



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2014137643/03, 16.09.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
16.09.2014

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 16.09.2014

(43) Дата публикации заявки: 20.12.2014 Бюл. № 35

(45) Опубликовано: 20.09.2015 Бюл. № 26

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2419718 C1, 27.05.2011. RU 91371 U1, 10.02.2010. RU 2421602 C1, 20.06.2011. RU 130343 U1, 20.07.2013. RU 2513793 C1, 20.04.2014. RU 2515646 C1, 20.05.2014. WO 2006099362 A1, 21.09.2006

Адрес для переписки:

420080, Татарстан, г. Казань, а/я 161, Николаеву  
О.С.

(72) Автор(ы):

**Николаев Олег Сергеевич (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

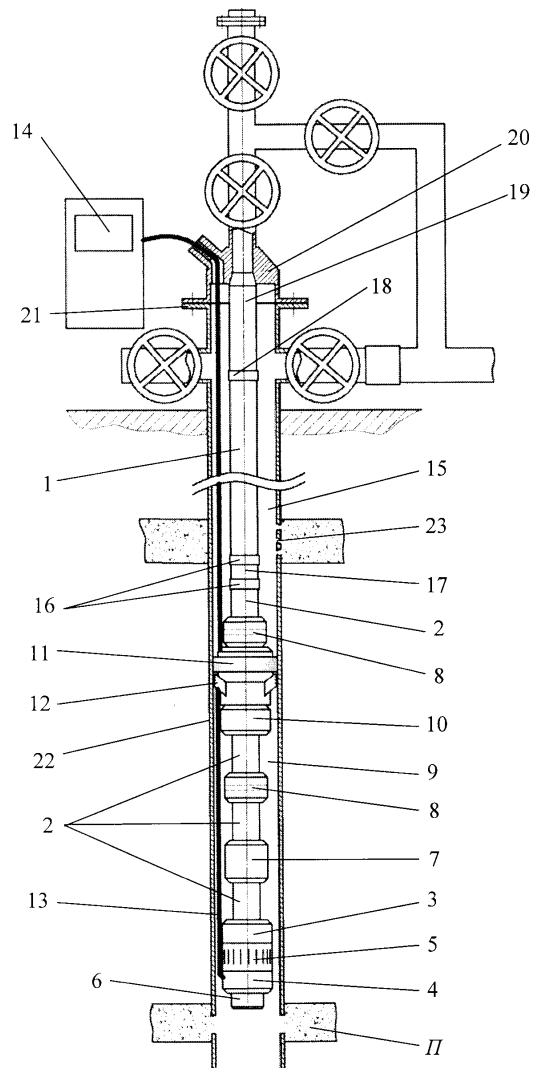
**Николаев Олег Сергеевич (RU)**

**(54) СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И КОМПОНОВКА ВНУТРИСКВАЖИННОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к нефтедобывающей промышленности и может быть применена для эксплуатации скважин. Способ включает добычу скважинного продукта электроцентробежным насосом (ЭЦН) и выполнение ремонтно-восстановительных работ с проведением спускоподъемных операций, промывки и шаблонирования скважины, декольматацию и ввод скважины в эксплуатацию. При нарушении герметичности эксплуатационной колонны негерметичность изолируют установкой пакера на уровне ниже интервала нарушения герметичности. Проводят обследование эксплуатационной колонны с выявлением интервала негерметичности и скреперование поверхности под пакер. На поверхности скважины выполняют монтаж внутрискважинного оборудования и по мере монтажа спускают с определенной скоростью в

скважину. При этом конец силового кабеля пропускают через кабельный ввод пакера и герметично соединяют с приводом ЭЦН. К насосно-компрессорной трубе (НКТ) внутрискважинного оборудования неподвижным аксиальным соединением герметично пристыковывают пакер. На пакер навинчивают сбивной клапан, свинчивают НКТ с реперным патрубком и колонной НКТ. Колонну НКТ подгоночным патрубком на резьбе герметично закрепляют планшайбой в устье скважины и скважину вводят в рабочий режим эксплуатации постепенным увеличением частоты вращения ЭЦН под контролем параметров скважинного продукта телеметрической системой. Технический результат заключается в повышении эффективности эксплуатации скважин. 2 н. и 7 з.п. ф-лы, 1 ил.



