частном случае реализации заявленного технического решения для выполнения мониторинга данных, получаемых с датчиков закрывают или открывают электроклапаны (3) и (4).

В частном случае реализации заявленного технического решения для закачки в соответствующий интервал горизонтального участка (8) скважины (9) химической композиции для обработки пласта (12) выполняют этапы на которых: закрывают электроклапа-

ны (3) и (4) и открывают циркуляционный электроклапан (18), затем вытесняют из трубного пространства (11) на поверхность скважинную продукцию через затрубное пространство (43) колонны (14), путём прокачки расчётного объёма химической композиции во внутритрубное пространство (11) колонны (1) до циркуляционного клапана (18), циркуляционным электроклапаном (18) перекрывают сообщение с затрубным пространством (43) и открывают соответствующий электроклапан (3) или (4) для проведения обработки нужного интервала пласта (12), продавливают в пласт (12) необходимый объём химической композиции, закрывают электроклапан (3) или (4) на время технологической выдержки, по окончании технологической выдержки открывают соответствующий электроклапан (3) или (4), запускают насос и откачивают расчётный объём скважинной жидкости, находящейся во внутритрубном пространстве (11), от электроклапана до кожуха (19), закрывают соответствующий электроклапан (3) или (4), открывают клапан (18) и вымывают продукты реакции из внутреннего пространства (11) на поверхность, эту операцию повторяют до появления продукции пласта (12) на поверхности, далее продолжают отбор продукции скважины 9 в обычном режиме.

В частном случае реализации заявленного технического решения для поинтервальной обработки пласта (12) для скважин, эксплуатируемых с помощью штангового глубинного насоса (32), предусматривает вытеснение на поверхность скважинной продукции через затрубное пространство (43) путём прокачки расчётного объёма химической композиции во внутритрубное пространство (11) колонны труб (1) через боковые каналы (37) переводника (33) и открытый электроклапан (38), причём циркуляционный электроклапан (18) перед этим открывают, а электроклапаны (3) и (4) закрывают.

В частном случае реализации заявленного технического решения после вытеснения скважинной жидкости из внутритрубного пространства (11), циркуляционным электроклапаном (18) перекрывают сообщение с затрубным пространством (43) и открывают нужный электроклапан (3) или (4) для проведения обработки соответствующего интервала пласта (12): продавливают в пласт (12) необходимый объём химической композиции, закрывают электроклапан (3) и (4) на время технологической выдержки, по окончании технологической выдержки закрывают электроклапан (38), открывают электроклапан (3) или (4), циркуляционный клапан (18), запускают штанговый глубинный насос (32) и откачивают скважинную жидкость, находящуюся в затрубном пространстве (43), до кожуха (19) насоса (32), затем насос останавливают, закрывают электроклапан (3) или (4) и открывают электроклапан (38), удаляют продукты реакции на поверхность путем закачки скважинной жидкости во внутритрубное пространство (11) колонны труб (1) через циркуляционный клапан (18) и через затрубное пространство (43), операцию повторяют до появления продукции пласта (12) на поверхности, затем продолжают отбор продукции пласта (12) через скважину (9) в обычном режиме.

Технический результат также достигается за счет того, что устройство для поинтервального воздействия на горизонтальные скважины, эксплуатируемые глубинно-насосным оборудованием, включает: колонну труб (1) с кабелем (2), два или более электроклапанов (3) и (4) снабженных измерительными датчиками, по меньшей мере один пакер, разделяющий внутреннее пространство горизонтального участка (8) скважины (9) на два или более интервала, электроцентробежный насос (10), размещенный на расчётном расстоянии от устья скважины, причем указанные электроклапаны (3), (4) и датчики (5), (6) связаны кабелем (2) с интерфейсным блоком на устье скважины, отличающееся тем, что колонна труб (1) выше электроклапанов (3) и (4) оснащена циркуляционным электроклапаном (18), предназначенным для соединения внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) с затрубным пространством (43) скважины (9) при промывке колонны труб (1).

В частном случае реализации заявленного технического решения один или более из указанных датчиков является датчиком давления.

В частном случае реализации заявленного технического решения один или более из указанных датчиков является датчиком температуры.

В частном случае реализации заявленного технического решения дополнительно содержит хвостовик и/или фильтра-хвостовика (13), герметично соединенный с обсадной колонной (14), при этом устройство дополнительно снабжено пакерами (16), разобщающими межтрубное пространство (17), на соответствующие проницаемые участки.

В частном случае реализации заявленного технического решения насос дополнительно заключен в защитный кожух (19).

В частном случае реализации заявленного технического решения каждый электроклапан (3), (4) и (18) выполнены в виде размещенных в корпусе (20) электродвигателя (21) с редуктором (22), вращающего вал (23), соединенный через шпindel (24) с клапаном (25), выполненным с возможностью герметичного взаимодействия с седлами (27), причем над седлами (27) размещены входное (28) и выходное (29) отверстия.

В частном случае реализации заявленного технического решения клапан (25) выполнен в виде шара (30) с цилиндрическим сквозным отверстием (31), выполненным поперек корпуса (20), причем в положении "открыто" отверстие (31) шара (30) соединяет входное отверстие (28) с выходным отверстием (29), позволяя скважинной жидкости поступать во внутреннюю полость (11) колонны труб (1), а в положении "закрыто" перекрывает ее поступление во внутреннюю полость (11) колонны труб (1).

В частном случае реализации заявленного технического решения наружный кожух (19) содержит переводник (33), имеющий радиальные каналы (34), соединяющие пространство скважины (9) с центральным осевым каналом (35) и штанговым глубинным насосом (32), причем центральный канал (35) снизу перекрыт заглушкой (36).

В частном случае реализации заявленного технического решения в переводнике (33) выполнены боковые каналы (37) соосные центральному каналу (35).

В частном случае реализации заявленного технического решения колонна труб (1) дополнительно оборудована электроклапаном (38), для закрытия внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) ниже кожуха (19) при добыче скважинной жидкости и его открытия при закачке рабочего агента в горизонтальный участок (8) скважины (9) в процессе обработки призабойной зоны .

В частном случае реализации заявленного технического решения насос , электрокабели , клапаны и пакеры изготовлены в коррозионностойком исполнении .

В частном случае реализации заявленного технического решения пакеры (15) и (7) установлены с таким расчетом , чтобы на протяжении горизонтального участка (8) изолировать между собой интервалы нефтедобычи с разной проницаемостью , а хвостовик (13) имеет перфорационные отверстия (40) или снабжен скважинным фильтром в каждом из интервалов .

