



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 33/06 (2019.08)

(21)(22) Заявка: 2019113446, 30.04.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
30.04.2019

Дата регистрации:
03.02.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 30.04.2019

(45) Опубликовано: 03.02.2020 Бюл. № 4

Адрес для переписки:

423458, Республика Татарстан, г. Альметьевск,
ул. Тельмана, 88, ПАО "Татнефть" им. В.Д.
Шашина, Центр технологического развития,
отдел развития интеллектуальной
собственности

(72) Автор(ы):

Зиятдинов Радик Зяязатович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 53359 U1, 10.05.2006. CN
202081851 U, 21.12.2011. RU 168626 U1,
13.02.2017. RU 49094 U1, 10.11.2005. RU 167756
U1, 10.01.2017. RU 2632721 C1, 09.10.2017.

(54) Превентор плащечный для скважин с двухрядной колонной труб

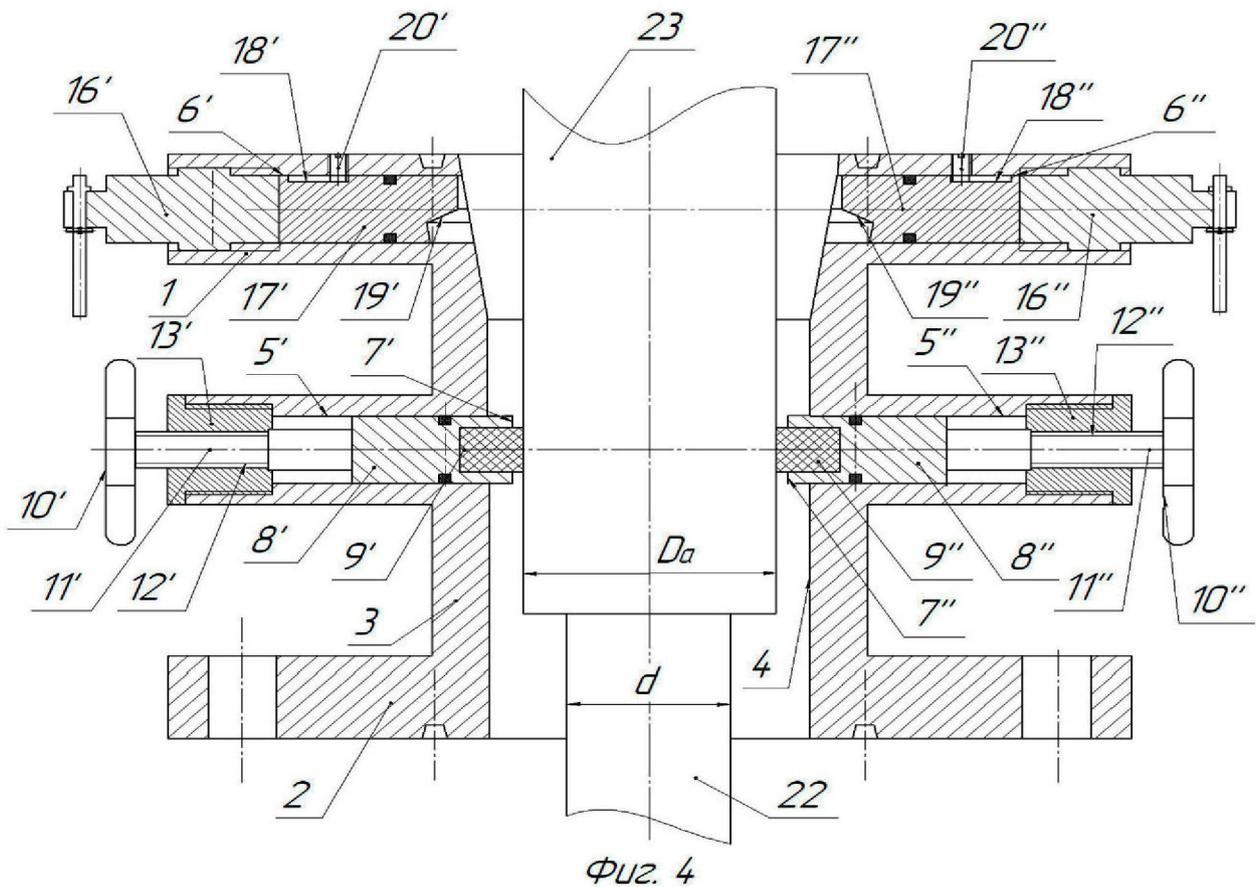
(57) Реферат:

Изобретение относится к оборудованию для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при их эксплуатации и ремонте с целью обеспечения безопасности, предупреждения и ликвидации нефтегазоводопроявлений (НГВП), в том числе на скважинах с наклонным устьем двухрядной колонны труб, охраны недр и окружающей среды. Плащечный превентор для скважины с двухрядной колонной труб содержит верхний и нижний фланцы, жестко соединенные с корпусом, корпус оснащен вертикальным круглым осевым каналом, относительно осевого канала симметрично расположены боковые горизонтальные каналы, продольные оси боковых горизонтальных каналов расположены перпендикулярно оси вертикального канала, в первых горизонтальных каналах, выполненных в корпусе с возможностью продольного перемещения, установлены плащечные блоки, в которых размещены трубные плашки, снабженные эластичными уплотнителями, и

ручные приводы управления плашками, включающие приводные штоки плашек, имеющие резьбовые соединения для взаимодействия с крышками, ввернутыми в корпус, при этом полости корпуса плащечных блоков в поперечном сечении имеют прямоугольную форму, а эластичные уплотнители размещены в пазах, выполненных в трубных плашках. Верхняя часть осевого канала корпуса оснащена конической посадочной поверхностью, сужающейся сверху вниз для установки в нее сменной герметизирующей втулки. В верхнем фланце выполнены вторые горизонтальные каналы и имеют круглую форму в поперечном сечении. Снаружи в горизонтальные каналы верхнего фланца в герметичном исполнении ввернуты боковые винтовые упоры, взаимодействующие с выдвигными ползунами цилиндрической формы, размещенными в горизонтальном канале, при этом выдвигные ползуны оснащены шпоночными и фигурным

