



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) СКОРРЕКТИРОВАННОЕ ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

Примечание: библиография отражает состояние при переиздании

(52) СПК  
E21B 33/10 (2018.08)

(21)(22) Заявка: 2017145791, 25.12.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
25.12.2017

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 25.12.2017

(45) Опубликовано: 25.10.2018

(15) Информация о коррекции:  
Версия коррекции №1 (W1 C1)

(48) Коррекция опубликована:  
28.11.2018 Бюл. № 34

Адрес для переписки:

423236, Рес. Татарстан, г. Бугульма, ул. М.  
Джалиля, 32, ПАО "Татнефть" им. В.Д.  
Шашина институт "ТатНИПИнефть", Сектор  
создания и развития промышленной  
собственности

(72) Автор(ы):

Исмагилов Фанзат Завдатович (RU),  
Салимов Олег Вячеславович (RU),  
Зиятдинов Радик Зязятович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

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

(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: RU 2509873 C1, 20.03.2014. RU  
2383713 C1, 10.03.2010. RU 2507376 C1,  
20.02.2014. RU 2513793 C1, 20.04.2014. RU  
2570178 C1, 10.12.2015. US 20150083394 A1,  
26.03.2015.

## (54) СПОСОБ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам герметизации эксплуатационной колонны. Способ герметизации эксплуатационной колонны включает спуск в эксплуатационную колонну скважины пакера на посадочном инструменте, посадку пакера в эксплуатационной колонне ниже интервала негерметичности с последующим извлечением посадочного инструмента. На устье скважины собирают компоновку снизу вверх: заглушенный снизу контейнер с твердым реагентом, перфорированный патрубок, пакер, разъединительное устройство, механический скребок, шаблон, посадочный инструмент, производят спуск компоновки на посадочном инструменте в эксплуатационную колонну с шаблонированием эксплуатационной колонны

до глубины на 50 м ниже интервала посадки пакера, после чего механическим скребком производят зачистку внутренних стенок эксплуатационной колонны на 15 м выше и на 15 м ниже интервала посадки пакера, после чего размещают пакер так, чтобы он располагался в интервале посадки ниже интервала нарушения эксплуатационной колонны, но выше продуктивного пласта, производят посадку пакера и определяют герметичность посадки пакера закачкой в продуктивный пласт жидкости до его насыщения с последующим снятием кривой восстановления уровня жидкости в затрубном пространстве, после чего отстыковывают разъединительное устройство и извлекают из эксплуатационной колонны ниппель разъединительного устройства, скребок, шаблон

и посадочный инструмент, затем на устье скважины собирают и спускают в эксплуатационную колонну компоновку снизу вверх: ниппель разъединительного устройства, опрессовочное седло, колонну лифтовых труб с замковой опорой вставного штангового глубинного насоса - ШГН, причем лифтовую колонну труб спускают до глубины, не доходя 2 м до корпуса разъединительного устройства, сбрасывают шарик в колонну лифтовых труб и опрессовывают колонну лифтовых труб на 9,0 МПа, затем обратной промывкой подачей жидкости в затрубное пространство вымывают шарик из колонны лифтовых труб, допускают колонну лифтовых труб и производят стыковку ниппеля в корпусе разъединительного устройства,

с устья скважины спускают в лифтовую колонну труб плунжер ШГН на колонне штанг, производят посадку плунжера ШГН в замковой опоре и запускают ШГН в работу. Предлагаемый способ герметизации эксплуатационной колонны позволяет повысить вероятность герметичной посадки пакера; запустить скважину в эксплуатацию сразу после герметизации эксплуатационной колонны без дополнительного спуска насосного оборудования; увеличить межремонтный период эксплуатации скважины; снизить затраты на подготовительные работы перед герметизацией эксплуатационной колонны; исключить блокировку продуктивного пласта; сократить длительность процесса герметизации эксплуатационной колонны. 4 ил.