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/00* (2006.01)  
*F04D 13/10* (2006.01)

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2014137643/03, 16.09.2014**

(24) Effective date for property rights:  
**16.09.2014**

Priority:

(22) Date of filing: **16.09.2014**

(43) Application published: **20.12.2014** Bull. № 35

(45) Date of publication: **20.09.2015** Bull. № 26

Mail address:

**420080, Tatarstan, g. Kazan', a/ja 161, Nikolaevu  
O.S.**

(72) Inventor(s):

**Nikolaev Oleg Sergeevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Nikolaev Oleg Sergeevich (RU)**

**(54) OPERATING METHOD OF WELLS, AND ARRANGEMENT OF DOWNHOLE EQUIPMENT FOR ITS IMPLEMENTATION**

(57) Abstract:

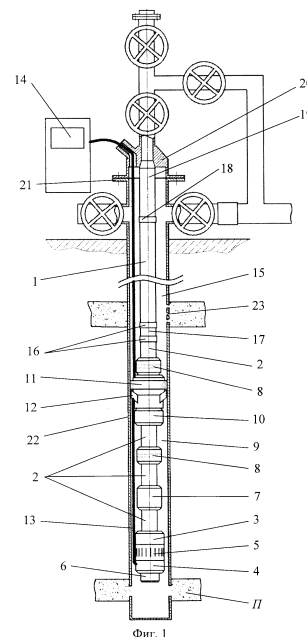
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method involves extraction of a downhole product by an electric centrifugal pump (ECP) and performance of maintenance and repair work including lowering and lifting operations, flushing-out and gauging of the well, de-colmatation and commissioning of the well. At failure of tightness of a production string, non-tightness is isolated by installation of a packer on the level below the tightness failure interval. Investigation of the production string with detection of the non-tightness interval and scraping of the surface for the packer is performed. Installation of downhole equipment is performed on the well surface, and it is lowered at a certain speed into the well during the installation process. A power cable end is passed through a cable entry of the packer and tightly attached to an ECP drive. The packer is tightly attached to the tubing string of downhole equipment by means of a fixed axial connection. A knock-off valve is screwed onto the packer; the tubing string is connected by screws to a reference branch pipe and the tubing string. The tubing string by means of an adjustable branch pipe with a thread is tightly fixed by a face plate in the well head, and the well is brought into the

operating mode by gradual increase of ECP rotation speed under supervision of parameters of the downhole product by means of a telemetric system.

EFFECT: improving well operating efficiency.

9 cl, 1 dwg



Фиг. 1

RU 2 563 268 C2

RU 2 563 268 C2

Группа изобретений относится к области горного дела, в частности к нефтедобывающей промышленности, и может быть использована при эксплуатации скважин.

Известен способ эксплуатации скважины, включающий спуск на колонне насосно-компрессорных труб электроцентробежного насоса и хвостовика с перфорированной нижней частью, изоляцию потока жидкости в межтрубном пространстве пакером, установленным на хвостовике, и регулирование направления потока жидкости для распределения его через внутреннюю полость колонны насосно-компрессорных труб и межтрубное пространство. Перед спуском в скважину устанавливают обратный клапан на конце хвостовика и перфорируют колонну насосно-компрессорных труб в зоне устья скважины с образованием каналов, в 1,5-2 раза больше каналов в хвостовике. (Патент RU №2515646 С1. Способ эксплуатации скважины, оборудованной электроцентробежным насосом. - МПК: E21B 43/00, F04B 47/00. - 20.05.2014).

Известен способ эксплуатации скважины, включающий спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб, электроцентробежного насоса с входным модулем, электродвигателя с гидрозащитой, подачу откачиваемого продукта на устье скважины, последующую промывку внутренних полостей установки насоса от присутствия асфальтенов, парафинов, механических примесей выносимых пород. Эксплуатация скважины осуществляется в непрерывном режиме. Универсальный клапан, выполняющий функции обратного и промывочного клапанов, предварительно настраивают на определенные для данной скважины параметры давления:  $P_{откр}$  - давление открытия клапана для режима промывки,  $P_{изб}$  - давление нагнетания промывочной жидкости. Универсальный клапан во время нефтедобычи работает как обратный. Подачу откачиваемого продукта на устье скважины осуществляют до момента повышения мощности электродвигателя, после чего электродвигатель останавливают. Агрегатом для нагнетания рабочих жидкостей при проведении промывочных работ на нефтяных и газовых скважинах нагнетают промывочную жидкость, универсальный клапан работает как промывочный. Работа клапанного устройства будет повторяться. (Патент RU №2421602 С1. Способ эксплуатации скважины. - МПК: E21B 43/00. - 20.06.2011.)

