



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2010147238/03, 18.11.2010

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
18.11.2010

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 18.11.2010

(45) Опубликовано: 20.04.2012 Бюл. № 11

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 72715 U1, 27.04.2008. SU 857439 A, 28.08.1981. RU 2136840 C1, 10.09.1999. RU 2149252 C1, 20.05.2000. WO 1991005935 A, 02.05.1991.

Адрес для переписки:

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма,
ул. М. Джалиля, 32, "ТатНИПИнефть",
сектор создания и развития промышленной
собственности

(72) Автор(ы):

**Махмутов Ильгизар Хасимович (RU),
Страхов Дмитрий Витальевич (RU),
Зиятдинов Радик Зяюзатович (RU),
Асадуллин Марат Фагимович (RU),
Сулейманов Ринат Габдрахманович (RU)**

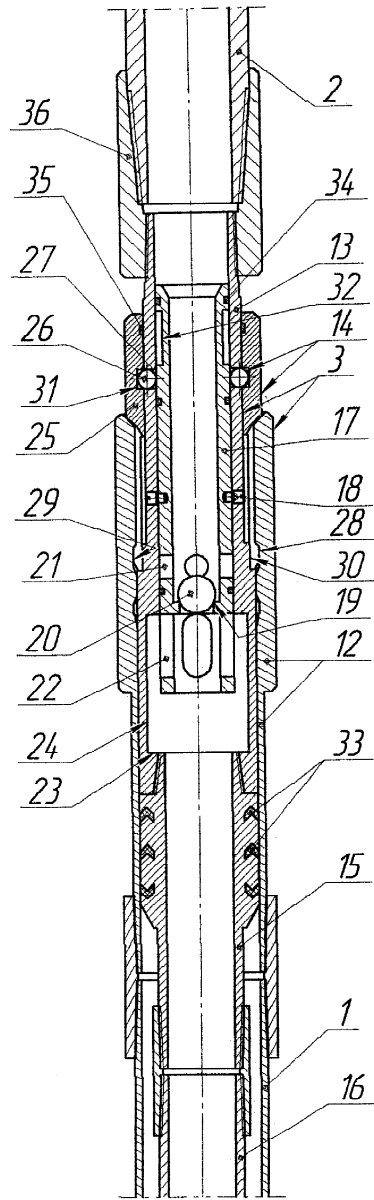
(73) Патентообладатель(и):

**Открытое акционерное общество
"Татнефть" имени В.Д. Шапина (RU)****(54) УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ХВОСТОВИКА В СКВАЖИНЕ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к устройствам, предназначенным для цементирования хвостовика в скважине. Включает хвостовик, колонну насосно-компрессорных труб (НКТ), разъединитель, соединяющий между собой верхнюю часть хвостовика и нижнюю часть колонны НКТ, выполненный в виде стыковочного узла. Разъединитель состоит из воронки, размещенной на верхнем конце хвостовика и внутреннего освобождающегося ловителя с

фиксаторами. Разъединение стыковочного узла происходит путем сбрасывания внутрь колонны НКТ шара с созданием гидравлического давления в колонне НКТ. В нижней части хвостовика размещен клапанный узел, соединенный с башмаком и снабженный фильтром. Конструкция разъединителя позволяет произвести технологический процесс по цементированию хвостовика за одну спуско-подъемную операцию, за счет чего сокращается продолжительность технологического процесса по цементированию хвостовика. 2 ил.



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 17/06 (2006.01)
E21B 43/10 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21)(22) Application: 2010147238/03, 18.11.2010

(24) Effective date for property rights:
18.11.2010

Priority:

(22) Date of filing: 18.11.2010

(45) Date of publication: 20.04.2012 Bull. 11

Mail address:

423236, Respublika Tatarstan, g. Bugul'ma, ul. M.
Dzhaliĵa, 32, "TatNIPIneft", sektor sozdaniĵa i
razvitija promyšlennoj sobstvennosti

(72) Inventor(s):

**Makhmutov Il'gizar Khasimovich (RU),
Strakhov Dmitriĵ Vital'evich (RU),
Zijatdinov Radik Zjauzĵatovich (RU),
Asadullin Marat Fagimovich (RU),
Sulejmanov Rinat Gabdrakhmanovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obščestvo "Tatneft"
imeni V.D. Shashina (RU)**