пазами. Верхний фланец оснащен шпонками, установленными в шпоночные пазы выдвижных ползунков, имеющих возможность радиального перемещения в пределах шпоночных пазов и жесткой фиксации сменной герметизирующей втулки в конической посадочной поверхности корпуса фигурными пазами ползунков. В плашечных блоках превентора размещены трубные плашки, снабженные эластичными уплотнителями исходя из максимального наружного диаметра колонны труб двухрядной колонны, а для герметизации колонны труб с минимальным наружным диаметром из двухрядной колонны труб в ее компоновку на устье скважины установлен аварийный патрубок с максимальным наружным диаметром колонны труб, равным максимальному наружному диаметру колонны труб из двухрядной колонны труб. Аварийный патрубок оснащен сверху

шаровым краном, а снизу - переводником, оснащенным снизу резьбой, соответствующей резьбе муфты колонны труб с минимальным наружным диаметром двухрядной колонны труб. Эластичные уплотнители выполнены из термостойкой резины, работающей в интервале температур от минус 65 до плюс 300°C. Предлагаемый превентор плашечный для скважины с двухрядной колонной труб имеет: простую конструкцию; компактность и легкость в применении; универсальность при работе с двухрядной колонной труб; ускоренный монтаж на устье наклонных скважин; высокую эффективность в работе; высокую безопасность проведения работ на устье наклонных скважин при возникновении НГВП; качественную герметичность в случае выброса пара при температуре до плюс 300°C. 4 ил.



RU 2713032 C1

RU 2713032 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 33/06 (2019.08)

(21)(22) Application: **2019113446, 30.04.2019**

(24) Effective date for property rights:
30.04.2019

Registration date:
03.02.2020

Priority:

(22) Date of filing: **30.04.2019**

(45) Date of publication: **03.02.2020** Bull. № 4

Mail address:

**423458, Respublika Tatarstan, g. Almetevsk, ul.
Telmana, 88, PAO "Tatneft" im. V.D. Shashina,
Tsentr tekhnologicheskogo razvitiya, otdel
razvitiya intellektualnoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

Ziyatdinov Radik Zyauzyatovich (RU)

(73) Proprietor(s):

**Publichnoe aktsionernoe obshchestvo «Tatneft»
imeni V.D. Shashina (RU)**

(54) **RAM-TYPE BLOWOUT PREVENTER FOR WELLS WITH TWO-ROW STRING PIPE**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

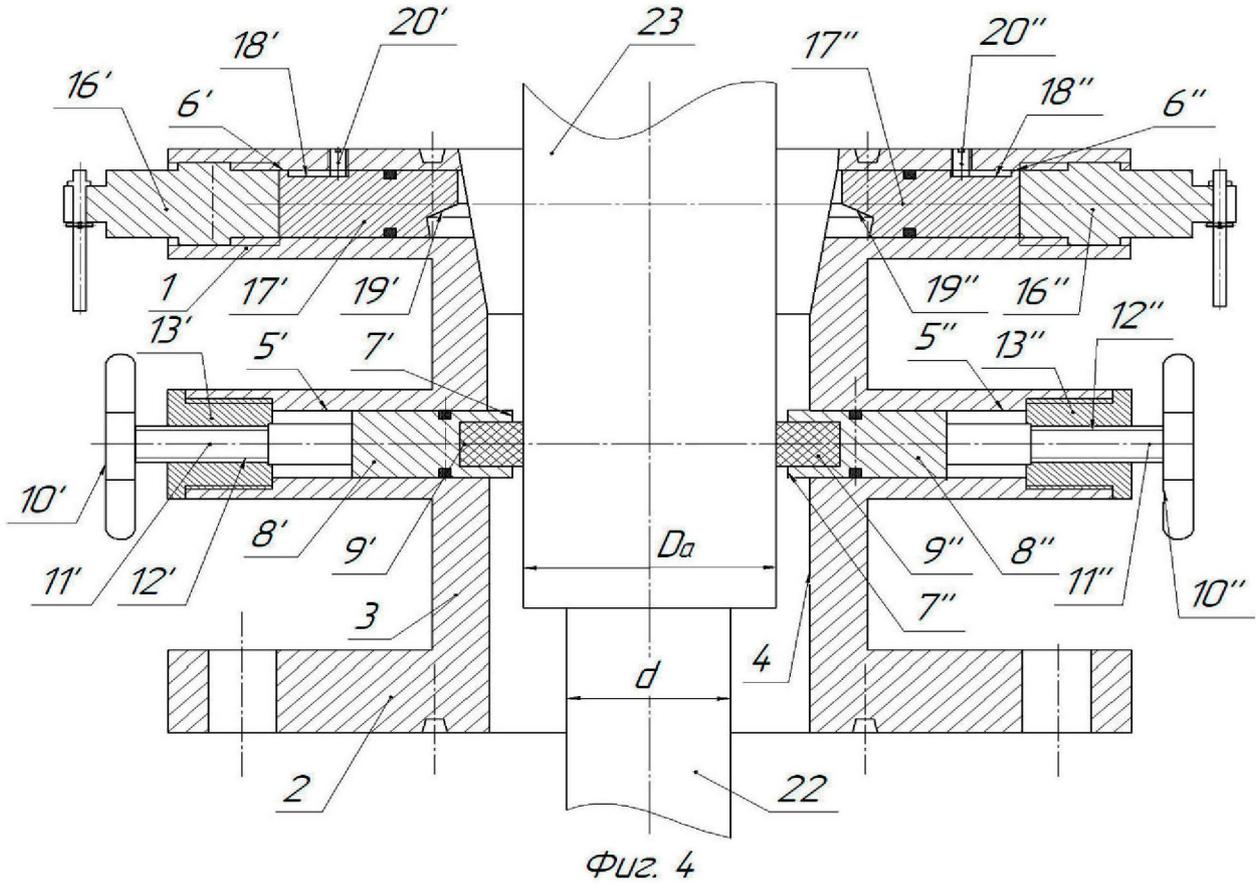
SUBSTANCE: invention relates to sealing equipment of wellheads of oil and gas wells during their operation and repair in order to ensure safety, prevention and elimination of oil, gas and water ingresses (OGWI), including at wells with inclined mouth of two-row pipe string, protection of entrails and environment. Ram-type blowout preventer for borehole with two-row string comprises upper and lower flanges rigidly connected to housing, housing is equipped with a vertical circular axial channel, relative to the axial channel there are symmetrically arranged side horizontal channels, longitudinal axis of the side horizontal channels are located perpendicular to the axis of the vertical channel, in the first horizontal channels made in the housing with the possibility of longitudinal movement, there are installed ram blocks, in which the pipe rams are installed, equipped with elastic seals, and manual control drives of rams, which include drive rods of rams, having threaded connections for interaction with covers screwed into housing, at that, the cavities of the housing of the ram blocks in the cross section have a rectangular