Наиболее близким аналогом заявляемого технического решения является способ эксплуатации скважины, включающий подъем внутрискважинного оборудования, промывку скважины, шаблонирование ствола, сборку и спуск подземного противопесочного оборудования с клапаном, ввод скважины в эксплуатацию, декольматацию фильтра. В процессе эксплуатации скважины осуществляют температурное воздействие на призабойную зону скважины, призабойную зону пласта и добываемый флюид путем пропускания через пористый карбид кремния напряжения в постоянном или периодическом режиме. (Патент RU №2419718 С1. Способ эксплуатации скважины. - МПК: E21B 43/24, E21B 43/08. - 02.11.2009.) Данное изобретение принято за прототип.

Известно устройство для освоения и эксплуатации скважин, содержащее компоновку, включающую пакер, глубинный насос, спущенный в скважину на насосно-компрессорных трубах, и по меньшей мере одно перепускное устройство, которое выполнено с возможностью управления гидравлическим давлением или дистанционно регулируемым электрическим сигналом, и/или по меньшей мере один посадочный элемент с глухой пробкой. Перепускное устройство и/или посадочный элемент с глухой пробкой установлен между пакером и глубинным насосом. (Патент RU №91371 U1. Устройство для освоения и эксплуатации скважин. - МПК: E21B 43/00. - 10.02.2010.)

Данное устройства принято за прототип.

Недостатком известных технических решений является недостаточная надежность эксплуатации нефтедобывающих скважин, в том числе из-за прихвата пакера с колонной насосно-компрессорных труб песчано-гравийным осадком при извлечении  
5 внутрискважинного оборудования из эксплуатационной колонны скважины.

Основной задачей, на решение которой направлено заявляемое изобретение, является повышение надежности эксплуатации скважин и сокращение сроков восстановления скважин.

Техническим результатом является повышение надежности эксплуатации и  
10 сокращение сроков восстановления скважин.

Указанный технический результат достигается тем, что в известном способе эксплуатации скважин, включающем добычу скважинного продукта электроцентробежным насосом и выполнение ремонтно-восстановительных работ с проведением спускоподъемных операций, промывки и шаблонирования скважины,  
15 монтаж внутрискважинного оборудования из герметично свинченных насосно-компрессорными трубами электроцентробежного насоса и пакера, и колонну насосно-компрессорных труб, декольматацию и ввод скважины в эксплуатацию, согласно предложенному техническому решению,

при нарушении герметичности эксплуатационной колонны, негерметичность  
20 изолируют от потока скважинного продукта установкой пакера на уровне, ниже интервала нарушения герметичности, для чего проводят промывку скважины, из последней извлекают внутрискважинное оборудование, проводят шаблонирование эксплуатационной колонны, обследование с выявлением интервала негерметичности и скреперование интервала внутренней поверхности под пакер, затем на поверхности  
25 скважины осуществляют монтаж внутрискважинного оборудования, перед чем конец силового кабеля пропускают через кабельный ввод пакера и герметично соединяют с частотно-регулируемым приводом электроцентробежного насоса и по мере монтажа в эксплуатационную колонну с определенной скоростью спускают электроцентробежный насос, оснащенный блоком датчиков телеметрической системы контроля параметров  
30 скважинного продукта и входным модулем, соединенный с силовым кабелем, герметично свинчиваемый насосно-компрессорными трубами с запорно-промывочным и сбивным клапанами, к последнему насосно-компрессорной трубой и неподвижным аксиальным соединением герметично пристыковывают пакер с якорным устройством, в кабельном вводе которого с натяжением герметизируют силовой кабель, сверху пакер герметично  
35 свинчивают со вторым сбивным клапаном, который свинчивают насосно-компрессорной трубой с муфтой реперного патрубка, последний муфтой свинчивают с колонной насосно-компрессорных труб, к концу которой муфтой привинчивают подгоночный патрубок, и спуск продолжают до достижения пакером интервала разобщения межтрубного пространства с фиксированием глубины посадки пакера, нивелируемой  
40 репером, и веса внутрискважинного оборудования с помощью динамометра, затем при необходимости замены подгоночного патрубка из-за длины вылета из устья скважины с учетом относительного удлинения колонны насосно-компрессорных труб под воздействием собственного веса колонну насосно-компрессорных труб с внутрискважинным оборудованием поднимают на высоту, равную длине установленного  
45 подгоночного патрубка, который заменяют на патрубок соответствующей длины, и вновь спускают в скважину, затем якорным устройством пакер закрепляют в эксплуатационной колонне и изолируют негерметичность натяжением колонны насосно-компрессорных труб до определенной нагрузки на пакер с помощью динамометра, с