(54) DEVICE FOR CEMENTING SHANK IN WELL

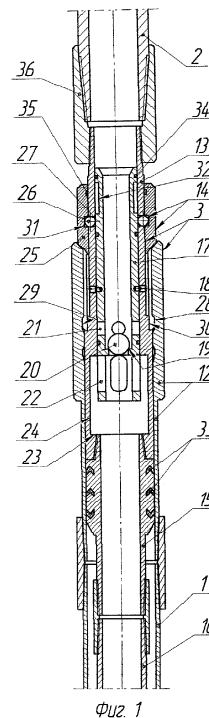
(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: device includes shank, tubing string, disconnecter connecting upper part of shank to lower part of tubing string, which is made in the form of fitting assembly. Disconnecter consists of funnel arranged on upper end of shank and inner self-releasing catch with fasteners. Disconnection of fitting assembly is performed by lowering of a ball inside tubing string so that hydraulic pressure is created in tubing string. Valve assembly connected to a shoe and equipped with a filter is arranged in lower part of shank.

EFFECT: design of disconnecter allows performing shank cementing process which includes one lowering-lifting operation, due to which the shank cementing process duration is reduced.

2 dwg



Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, конкретно к строительству и ремонту скважин, в том числе и наклонно-направленных.

Известно «Устройство для цементирования хвостовика в скважине» (патент на полезную модель RU №44348, E21B 33/14, опубл. в бюл. №7 от 10.03.2005 г.),

5 включающее хвостовик со спущенной в него колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) ограниченной длины и разъединитель в виде переводника, соединенный верхней частью с подъемными трубами, клапанный узел, соединенный с нижней частью хвостовика и состоящий из верхнего и нижнего корпусов, связанных между собой срезными элементами, в которых установлены друг над другом два подпружиненных обратных клапана, причем нижний корпус установлен внутри верхнего с возможностью ограниченного продольного перемещения и снабжен радиальными каналами, сообщающими внутреннее пространство устройства с зоной скважины; разъединитель снабжен наружной левой резьбой для соединения с верхним концом хвостовика, а нижней частью разъединитель соединен с колонной НКТ, которая несколько короче хвостовика, при этом клапанный узел снизу соединен с башмаком, снабженным фильтром.

Недостатками данного устройства являются:

20 - во-первых, неконтролируемый процесс отворота левого переводника после проведения заливки хвостовика цементным раствором, кроме того, иногда практически невозможно произвести отворот левого переводника из-за большого набора кривизны скважины;

25 - во-вторых, поскольку из-за кривизны скважины невозможно произвести отворот левого переводника с колонной НКТ, то для гарантированного отворота требуется завоз бурильных труб, рабочей трубы квадратного сечения («квадрат»), устьевого гидравлического ротора, что ведет к увеличению времени ремонта скважины и, как следствие, дополнительным материальным и финансовым затратам.

30 Также известно «Устройство для цементирования хвостовика в скважине» (патент RU №2289677, E21B 33/14, опубл. в бюл. №35 от 20.12.2006 г.), включающее хвостовик со спущенной в него колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) ограниченной длины, разъединитель в виде переводника, соединенный верхней частью с подъемными трубами, а нижней - с НКТ ограниченной длины, снабженный 35 наружной левой резьбой для соединения через муфту с верхним концом хвостовика, и башмак с проходным каналом и муфтой, при этом оно снабжено пакерующим узлом, состоящим из корпуса, жестко установленной в нем верхней упорной втулки, цилиндрической эластичной манжеты с кольцевыми внутренними канавками, 40 опирающейся снизу в подвижную внутреннюю втулку, между торцом которой и ниже расположенной подвижной наружной втулкой установлено пружинное стопорное кольцо с насечками, а на корпусе выполнены насечки противоположного направления; подвижная наружная втулка снабжена срезными винтами, расположенными в продольных пазах корпуса и соединенными другими концами 45 меньшего диаметра с направляющей втулкой, установленной внутри корпуса и соединенной с ним срезными элементами; корпус пакерующего узла нижней частью соединен с заливочной муфтой, снабженной радиальными каналами, которая, в свою очередь, соединена с перфорированным участком хвостовика, а последний - с башмаком; колонна НКТ ограниченной длины через ступенчатый переводник 50 соединена с ниппелем, представляющим собой патрубок с радиальными каналами в средней части, перекрытыми в исходном состоянии седлом, патрубок снабжен уплотнительными элементами выше и ниже радиальных каналов, поджатыми