В частном случае реализации заявленного технического решения кабель (2) в горизонтальном стволе скважины расположен внутри трубы НКТ .

Таким образом , использование изобретения позволяет расширить технологические возможности при добыче продукции из скважин с горизонтальными участками , обсаженными хвостовиками за счет размещения в хвостовике колонны труб с электроклапанами , герметично , благодаря пакерам , размещенными напротив интервалов с различной проницаемостью , с возможностью отключать из эксплуатации обводнившиеся интервалы не прекращая добычу нефти , причем для поинтервальной обработки пластов рабочими агентами применяются дополнительные независимые каналы , исключающие воздействие химреагентов и повышенного давления на стенки эксплуатационной колонны и позволяющие производить замену глубинно -насосного оборудования без извлечения устройства на поверхность и , кроме того , за счет применения электроклапанов с запорным механизмом поворотного типа , повышается их надежность .

#### Краткое описание чертежей

На фиг . 1 - показано устройство с электроцентробежным насосом - общий вид ;  
на фиг .2 - устройство с электроцентробежным насосом со штанговым глубинным насосом (далее ШГН) ;

на фиг .3 - сечение А-А на фиг . 2 ;

на фиг .4 - электроклапан - общий вид ;

на фиг .5 - сечение А-А на фиг . 4 (увеличено ) ;

на фиг .6 - сечение Б-Б на фиг . 4 (увеличено ) ;

на фиг .7 - сечение В-В на фиг . 4 (увеличено ) .

На фигурах цифрами обозначены следующие позиции :

1- колонна труб ; 2 - кабель ; 3 - электроклапан ; 4 - электроклапан ; 5 - измерительный датчик ; 6 - измерительный датчик ; 7 - пакер ; 8 - внутреннее пространство горизонтального участка скважины ; 9 - скважина ; 10 - электропогружной насос ; 11 - внутритрубное пространство ; 12 - пласт ; 13 - хвостовик или фильтр хвостовик ; 14 - обсадная колонна ; 15 - пакер ; 16 - дополнительный пакер ; 17 - межтрубное пространство ; 18- циркуляционный электроклапан ; 19- наружный кожух ; 20 - корпус ; 21 - электродвигатель ; 22 - редуктор ; 23 - вращающийся вал ; 24 - шпindel ; 25 - клапан ; 26 - уплотнительное кольцо ; 27 - седло ; 28 - входное отверстие ; 29 - выходное отверстие ; 30 - шар ; 31 - цилиндрическое сквозное отверстие ; 32 - штанговый глубинный насос ; 33 - переводник ; 34 - радиальные каналы ; 35 - центральный осевой канал ; 36 - заглушка ; 37 - боковые каналы ; 38 - электроклапан ; 39 - башмак ; 40 - перфорационные отверстия ; 41 - датчик ; 42 - продольный канал ; 43 - затрубное пространство .

#### Раскрытие изобретения

Устройство для поинтервального воздействия на горизонтальные скважины , эксплуатируемые глубинно -насосным оборудованием (фиг. 1), включает колонну труб (1) с кабелем (2), два или более электроклапанов (3 и 4) с измерительными датчиками давления (и температуры ) (5, 6) пакер (или пакеры ) (7), разделяющий внутреннее пространство горизонтального участка (8) скважины (9) на два интервала (возможно более двух интервалов ) .

Электроклапаны (3, 4) и датчики (5, 6) связаны кабелем (2) с интерфейсным блоком на устье скважины . На расчётном расстоянии от устья скважины размещён электропогружной насос (10) для поднятия продукции на поверхность по внутритрубному пространству (11).

Горизонтальный участок (8) скважины (9) строят через пласт (12) с различными зонами проницаемости , разделяя по результатам геофизических исследований с помощью пакеров (7) пласт (12) на интервалы - слабопроницаемые и средне - или высокопроницаемые .

В случае применения хвостовика или фильтра -хвостовика (13) обсадной колонны (14), спускаемого до забоя , и герметично (например , с помощью пакера (15) соединенного с обсадной колонной (14), устанавливают дополнительно пакеры (16), разобщающие межтрубное пространство (17), на соответствующие проницаемые участки .

Новым является то, что колонна труб (1) выше электроклапанов (3) и (4) оснащена циркуляционным электроклапаном (18), предназначенным для соединения внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) с пространством скважины (9) при промывке колонны труб (1), например , от остатков закачанного в горизонтальный участок (8) химической композиции , в процессе обработки призабойной зоны .

Электроцентробежный насос (10) заключен в наружный кожух (19) с целью исключения воздействия химических реагентов на стенки эксплуатационной колонны (14) и повышенного давления при закачке химической композиции в горизонтальный участок (8) скважины (9).

При этом каждый электроклапан (3), (4) и (18) выполнены в виде размещенных в корпусе (20) (фиг. 4) электродвигателя (21) с редуктором (22), вращающий вал (23) которых соединен через шпindel (24) с клапаном (25), выполненным с возможностью герметичного (благодаря, например, уплотнительным кольцам (26) (фиг. 6)) взаимодействия с седлами (27). Над седлами (27) размещены входное (28) (фиг. 4) и выходное (29) отверстия.

Новым является то, что клапан (25) выполнен в виде шара (30) с цилиндрическим сквозным отверстием (31), выполненным поперек корпуса (20). Причем в положении "открыто" отверстие (31) шара (30) соединяет входное отверстие (28) с выходным отверстием (29), позволяя скважинной жидкости поступать во внутреннюю полость (11) (фиг. 1) колонны труб (1), а в положении "закрыто" (поворот шара (30) (фиг. 4) на 90 градусов) перекрывает ее поступление во внутреннюю полость (11) (фиг. 1) колонны труб (1).

В случае применения штангового глубинного насоса (фиг. 2) добычу скважинной жидкости из горизонтального участка (8) скважины (9) осуществляют через открытые электроклапаны (3), (4) и открытый циркуляционный электроклапан (18), откуда она поступает в ствол скважины (9) и к штанговому глубинному насосу (32).

Новым является то, что наружный кожух (19) содержит переводник (33), имеющий радиальные каналы (34) (фиг. 2, 3), соединяющие пространство скважины (9) (фиг. 2) с центральным осевым каналом (35) и штанговым глубинным насосом (32), причем центральный канал (35) снизу перекрыт заглушкой (36). Для закачки химической композиции в горизонтальный участок (8) скважины (9) в переводнике (33) имеются боковые каналы (37) (фиг. 2, 3) соосные центральному каналу (35).