shape, and the elastic seals are placed in slots made in the tube rams. Upper part of the axial channel of the housing is equipped with a conical mounting surface narrowing downwards for installation of a replaceable sealing bushing. In upper flange second horizontal channels are made and have round shape in cross section. Outside, side screw stops are screwed into the horizontal channels of the upper flange in a sealed design, side screw stops interact with draw-out cylindrical sliders arranged in the horizontal channel; at that, draw-out sliders are equipped with key and shaped slots. Upper flange is equipped with keys installed in key slots of draw-out sliders, having the possibility of radial movement within the limits of key slots and rigid fixation of replaceable sealing bushing in conical mounting surface of housing by shaped slots of sliders. In preventer ram blocks there are tube rams provided with elastic seals on the basis of maximum outer diameter of pipe string of double row string, and for sealing of pipe string with minimum outer diameter of two-row pipe string in its assembly at wellhead there installed is emergency branch pipe with maximum outer

diameter of pipe string equal to maximum outer diameter of pipe string from two-row string of pipes. Emergency branch pipe is equipped at the top with a ball valve, and at the bottom – with a reducer equipped with a thread from below, corresponding to thread of a pipe string coupling with minimum outer diameter of a two-row pipe string. Elastic seals are made of heat-resistant rubber, operating in temperature range from minus 65 to plus 300 °C.

EFFECT: proposed ram-type blowout preventer for well with two-row string has simple design; compact and easy to use; versatility during operation with two-row pipe string; accelerated installation at the well head of inclined wells; high efficiency in operation; high safety of work at wellhead of inclined wells in case of OGWI occurrence; high-quality air-tightness in case of steam release at temperature up to plus 300 °C.

1 cl, 4 dwg



RU 2713032 C1

RU 2713032 C1

Изобретение относится к оборудованию для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при их эксплуатации и ремонте с целью обеспечения безопасности, предупреждения и ликвидации нефтегазоводопроявлений (НГВП), в том числе на скважинах с наклонным устьем двухрядной колонны труб, охраны недр и окружающей среды.

Противовыбросовый плащечный превентор (патент №2214499, МПК E21B 33/06, опубл. 20.10.2003 в бюл. №29), включающий корпус со стволовым вертикальным каналом и плащечным каналом с уплотнительными элементами, с двух сторон от которых предусмотрены крышки и приводы, при этом плащечный канал имеет круглое сечение, превентор дополнительно содержит полый сменный элемент в виде открытой цилиндрической вставки со сквозными отверстиями в боковой цилиндрической поверхности, установленной в расточке плащечного канала сквозными отверстиями соосно со стволовым вертикальным каналом, при этом на наружной боковой цилиндрической поверхности сменного элемента вдоль его направляющих с двух сторон от стволового вертикального канала предусмотрены гнезда под уплотнительные элементы, а внутренняя поверхность цилиндрической вставки контактирует с плашками.

Недостатками данного устройства являются:

- во-первых, сложность конструкции, обусловленная большим количеством узлов и деталей (полый сменный элемент в виде открытой цилиндрической вставки со сквозными отверстиями);

- во-вторых, не универсальность конструкции устройства, т.е. невозможна работа с двухлифтовой колонной труб в скважине при проведении спуско-подъемных работ без замены трубных плашек и эластичных уплотнителей на требуемый типоразмер труб. Например, в скважину спущена двухрядная колонна труб (например, колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) 89 мм и колонна НКТ 60 мм). Сначала в превентор устанавливаются трубные плашки с эластичными элементами под НКТ 89 мм, затем после окончания работ с колонной НКТ 89 мм необходимо заменить трубные плашки и эластичные элементы под колонну НКТ 60 мм. Согласно требований безопасности проведения работ замена трубных плашек и эластичных элементов должна проводиться на испытательном стенде с последующей гидравлической опрессовкой. Для этого превентор необходимо снять с наклонного устья скважины. Вывезти на базу производственного обслуживания, где произвести замену трубных плашек и эластичных элементов на требуемый типоразмер (под НКТ 60 мм). Произвести гидравлическую опрессовку замененных трубных плашек и эластичных элементов на испытательном стенде. После этого превентор с замененными трубными плашками и эластичными элементами необходимо вернуть на скважину и установить на наклонное устье для проведения дальнейших работ с колонной НКТ 60 мм. Либо на устье скважины необходимо иметь опрессованный второй превентор под требуемый типоразмер (НКТ 60 мм), чтобы произвести замену превенторов непосредственно на наклонном устье скважины;

- в-третьих, низкая эффективность в работе, обусловленная ограниченными функциональными возможностями, так как конструкция устройства не позволяет перекрыть проходное сечение стволового вертикального канала корпуса при НГВП, а также произвести ряд технологических операций: промывку забоя, очистку наружной поверхности труб, герметизацию геофизического кабеля и т.д.;

- в-четвертых, низкая безопасность проведения работ на устье наклонных скважин сверхвязкой нефти при текущем и капитальном ремонте при НГВП в скважинах с двухрядной колонной труб, так как при замене превентора устье скважины остается

открытым, кроме того нет возможности оперативно загерметизировать устье наклонных скважин сверхвязкой нефти (перекрыть проходное сечение стволового вертикального канала корпуса).