которой колонну насосно-компрессорных труб подгоночным патрубком герметично соединяют с планшайбой и закрепляют на фланце эксплуатационной колонны в устье скважины, после чего скважину вводят в рабочий режим эксплуатации постепенным увеличением частоты вращения частотно-регулируемого привода электроцентробежного насоса под контролем параметров скважинного продукта телеметрической системой;

5 перед подъемом из скважины внутрискважинного оборудования сначала промывают надпакерное межтрубное пространство от песчано-гравийного осадка, для чего металлическим стержнем из устья скважины разрушают надпакерный сбивной клапан и по колонне насосно-компрессорных труб через полость сбивного клапана под  
10 давлением подают промывочную жидкость в надпакерное межтрубное пространство и удаляют жидкую песчано-гравийную смесь через устье скважины, затем металлическим стержнем разрушают сбивной клапан ниже пакера и через полости обоих сбивных клапанов выравнивают давление жидкости в межтрубных пространствах выше и ниже пакера, после чего за подгоночный патрубок колонной насосно-компрессорных труб  
15 из скважины извлекают внутрискважинное оборудование;

промывку центробежного насоса и декольматацию входного модуля от асфальтенов, парафинов и примесей выносных пород выполняют промывочной жидкостью, закачиваемой из устья скважины по насосно-компрессорным трубам, под давлением на запорно-промывочный клапан промывают электроцентробежный насос и входной  
20 модуль с выходом в забойную полость и пласт скважины при выключенном электроцентробежном насосе.

Указанный технический результат достигается тем, что в известной компоновке внутрискважинного оборудования, содержащей пакер, погружное внутрискважинное оборудование, включающее герметично свинченные насосно-компрессорными трубами  
25 электроцентробежный насос и сбивной клапан с возможностью сообщения полости насосно-компрессорных труб с подпакерным межтрубным пространством, и колонну насосно-компрессорных труб, согласно предложенному техническому решению,

погружное внутрискважинное оборудование включает последовательно свинчиваемые насосно-компрессорными трубами электроцентробежный насос,  
30 оснащенный входным модулем и соединенный силовым кабелем со станцией управления скважиной, запорно-промывочный и сбивной клапаны, присоединяемые насосно-компрессорной трубой и неподвижным аксиальным соединением к пакеру с кабельным вводом, в последнем герметично размещен силовой кабель, а над пакером установлен второй сбивной клапан с возможностью сообщения полости колонны насосно-  
35 компрессорных труб с надпакерным межтрубным пространством, который свинчен насосно-компрессорной трубой с муфтой реперного патрубка, последний муфтой свинчен с колонной насосно-компрессорных труб, на свободном конце которой посредством муфты герметично привинчен подгоночный патрубок, последним осуществляется нагрузка на пакер, с которой колонна насосно-компрессорных труб  
40 посредством подгоночного патрубка герметично на резьбе соединена с планшайбой и последней закрепляется на фланце эксплуатационной колонны в устье скважины;

электроцентробежный насос выполнен с частотно-регулируемым приводом;  
компоновка оснащена блоком датчиков телеметрической системой контроля параметров скважинного продукта;

45 силовой кабель выполнен плоским с бронезащитным покровом;

силовой кабель при монтаже герметизируется в кабельном вводе пакера вместе с бронезащитным покровом;

силовой кабель дополнительно герметизируется в кабельном вводе пакера крышкой

с дугообразным профилем.