При этом колонну труб (1) оборудуют дополнительно электроклапаном (38), предназначенным для закрытия внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) ниже кожуха (19) при добыче скважинной жидкости и его открытия при закачке химической композиции в горизонтальный участок (8) скважины (9) в процессе обработки призабойной зоны.

Способ осуществляют в следующей последовательности.

Бурят в пласте (12) (фиг. 1) горизонтальный участок (8) скважины (9). После проведения геофизических исследований и определения количества и длин интервалов нефтедобычи (слабопроницаемых, средне- или высокопроницаемых) в горизонтальный участок (8) спускают и устанавливают хвостовик (или фильтр-хвостовик) (13) обсадной колонны (14) с пакерами (15), (7) и башмаком (39) (фиг. 1).

При этом пакеры (15) и (7) устанавливают с таким расчетом, чтобы на протяжении горизонтального участка (8) изолировать между собой интервалы нефтедобычи с разной проницаемостью (на фиг. 1 показано два интервала), а хвостовик (13) перфорируют отверстиями (40) (или снабжают скважинными фильтрами) напротив каждого из интервалов.

Далее на колонне труб (1) спускают в горизонтальный участок (8) и устанавливают внутри хвостовика (13) компоновку, состоящую из электроклапанов (3), (4) с измерительными датчиками давления и температуры (5), (6) (фиг. 1), кабеля (2), пакеров (16) (фиг. 1), располагая пакеры (16) таким образом, чтобы они находились напротив соответствующих им пакеров (7) и (15) герметично разделяя межтрубное пространство (17). Выше пакера (15) хвостовика (13) в колонну труб (1) монтируют циркуляционный электроклапан (18), а в вертикальном стволе скважины (9) размещают электроцентробежный насос (10) в кожухе (19), жестко соединенном с колонных труб (1).

При этом электроклапаны (3), (4) открыты для лучшей заполняемости внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) продукцией скважины (9), а циркуляционный электроклапан (18) закрыт.

Подъем продукции из горизонтального участка (8) осуществляют с помощью электроцентробежного насоса (10) по внутритрубному пространству (11) колонны труб (1).

По информации, переданной с датчиков (5), (6) по кабелю (2) на устье скважины (9), определяют давление в каждом сегменте и соответствующую температуру.

При эксплуатации скважины (9) с штанговым глубинным насосом (32) (фиг. 2) заполнение внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) продукцией скважины (9) при спуске оборудования производят с открытыми электроклапанами (3), (4), (18) и (38). Перед отбором продукции скважины (9) с помощью штангового глубинного насоса (32) электроклапан (38) закрывают.

Мониторинг данных, полученных с датчиков (5), (6), (41) осуществляют постоянно. При необходимости закрывают (или открывают) электроклапаны (3) и (4). Для этого с устья скважины (9) подают сигнал по кабелю (2) на соответствующий электроклапан (3) или (4). При этом электродвигатель (21) (фиг. 4), расположенный в корпусе (20) электроклапана (3) или (4), через редуктор (22) начинает вращать вал (23) со шпинделем (24) поворачивая шар (30) с цилиндрическим сквозным отверстием (31) так, чтобы соединить (или разъединить) входное отверстие (28) с выходным отверстием (29), т.е. «открыть» (или «закрыть») электроклапан (3) или (4). Конструкция циркуляционного электроклапана (18) аналогична конструкции электроклапанов (3) или (4).

При этом продукция из соответствующего интервала горизонтального участка (8) (фиг. 1) проходит через продольный канал (42) (фиг. 4) в корпусе (20) электроклапана (3) или (4) и поднимается по внутритрубному пространству (11) (фиг. 1) при закрытом циркуляционном электроклапане (18) в кожух (19) и на вход электроцентробежного насоса (10).

В случае, когда необходимо закачать в соответствующий интервал горизонтально - го участка (8) скважины (9) химическую композицию для обработки пласта (12) закрывают электроклапаны (3) и (4) и открывают циркуляционный электроклапан (18), затем вытесняют из трубного пространства (11) на поверхность скважинную продукцию через затрубное пространство (43) колонны (14), путём прокачки расчётного объёма химической композиции во внутритрубное пространство (11) колонны (1) до циркуляционного клапана (18).

При этом электроцентробежный насос, электрокабели, электроклапаны и пакеры должны быть изготовлены в коррозионностойком исполнении.

Далее в циркуляционном электроклапане (18) перекрывают сообщение с затрубным пространством (43) и открывают соответствующий электроклапан (3) или (4) для проведения обработки нужного интервала пласта (12). Для этого продавливают в пласт (12) необходимый объём химической композиции, закрывают электроклапан (3) или (4) на время технологической выдержки.

По окончании технологической выдержки открывают соответствующий электроклапан (3) или (4), запускают электроцентробежный насос (10) и откачивают объём скважинной жидкости, находящейся во внутритрубном пространстве (11). При откачке скважинной жидкости продукты реакции заполняют внутритрубное пространство (11) до кожуха (19). Насос останавливают, закрывают электроклапан (3) или (4), открывают электроклапан (18) и через затрубное пространство (43) удаляют продукты реакции на поверхность. Данную операцию повторяют до появления скважинной продукции на поверхности.

Затем продолжают отбор продукции в обычном режиме.

Технология поинтервальной обработки пласта (12) для скважин, эксплуатируемых с помощью штангового глубинного насоса (32) (фиг. 2) предусматривает вытеснение на поверхность скважинной продукции из затрубного пространства (43) путём прокачки расчётного объёма химической композиции во внутритрубное пространство (11) колонны труб (1) через боковые каналы (37) переводника (33) и открытый электроклапан (38). При этом циркуляционный электроклапан (18) перед этим открывают, а электроклапаны (3) и (4) закрывают.

Далее после вытеснения скважинной жидкости из внутритрубного пространства (11) в циркуляционном электроклапане (18) перекрывают сообщение с затрубным пространством (43) и открывают нужный электроклапан (3) или (4) для проведения обработки соответствующего интервала пласта (12). Для этого продавливают в пласт (12) необходимый объём химической композиции, закрывают электроклапан (3) или (4) на время технологической выдержки.