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является
5 превентор плащечный (патент №2632721, МПК E21B 33/06, опубл. 09.10.2017 в бюл. №28), содержащий верхний и нижний фланцы, жестко соединенные с корпусом, корпус оснащен вертикальным круглым осевым каналом, относительно осевого канала симметрично расположены боковые горизонтальные каналы, продольные оси боковых
10 горизонтальных каналов расположены перпендикулярно оси вертикального канала, в первых горизонтальных каналах, выполненных в корпусе с возможностью продольного перемещения, установлены плащечные блоки, в которых размещены трубные плашки, снабженные эластичными уплотнителями, и ручные приводы управления плашками, включающие приводные штоки плашек, имеющие резьбовые
15 соединения для взаимодействия с крышками, ввернутыми в корпус, при этом полости корпусов плащечных блоков в поперечном сечении имеют прямоугольную форму, а эластичные уплотнители размещены в пазах, выполненных в трубных плашках. Нижние глухие плашки, размещенные в плащечном блоке, непосредственно перекрывают вертикальный осевой канал корпуса, причем их корпуса являются корпусами плащечных
20 блоков, корпуса верхних трубных плашек в поперечном сечении имеют прямоугольную форму и размещены в прямоугольных выемках корпусов нижних плашек с возможностью перемещения, при этом эластичные уплотнители размещены в фигурных пазах, выполненных в корпусах плашек, а продольные оси приводных штоков плашек разнесены относительно друг друга в вертикальной диаметральной плоскости и взаимодействуют с двумя резьбовыми отверстиями крышки.

25 Недостатками данного устройства являются:

- во-первых, сложность конструкции, обусловленная большим количеством узлов и деталей (глухие плашки, крышки и т.д.);

- во-вторых, большие габариты и вес конструкции, обусловленные наличием двух плащечных блоков;

30 - в-третьих, не универсальность конструкции устройства, т.е. не возможна работа с двухрядной колонной труб в скважине при проведении спуско-подъемных работ без замены трубных плашек и эластичных уплотнителей на требуемый типоразмер.

Например, в скважину спущена двухрядная колонна труб (например, колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) 89 мм и колонна НКТ 60 мм). Сначала в превентор
35 устанавливаются трубные плашки с эластичными элементами под НКТ 89 мм, затем после окончания работ с колонной НКТ 89 мм необходимо заменить трубные плашки и эластичные элементы под колонну НКТ 60 мм. Согласно требований безопасности проведения работ замена трубных плашек и эластичных элементов должна проводиться на испытательном стенде с последующей гидравлической опрессовкой. Для этого
40 превентор необходимо снять с наклонного устья скважины. Вывезти на базу производственного обслуживания, где произвести замену трубных плашек и эластичных элементов на требуемый типоразмер (под НКТ 60 мм). Произвести гидравлическую опрессовку замененных трубных плашек и эластичных элементов на испытательном стенде. После этого превентор с замененными трубными плашками и эластичными
45 элементами необходимо вернуть на скважину и установить на наклонное устье для проведения дальнейших работ с колонной НКТ 60 мм. Либо на устье скважины необходимо иметь опрессованный второй превентор под требуемый типоразмер (НКТ 60 мм), чтобы произвести замену превенторов непосредственно на наклонном устье

скважины;

5 - в-четвертых, продолжительный процесс установки превентора, обусловленный необходимостью крепления на опорном фланце устьевого арматуры в наклонном положении плашечного превентора, имеющего большие габариты свыше 600 мм и вес свыше 500 кг, при этом только на крепление превентора на опорном фланце устьевого арматуры без учета герметизации устья затрачивается 10-15 мин;

10 - в-пятых, низкая эффективность в работе, обусловленная ограниченными функциональными возможностями, которые не позволяют проводить технологические операции (промывка забоя, очистка наружной поверхности труб, герметизация геофизического кабеля и т.д.) в скважине после спуска колонны труб в скважину;

- в-шестых, низкая безопасность проведения работ на устье наклонных скважин сверхвязкой нефти при текущем и капитальном ремонте при ликвидации НГВП, обусловленная невозможностью оперативно в течение 3-5 мин установить на опорном фланце превентор и загерметизировать устье наклонных скважин сверхвязкой нефти;

15 - в-седьмых, эластичные элементы превентора не обеспечивают герметичность устройства в случае выброса пара, закачиваемого в паронагнетательную скважину при температуре 200-250°C.

20 Техническими задачами изобретения являются упрощение конструкции превентора, снижение габаритов и веса, универсализация конструкции превентора, а также сокращение затрат времени на монтаж превентора, расширение функциональных возможностей превентора и повышение безопасности проведения работ при водонефтепроявлениях на устье наклонной скважины сверхвязкой нефти с двухрядной колонной труб, а также обеспечение герметичности устройства в случае выброса пара.

25 Поставленные технические задачи решаются плашечным превентором для скважины с двухрядной колонной труб, содержащим верхний и нижний фланцы, жестко соединенные с корпусом, корпус оснащен вертикальным круглым осевым каналом, относительно осевого канала симметрично расположены боковые горизонтальные каналы, продольные оси боковых горизонтальных каналов расположены перпендикулярно оси вертикального канала, в первых горизонтальных каналах, 30 выполненных в корпусе с возможностью продольного перемещения установлены плашечные блоки, в которых размещены трубные плашки, снабженные эластичными уплотнителями, и ручные приводы управления плашками, включающие приводные штоки плашек, имеющие резьбовые соединения для взаимодействия с крышками, ввернутыми в корпус, при этом полости корпусов плашечных блоков в поперечном сечении имеют прямоугольную форму, а эластичные уплотнители размещены в пазах, 35 выполненных в трубных плашках.