гайками; ниппель в нижней части соединен с наконечником; в муфте, соединяющей башмак с перфорированным участком хвостовика, установлена опорная втулка с центральным проходным каналом, через который пропущен наконечник, снабженная срезными винтами, которые на участке меньшего диаметра соединены с нижней

5 поджимной гайкой ниппеля.
Недостатками данной конструкции являются:

- во-первых, сложность конструкции, обусловленная большим количеством узлов и деталей;

10 - во-вторых, трудоемкость изготовления и сборки;

- в-третьих, сложность технологического процесса ее применения.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является «Устройство для цементирования хвостовика в скважине» (патент на полезную модель RU №72715, МПК 8 E21B 17/06; 43/10, опубл. в бюл. №35 от 20.12.2006 г.), включающее хвостовик, колонну насосно-компрессорных труб (НКТ), разъединитель, соединяющий между собой верхнюю часть хвостовика и нижнюю часть колонны НКТ, клапанный узел, соединенный с нижней частью хвостовика и состоящий из верхнего и нижнего корпусов, в которых установлены друг над другом два

15 соединяющих обратных клапана, при этом клапанный узел снизу соединен с башмаком и снабжен фильтром, разъединитель выполнен в виде стыковочного узла, состоящего из верхней воронки с прорезями и внутреннего освобождающегося ловителя, установленного на конце колонны НКТ, причем фиксаторы внутреннего освобождающегося ловителя размещены в прорезях воронки, при этом разъединение

20 стыковочного узла происходит путем сбрасывания с устья скважины внутрь колонны НКТ шара и создания гидравлического давления в колонне НКТ с последующим ее извлечением вместе с внутренним освобождающимся ловителем, при этом перед закачкой цементного раствора в хвостовик спускается колонна заливочных труб, оснащенная ниппелем, имеющим возможность герметичного взаимодействия с

25 воронкой стыковочного узла, причем выше клапанного узла хвостовик оснащен опрессовочным узлом, состоящим из опрессовочного седла и извлекаемой опрессовочной пробки.

Недостатками данной конструкции являются:

35 - во-первых, технологический процесс по цементированию хвостовика осуществляется за две спуско-подъемные операции (СПО): первая СПО - спуск хвостовика на колонне НКТ, отсоединение хвостовика от колонны НКТ с последующим подъемом последней на устье скважины; вторая СПО - спуск колонны заливочных труб с ниппелем на конце, цементирование хвостовика, подъем колонны заливочных труб;

- во-вторых, длительность технологического процесса цементирования хвостовика ведет к увеличению продолжительности времени ремонта и, как следствие, возрастают материальные и финансовые затраты в целом на ремонт скважины.

45 Задачей изобретения является возможность проведения технологического процесса по цементированию хвостовика за одну СПО, а также сокращение времени на осуществление технологического процесса по цементированию хвостовика и, как следствие, сокращение материальных и финансовых затрат в целом на ремонт

50 скважины.

Поставленная задача решается устройством для цементирования хвостовика в скважине, включающим хвостовик, колонну насосно-компрессорных труб (НКТ), разъединитель, соединяющий между собой верхнюю часть хвостовика и нижнюю

часть колонны НКТ, выполненный в виде стыковочного узла, состоящего из воронки, размещенной на верхнем конце хвостовика, и внутреннего освобождающегося ловителя с фиксаторами, установленного на нижнем конце колонны НКТ, при этом разъединение стыковочного узла происходит путем сбрасывания с устья скважины
5
внутри колонны НКТ шара и созданием гидравлического давления в колонне НКТ, клапанный узел, соединенный с нижней частью хвостовика и состоящий из верхнего и нижнего корпусов, в которых установлены друг над другом два подпружиненных обратных клапана, при этом клапанный узел снизу соединен с башмаком и снабжен
10
фильтром, ниппель с заливочными трубами снизу, имеющий возможность герметичного взаимодействия с воронкой стыковочного узла.