По окончании технологической выдержки закрывают электроклапан (38), открывают электроклапан (3) или (4), циркуляционный клапан (18), запускают штанговый глубинный

ный насос (32) и откачивают скважинную жидкость, находящуюся в затрубном пространстве (43). При откачке скважинной жидкости продукты реакции заполняют затрубное пространство (43) до нижней части штангового глубинного насоса (32). Насос останавливают, закрывают электроклапан (3) или (4) и открывают электроклапан (38). Закачкой скважинной жидкости во внутритрубное пространство колонны труб (1) (например, с помощью агрегата ЦА-320) через циркуляционный клапан (18) и через затрубное пространство (43) удаляют продукты реакции на поверхность. Данную операцию повторяют до появления скважинной продукции на поверхности.

Затем продолжают отбор продукции в обычном режиме.

Таким образом, использование изобретения позволяет расширить технологические возможности при добыче продукции из скважин с горизонтальными участками, обсаженными хвостовиками за счет размещения в хвостовике колонны труб с электроклапанами, герметично, благодаря пакерам, размещенными напротив интервалов с различной проницаемостью, с возможностью отключать из эксплуатации обводнившиеся интервалы не прекращая добычу нефти, причем для поинтервальной обработки пластов химической композицией (без подъема глубинно-насосного оборудования и без привлечения бригад подземного ремонта скважин и капитального ремонта скважин) применяются дополнительные независимые каналы, исключающие воздействие химреагентов и повышенного давления на стенки эксплуатационной колонны и позволяющие производить замену глубинно-насосного оборудования без извлечения устройства на поверхность и, кроме того, за счет применения клапана поворотного типа, повышается их надежность.

#### ПРИМЕР :

Технология поинтервальной обработки пласта (12) для скважин, эксплуатируемых с помощью штангового глубинного насоса в стандартном режиме (32) (фиг. 2) предусматривает вытеснение на поверхность скважинной продукции из затрубного пространства (43) путём прокачки от 0,6-1 м<sup>3</sup> на 1 м вскрытой толщины пласта химической композиции, например 10-16%-ного водного раствора соляной кислоты, во внутритрубное пространство (11) колонны труб (1) через боковые каналы (37) переводника (33) и открытый электроклапан (38). Причем циркуляционный электроклапан (18) перед этим открывают, а электроклапаны (3) и (4) закрывают.

Далее после вытеснения скважинной жидкости из внутритрубного пространства (11) в циркуляционном электроклапане (18) перекрывают сообщение с затрубным пространством (43) и открывают нужный электроклапан (3) или (4) для проведения обработки соответствующего интервала пласта (12). Для этого продавливают в пласт (12) необходимый объем химической композиции, закрывают электроклапан (3) или (4). Продолжительность выдерживания химической композиции - 2 ч. По окончании технологической выдержки закрывают электроклапан (38), открывают электроклапан (3) или (4), цир-

куляционный клапан (18), запускают штанговый глубинный насос (32) и откачивают скважинную жидкость, находящуюся в затрубном пространстве (43). При откачке скважинной жидкости продукты реакции заполняют затрубное пространство (43) до нижней части штангового глубинного насоса (32). Насос останавливают, закрывают электроклапан (3) или (4) и открывают электроклапан (38). Закачкой скважинной жидкости во внутритрубное пространство колонны труб (1) (например, с помощью агрегата ЦА-320) через циркуляционный клапан (18) и через затрубное пространство (43) удаляют продукты реакции на поверхность. Данную операцию повторяют до появления скважинной продукции на поверхности.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ поинтервального воздействия на горизонтальные скважины, включающий этапы на которых:

предварительно бурят горизонтальный участок (8) скважины (9), который строят через пласт (12) с различными зонами проницаемости,

проводят геофизические исследования и определяют количество интервалов нефтедобычи разных категорий и их длины,

в горизонтальный участок (8) спускают и устанавливают хвостовик или фильтр-хвостовик (13) обсадной колонны (14) с пакерами (15), (7) и башмаком (39), расположенными на колонне в соответствии с размерами указанных интервалов нефтедобычи,

на колонне труб (1) спускают в горизонтальный участок (8) и устанавливают внутри хвостовика (13) сборку, состоящую из электроклапанов (3), (4), (18) с измерительными датчиками давления и температуры (5), (6), (41) кабеля (2), пакеров (16), располагая пакеры (16) таким образом, чтобы они находились напротив соответствующих им пакеров (7) и (15) герметично разделяя межтрубное пространство (17),

в эксплуатационной колонне (14) размещают электроцентробежный насос (10) в кожухе (19), жестко соединенном с колонных труб (1),

при спуске сборки в скважину (9) электроклапаны (3), (4) открывают для заполнения внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) продукцией скважины (9), а циркуляционный электроклапан (18) закрывают,

выполняют мониторинг данных, полученных с датчиков,

периодически обрабатывают участки пласта (12) путем закачки химической композиции в соответствующий интервал горизонтального участка (8) скважины (9).

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что при спуске оборудования заполняют внутритрубное пространство (11) колонны труб (1) продукцией скважины (9) и открывают электроклапаны (3), (4), (18) и (38) при эксплуатации скважины (9) штанговым глубинным насосом (32)

3. Способ по п. 1, отличающийся тем, что электроклапан (38) закрывают перед отбором продукции скважины (9) с помощью штангового глубинного насоса (32).

4. Способ по п. 1, отличающийся тем, что для выполнения мониторинга данных, получаемых с датчиков закрывают или открывают электроклапаны (3) и (4).

5. Способ по п. 1, отличающийся тем, что для закачки в соответствующий интервал горизонтального участка (8) скважины (9) химической композиции для обработки пласта (12) выполняют этапы на которых:

закрывают электроклапаны (3) и (4) и открывают циркуляционный электроклапан (18),

затем вытесняют из трубного пространства (11) на поверхность скважинную продукцию через затрубное пространство (43) колонны (14), путём прокачки расчётного объём

ёма химической композиции во внутритрубное пространство (11) колонны (1) до циркуляционного клапана (18),

циркуляционным электроклапаном (18) перекрывают сообщение с затрубным пространством (43) и открывают соответствующий электроклапан (3) или (4) для проведения обработки нужного интервала пласта (12),

продавливают в пласт (12) необходимый объём химической композиции, закрывают электроклапан (3) или (4) на время технологической выдержки,

по окончании технологической выдержки открывают соответствующий электроклапан (3) или (4), запускают насос и откачивают расчётный объём скважинной жидкости, находящейся во внутритрубном пространстве (11), от электроклапана до кожуха (19),

закрывают соответствующий электроклапан (3) или (4), открывают клапан (18) и вымывают продукты реакции из внутреннего пространства (11) на поверхность,

эту операцию повторяют до появления продукции пласта (12) на поверхности,

далее продолжают отбор продукции скважины 9 в обычном режиме.