Новым является то, что верхняя часть осевого канала корпуса оснащена конической посадочной поверхностью, сужающейся сверху вниз для установки в нее сменной герметизирующей втулки, при этом в верхнем фланце выполнены вторые 40 горизонтальные каналы и имеют круглую форму в поперечном сечении, снаружи в горизонтальные каналы верхнего фланца в герметичном исполнении ввернуты боковые винтовые упоры, взаимодействующие с выдвигными ползунами цилиндрической формы, размещенными в горизонтальном канале, при этом выдвигные ползуны оснащены шпоночными и фигурными пазы, а верхний фланец оснащен шпонками, 45 установленными в шпоночные пазы выдвигных ползунов, имеющих возможность радиального перемещения в пределах шпоночных пазов и жесткой фиксации сменной герметизирующей втулки в конической посадочной поверхности корпуса фигурными пазы ползунов, при этом в плашечных блоках превентора размещены трубные

плашки, снабженные эластичными уплотнителями исходя из максимального наружного диаметра колонны труб двухрядной колонны, а для герметизации колонны труб с минимальным наружным диаметром из двухрядной колонны труб в ее компоновку на устье скважины установлен аварийный патрубок с максимальным наружным диаметром колонны труб, равным максимальному наружному диаметру колонны труб из двухрядной колонны труб, причем аварийный патрубок оснащен сверху шаровым краном, а снизу - переводником, оснащенный снизу резьбой соответствующей резьбе муфты колонны труб с минимальным наружным диаметром двухрядной колонны труб, причем эластичные уплотнители выполнены из термостойкой резины, работающей в интервале температур от минус 65 до плюс 300°С.

На фиг. 1-4 в продольном разрезе схематично в процессе работы изображен предлагаемый превентор плащечный для скважины с двухрядной колонной труб.

Превентор плащечный для скважины с двухрядной колонной труб содержит верхний 1 (фиг. 1) и нижний 2 фланцы, жестко соединенные с корпусом 3. Корпус 3 оснащен вертикальным круглым осевым каналом 4. Относительно осевого канала 4 симметрично расположены два боковых горизонтальных канала 5' и 5" и 6' и 6". Продольные оси боковых горизонтальных каналов 5' и 5" и 6' и 6" расположены перпендикулярно оси вертикального канала 4.

В первых горизонтальных каналах 5' и 5", выполненных в корпусе 3 с возможностью продольного перемещения, установлены плащечные блоки 7' и 7", в которых размещены трубные плашки 8' и 8", снабженные соответственно эластичными уплотнителями 9' и 9". Также в боковых горизонтальных каналах 5' и 5" установлены ручные приводы 10' и 10" управления трубными плашками 8' и 8", включающие приводные штоки 11' и 11" соответствующих трубных плашек 8' и 8", соответственно имеющие резьбовые соединения 12' и 12" для взаимодействия с крышками 13' и 13".

Крышки 13' и 13" ввернуты в корпус 3. Полости корпуса 3 плащечных блоков 7' и 7" в поперечном сечении имеют прямоугольную форму, а эластичные уплотнители 9' и 9", размещены в пазах (на фиг. 1-4 не показано), выполненных в трубных плашках 8' и 8". Верхняя часть осевого канала 4 корпуса 3 оснащена конической посадочной поверхностью 14, сужающейся сверху вниз для установки в ней сменной герметизирующей втулки 15. Например, угол наклона конической поверхности $\alpha=8^\circ$, что позволяет размещать сменную герметизирующую втулку 15 в верхней части осевого канала 4 корпуса 3. Вторые горизонтальные каналы 6' и 6" выполнены в верхнем фланце 1 и имеют круглую форму в поперечном сечении. Снаружи в горизонтальные каналы 6' и 6" верхнего фланца 1 в герметичном исполнении ввернуты боковые винтовые упоры 16' и 16". Винтовые упоры 16' и 16" (на фиг. 1-4 показано условно) взаимодействуют с соответствующими выдвигными ползунами 17' и 17" цилиндрической формы, размещенными в горизонтальных каналах 6' и 6". Выдвижные ползуны 17' и 17" оснащены соответственно шпоночными 18' и 18" и фигурными пазы 19' и 19". Верхний фланец 1 оснащен шпонками 20' и 20", установленными в соответствующие шпоночные пазы 18' и 18" выдвигных ползунов 17' и 17", имеющих возможность радиального перемещения в пределах шпоночного паза 18' и 18" и жесткой фиксации сменной герметизирующей втулки 15 в конической посадочной поверхности 14 корпуса 3 фигурными пазы 19' и 19" соответствующих ползунов 17' и 17". При проведении спуско-подъемных операций в скважине с двухрядной колонной труб 21 и 22 в плащечных блоках 7' и 7" (фиг. 1) превентора размещены трубные плашки 8' и 8", снабженные эластичными уплотнителями 9' и 9" исходя из максимального наружного диаметра D применяемой колонны труб 21.

При необходимости герметизации колонны труб 22 с минимальным наружным диаметром d в ее компоновку на устье скважины устанавливают аварийный патрубок 23 (фиг. 2) с максимальным наружным диаметром D_a , равным максимальному наружному диаметру D , т.е. ($D_a=D$) колонны труб 21.

Аварийный патрубок 23 оснащен сверху шаровым краном 24, а снизу - переводником 25, снизу соединенным с колонной труб 22, имеющей минимальный наружный диаметр из двухрядной колонны труб.

Первые боковые горизонтальные каналы 5' и 5", выполненные в корпусе 3, и вторые горизонтальные каналы 6' и 6", выполненные в верхнем фланце 1, могут быть выполнены как параллельно друг под другом (как показано на фиг. 1, 3, 4), так и повернуты на 90° относительно друг друга (на фиг. 1-4 не показано).

При использовании устройства в паронагнетательных скважинах, где температура закачиваемого пара составляет 200-250°C, с целью исключения выброса из скважины закачиваемого пара эластичные уплотнители 9' и 9", выполняются из термостойкой резины. В качестве термостойкой резины применяют, например, силиконовую термостойкую резину или термостойкую губку ВРП-1, выпускаемую по ТУ 38.105.673-74 для уплотнений различного вида разъемных соединений, работающих в интервале температур от минус 65 до плюс 300°C.