RU 2 6 7 0 8 1 6 С 9

RU 2 6 7 0 8 1 6 С 9



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

Note: Bibliography reflects the latest situation

(52) CPC  
*E21B 33/10 (2018.08)*

(21)(22) Application: **2017145791, 25.12.2017**

(24) Effective date for property rights:  
**25.12.2017**

Priority:

(22) Date of filing: **25.12.2017**

(45) Date of publication: **25.10.2018**

(15) Correction information:  
**Corrected version no1 (W1 C1)**

(48) Corrigendum issued on:  
**28.11.2018 Bull. № 34**

Mail address:

**423236, Res. Tatarstan, g. Bugulma, ul. M.  
Dzhalilya, 32, PAO "Tatneft" im. V.D. Shashina  
institut "TatNIPIneft", Sektor sozdaniya i razvitiya  
promyshlennoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Ismagilov Fanzat Zavdatovich (RU),  
Salimov Oleg Vyacheslavovich (RU),  
Ziyatdinov Radik Zyauzyatovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) **METHOD FOR SEALING A PRODUCTION STRING**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention refers to oil and gas industry, in particular, to methods of production string sealing. Method for sealing a production string comprises lowering of a packer on a setting tool to a production string of the well, setting the packer in the production string below the leakage interval with further removal of the setting tool. At the wellhead, the assembly is assembled from the bottom up: a container with a solid reagent plugged from below, a perforated branch pipe, a packer, a disconnect device, a mechanical scraper, a template, a landing tool, arrangement is downed at setting tool into production string with gaging the production string to a depth of 50 m below the packer setting interval, then the mechanical scraper is used to clean the inner walls of the production string 15 m higher and 15 m below the packer landing interval, after which the packer is placed so that it is located in

the landing interval below the interval of the disruption of the production string, but above the reservoir, make the packer fit and determine the tightness of the packer insertion by pumping liquid into the reservoir until it saturates, then removing the curve of recovering the liquid level in the annulus, further the detachment device is undocked and the nipple of the disconnect device, the scraper, the template and the landing tool are extracted from the production column, then at the wellhead, a bottom-up arrangement is assembled and lowered into the production column: the nipple of the disconnect device, the pressurized saddle, a column of elevator pipes with a locking support of inserted bottom-hole pump – BHP, whereby the tubing string is lowered to a depth of 2 m to the case of the disconnecting device, the ball is dropped into the column of the elevator pipes and the pipe string is squeezed by 9.0 MPa, then by backwashing with the supply of liquid to the annulus,

the ball from the tubing string is washed out, the column of the elevator pipes is discharged, and the nipple is joined in the disconnecter housing, from the mouth of the well, the BHP plunger is lowered into the tubing string column on the rod string, the BHP plunger is planted in the lock support and the BHP is put into operation.

EFFECT: proposed method of sealing the production column allows to increase the likelihood of sealing the

packer tightly; start the well in operation immediately after sealing the production column without additional descent of pumping equipment; increase the overhaul life of the well; reduce the costs of preparatory work before sealing the production string; exclude the blocking of the reservoir; reduce the duration of the process of sealing the production column.

1 cl, 4 dwg

R U 2 6 7 0 8 1 6 C 9

R U 2 6 7 0 8 1 6 C 9

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам герметизации эксплуатационной колонны.

Известен способ восстановления герметичности эксплуатационных колонн (патент RU №2116432, МПК E21B 33/13, опубл. в бюл. №21 от 27.07.1998), включающий  
5  
приготовление и закачку в скважину тампонирующих смесей, в том числе цементного раствора, их продавку за колонну в интервал негерметичности эксплуатационной колонны.

Недостатки способа:

- закачка цементного раствора обеспечивает недостаточное восстановление  
10 герметичности эксплуатационной колонны, поэтому при повышенной приемистости интервала негерметичности успешность изоляционных работ не превышает 20%;  
- высокие затраты на цемент, а также длительность реализации способа, связанная с приготовлением цементного раствора, его закачкой в скважину и продавкой в интервал негерметичности эксплуатационной колонны.