Новым является то, что во внутреннем освобождающемся ловителе герметично размещена подвижная втулка, зафиксированная в исходном положении срезным винтом, седло для посадки шара выполнено в нижней части подвижной втулки, а
15
выше и ниже седла для посадки шара выполнены соответственно верхний и нижний ряды радиальных отверстий, герметично разобщенные в исходном положении и имеющие возможность сообщения между собой после перемещения подвижной втулки вниз и взаимодействия с ограничителем хода подвижной втулки посредством
20
кольцевого расширения, выполненного на внутренней поверхности в нижней части ловителя, при этом фиксатор стыковочного узла выполнен в виде цанги, размещенной на наружной поверхности ловителя, и фиксирующих шариков, вставленных в сквозные отверстия, выполненные в ловителе, причем в исходном положении выступы цанги изнутри поджаты к кольцевому пазу, выполненному на внутренней поверхности
25
воронки цилиндрической выборкой, выполненной на наружной поверхности ловителя, при этом фиксирующие шарики снаружи поджаты внутренней кольцевой проточкой цанги, а изнутри подвижной втулкой, имеющей возможность в рабочем положении ограниченного осевого перемещения вниз с последующим выпадением фиксирующих
30
шариков в цилиндрическую проточку, выполненную на наружной поверхности ловителя и осевого перемещения вниз ловителя относительно цанги с возможностью выхода выступов цанги из взаимодействия с наружной цилиндрической выборкой ловителя и освобождением цанги от заневоливания, причем ниппель ввернут в нижний
35
конец ловителя.

На фиг.1 в продольном разрезе изображена верхняя часть предлагаемого устройства.

На фиг.2 в продольном разрезе изображена нижняя часть предлагаемого устройства.

Устройство для цементирования хвостовика в скважине состоит из хвостовика 1
40
(см. фиг.1), колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) 2, разъединителя 3, соединяющего между собой верхнюю часть хвостовика 1 и нижнюю часть колонны НКТ 2. Клапанный узел 4 соединен с нижней частью хвостовика 1 и состоит из
45
верхнего 5 и нижнего 6 корпусов, в которых установлены друг над другом два подпружиненных обратных клапана 7 и 8 соответственно, при этом клапанный узел 4 снизу соединен с башмаком 9, оснащенным фильтром 10, причем на нижний конец башмака 9 накинута алюминиевая заглушка 11.

Разъединитель 3 (см. фиг.1 и 2) выполнен в виде стыковочного узла, состоящего из
50
воронки 12, размещенной на верхнем конце хвостовика 1, и внутреннего освобождающегося ловителя 13 (в дальнейшем ловитель) с фиксаторами 14, установленного на нижнем конце колонны НКТ 2. Ниппель 15 ввернут в нижний конец ловителя 13.

Ниппель 15 с заливочными трубами 16 снизу имеет возможность герметичного взаимодействия с воронкой 12 стыковочного узла.

Во внутреннем освобождающемся ловителе 13 герметично размещена подвижная втулка 17, зафиксированная в исходном положении срезным винтом 18.

5 Седло 19 для посадки шара 20 выполнено в нижней части подвижной втулки 17, а выше и ниже седла 19 для посадки шара 20 выполнены соответственно верхний 21 и нижний 22 ряды радиальных отверстий, герметично разобщенные в исходном
10 положении и имеющие возможность сообщения между собой после перемещения подвижной втулки 17 вниз и взаимодействия с ограничителем хода 23 подвижной втулки 17 посредством кольцевого расширения 24, выполненного на внутренней поверхности в нижней части ловителя 13. Ограничитель хода 23, выполненный на нижнем конце ловителя 13, имеет диаметр d , меньший, чем наружный диаметр D подвижной втулки 17.

15 Фиксатор 14 стыковочного узла выполнен в виде цанги 25, размещенной на наружной поверхности ловителя 13, и фиксирующих шариков 26, вставленных в сквозные отверстия 27, выполненные в ловителе 13.

В исходном положении выступы 28 цанги 25 изнутри поджаты к кольцевому пазу 29, выполненному на внутренней поверхности воронки 12 цилиндрической
20 выборкой 30, выполненной на наружной поверхности ловителя 13.

Фиксирующие шарик 26 снаружи поджаты внутренней кольцевой проточкой 31 цанги 25, а изнутри - подвижной втулкой 17, имеющей возможность в рабочем положении ограниченного осевого перемещения вниз с последующим выпадением
25 фиксирующих шариков 26 в цилиндрическую проточку 32, выполненную на наружной поверхности ловителя 13, и осевого перемещения вниз ловителя 13 относительно цанги 25 с возможностью выхода выступов 28 цанги 25 из взаимодействия с наружной цилиндрической выборкой 30 ловителя 13 и освобождением цанги 25 от заневоливания.