Герметичность в боковых горизонтальных каналах 5' и 5" и 6' и 6" в процессе работы устройства обеспечивают уплотнительные кольца (на фиг. 1-4 показаны условно).

Предлагаемый превентор плащечный для скважины с двухрядной колонной труб работает следующим образом.

Залежь сверхвязкой нефти разрабатывают паронагнетательными горизонтальными скважинами с наклонным устьем, при этом используют двухрядную колонну труб. По одной колонне труб 21, например колонне НКТ диаметром 89 мм, закачивают пар, а по другой колонне труб 22, например колонне НКТ диаметром 60 мм производят отбор разогретой нефти, причем зоны закачки и отбора разделены пакером. Для реализации вышеописанной технологии в процессе эксплуатации и ремонта скважин необходимо с устья наклонной скважины последовательно производить спуско-подъемные операции колонн труб, например колонн НКТ двух типоразмеров 89 и 60 мм, для этого используют предлагаемый превентор плащечный.

На базе обслуживания, где имеется испытательный стенд (на фиг. 1-4 не показано) для гидравлической опрессовки превентора в первые боковые горизонтальные каналы 5' и 5" (как показано на фиг. 1) монтируют плащечные блоки 7' и 7", соответствующие максимальному типоразмеру спускаемой в скважину НКТ диаметром 89 мм. Для этого патрубок, например длиной 5 м, оснащенный снизу пакером (любой известной конструкции), спускают в испытательную скважину (на фиг. 1-4 не показано), сажают пакер, а затем пропускают патрубок через вертикальный круглый осевой канал 4 корпуса 3, крепят превентор на опорном патрубке испытательной скважины. На испытательном стенде обвязывают верхний конец патрубка с насосом (любой известной конструкции).

Далее вращают штурвалы ручных приводов 10' и 10" по часовой стрелке на 5-6 оборотов через приводные штоки 11' и 11", которые воздействуют в осевом направлении на соответствующие трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9". В результате трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9" радиально перемещаются внутрь, а эластичные уплотнители 9' и 9" патрубка диаметром 89 мм - по всему периметру его окружности. Далее с помощью насоса создают гидравлическое давление в пространстве между патрубком НКТ 89 мм и превентором, возникающее

под трубными плашками 8' и 8" (фиг. 4), при этом созданное гидравлическое давление прижимает эластичные уплотнители 9' и 9" трубных плашек 8' и 8" к наружной поверхности патрубка диаметром 89 мм, т.е. герметизируют пространство между патрубком диаметром 89 мм и превентором. Например, испытывают, на двухкратное ожидаемое значение давления закачки пара, равное 20 МПа, с выдержкой в течение 30 мин, при этом падение давления и течь через эластичные уплотнители 9' и 9" трубных плашек 8' и 8" не допускаются. После гидравлической опрессовки превентора круговым вращением штурвалов ручных приводов 10' и 10" против часовой стрелки на 5-6 оборотов возвращают трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9", как показано на фиг. 1.

Превентор, успешно прошедший испытания на герметичность на базе обслуживания, отправляют на скважину.

Превентор нижним фланцем 2 через адаптер (на фиг. 1-4 не показано) крепят на опорном фланце наклонного устья скважины.

Далее производят спуск колонны труб 21 (НКТ диаметром 89 мм) через предлагаемый превентор (фиг. 1). В процессе спуска колонну труб 21 перемещают через вертикальный осевой канал 4 корпуса 3 (фиг. 1) до достижения забоя наклонной скважины (на фиг. 1-4 не показано). Далее производят промывку скважины под давлением, например до 5,0 МПа. Для этого на устье скважины в коническую посадочную поверхность 14 (фиг. 3) верхней части осевого канала 4 корпуса 3 устанавливают сменную герметизирующую втулку 15 с уплотнительной манжетой (фиг. 2) с размером отверстия, соответствующим диаметру уплотняемой колонны труб 21 (НКТ диаметром 89 мм).

Далее синхронно на 5-6 оборотов по часовой стрелке вращают винтовые упоры 16' и 16", которые взаимодействуют с соответствующими выдвигными ползунами 17' и 17" цилиндрической формы, размещенными в боковых горизонтальных каналах 6' и 6". Благодаря вращению винтовых упоров 16' и 16" ползуны 17' и 17" совершают радиальное перемещение в боковых горизонтальных каналах 6' и 6" внутрь корпуса 3 на пределах шпоночных пазов 18' и 18", а соответствующие им шпонки 20' и 20" не позволяют ползунам 17' и 17" радиально вращаться. В результате фигурные пазы 19' и 19" соответствующих ползунов 17' и 17", не имеющие возможность кругового вращения, жестко фиксируют сменную герметизирующую втулку 15 в конической посадочной поверхности 14 корпуса 3. Сменная герметизирующая втулка 15 герметично охватывает колонну труб 21 по ее наружному диаметру и готова к работе. Обвязывают верхний конец колонны труб 21 с насосным агрегатом и производят промывку забоя скважины по колонне труб 21 под давлением до 5 МПа в объеме, указанном в плане проведения работ с ее одновременным продвижением вдоль уплотнительной манжеты сменной герметизирующей втулки 15. По окончании промывки забоя скважины синхронно на 5-6 оборотов против часовой стрелки вращают винтовые упоры 16' и 16", отодвигают ползуны 17' и 17" внутрь боковых горизонтальных каналов 6' и 6" внутрь корпуса 3 до взаимодействия с торцами винтовых упоров 16' и 16" (фиг. 1) и извлекают сменную герметизирующую втулку 15 с уплотнительной манжетой из верхней части осевого канала 4 корпуса 3.

В случае необходимости промывки скважины через колонну труб 22 используют сменную герметизирующую втулку 15 с уплотнительной манжетой (фиг. 3) с размером отверстия соответствующим диаметру уплотняемой колонны труб 21 (НКТ диаметром 89 мм) и работы по фиксации сменной герметизирующей втулки 15 и промывку скважины повторяют.