15 Также известен способ герметизации эксплуатационной колонны (патент RU №2509873, МПК E21B 33/122, опубл. 20.03.2014 в бюл. №8), включающий спуск в эксплуатационную колонну скважины двух пакеров, соединенных между собой трубой, на посадочном инструменте, их посадку в эксплуатационной колонне выше и ниже  
20 интервала негерметичности с последующим извлечением посадочного инструмента. До возникновения негерметичности эксплуатационной колонны отбором проб производят анализ химического состава пластовой жидкости. Затем на устье скважины собирают следующую компоновку снизу вверх: нижний пакер, труба, верхний пакер, левый переводник, разделительный клапан. Производят спуск компоновки на  
25 посадочном инструменте в интервал негерметичности эксплуатационной колонны. Далее производят посадку пакеров. Затем приводят в действие разделительный клапан, который гидравлически разделяет компоновку от посадочного инструмента и сообщает  
30 внутреннее пространства посадочного инструмента с межколонным пространством скважины выше верхнего пакера. Затем свабированием по посадочному инструменту снижают уровень жидкости в скважине над верхним пакером и определяют герметичность посадки верхнего пакера. При негерметичной посадке верхнего пакера срывают пакеры и извлекают всю компоновку на ревизию. После чего повторяют  
35 вышеописанные операции до герметичной посадки верхнего пакера, при герметичной посадке верхнего пакера вращают по часовой стрелке посадочный инструмент с устья скважины и отворачивают посадочный инструмент с разделительным клапаном и  
40 левым переводником. Извлекают посадочный инструмент с разделительным клапаном и левым переводником из эксплуатационной колонны на поверхность. Запускают скважину в эксплуатацию и отбором проб производят повторный анализ химического состава пластовой жидкости. Сопоставлением результатов анализов химического состава пластовой жидкости в начальной и повторной пробах определяют герметичность  
45 посадки нижнего пакера. При негерметичной посадке нижнего пакера выполняют повторную герметизацию эксплуатационной колонны, как описано выше, от спуска компоновки в интервал негерметичности эксплуатационной колонны до определения герметичности посадки нижнего пакера.

Недостатки способа:

- низкая вероятность герметичной поочередной посадки пакеров за одну спуско-  
45 подъемную операцию (СПО), в связи с чем для достижения герметичной посадки пакеров необходимо проводить несколько СПО;  
- невозможность эксплуатации скважины, т.е. невозможна добыча продукции из

скважины сразу после герметизации эксплуатационной колонны, так как для этого необходимо спустить лифтовую колонну труб с насосом;

- сокращение межремонтного периода эксплуатации скважины, связанное с высокой вероятностью разгерметизации эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации скважины, так как герметизацию обеспечивают два пакера. Кроме того, при

разгерметизации пакера(ов) необходимо извлекать насосное оборудование;

- затраты на подготовительные работы перед герметизацией эксплуатационной колонны, связанные с шаблонированием эксплуатационной колонны и зачисткой в эксплуатационной колонне места посадки пакеров;

- длительность процесса герметизации эксплуатационной колонны, связанная с одновременной посадкой двух пакеров, поочередной проверкой их на герметичность, а также работами по определению герметичности нижнего пакера (отбор проб пластовой жидкости перед проведением герметизации эксплуатационной колонны и после нее и проведение анализа химического состава пластовой жидкости).

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является способ герметизации эксплуатационной колонны (патент RU №2507376, МПК E21B 33/124, опубл. 20.02.2014 в бюл. №5), включающий спуск в эксплуатационную колонну скважины двух пакеров, соединенных между собой трубой, на посадочном инструменте, их посадку в эксплуатационной колонне выше и ниже интервала нарушения с

последующим извлечением посадочного инструмента. Перед герметизацией эксплуатационной колонны временно блокируют пласт самораспадающимся после проверки герметичности нижнего пакера гелем. Затем на устье скважины снизу вверх собирают следующую компоновку: нижний пакер, труба, длина которой больше протяженности интервалов нарушения, верхний пакер, левый переводник,

разделительный клапан. Производят спуск компоновки на посадочном инструменте в интервал герметизации эксплуатационной колонны. Далее производят одновременную посадку пакеров, после чего поочередно проверяют герметичность посадки нижнего и верхнего пакеров снижением уровня жидкости в эксплуатационной колонне свабированием по посадочному инструменту. Причем сначала проверяют герметичность

посадки нижнего пакера, а затем верхнего пакера. При герметичной посадке обоих пакеров вращают по часовой стрелке посадочный инструмент с устья скважины, отворачивая посадочный инструмент с разделительным клапаном от левого

переводника. Извлекают посадочный инструмент с разделительным клапаном из эксплуатационной колонны на поверхность. При негерметичной посадке хотя бы

одного из пакеров срывают пакеры и извлекают всю компоновку на ревизию, после чего повторяют операции по временной блокировке пласта, спуску, посадке и проверке пакеров на герметичность.