30 Герметичное взаимодействие ниппеля 15 с воронкой 12 обеспечивают уплотнительные элементы 33. Герметичность остальных сопрягаемых деталей в процессе работы устройства обеспечивают уплотнительные кольца 34, 35.

Устройство работает следующим образом.

35 Сначала устройство для цементирования хвостовика в скважине, как показано на фиг.2, монтируют в скважине (на фиг.1 и 2 не показано). Для этого сначала доливают скважину технологической жидкостью, после чего спускают в нее одну трубу хвостовика 1 (см. фиг.2), оснащенную снизу башмаком 9 с фильтром 10 и алюминиевой заглушкой 11, а также клапанным узлом 4.

40 Закачкой технологической жидкости, например пластовой воды плотностью $\rho=1180$ кг/м³, в межколонное пространство скважины (на фиг.2 не показано) производят опрессовку клапанного узла 4, то есть проверяют под ожидаемым давлением на клапанный узел 4 после продавки цементного раствора в межколонное пространство скважины герметичность работы обратных клапанов 7 и 8, при этом пропуски не
45 допускаются.

Убедившись в герметичности клапанного узла 4, производят полный спуск хвостовика 1 в скважину с доливом в него технологической жидкости.

50 Затем в хвостовик 1 (см. фиг.1 и 2) спускают заливочные трубы 16, оснащенные сверху ниппелем 15, причем заливочные трубы 16 должны быть расчетной длины в зависимости от длины хвостовика 1, а их нижний конец должен находиться на 5-10 м выше клапанного узла 4 и оборудован центратором (на фиг.1, 2 не показано).

Далее на нижний конец ловителя 13 (см. фиг.1 и 2) наворачивают ниппель 15 с

заливочными трубами 16, при этом ниппель 15 должен вступить в герметичное взаимодействие посредством уплотнительных элементов 33 с воронкой 12 стыковочного узла. Далее, убедившись в герметичности хвостовика, приступают к сборке стыковочного узла. Для этого на нижний конец первой трубы НКТ 2, спускаемой в скважину посредством муфты 36, наворачивают внутренний освобождающийся ловитель 13.

Спускают хвостовик 1 на колонне НКТ 2 до упора алюминиевой заглушки 11 хвостовика 1 в забой (на фиг.1 и 2 не показано). Производят полную разгрузку колонны НКТ 2 (см. фиг.1 и 2) с соединенным с ней хвостовиком 1 на забой скважины. Далее, убедившись в том, что нижний конец хвостовика 1 достиг забоя, приподнимают колонну НКТ 2 на 1,5-2 м до набора собственного веса колонны НКТ 2 и хвостовика 1.

Затем сбрасывают с устья скважины в колонну НКТ 2 шар 20, который садится сверху на седло 19, выполненное в виде кольцевого сужения в подвижной втулке 17.

На устье (на фиг.1 и 2 не показано) обвязывают нагнетательную линию насосного агрегата (на фиг.1 и 2 не показано) любой известной конструкции, например ЦА-320 с колонной НКТ 2 (см. фиг.1 и 2).

Производят заполнение внутренних полостей подвижной втулки 17 и колонны НКТ 2 технологической жидкостью, после чего создают в колонне НКТ 2 избыточное гидравлическое давление. Под действием избыточного давления расчетной величины, например 5,0 МПа, достаточного для разрушения срезного винта 18, происходит разрушение последнего и подвижная втулка 17 перемещается вниз.

Перемещение подвижной втулки 17 вниз происходит до тех пор, пока она своим нижним торцом не вступит во взаимодействие с ограничителем хода 23 ловителя 13, а верхний 21 и нижний 22 ряды радиальных отверстий не сообщатся между собой посредством кольцевого расширения 24.

В результате гидравлическое давление в колонне НКТ 2 падает, о чем свидетельствует падение давления до нуля на манометре насосного агрегата, установленного на устье скважины.

Одновременно с этим цилиндрическая проточка 32, выполненная на наружной поверхности подвижной втулки 17 вследствие перемещения последней оказывается напротив фиксирующих шариков 26, которые выходят из взаимодействия с внутренней кольцевой проточкой 31 цанги 25 и выпадают в наружную цилиндрическую проточку 32 подвижной втулки 17.