6. Способ по п. 1, отличающийся тем, что для поинтервальной обработки пласта (12) для скважин, эксплуатируемых с помощью штангового глубинного насоса (32), предусматривает вытеснение на поверхность скважинной продукции через затрубное пространство (43) путём прокачки расчётного объёма химической композиции во внутритрубное пространство (11) колонны труб (1) через боковые каналы (37) переводника (33) и открытый электроклапан (38), причем циркуляционный электроклапан (18) перед этим открывают, а электроклапаны (3) и (4) закрывают.

7. Способ по п. 1, отличающийся тем, что после вытеснения скважинной жидкости из внутритрубного пространства (11), циркуляционным электроклапаном (18) перекрывают сообщение с затрубным пространством (43) и открывают нужный электроклапан (3) или (4) для проведения обработки соответствующего интервала пласта (12):

продавливают в пласт (12) необходимый объём химической композиции, закрывают электроклапан (3) и (4) на время технологической выдержки,

по окончании технологической выдержки закрывают электроклапан (38), открывают электроклапан (3) или (4), циркуляционный клапан (18), запускают штанговый глубинный насос (32) и откачивают скважинную жидкость, находящуюся в затрубном пространстве (43), до кожуха (19) насоса (32),

затем насос останавливают, закрывают электроклапан (3) или (4) и открывают электроклапан (38),

удаляют продукты реакции на поверхность путем закачки скважинной жидкости во внутритрубное пространство (11) колонны труб (1) через циркуляционный клапан (18) и через затрубное пространство (43),

операцию повторяют до появления продукции пласта (12) на поверхности,

затем продолжают отбор продукции пласта (12) через скважину (9) в обычном режиме .

8. Устройство для поинтервального воздействия на горизонтальные скважины , эксплуатируемые глубинно -насосным оборудованием , включает :

колонну труб (1) с кабелем (2),  
два или более электроклапанов (3) и (4) снабженных измерительными датчиками , по меньшей мере один пакер , разделяющий внутреннее пространство горизонтального участка (8) скважины (9) на два или более интервала ,  
электроцентробежный насос (10), размещенный на расчётном расстоянии от устья скважины , причем указанные электроклапаны (3), (4) и датчики (5), (6) связаны кабелем (2) с интерфейсным блоком на устье скважины , отличающееся тем , что колонна труб (1) выше электроклапанов (3) и (4) оснащена циркуляционным электроклапаном (18), предназначенным для соединения внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) с затрубным пространством (43) скважины (9) при промывке колонны труб (1).

9. Устройство по п. 8, отличающееся тем , что один или более из указанных датчиков является датчиком давления .

10. Устройство по п. 8, отличающееся тем , что один или более из указанных датчиков является датчиком температуры .

11. Устройство по п. 8, отличающееся тем , что дополнительно содержит хвостовик и/или фильтра -хвостовика (13), герметично соединенный с обсадной колонной (14), при этом устройство дополнительно снабжено пакерами (16), разобщающими межтрубное пространство (17), на соответствующие проницаемые участки .

12. Устройство по п. 8, отличающееся тем , что насос дополнительно заключен в защитный кожух (19).

13. Устройство по п. 8, отличающееся тем , что каждый электроклапан (3), (4) и (18) выполнены в виде размещенных в корпусе (20) электродвигателя (21) с редуктором (22), вращающего вал (23), соединенный через шпindel (24) с клапаном (25), выполненным с возможностью герметичного взаимодействия с седлами (27), причем над седлами (27) размещены входное (28) и выходное (29) отверстия .

14. Устройство по п. 13, отличающееся тем , что клапан (25) выполнен в виде шара (30) с цилиндрическим сквозным отверстием (31), выполненным поперек корпуса (20), причем в положении "открыто " отверстие (31) шара (30) соединяет входное отверстие (28) с выходным отверстием (29), позволяя скважинной жидкости поступать во внутреннюю полость (11) колонны труб (1), а в положении "закрыто " перекрывает ее поступление во внутреннюю полость (11) колонны труб (1).

15. Устройство по п. 12, отличающееся тем , что наружный кожух (19) содержит переводник (33), имеющий радиальные каналы (34), соединяющие пространство скважины

ны (9) с центральным осевым каналом (35) и штанговым глубинным насосом (32), причем центральный канал (35) снизу перекрыт заглушкой (36).

16. Устройство по п. 15, отличающееся тем, что в переводнике (33) выполнены боковые каналы (37) соосные центральному каналу (35).

17. Устройство по п. 8, отличающееся тем, что колонна труб (1) дополнительно оборудована электроклапаном (38), для закрытия внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) ниже кожуха (19) при добыче скважинной жидкости и его открытия при закачке рабочего агента в горизонтальный участок (8) скважины (9) в процессе обработки призабойной зоны.

18. Устройство по п. 8, отличающееся тем, что насос, электрокабели, клапаны и пакеры изготовлены в коррозионностойком исполнении.

19. Устройство по п. 8, отличающееся тем, что пакеры (15) и (7) установлены с таким расчетом, чтобы на протяжении горизонтального участка (8) изолировать между собой интервалы нефтедобычи с разной проницаемостью, а хвостовик (13) имеет перфорационные отверстия (40) или снабжен скважинным фильтром в каждом из интервалов.

20. Устройство по п. 8, отличающееся тем, что кабель (2) в горизонтальном стволе скважины расположен внутри трубы НКТ.