Недостатки способа:

- низкая вероятность герметичной поочередной посадки пакеров за одну СПО, в связи с чем для достижения герметичной посадки пакеров необходимо проводить несколько СПО;

- невозможность эксплуатации скважины, т.е. невозможна добыча продукции из скважины сразу после герметизации эксплуатационной колонны, так как для этого необходимо спустить лифтовую колонну труб с насосом;

- сокращение межремонтного периода эксплуатации скважины, связанное с высокой вероятностью разгерметизации эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации скважины, так как герметизацию обеспечивают два пакера. Кроме того, при разгерметизации пакера(ов) необходимо извлекать насосное оборудование;

- затраты на подготовительные работы перед герметизацией эксплуатационной колонны, связанные с шаблонированием эксплуатационной колонны и зачисткой в эксплуатационной колонне места посадки пакеров;

5 - необходимость блокировки продуктивного пласта самораспадающимся гелем, снижающим коллекторские свойства продуктивного пласта после самораспада, что выражается в снижении добывных возможностей скважины, т.е. в снижении дебита продукции;

10 - длительность процесса герметизации эксплуатационной колонны, связанная с закачкой в пласт самораспадающегося геля, одновременной посадкой двух пакеров и поочередной проверкой их на герметичность.

15 Техническими задачами изобретения являются обеспечение герметичной посадки пакера за одну спуско-подъемных операций, а также герметизации эксплуатационной колонны с одновременным спуском насосного оборудования за одну спуско-подъемных операций без распаковки пакера при ревизии лифтовой колонны труб и насосного оборудования, увеличение межремонтного периода эксплуатации скважины с возможностью извлечения насосного оборудования без распаковки пакера, а также исключение блокировки продуктивного пласта и снижение затрат на подготовительные работы перед герметизацией эксплуатационной колонны и сокращение продолжительности ремонта скважины в целом.

20 Поставленные технические задачи решаются способом герметизации эксплуатационной колонны, включающим спуск в эксплуатационную колонну скважины пакера на посадочном инструменте, посадку пакера в эксплуатационной колонне ниже интервала негерметичности с последующим извлечением посадочного инструмента.

25 Новым является то, что на устье скважины собирают компоновку снизу вверх: заглушенный снизу контейнер с твердым реагентом, перфорированный патрубок, пакер, разъединительное устройство, механический скребок, шаблон, посадочный инструмент, производят спуск компоновки на посадочном инструменте в эксплуатационную колонну с шаблонированием эксплуатационной колонны до глубины на 50 м ниже интервала посадки пакера, после чего механическим скребком производят зачистку внутренних стенок эксплуатационной колонны на 15 м выше и на 15 м ниже интервала посадки пакера, после чего размещают пакер так, чтобы он располагался в интервале посадки ниже интервала нарушения эксплуатационной колонны, но выше продуктивного пласта, производят посадку пакера и определяют герметичность посадки пакера закачкой в продуктивный пласт жидкости до его насыщения с последующим снятием кривой восстановления уровня жидкости в затрубном пространстве, после чего отстыковывают разъединительное устройство и извлекают из эксплуатационной колонны ниппель разъединительного устройства, скребок, шаблон и посадочный инструмент, затем на устье скважины собирают и спускают в эксплуатационную колонну компоновку снизу вверх: ниппель разъединительного устройства, опрессовочное седло, колонну лифтовых труб с замковой опорой вставного штангового глубинного насоса - ШГН, причем лифтовую колонну труб спускают до глубины, не доходя 2 м до корпуса разъединительного устройства, сбрасывают шарик в колонну лифтовых труб и опрессовывают колонну лифтовых труб на 9,0 МПа, затем обратной промывкой подачей жидкости в затрубное пространство вымывают шарик из колонны лифтовых труб, допускают колонну лифтовых труб и производят стыковку ниппеля в корпусе разъединительного устройства, с устья скважины спускают в лифтовую колонну труб плунжер ШГН на колонне штанг, производят посадку плунжера ШГН в замковой опоре и запускают ШГН в работу.

На фиг. 1-4 схематично и последовательно изображен предлагаемый способ герметизации эксплуатационной колонны.

Предлагаемый способ герметизации эксплуатационной колонны реализуют в добывающей скважине следующим образом.

5 Производят герметизацию эксплуатационной колонны 1 (фиг. 1), например, диаметром 146 мм, имеющей нарушение 2.

На устье скважины (на фиг. 1-4 не показано) собирают компоновку снизу вверх (фиг. 1): заглушенный снизу контейнер с твердым реагентом 3, перфорированный патрубок 4, например, длиной  $L=2$  м, пакер 5, разъединительное устройство 6, механический  
10 скребок 7, шаблон 8, посадочный инструмент 9.