Вновь разгружают колонну труб вниз, при этом сначала хвостовик 1 с фильтром 10 упирается в забой скважины и соединенная с хвостовиком 1 сверху воронка 12 стыковочного узла с цангой 25 остаются неподвижными, а при последующей разгрузке происходит осевое перемещение ловителя 13 вниз относительно остающейся неподвижной цанги 25, и в определенный момент выступы 28 цанги 25 выходят из взаимодействия с наружной цилиндрической выборкой 30 ловителя 1 и освобождаются от кольцевого паза 29 воронки 12. Выступы 28 цанги 25 прижимаются к наружной поверхности ловителя 13 выше ее наружной цилиндрической выборки 30.

Далее приподнимают колонну труб на 1-2 м, при этом потеря веса хвостовика 1 с фильтром 10 на индикаторе веса, установленном на устье скважины, свидетельствует о том, что нижняя часть устройства отсоединилась от верхней, т.е. процесс разъединения контролируется с устья скважины.

И вновь спускают колонну НКТ до упора торца цанги 25 в верхний торец воронки 12 стыковочного узла, производят частичную разгрузку колонны НКТ 2 на

хвостовик 1, например, на 50-60 кН, что контролируется по индикатору веса, при этом герметичное взаимодействие ниппеля 15 с воронкой 12 обеспечивают уплотнительные элементы 33.

5 Производят вызов циркуляции прямой промывкой - закачкой технологической жидкости в колонну НКТ 2 через внутреннее пространство подвижной втулки 17 и ее верхний 21 и нижний 22 ряды радиальных отверстий, сообщающихся между собой посредством кольцевого расширения 24, и далее в заливочные трубы 16, откуда технологическая жидкость по межколонному пространству скважины (на фиг.1 и 2 не
10 показано) поднимается на устье скважины.

Убедившись в наличии циркуляции, в заливочные трубы 16 (см. фиг.1 и 2) по колонне НКТ 2 через внутреннее пространство подвижной втулки 17 и ее верхний 21 и нижний 22 ряды радиальных отверстий, сообщающихся между собой посредством
15 кольцевого расширения 24, закачивают расчетное количество цементного раствора и продавливают его жидкостью продавки в межколонное пространство скважины.

После закачки цементного раствора в межколонное пространство скважины производят подъем колонны заливочных труб 16 посредством колонны НКТ 2 на 10-15 м, при этом ниппель 15 выходит из герметичного взаимодействия с воронкой 12,
20 после чего прямой промывкой технологической жидкости производят срезку излишков цементного раствора.

Затем все детали устройства, соединенные с колонной НКТ 2, извлекаются на поверхность за исключением воронки 12, которая вместе с зацементированным хвостовиком 1 остается в скважине.

25 Благодаря сообщающимся между собой верхним 21 и нижним 22 рядам радиальных отверстий, выполненных в подвижной втулке 17, посредством кольцевого расширения 24 в процессе подъема (извлечения) колонны труб (колонны НКТ 2 и заливочных труб 16) из скважины технологическая жидкость из колонны НКТ 2 не
30 переливается на устье, а перетекает в межколонное пространство скважины.

Далее скважину оставляют на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) за хвостовиком 1. По окончании времени ОЗЦ клапанный узел 4 и алюминиевая заглушка 11 разбуриваются.