Проведенный заявителем анализ уровня техники позволил установить, что аналоги, характеризующиеся совокупностями признаков, тождественными всем признакам заявленных способа эксплуатации скважин и компоновки внутрискважинного оборудования для осуществления способа, отсутствуют. Следовательно, заявляемые 5 технические решения соответствуют условию патентоспособности «новизна».

Результаты поиска известных решений в данной области техники с целью выявления признаков, совпадающих с отличительными от прототипов признаками заявляемых технических решений, показали, что они не следуют явным образом из уровня техники. 10 Из определенного заявителем уровня техники не выявлена известность влияния предусматриваемых существенными признаками заявляемых технических решений преобразований на достижение указанного технического результата. Следовательно, заявляемые технические решения соответствуют условию патентоспособности «изобретательский уровень».

Заявленные технические решения реализованы на скважинах нефтедобывающей отрасли. Следовательно, заявляемые технические решения соответствуют условию патентоспособности «промышленная применимость».

В настоящей заявке на выдачу патента соблюдено требование единства изобретения, поскольку способ эксплуатации скважин и компоновка внутрискважинного 20 оборудования для осуществления способа решают одну и ту же задачу - повышение надежности эксплуатации нефтедобывающей скважины.

На фиг. 1 схематично показана компоновка скважинного оборудования для осуществления предложенного способа эксплуатации скважин.

Сущность предложенного способа эксплуатации скважины заключается в следующем.

Эксплуатация скважин включает добычу скважинного продукта 25 электроцентробежным насосом с частотно-регулируемым приводом, оснащенный блоком датчиков телеметрической системы контроля параметров скважинного продукта, соединенным силовым кабелем со станцией управления и входным модулем, и выполнение ремонтно-восстановительных работ с проведением спускоподъемных 30 операций внутрискважинного оборудования колонной насосно-компрессорных труб, промывки и шаблонирования скважины, декольматацию входного модуля и ввод скважины в рабочий режим эксплуатации постепенным увеличением частоты вращения частотно-регулируемого привода электроцентробежного насоса под контролем параметров скважинного продукта (давления, температуры, влажности и т.п.) 35 телеметрической системой.

При нарушении герметичности эксплуатационной колонны скважины негерметичность изолируют от потока скважинного продукта установкой пакера на уровне, ниже интервала нарушения герметичности, перед чем проводят промывку скважины, из которой извлекают внутрискважинное оборудование, в эксплуатационной 40 колонне проводят шаблонирование, обследование с выявлением интервала негерметичности и скреперование интервала внутренней поверхности под пакер. Затем на поверхности скважины осуществляют монтаж внутрискважинного оборудования, перед которым конец силового кабеля пропускают через кабельный ввод пакера и герметично соединяют с частотно-регулируемым приводом электроцентробежного 45 насоса. К концу насосно-компрессорной трубы погружного внутрискважинного оборудования неподвижным аксиальным соединением герметично пристыковывают пакер с якорным устройством, в кабельном вводе которого герметизируют силовой кабель и по мере монтажа спускают в эксплуатационную колонну с определенной

скоростью. Пакер сверху герметично свинчивают с другим сбивным клапаном, который свинчивают насосно-компрессорной трубой со специальной муфтой реперного патрубка, последний другой специальной муфтой свинчивают с колонной свинченных муфтами насосно-компрессорных труб, к концу последней посредством муфты привинчивают подгоночный патрубок и спуск продолжают до достижения пакером интервала разобщения межтрубного пространства с фиксированием глубины посадки пакера, нивелируемой репером, и веса внутрискважинного оборудования с помощью динамометра. При необходимости замены подгоночного патрубка из-за длины вылета из устья скважины с учетом относительного удлинения колонны насосно-компрессорных труб под воздействием собственного веса колонну насосно-компрессорных труб с внутрискважинным оборудованием поднимают на высоту, равную длине установленного подгоночного патрубка, который заменяют на патрубок соответствующей длины, и вновь спускают в скважину. Затем якорным устройством пакер закрепляют в эксплуатационной колонне и изолируют негерметичность натяжением колонны насосно-компрессорных труб до определенной нагрузки на пакер, с которой колонну насосно-компрессорных труб подгоночным патрубком герметично свинчивают с планшайбой в устье скважины. После этого скважину вводят в рабочий режим эксплуатации постепенным увеличением частоты вращения частотно-регулируемого привода электроцентробежного насоса под контролем параметров скважинного продукта телеметрической системой.