Заглушенный снизу контейнер с твердым реагентом 3 представляет собой любой известный состав, предназначенный для предотвращения гидратных и асфальтено-парафиновых отложений на насосном оборудовании, например, в качестве реагента может быть использовано поверхностно-активное вещество МЛ81 Б, выпускаемое по  
15 ТУ 2481-007-48482528-99 с изм. №1 в твердом виде.

В качестве пакера 5 для эксплуатационной колонны диаметром 146 мм применяют, например, пакер марки ПРО-ЯМО2-122, выпускаемый НПФ «Пакер» (г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация).

Разъединительное устройство 6 представляет собой стыкуемые жестко друг с другом  
20 с возможностью механического отсоединения корпус с ниппелем любого известного производителя. Например, применяют разъединительное устройство РКУ-118, выпускаемое НПФ «Пакер» (г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация).

В качестве механического скребка 7 применяют любой известный механический  
25 скребок, предназначенный для механического удаления асфальтенопарафиновых отложений на внутренних поверхностях эксплуатационной колонны 1, например СК-146, выпускаемый ООО «НиГМаш-Сервис» (г. Нефтекамск, Республика Башкортостан, Российская Федерация).

Шаблон 8 должен иметь не менее трех центрирующих элементов (два по концам и  
30 один в середине). При этом предпочтительнее конструкция шаблона с подвижными центрирующими элементами, а проходной канал шаблона должен обеспечивать необходимый переток жидкости, чтобы не создавать сопротивление при спуске компоновки и проработке эксплуатационной колонны 1. Применяют шаблон 8 любого известного производителя длиной 3 м и диаметром 124 мм.

35 В качестве посадочного инструмента 9 применяют колонну насосно-компрессорных труб (НКТ), например, диаметром 73 мм.

Производят спуск компоновки на посадочном инструменте 9 в эксплуатационную колонну с шаблонировкой эксплуатационной колонны 1 до глубины на 50 м ниже интервала посадки пакера, например, интервал посадки пакера 1230 м, значит  
40 шаблонировку эксплуатационную колонну до интервала  $1230 \text{ м} + 50 \text{ м} = 1280 \text{ м}$ .

Механическим скребком 7 производят зачистку внутренних стенок эксплуатационной колонны 1 от коррозии, заусенцев, солевых отложений, цементной корки и т.д. на 15 м выше и на 15 м ниже интервала посадки пакера, т.е.  $1230 \text{ м} - 15 \text{ м} = 1215 \text{ м}$  и  $1230 \text{ м} + 15 \text{ м} = 1245 \text{ м}$ .

45 После чего размещают пакер 5 так, чтобы он располагался в интервале посадки 1230 м, т.е. ниже нарушения 2 (например, нарушение 2 находится в интервале 585 м) эксплуатационной колонны 1, но выше продуктивного пласта 10 (например, продуктивный пласт находится в интервале 1290-1295 м), а перфорированный патрубок

4 - напротив продуктивного пласта 10 (фиг. 2). По индикатору веса (на фиг. 1-4 не показан), установленному на устье скважины, фиксируют вес всей компоновки, например 100 кН, который обеспечивает герметичную посадку пакера. Далее осевыми перемещениями посадочного инструмента 9 (фиг. 1) производят посадку пакера 5, т.е. фиксируют его на внутренних стенках эксплуатационной колонны 1, а затем разгружают компоновку весом 100 кН на пакер 5.

В предлагаемом способе герметизацию эксплуатационной колонны производят с помощью одного пакера, что повышает вероятность герметичной посадки пакера за одну СПО, а это позволяет сократить время на посадку пакера и снизить финансовые затраты.

Определяют герметичность посадки пакера 5. Для этого с помощью насосного агрегата (на фиг. 1-4 не показан), например, марки ЦА-320 по посадочному инструменту 9 через перфорированный патрубок 4 закачивают жидкость, например сточную воду плотностью  $1180 \text{ кг/м}^3$ , до насыщения продуктивного пласта 10. Например, насыщение пласта 10 происходит при давлении 7,0 МПа, при этом закачивают  $15 \text{ м}^3$  жидкости. После этого закачку жидкости прекращают, демонтируют насосный агрегат.