В процесс последовательного проведения спуско-подъемных работ с колоннами

труб 21 и 22 могут возникнуть НГВП для этого необходимо загерметизировать пространство между превентором и колонной труб 21 или 22 эластичными уплотнителями 9' и 9" трубных плашек 8' и 8", а также принять необходимые технологические меры по ликвидации выбросов явлений, т.е. перекрыть внутреннее пространство колонны труб 21 или 22.

Для герметизации устья скважины, со спущенной, колонной труб 21 вращают штурвалы ручных приводов 10' и 10" (фиг. 4) по часовой стрелке на 5-6 оборотов через приводные штоки 11' и 11", которые воздействуют в осевом направлении на соответствующие трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9". В результате трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9" радиально перемещаются внутрь, а эластичные уплотнители 9' и 9" охватывают колонну 21 по всей ее окружности. Возникающее под трубными плашками 8' и 8" давление скважинной среды герметично прижимает эластичные уплотнители 9' и 9" трубных плашек 8' и 8" к наружной поверхности колонны труб 21, т.е. герметизируют пространство между превентором и колонной труб 21.

Положение трубных плашек 8' и 8" контролируют по ввернутому положению штурвалов ручных приводов 10' и 10".

Для перекрытия внутреннего пространства колонны труб 21 на устье наклонной скважины на верхний конец колонны труб 21 наворачивают шаровой кран 24 любой известной конструкции (например, марки КШ 70×21) и поворотом рукоятки шарового крана, например на угол 90°, по часовой стрелке перекрывают его внутреннее проходное сечение. В результате герметизируется внутреннее пространство колонны труб 21 и ликвидируется НГВП.

После ликвидации НГВП т.е. после сброса давления в скважине открывают превентор (разгерметизируют пространство между превентором и колонной труб 21) и восстанавливают внутреннее пространство колонны труб 21.

Сначала открывают превентор. Для этого вращением штурвалов ручных приводов 10' и 10" против часовой стрелки на 5-6 оборотов отводят трубные плашки 8' и 8" до полного открытия вертикального осевого канала 4 корпуса 3 превентора, т.е. возвращают трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9" в положение, показанное на фиг. 1.

Далее поворотом рукоятки шарового крана против часовой стрелки на угол 90° открывают шаровой кран и, убедившись в отсутствии выброса НГВП по колонне труб, отворачивают шаровой кран с верхнего конца колонны труб 21 и восстанавливают внутреннее пространство колонны труб 21.

Герметизация устья наклонной скважины, со спущенной, колонной труб 22 (фиг. 2).

На устье наклонной скважины на верхний конец колонны труб 22 (с минимальным наружным диаметром колонна НКТ диаметром 60 мм) через переводник 25 наворачивают аварийный патрубок 23 с шаровым краном 24.

Далее спускают колонну труб 22 относительно превентора так, чтобы аварийный патрубок 23 своим наружным диаметром D_a , равным 89 мм, располагался напротив трубных плашек 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9" (фиг. 4)

Далее закрывают превентор. Для этого вращают штурвалы ручных приводов 10' и 10" (фиг. 4) по часовой стрелке на 5-6 оборотов через приводные штоки 11' и 11", которые воздействуют в осевом направлении на соответствующие трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9". В результате трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9" радиально перемещаются внутрь, а эластичные уплотнители 9' и 9" охватывают колонну 22 по всему периметру окружности. Возникающее под

трубными плашками 8' и 8" давление скважинной среды герметично прижимает эластичные уплотнители 9' и 9" трубных плашек 8' и 8" к наружной поверхности колонны труб 22. Таким образом герметизируют пространство между превентором и колонной труб 22. Положение трубных плашек 8' и 8" контролируют по ввернутому положению 5 штурвалов ручных приводов 10' и 10".

Для перекрытия внутреннего пространства колонны труб 22 на устье наклонной скважины на верхний конец колонны труб 22 поворотом рукоятки по часовой стрелке на угол 90° перекрывают шаровой кран 24. В результате герметизируют внутреннее пространство колонны труб 21 и ликвидируют НГВП.

10 После ликвидации НГВП, то есть после сброса давления в скважине, открывают превентор (разгерметизируют пространство между превентором и колонной труб 22) и восстанавливают внутреннее пространство колонны труб 22. Открывают превентор. Для этого вращением штурвалов ручных приводов 10' и 10" против часовой стрелки на 5-6 оборотов отводят трубные плашки 8' и 8" до полного открытия вертикального 15 осевого канала 4 корпуса 3 превентора, т.е. возвращают трубные плашки 8' и 8" с эластичными уплотнителями 9' и 9" в положение, показанное на фиг. 1.

Далее поворотом рукоятки шарового крана 24 против часовой стрелки на угол 90° открывают шаровой кран 24 и, убедившись в отсутствии выброса НГВП по колонне труб 22, приподнимают колонну труб 22 и отворачивают аварийный патрубок 23 с 20 шаровым краном 24 и переводником 25 с верхнего конца колонны труб 22 и восстанавливают внутреннее пространство колонны труб 22.

Предлагаемый превентор плащечный для скважины с двухрядной колонной труб имеет простую конструкцию (исключен боковой горизонтальный канал, выполненный в корпусе с глухими плашками).

25 Предлагаемый превентор плащечный для скважины с двухрядной колонной труб имеет высоту 350 мм и вес до 200 кг, что достигается исключением бокового горизонтального канала, выполненного в корпусе с глухими плашками, в связи с чем укорачивается высота корпуса, что вдвое ниже в сравнении с прототипом и делает его более компактным и легким в эксплуатации.

30 Предлагаемый превентор плащечный для скважины с двухрядной колонной труб имеет универсальную конструкцию, т.е. позволяет проводить в процессе эксплуатации и ремонта скважин спуско-подъемные операции с двух рядной колонной труб без замены трубных плашек и эластичных уплотнителей на требуемый типоразмер с 35 вывозом превентора для опрессовки на специальном стенде, при этом все работы производят с превентором, в который установлены трубные плашки с эластичными элементами под максимальный диаметр колонны труб 21 (как описано выше колонны НКТ диаметром 89 мм) с предварительной гидравлической опрессовкой на специальном стенде на базе производственного обслуживания.