Перед подъемом из скважины внутрискважинного оборудования сначала промывают надпакерное межтрубное пространство от песчано-гравийного осадка, для чего металлическим стержнем из устья скважины разрушают надпакерный сбивной клапан и по колонне насосно-компрессорных труб через полость сбивного клапана под давлением подают промывочную жидкость в надпакерное межтрубное пространство и удаляют жидкую песчано-гравийную смесь через устье скважины, затем металлическим стержнем разрушают сбивной клапан ниже пакера и через полости обоих сбивных клапанов выравнивают давление жидкости в межтрубных пространствах выше и ниже пакера, после чего за подгоночный патрубок колонной насосно-компрессорных труб извлекают из скважины внутрискважинное оборудование.

Промывку центробежного насоса и декольматацию входного модуля от асфальтенов, парафинов и примесей выносных пород выполняют промывочной жидкостью, закачиваемой из устья скважины по насосно-компрессорным трубам, под давлением на запорно-промывочный клапан промывают электроцентробежный насос и входной модуль с выходом в забойную полость и пласт скважины при выключенном электроцентробежном насосе.

Компоновка внутрискважинного оборудования для эксплуатации скважин вышеуказанным способом содержит внутрискважинное оборудование, смонтированное на колонне 1 насосно-компрессорных труб, и оснащена телеметрической системой контроля параметров добываемого скважинного продукта. Внутрискважинное оборудование включает последовательно свинчиваемые на поверхности скважины насосно-компрессорными трубами 2 электроцентробежный насос 3 с частотно-регулируемым электроприводом 4, оснащенный входным модулем 5 и блоком датчиков 6 телеметрической системы, запорно-промывочный клапан 7 и сбивной клапан 8, с возможностью сообщения полости насосно-компрессорных труб 2 с подпакерным межтрубным пространством 9, которым внутрискважинное оборудование присоединяется насосно-компрессорной трубой 2 посредством неподвижного аксиального соединения 10 к пакеру 11, выполненному с якорным устройством 12 и



кабельным вводом, в последнем герметично размещается силовой кабель 13, соединяющий электропривод 4 центробежного насоса 3 со станцией управления 14 скважиной. Силовой кабель 13 выполнен плоским с бронезащитным покровом и при монтаже в кабельном вводе пакера 11 герметизируется вместе с бронезащитным покровом. Силовой кабель 13 дополнительно герметизируется в кабельном вводе пакера 11 крышкой с дугообразным профилем (не показана). К пакеру 11 привинчивается колонна 1 насосно-компрессорных труб, которая включает второй сбивной клапан 8 с возможностью сообщения полости колонны 1 насосно-компрессорных труб с надпакерным межтрубным пространством 15, соединяемый насосно-компрессорной трубой 2 с муфтами 16 реперного патрубка 17. На свободном конце колонны 1 насосно-компрессорных труб муфтой 18 герметично присоединяется подгоночный патрубок 19, герметично закрепляемый резьбой в планшайбе 20, которым осуществляется нагрузка на пакер 11, герметично устанавливаемой на фланце 21 эксплуатационной колонны 22 скважины.

15 Пример осуществления способа эксплуатации скважины компоновкой внутрискважинного оборудования

Эксплуатация скважин включает добычу скважинного продукта и выполнение ремонтно-восстановительных работ с проведением спускоподъемных операций внутрискважинного оборудования, промывки и шаблонирования скважины, декольматацию и ввод скважины в рабочий режим эксплуатации.

