

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **043470**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.05.26

(21) Номер заявки
202092903

(22) Дата подачи заявки
2020.07.17

(51) Int. Cl. *E21B 27/00* (2006.01)
E21B 33/124 (2006.01)
E21B 34/06 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)
E21B 47/06 (2012.01)

(54) **СПОСОБ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫЕ ГЛУБИННО-НАСОСНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ, И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

(31) **62/886,367**

(32) **2019.08.14**

(33) **US**

(43) **2021.07.13**

(86) **PCT/RU2020/050160**

(87) **WO 2021/029786 2021.02.18**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ТОТА
СИСТЕМС" (RU)**

(72) Изобретатель:

**Желонкин Александр Леонидович,
Вахитов Ильшат Дамирович,
Филиппов Виталий Петрович,
Абдрахманов Габдрашит Султанович
(RU)**

(74) Представитель:

Котлов Д.В. (RU)

(56) RU-C1-2488686
RU-C1-2547190
RU-C1-2433307
RU-C1-2534555
RU-U1-71755
US-A1-20060131029

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к разработке и эксплуатации нефтяных 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 горизонтальный участок скважины, который строят через пласт с различными зонами проницаемости. Проводят геофизические исследования 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. Выполняют мониторинг данных, полученных с датчиков. Периодически обрабатывают участки пласта путем закачки химической композиции в соответствующий интервал горизонтального участка скважины.

043470
B1

043470
B1

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, E21В 43/27, опубл. 27.08.1995) путем последовательной закачки в пласт буферной жидкости на углеводородной основе и ингибированный водный раствор соляной кислоты или глиноукислоты, отличающийся тем, что дополнительно после закачки в пласт ингибированного водного раствора соляной кислоты или глиноукислоты в смеси со спиртсодержащим продуктом в соотношении от 1:1 до 1:2 закачивают вторую буферную жидкость, в качестве которой используют бензин газовый стабильный, представляющий смесь предельных углеводородов С3+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, E21В 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, внутритрубное 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 изобретения 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 изобретения является обеспечение возможности 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 дав-

ления, а также возможности сборки, исключаяющей 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 изобретения 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 изобретения электроклапан (38) закрывают перед отбором продукции скважины (9) с помощью штангового глубинного насоса (32).

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

В частном случае реализации заявленного изобретения 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 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 изобретения 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.

В частном случае реализации заявленного изобретения 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 расчетном 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 изобретения один или более из указанных датчиков является датчиком давления.

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

В частном случае реализации заявленного изобретения дополнительно содержит хвостовик и/или фильтр-хвостовик (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 изобретения насос дополнительно заключен в защитный кожух (19).

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

В частном случае реализации заявленного изобретения 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 изобретения насос, электрокабели, клапаны и пакеры изготовлены в коррозионно-стойком исполнении.

В частном случае реализации заявленного изобретения 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 изобретения 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 фигур

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 - шпиндель; 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 шпиндель (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°) 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 горизонтального 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 коррозионно-стойком исполнении.

Далее в циркуляционном электроклапане (18) переключают 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). 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) переключают 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 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, исключая 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 м³ 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 объём 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), циркуляционный 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), при этом электроклапан (18) установлен выше электроклапанов (3) и (4) и выполнен циркуляционным для соединения внутритрубного пространства (11) колонны труб (1) с затрубным пространством

(43) скважины (9) при промывке колонны труб (1),

в эксплуатационной колонне (14) размещают электроцентробежный насос (10) в кожухе (19), жестко соединенном с колонной 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 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.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что для поинтервальной обработки пласта (12) для скважин, эксплуатируемых с помощью штангового глубинного насоса (32), предусматривается 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),

причем каждый электроклапан (3), (4) и (18) выполнен 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,

при этом 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), обеспечивая поступление скважинной жидкости во внутреннюю полость (11) колонны труб (1), а в положении "закрыто" обеспечивает перекрытие поступления скважинной жидкости во внутреннюю полость (11) 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 фильтр-хвостовик (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.12, отличающееся тем, что 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).