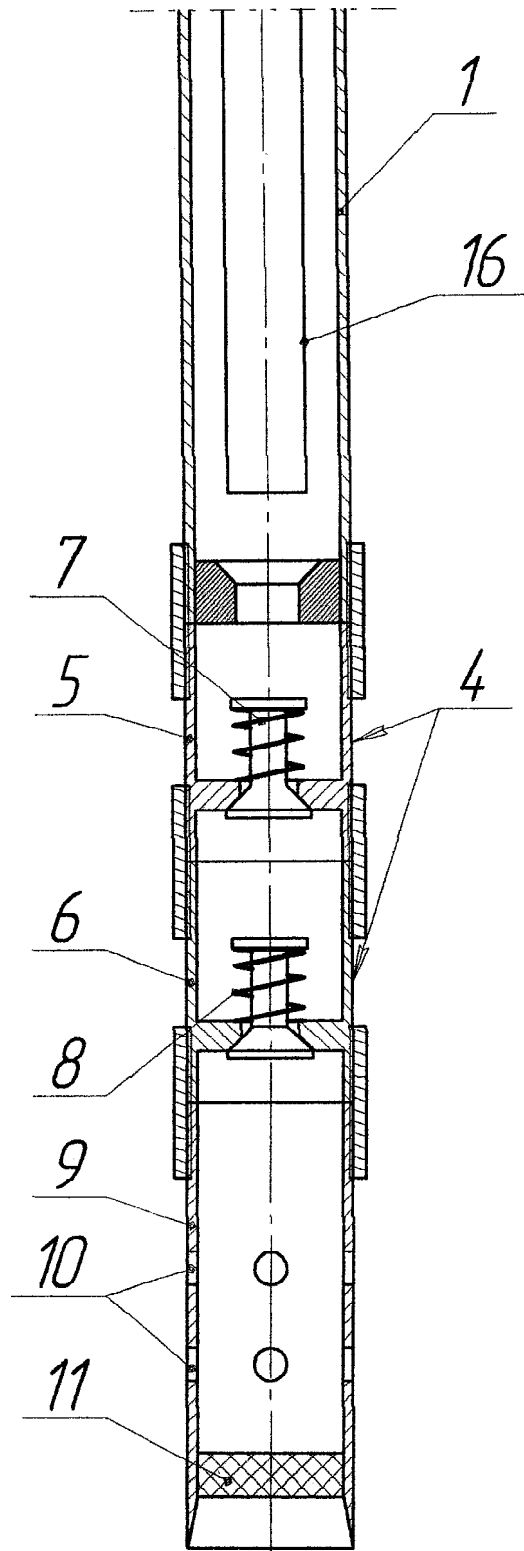
Предлагаемое устройство для цементирования хвостовика в скважине позволяет
35 произвести технологический процесс по цементированию хвостовика за одну спуско-подъемную операцию, что позволяет сократить продолжительность технологического процесса по цементированию хвостовика и, как следствие, сократить материальные и финансовые затраты в целом на ремонт скважины.

40

Формула изобретения

Устройство для цементирования хвостовика в скважине, включающее хвостовик, колонну насосно-компрессорных труб (НКТ), разъединитель, соединяющий между собой верхнюю часть хвостовика и нижнюю часть колонны НКТ, выполненный в
45 виде стыковочного узла, состоящего из воронки, размещенной на верхнем конце хвостовиками внутреннего освобождающегося ловителя с фиксаторами, установленного на нижнем конце колонны НКТ, при этом разъединение стыковочного узла происходит путем сбрасывания с устья скважины внутрь колонны
50 НКТ шара и созданием гидравлического давления в колонне НКТ, клапанный узел, соединенный с нижней частью хвостовика и состоящий из верхнего и нижнего корпусов, в которых установлены друг над другом два подпружиненных обратных клапана, при этом клапанный узел снизу соединен с башмаком и снабжен фильтром,

ниппель с заливочными трубами снизу, имеющий возможность герметичного взаимодействия с воронкой стыковочного узла, отличающееся тем, что во внутреннем освобождающемся ловителе герметично размещена подвижная втулка, зафиксированная в исходном положении срезным винтом, седло для посадки шара выполнено в нижней части подвижной втулки, а выше и ниже седла для посадки шара выполнены соответственно верхний и нижний ряды радиальных отверстий, герметично разобщенных в исходном положении и имеющих возможность сообщения между собой после перемещения подвижной втулки вниз и взаимодействия с ограничителем хода подвижной втулки посредством кольцевого расширения, выполненного на внутренней поверхности в нижней части ловителя, при этом фиксатор стыковочного узла выполнен в виде цанги, размещенной на наружной поверхности ловителя, и фиксирующих шариков, вставленных в сквозные отверстия, выполненные в ловителе, причем в исходном положении выступы цанги изнутри поджаты к кольцевому пазу, выполненному на внутренней поверхности воронки, цилиндрической выборкой, выполненной на наружной поверхности ловителя, при этом фиксирующие шарики снаружи поджаты внутренней кольцевой проточкой цанги, а изнутри подвижной втулкой, имеющей возможность в рабочем положении ограниченного осевого перемещения вниз с последующим выпадением фиксирующих шариков в цилиндрическую проточку, выполненную на наружной поверхности подвижной втулки, и осевого перемещения вниз ловителя относительно цанги с возможностью выхода выступов цанги из взаимодействия с наружной цилиндрической выборкой ловителя и освобождением цанги от заневоливания, причем ниппель 5
10
15
20
25
30
35
40
45
50



Фиг. 2