Для добычи скважинного продукта из пласта П скважины в эксплуатационной колонне 22 диаметром 5" (127 мм) с толщиной стенки 8 мм проводили промывку и шаблонирование шаблоном с диаметром 124 мм и длиной не менее 25 м от устья скважины до места установки электроцентробежного насоса 3 на глубине 2300 м, обследование на предмет выявления негерметичности и скреперование интервала  $\pm 20$  м на внутренней поверхности под пакер 11 на глубине 1240 м. В эксплуатационную колонну 22 скважины спускали по мере монтажа компоновку внутрискважинного оборудования, состоящую из погружного внутрискважинного оборудования, включающего в себя свинчиваемые насосно-компрессорными трубами длиной 10 м электроцентробежный насос 3 с входным модулем 5 и частотно-регулируемым приводом 4, оснащенный блоком датчиков 6 телеметрической системы контроля параметров скважинного продукта (давления, температуры, влажности и т.п.), силовой кабель 13, соединяющий частотно-регулируемый привод 4 со станцией управления 14, запорно-промывочный клапан 7 и сбивной клапан 8, соединенный с пакером 11 насосно-компрессорной трубой длиной 20 м, а также колонны 1 насосно-компрессорных труб длиной 1200 м, последняя содержит второй сбивной клапан 8, соединенный насосно-компрессорной трубой 2 длиной 20 м с реперным патрубком 17 длиной 2 м, ограниченным с обеих концов специальными муфтами 16. На конце колонны 1 насосно-компрессорных труб муфтой 18 герметично привинчивали подгоночный патрубок 19. Перед монтажом компоновки внутрискважинного оборудования конец силового кабеля 13 длиной 40 м пропускали через кабельный ввод пакера 11 и герметично соединяли с частотно-регулируемым приводом 4 электроцентробежного насоса 3, затем по мере монтажа компоновки внутрискважинного оборудования ее продолжили спускать в эксплуатационную колонну 22 с скоростью 0,1 м/с. К концу насосно-компрессорной трубы 2 погружного внутрискважинного оборудования неподвижным аксиальным соединением 10 с помощью накидной гайки герметично пристыковали пакер 11 с якорным устройством 12, а в кабельном вводе загерметизировали силовой кабель 13. Пакер 11 сверху герметично свинтили со вторым сбивным клапаном 8, который свинтили

насосно-компрессорной трубой 2 длиной 20 м со специальной муфтой 16 реперного патрубка 17, последний другой специальной муфтой 16 свинтили с колонной 1 свинченных муфтами 18 насосно-компрессорных труб, к концу последней посредством муфты 18 привинтили подгоночный патрубок 19, и спуск продолжили до достижения 5 пакером 11 интервала разобобщения межтрубного пространства с фиксированием глубины посадки пакера 11, равной 1240 м, нивелируемой репером на реперном патрубке 17, и веса внутрискважинного оборудования с помощью динамометра, установленного на лебедке. Из-за несоответствия длины вылета подгоночного патрубка 19 из устья скважины с учетом относительного удлинения колонны 1 насосно-компрессорных труб 10 под воздействием собственного веса колонну 1 насосно-компрессорных труб с внутрискважинным оборудованием подняли на высоту, равную длине ранее установленного подгоночного патрубка 19, который заменили на другой патрубок соответствующей длины, и вновь спустили в скважину. Затем якорным устройством 12 пакер 11 соответствующим образом закрепили в эксплуатационной колонне и 15 натяжением колонны 1 насосно-компрессорных труб до нагрузки 6 т на пакер 11, с которой колонну 1 насосно-компрессорных труб подгоночным патрубком 19 герметично закрепили планшайбой 20 на фланце 21 устья скважины. После этого скважину вводили в рабочий режим эксплуатации, начиная с минимальной частоты вращения частотно-регулируемого привода электроцентробежного насоса 40 Гц с постепенным линейным 20 увеличением частоты вращения до 47 Гц в течение 2 суток под контролем параметров скважинного продукта телеметрической системой (давления, температуры, влажности и т.п.).