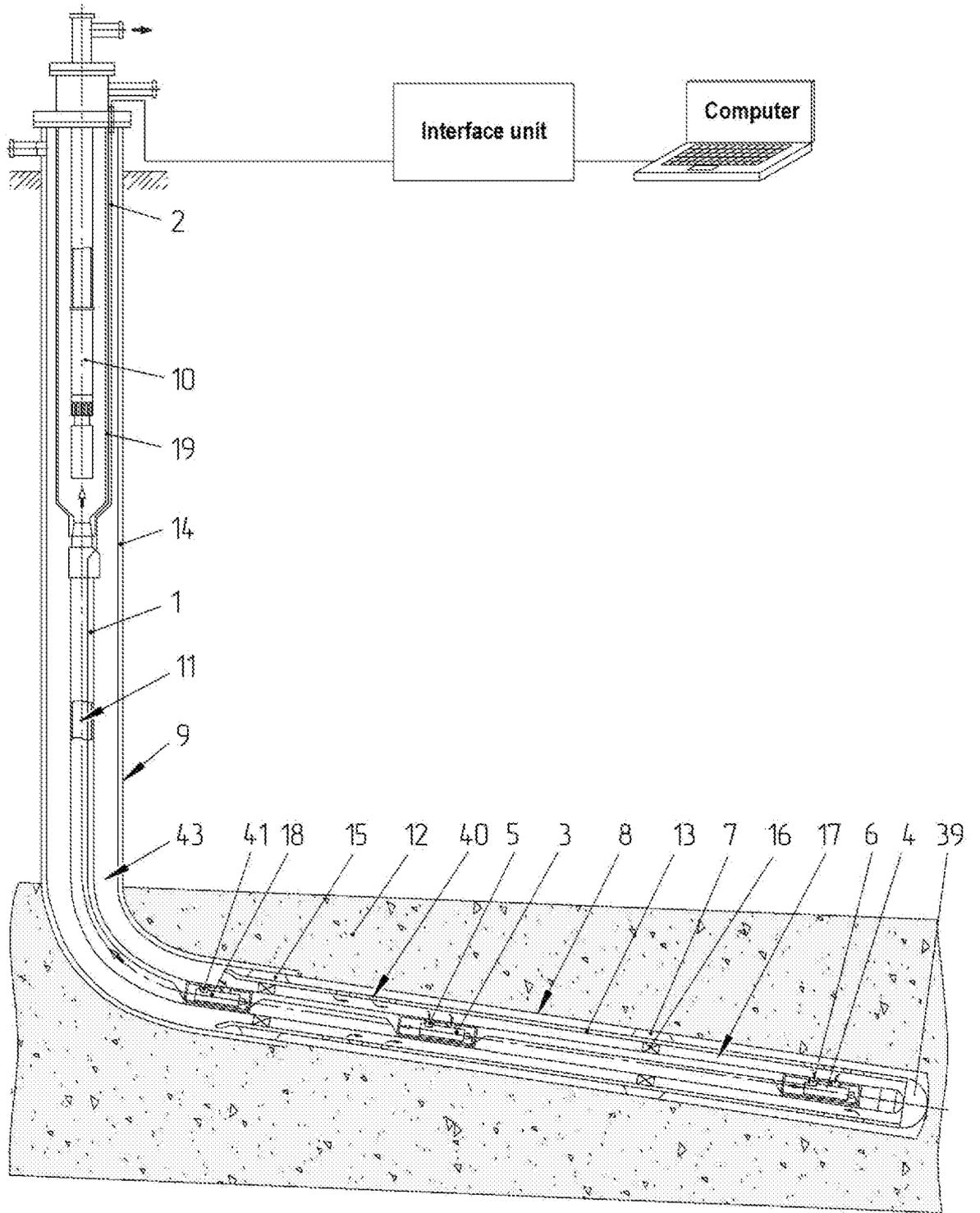
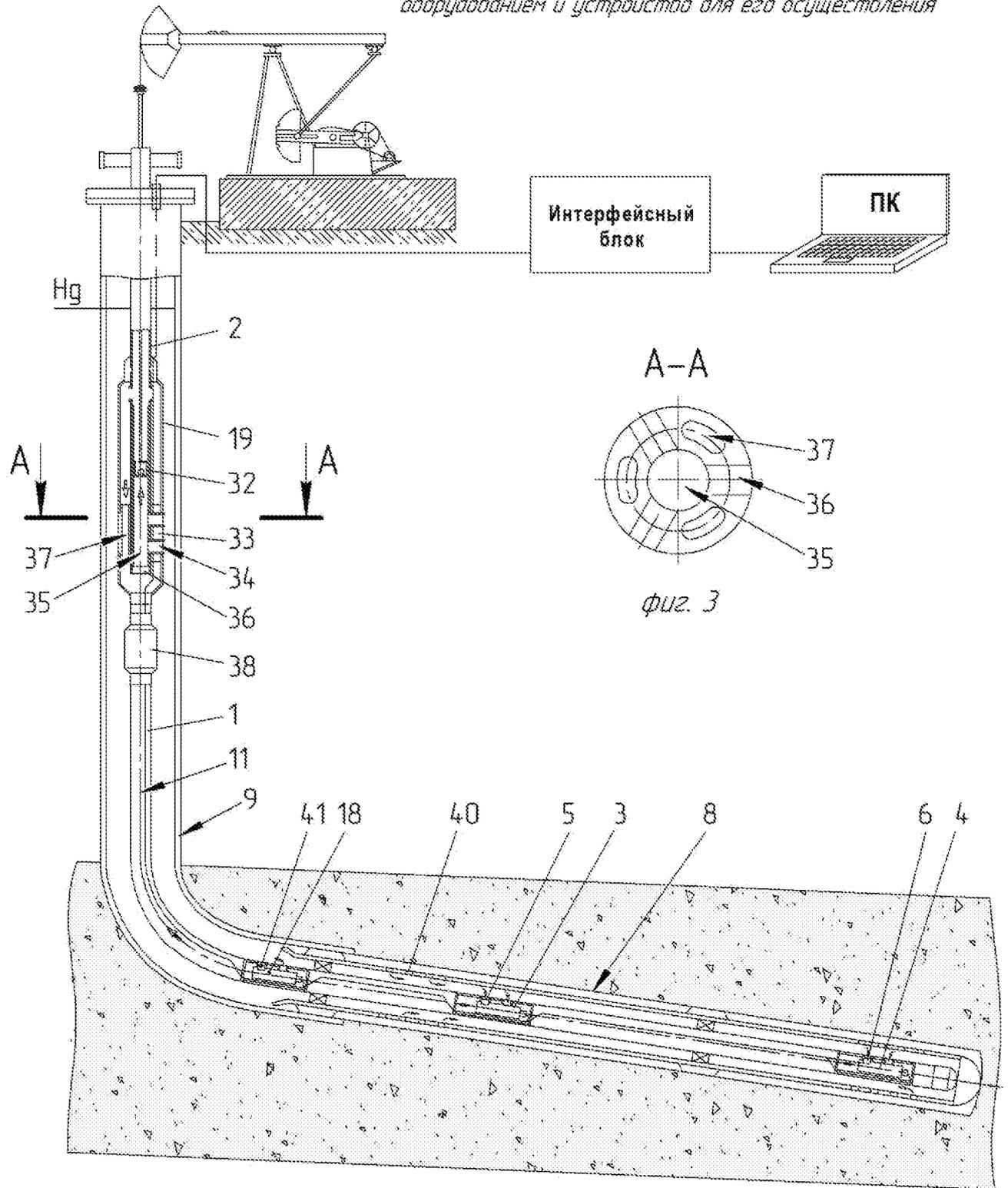