Предлагаемый превентор плащечный для скважины с двухрядной колонной труб 40 благодаря легкости и компактности позволяет в 2-3 раза сократить время монтажа превентора на опорном фланце устьевого арматуры в наклонном положении.

Эластичные уплотнители 9', 9" выполнены из термостойкой губки ВРП-1, обеспечивающей герметичности превентора при выбросе пара в интервале температур от минус 65 до плюс 300°С.

45 Предлагаемый превентор высокоэффективен в работе в сравнении с прототипом, так как имеет расширенные функциональные возможности за счет того, что конструкция превентора содержит сменную герметизирующую втулку. Это позволяет проводить технологические операции (промывка забоя, очистка наружной поверхности труб,

герметизация геофизического кабеля и т.д.) в скважине после спуска колонны труб в скважину.

Повышается безопасность проведения работ на устье наклонных скважин сверхвязкой нефти при текущем и капитальном ремонте при ликвидации НГВП, так как предлагаемый превентор оперативно в течение 3-5 мин позволяет установить его на опорном фланце наклонного устья скважины сверхвязкой нефти и загерметизировать устье наклонных скважин сверхвязкой нефти.

Предлагаемый превентор плащечный для скважины с двухрядной колонной труб имеет:

- 10 - простую конструкцию;
- компактность и легкость в применении;
- универсальность при работе с двухрядной колонной труб;
- ускоренный монтаж на устье наклонных скважин;
- высокую эффективность в работе;
- 15 - высокую безопасность проведения работ на устье наклонных скважин при возникновении НГВП;
- качественную герметичность в случае выброса пара при температуре до плюс 300°С.

(57) Формула изобретения

20 Плащечный превентор для скважины с двухрядной колонной труб, содержащий верхний и нижний фланцы, жестко соединенные с корпусом, корпус оснащен вертикальным круглым осевым каналом, относительно осевого канала симметрично расположены боковые горизонтальные каналы, продольные оси боковых

25 горизонтальных каналов расположены перпендикулярно оси вертикального канала, в первых горизонтальных каналах, выполненных в корпусе с возможностью продольного перемещения, установлены плащечные блоки, в которых размещены трубные плашки, снабженные эластичными уплотнителями, и ручные приводы управления плашками, включающие приводные штоки плашек, имеющие резьбовые

30 соединения для взаимодействия с крышками, ввернутыми в корпус, при этом полости корпуса плащечных блоков в поперечном сечении имеют прямоугольную форму, а эластичные уплотнители размещены в пазах, выполненных в трубных плашках, отличающийся тем, что верхняя часть осевого канала корпуса оснащена конической посадочной поверхностью, сужающейся сверху вниз для установки в нее сменной герметизирующей втулки, при этом в верхнем фланце выполнены вторые

35 горизонтальные каналы и имеют круглую форму в поперечном сечении, снаружи в горизонтальные каналы верхнего фланца в герметичном исполнении ввернуты боковые винтовые упоры, взаимодействующие с выдвижными ползунами цилиндрической формы, размещенными в горизонтальном канале, при этом выдвижные ползуны оснащены

40 шпоночными и фигурным пазами, а верхний фланец оснащен шпонками, установленными в шпоночные пазы выдвижных ползунов, имеющих возможность радиального перемещения в пределах шпоночных пазов и жесткой фиксации сменной герметизирующей втулки в конической посадочной поверхности корпуса фигурными пазами ползунов, при этом в плащечных блоках превентора размещены трубные

45 плашки, снабженные эластичными уплотнителями исходя из максимального наружного диаметра колонны труб двухрядной колонны, а для герметизации колонны труб с минимальным наружным диаметром из двухрядной колонны труб в ее компоновку на устье скважины установлен аварийный патрубков с максимальным наружным диаметром

колонны труб, равным максимальному наружному диаметру колонны труб из двухрядной колонны труб, причем аварийный патрубок оснащен сверху шаровым краном, а снизу - переводником, оснащенным снизу резьбой, соответствующей резьбе муфты колонны труб с минимальным наружным диаметром двухрядной колонны труб, 5 причем эластичные уплотнители выполнены из термостойкой резины, работающей в интервале температур от минус 65 до плюс 300°С.

10

15

20

25

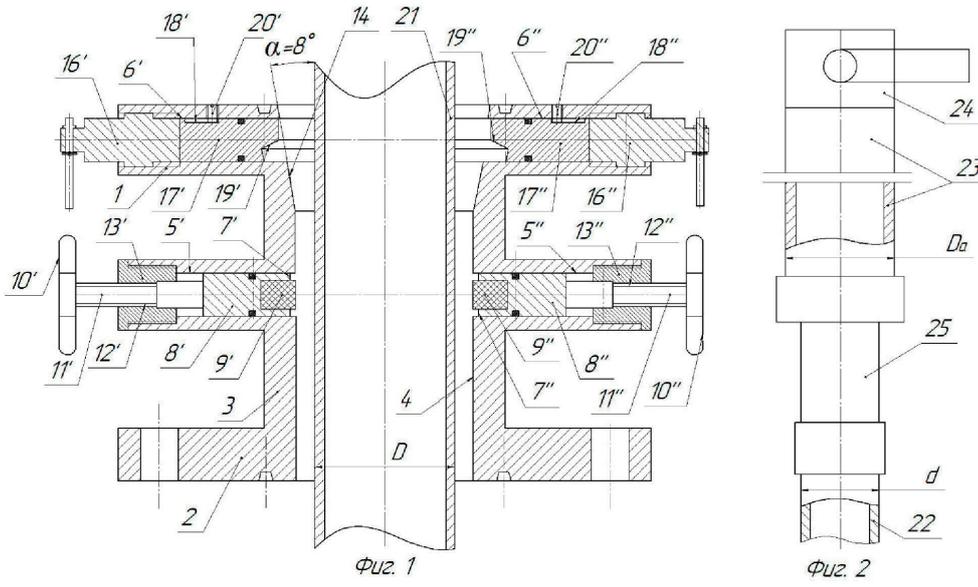
30

35

40

45

1



2