После чего производят снятие кривой восстановления уровня (КВУ) жидкости в затрубном пространстве 11. Отсутствие восстановления уровня жидкости до интервала 585 м нарушения 2 эксплуатационной колонны 1 означает отсутствие пропусков жидкости через пакер 5 в затрубном пространстве 11. Если происходит восстановление уровня жидкости до интервала 585 м нарушения 2 эксплуатационной колонны 1 или же циркуляция жидкости через затрубное пространство 11 на устье скважины, то это означает наличие пропусков жидкости через пакер 5, т.е. негерметичную посадку пакера 5.

В случае негерметичности пакера 5 его срывают и повторяют посадку с определением его герметичности, как указано выше, до получения герметичной посадки пакера 5.

После этого отстыковывают разъединительное устройство 6 механическим способом, например, поворотом посадочного инструмента 9 на  $90^\circ$ , отсоединяют ниппель от корпуса разъединительного устройства 6, который остается в интервале 1228 м.

Далее извлекают из эксплуатационной колонны 1 ниппель разъединительного устройства 6, механический скребок 7, шаблон 8 и посадочный инструмент 9. В эксплуатационной колонне 1 остаются заглушенный снизу контейнер с твердым реагентом 3, перфорированный патрубок 4, посаженный пакер 5, корпус разъединительного устройства 6 (фиг. 2).

Снижаются затраты на подготовительные работы перед герметизацией эксплуатационной колонны 1, связанные с шаблинорованием эксплуатационной колонны 1 и зачисткой в эксплуатационной колонне 1 места посадки пакера механическим скребком 7, так как эти технологические операции совмещены с посадкой и проверкой пакера на герметичность.

Затем на устье скважины собирают и спускают в эксплуатационную колонну 1 компоновку снизу вверх (фиг. 3): ниппель разъединительного устройства 6, опрессовочное седло 12, колонну лифтовых труб 13 с замковой опорой 14 вставного штангового глубинного насоса (ШГН). Причем замковую опору устанавливают в составе лифтовой колонны труб в интервале установки ШГН в эксплуатационной колонне 1, например в интервале 865 м.

В качестве колонны лифтовых труб 13, например, используют колонну НКТ. Лифтовую колонну труб 13 спускают до глубины, не доходя 2 м до корпуса разъединительного устройства 6, т.е.  $1228 \text{ м} - 2 \text{ м} = 1226 \text{ м}$ .

Сбрасывают шарик 15 (фиг. 3) в колонну лифтовых труб 13.

При этом должно соблюдаться условие:

$$d_1 < d_2,$$

где  $d_1$  - наружный диаметр шарика 15, мм;

$d_2$  - внутренний диаметр замковой опоры 14 плунжера ШГН 16, мм.

Опрессовывают колонну лифтовых труб 13 на 9,0 МПа, например, с помощью насосного агрегата ЦА-320, затем обратной промывкой жидкости, например технической воды, т.е. закачкой ее в затрубное пространство 11, вымывают шарик 15 из лифтовых труб 13.

Допускают колонну лифтовых труб 13 до интервала 1228 м нахождения корпуса разъединительного устройства 6 со скоростью 0,1 м/с и производят стыковку ниппеля в корпусе разъединительного устройства 6.

С устья скважины спускают в лифтовую колонну труб 13 плунжер ШГН 16 на колонне штанг 17, производят посадку плунжера ШГН 16 в замковой опоре 14. Запускают ШГН 16 в работу и продолжают добычу нефти из продуктивного пласта 10.

Совмещаются технологические операции, так как замковая опора 14 плунжера ШГН 16 спускается одновременно с пакером 5 при герметизации эксплуатационной колонны, после чего в замковую опору 14 спускается плунжер ШГН 16 на колонне штанг 17, поэтому добыча продукции из скважины производится сразу после герметизации эксплуатационной колонны, таким образом, исключаются дополнительные затраты, связанные со спуском насосного оборудования (колонны лифтовых труб 13 и ШГН 16).

Если в процессе эксплуатации скважины возникает необходимость ревизии колонны лифтовых труб 13, извлекают сначала колонну штанг 17 с плунжером ШГН 16. Затем производят отстыковку разъединительного устройства 6, механическим способом, например поворотом колонны лифтовых труб 13 на 90°, отсоединяют ниппель от корпуса разъединительного устройства 6 и извлекают колонну лифтовых труб 13 с замковой опорой 14 из эксплуатационной колонны 1. При этом корпус разъединительного устройства 6, пакер 5, перфорированный патрубок 4 и контейнер с твердым реагентом 3 остаются автономно в эксплуатационной колонне 1.