Fig. 1

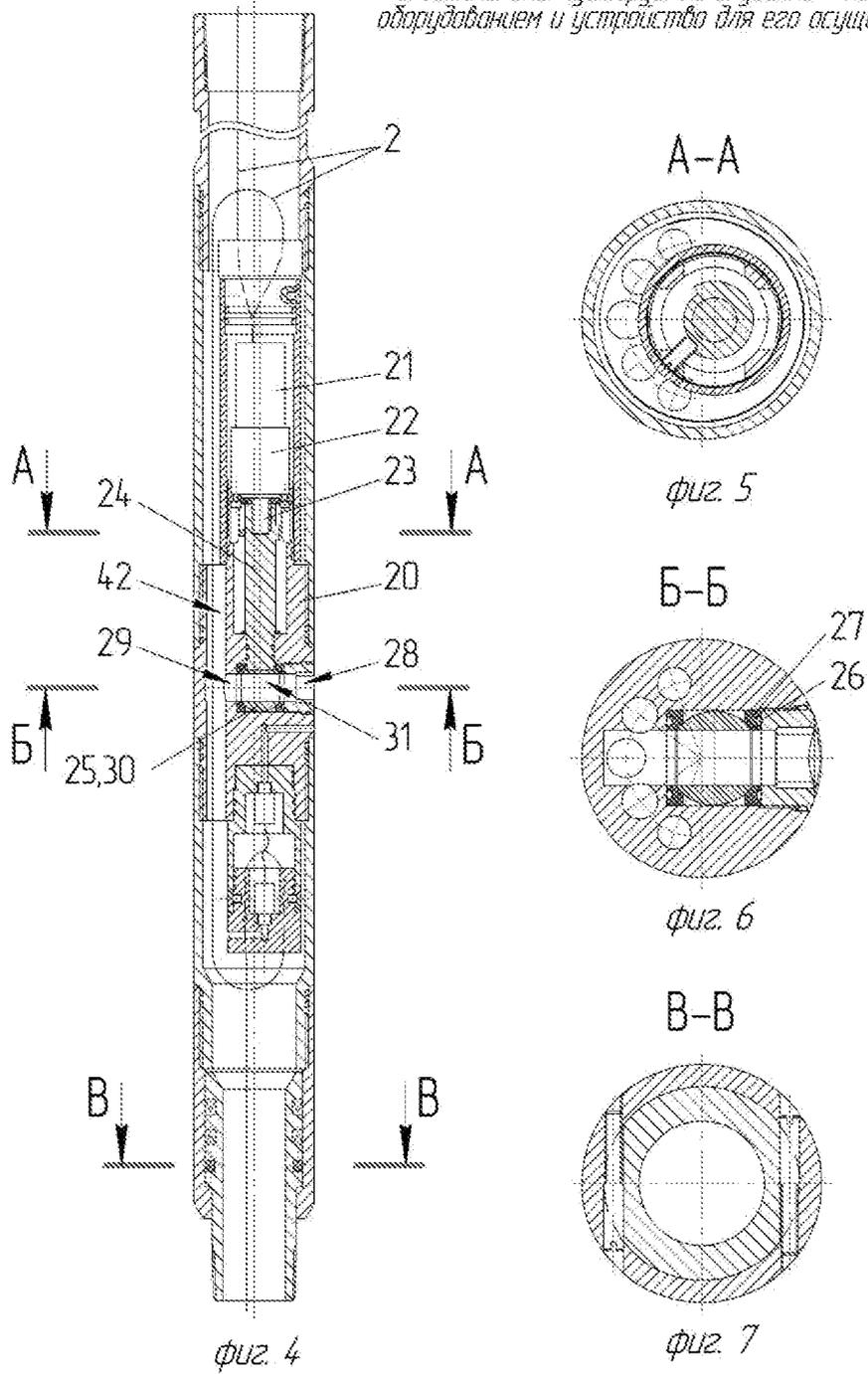
*Способ пайнтервального воздействия на горизонтальные скважины эксплуатируемые глубинно – насосным оборудованием и устройство для его осуществления*



фиг. 2

фиг. 3

*Способ полнотервального воздействия на горизонтальные скважины эксплуатируемые глубинно - насосным оборудованием и устройство для его осуществления*



## INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/RU 2020/050160

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER		F42B 43/12 (2006.01) F42B 34/06 (2006.01)
According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC		
B. FIELDS SEARCHED		
Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) F42B 43/00, 43/12-43/27, 34/00-34/14		
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched		
Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used) PatSearch (RUPTO internal), USPTO, PAJ, K-PION, Esp@cenet, Information retrieval system of FIPS		
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	RU 2488686 C1 (KHISAMOV RAIS SALIKHOVICH et al.) 27.07.2013	1-7
X	RU 2547190 C1 (ABDRAKHMANOV GABDRASHIT SULTANOVICH et al.) 10.04.2015, p. 6 lines 17-21, p. 6 line 33 - p. 7 line 14, p. 7 lines 20-26, 30-35, p. 8 lines 17-21, 34-39, p. 5 line 34 - p. 6 line 47, fig. 1, abstract	8-10, 13, 14, 17, 20
Y		11, 12, 15, 16, 18, 19
Y	RU 2433307 C1 (PARIICHUK NIKOLAI IVANOVICH) 10.11.2011, abstract, fig. 1	12, 15, 16
Y	RU 2534555 C1 (ZEMLIANOI ALEKSANDR ALEKSANDROVICH et al.) 27.11.2014, p. 6 line 4, fig. 1	11, 19
<input checked="" type="checkbox"/> Further documents are listed in the continuation of Box C. <input type="checkbox"/> See patent family annex.		
* Special categories of cited documents: "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed "T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art "&" document member of the same patent family		
Date of the actual completion of the international search 14 November 2020 (14.11.2020)		Date of mailing of the international search report 19 November 2020 (19.11.2020)
Name and mailing address of the ISA/ RU		Authorized officer
Facsimile No.		Telephone No.

**INTERNATIONAL SEARCH REPORT**

International application No.