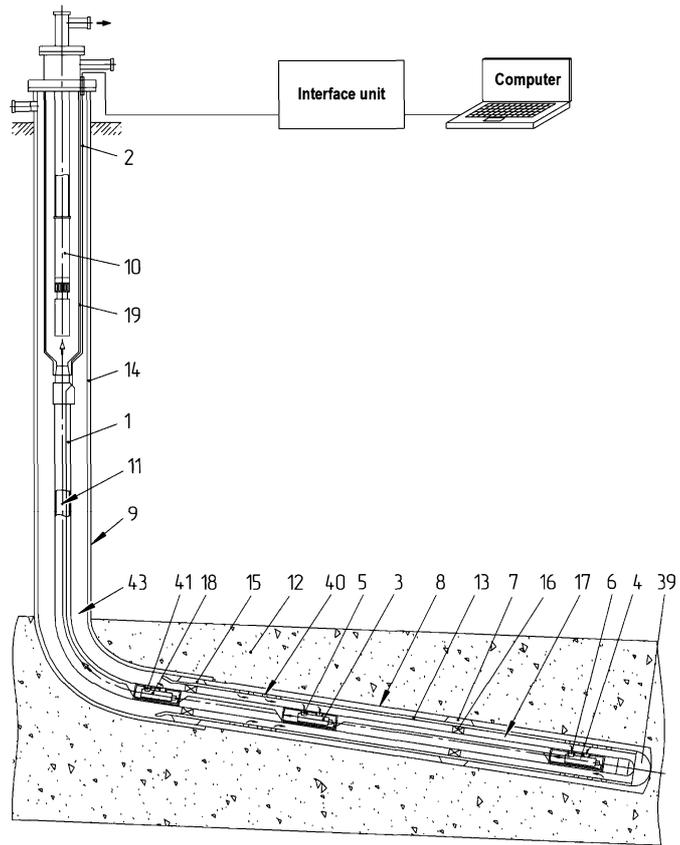
14. Устройство по п.13, отличающееся тем, что в переводнике (33) выполнены боковые каналы (37) соосные центральному каналу (35).

15. 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.

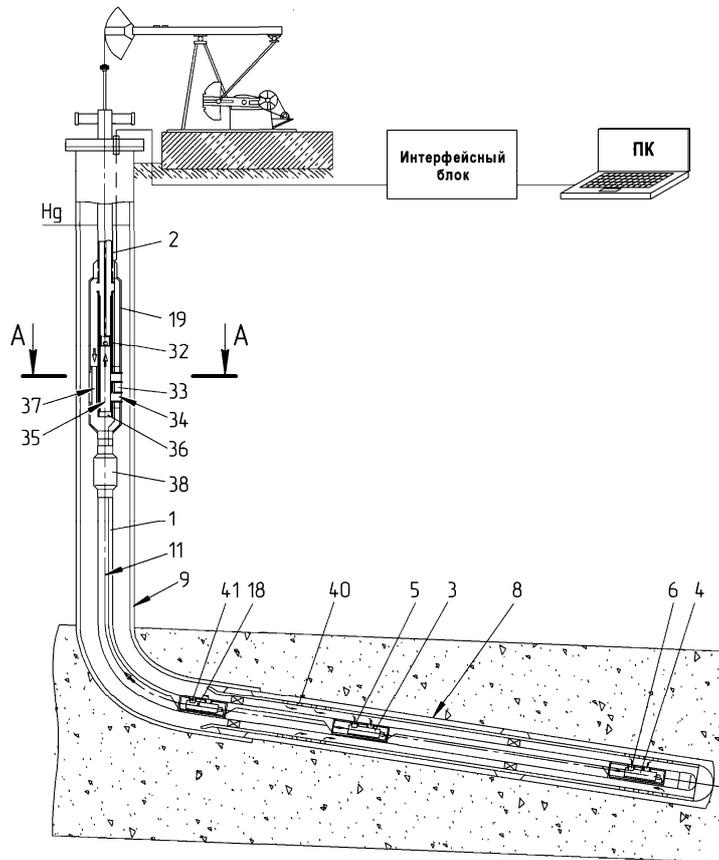
16. Устройство по п.8, отличающееся тем, что насос, электрокабели, клапаны и пакеры изготовлены в коррозионно-стойком исполнении.

17. 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.

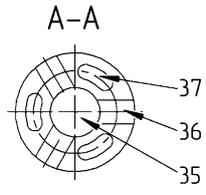
18. Устройство по п.8, отличающееся тем, что кабель (2) в горизонтальном стволе скважины расположен внутри трубы НКТ.



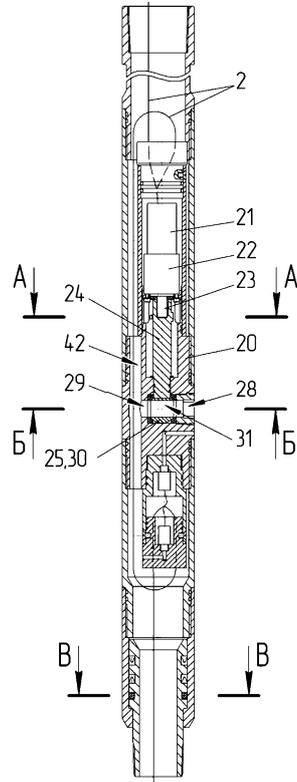
Фиг. 1



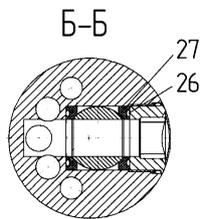
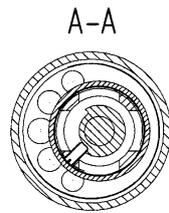
Фиг. 2



Фиг. 3



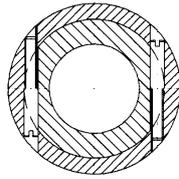
Фиг. 4



Фиг. 6

043470

B-B



Фиг. 7



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2