Для последующей эксплуатации скважины на ее устье повторно собирают компоновку снизу вверх, начиная с ниппеля разъединительного устройства 6 и заканчивая колонной лифтовых труб 13, после чего вновь производят стыковку ниппеля в корпусе разъединительного устройства 6.

С устья скважины вновь спускают в лифтовую колонну труб 13 плунжер ШГН 16 на колонне штанг 17, производят посадку плунжера ШГН 16 в замковой опоре 14.

Вновь запускают ШГН 16 в работу и продолжают добычу нефти из продуктивного пласта 10.

Наличие одного пакера увеличивает межремонтный период эксплуатации скважины, так как в два раза снижается вероятность разгерметизации эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации скважины, и позволяет производить замену колонны лифтовых труб 13 с опрессовочным седлом 12 и замковой опорой 14 вставного ШГН 16 без извлечения пакера.

Сокращается длительность процесса герметизации эксплуатационной колонны, так как герметизация эксплуатационной колонны обеспечивается одним пакером и заключается в его посадке и проверке на герметичность свабированием и снятием КВУ

в затрубном пространстве без отбора проб жидкости до и после герметизации и анализа химического состава проб, а это позволяет сэкономить материальные и финансовые средства в целом на реализацию способа.

Отпадает необходимость в блокировке продуктивного пласта, что позволяет  
5 исключить снижение коллекторских свойств продуктивного пласта, т.е. сохранить добывные возможности скважины после проведения герметизации эксплуатационной колонны.

Предлагаемый способ герметизации эксплуатационной колонны позволяет:

- повысить вероятность герметичной посадки пакера;
- 10 - запустить скважину в эксплуатацию сразу после герметизации эксплуатационной колонны без дополнительного спуска насосного оборудования;
- увеличить межремонтный период эксплуатации скважины;
- снизить затраты на подготовительные работы перед герметизацией эксплуатационной колонны;
- 15 - исключить блокировку продуктивного пласта;
- сократить длительность процесса герметизации эксплуатационной колонны.

#### (57) Формула изобретения

Способ герметизации эксплуатационной колонны, включающий спуск в  
20 эксплуатационную колонну скважины пакера на посадочном инструменте, посадку пакера в эксплуатационной колонне ниже интервала негерметичности с последующим извлечением посадочного инструмента, отличающийся тем, что на устье скважины собирают компоновку снизу вверх: заглушенный снизу контейнер с твердым реагентом, перфорированный патрубок, пакер, разъединительное устройство, механический  
25 скребок, шаблон, посадочный инструмент, производят спуск компоновки на посадочном инструменте в эксплуатационную колонну с шаблонированием эксплуатационной колонны до глубины на 50 м ниже интервала посадки пакера, после чего механическим скребком производят зачистку внутренних стенок эксплуатационной колонны на 15 м выше и на 15 м ниже интервала посадки пакера, после чего размещают пакер так, чтобы  
30 он располагался в интервале посадки ниже интервала нарушения эксплуатационной колонны, но выше продуктивного пласта, производят посадку пакера и определяют герметичность посадки пакера закачкой в продуктивный пласт жидкости до его насыщения с последующим снятием кривой восстановления уровня жидкости в затрубном пространстве, после чего отстыковывают разъединительное устройство и  
35 извлекают из эксплуатационной колонны ниппель разъединительного устройства, скребок, шаблон и посадочный инструмент, затем на устье скважины собирают и спускают в эксплуатационную колонну компоновку снизу вверх: ниппель разъединительного устройства, опрессовочное седло, колонну лифтовых труб с замковой опорой вставного штангового глубинного насоса - ШГН, причем лифтовую колонну  
40 труб спускают до глубины, не доходя 2 м до корпуса разъединительного устройства, сбрасывают шарик в колонну лифтовых труб и опрессовывают колонну лифтовых труб на 9,0 МПа, затем обратной промывкой подачей жидкости в затрубное пространство вымывают шарик из колонны лифтовых труб, допускают колонну лифтовых труб и производят стыковку ниппеля в корпусе разъединительного устройства,  
45 с устья скважины спускают в лифтовую колонну труб плунжер ШГН на колонне штанг, производят посадку плунжера ШГН в замковой опоре и запускают ШГН в работу.

Способ герметизации эксплуатационной колонны