PCT/RU 2020/050160

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	RU 71755 U1 (BOGATOV NIKOLAI ALEKSANDROVICH) 20.03.2008, description, p. 3, line 13-14	18
A	US 2006/0131029 A1 (JOSEPH A. ZUPANICK) 22.06.2006	1-20

**ОТЧЕТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ**

Номер международной заявки

PCT/RU 2020/050160

<p><b>A. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ</b>  <i>F42B 43/12 (2006.01)</i>  <i>F42B 34/06 (2006.01)</i></p> <p>Согласно Международной патентной классификации МПК</p>																		
<p><b>B. ОБЛАСТЬ ПОИСКА</b>                  Проверенный минимум документации (система классификации с индексами классификации)                  F42B 43/00, 43/12-43/27, 34/00-34/14</p> <p>Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в поисковые подборки</p> <p>Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)                  PatSearch (RUPTO internal), USPTO, PAJ, K-PION, Esp@cenet, Информационно-поисковая система ФИПС</p>																		
<p><b>C. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ:</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Категория*</th> <th>Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей</th> <th>Относится к пункту №</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>RU 2488686 C1 (ХИСАМОВ РАИС САЛИХОВИЧ и др.) 27.07.2013</td> <td>1-7</td> </tr> <tr> <td>X</td> <td rowspan="2">RU 2547190 C1 (АБДРАХМАНОВ ГАБДРАШИТ СУЛТАНОВИЧ и др.) 10.04.2015, с. 6 строки 17-21, с. 6 строка 33 - с. 7 строка 14, с. 7 строки 20-26, 30-35, с. 8 строки 17-21, 34-39, с. 5 строка 34 - с. 6 строка 47, фиг. 1, реферат</td> <td>8-10, 13, 14, 17, 20</td> </tr> <tr> <td>Y</td> <td>11, 12, 15, 16, 18, 19</td> </tr> <tr> <td>Y</td> <td>RU 2433307 C1 (ПАРИЙЧУК НИКОЛАЙ ИВАНОВИЧ) 10.11.2011, реферат, фиг. 1</td> <td>12, 15, 16</td> </tr> <tr> <td>Y</td> <td>RU 2534555 C1 (ЗЕМЛЯНОЙ АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ и др.) 27.11.2014, с. 6 строка 4, фиг. 1</td> <td>11, 19</td> </tr> </tbody> </table>		Категория*	Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №	A	RU 2488686 C1 (ХИСАМОВ РАИС САЛИХОВИЧ и др.) 27.07.2013	1-7	X	RU 2547190 C1 (АБДРАХМАНОВ ГАБДРАШИТ СУЛТАНОВИЧ и др.) 10.04.2015, с. 6 строки 17-21, с. 6 строка 33 - с. 7 строка 14, с. 7 строки 20-26, 30-35, с. 8 строки 17-21, 34-39, с. 5 строка 34 - с. 6 строка 47, фиг. 1, реферат	8-10, 13, 14, 17, 20	Y	11, 12, 15, 16, 18, 19	Y	RU 2433307 C1 (ПАРИЙЧУК НИКОЛАЙ ИВАНОВИЧ) 10.11.2011, реферат, фиг. 1	12, 15, 16	Y	RU 2534555 C1 (ЗЕМЛЯНОЙ АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ и др.) 27.11.2014, с. 6 строка 4, фиг. 1	11, 19
Категория*	Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №																
A	RU 2488686 C1 (ХИСАМОВ РАИС САЛИХОВИЧ и др.) 27.07.2013	1-7																
X	RU 2547190 C1 (АБДРАХМАНОВ ГАБДРАШИТ СУЛТАНОВИЧ и др.) 10.04.2015, с. 6 строки 17-21, с. 6 строка 33 - с. 7 строка 14, с. 7 строки 20-26, 30-35, с. 8 строки 17-21, 34-39, с. 5 строка 34 - с. 6 строка 47, фиг. 1, реферат	8-10, 13, 14, 17, 20																
Y		11, 12, 15, 16, 18, 19																
Y	RU 2433307 C1 (ПАРИЙЧУК НИКОЛАЙ ИВАНОВИЧ) 10.11.2011, реферат, фиг. 1	12, 15, 16																
Y	RU 2534555 C1 (ЗЕМЛЯНОЙ АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ и др.) 27.11.2014, с. 6 строка 4, фиг. 1	11, 19																
<p><input checked="" type="checkbox"/> последующие документы указаны в продолжении графы C.      <input type="checkbox"/> данные о патентах-аналогах указаны в приложении</p>																		
<p>* Особые категории ссылочных документов:</p> <p>“А” документ, определяющий общий уровень техники и не считающийся особо релевантным</p> <p>“D” документ, цитируемый заявителем в международной заявке</p> <p>“E” более ранняя заявка или патент, но опубликованная на дату международной подачи или после нее</p> <p>“L” документ, подвергающий сомнению притязание(я) на приоритет, или который приводится с целью установления даты публикации другого ссылочного документа, а также в других целях (как указано)</p> <p>“O” документ, относящийся к устному раскрытию, использованию, экспонированию и т.д.</p> <p>“P” документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета</p>	<p>“T” более поздний документ, опубликованный после даты международной подачи или приоритета, но приведенный для понимания принципа или теории, на которых основывается изобретение</p> <p>“X” документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает новизной или изобретательским уровнем, в сравнении с документом, взятым в отдельности</p> <p>“Y” документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает изобретательским уровнем, когда документ взят в сочетании с одним или несколькими документами той же категории, такая комбинация документов очевидна для специалиста</p> <p>“&amp;” документ, являющийся патентом-аналогом</p>																	
<p>Дата действительного завершения международного поиска</p> <p>14 ноября 2020 (14.11.2020)</p>	<p>Дата отправки настоящего отчета о международном поиске</p> <p>19 ноября 2020 (19.11.2020)</p>																	
<p>Наименование и адрес ISA/RU:                  Федеральный институт промышленной собственности,                  Бережковская наб., 30-1, Москва, Г-59,                  ГСП-3, Россия, 125993                  Факс: (8-495) 531-63-18, (8-499) 243-33-37</p>	<p>Уполномоченное лицо:                  В.И. Гришанов                  Телефон № 499-240-60-15</p>																	

С. (Продолжение). ДОКУМЕНТЫ СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕВАЛЕНТНЫМИ		
Категория*	Цитируемые документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
Y	RU 71755 U1 (БОГАТОВ НИКОЛАЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ) 20.03.2008, описание, с. 3, строка 13-14	18
A	US 2006/0131029 A1 (JOSEPH A. ZUPANICK) 22.06.2006	1-20