При нарушении герметичности эксплуатационной колонны 22 скважины негерметичность 23 изолировали от потока скважинного продукта установкой пакера 25 11 на уровне ниже интервала нарушения герметичности 23. Перед этим проводили промывку скважины, затем на станции управления 14 отключили электропитание электроцентробежного насоса 3 и внутрискважинное оборудование извлекли из скважины. Перед подъемом из скважины внутрискважинного оборудования сначала промыли надпакерное межтрубное пространство 15 от песчано-гравийного осадка, 30 затем металлическим стержнем диаметром 22 мм и длиной 1,5 м из устья скважины разрушают сбивной клапан 8 выше пакера 11 и по колонне 1 насосно-компрессорных труб через полость сбивного клапана 8 под давлением подают промывочную жидкость в надпакерное межтрубное пространство 15 и удаляют жидкую песчано-гравийную смесь через устье скважины, затем этим же металлическим стержнем разрушают сбивной 35 клапан 8 ниже пакера 11, через полости обоих пакеров выравнивают давление жидкости в межтрубных пространствах выше и ниже пакера 11, после чего колонной 1 насосно-компрессорных труб из скважины извлекают внутрискважинное оборудование. Затем в эксплуатационной колонне 22 провели шаблонирование, обследование с выявлением интервала негерметичности в пределах 896-897 м от устья скважины и провели 40 скреперование интервала внутренней поверхности под пакер 11 на глубине 1240 м с разбегом  $\pm 20$  м. После чего осуществили спуск внутрискважинного оборудования и закрепили пакер 11 в эксплуатационной колонне 22 якорным устройством 12 на уровне ниже интервала нарушения герметичности 23, затем негерметичность изолировали натяжением колонны 1 насосно-компрессорных труб до нагрузки в 6 т на пакер 11, с 45 которой колонну 1 насосно-компрессорных труб подгоночным патрубком 19 герметично закрепили планшайбой 20 в устье скважины, и скважину ввели в эксплуатацию вышеописанным способом.

Промывку электроцентробежного насоса 3 и декольматацию входного модуля 5 от

асфальтенов, парафинов и примесей выносных пород выполняют промывочной жидкостью, закачиваемой из устья скважины по колонне 1 насосно-компрессорных труб, под давлением на запорно-промывочный клапан 7 промывают электроцентробежный насос 3 и входной модуль 5 с выходом в забой скважины при выключенном электроцентробежном насосе.

Промывку надпакерного межтрубного пространства 15 от песчано-гравийного осадка выполняют промывочной жидкостью, закачиваемой под давлением по колонне 1 насосно-компрессорных труб через полость предварительно разрушенного сбивного клапана 8 в надпакерное межтрубное пространство 15, и удаляют жидкую песчано-гравийную смесь через устье на поверхность скважины.

Использование предлагаемого способа эксплуатации скважин компоновкой внутрискважинного оборудования позволит сократить сроки восстановления скважин и повысить надежность эксплуатации скважин.

### Формула изобретения

1. Способ эксплуатации скважин, включающий добычу скважинного продукта электроцентробежным насосом и выполнение ремонтно-восстановительных работ с проведением спускоподъемных операций, промывки и шаблонирования скважины, монтаж внутрискважинного оборудования из герметично свинченных насосно-компрессорными трубами электроцентробежного насоса и пакера, и колонну насосно-компрессорных труб, декольматацию и ввод скважины в эксплуатацию, отличающийся тем, что при нарушении герметичности эксплуатационной колонны негерметичность изолируют от потока скважинного продукта установкой пакера на уровне ниже интервала нарушения герметичности, для чего проводят промывку скважины, из последней извлекают внутрискважинное оборудование, проводят шаблонирование эксплуатационной колонны, обследование с выявлением интервала негерметичности и скреперование интервала внутренней поверхности под пакер, затем на поверхности скважины осуществляют монтаж внутрискважинного оборудования, перед чем конец силового кабеля пропускают через кабельный ввод пакера и герметично соединяют с частотно-регулируемым приводом электроцентробежного насоса и по мере монтажа в эксплуатационную колонну с определенной скоростью спускают электроцентробежный насос, оснащенный блоком датчиков телеметрической системы контроля параметров скважинного продукта и входным модулем, соединенный с силовым кабелем, герметично свинчиваемый насосно-компрессорными трубами с запорно-промывочным и сбивным клапанами, к последнему насосно-компрессорной трубой и неподвижным аксиальным соединением герметично пристыковывают пакер с якорным устройством, в кабельном вводе которого с натяжением герметизируют силовой кабель, сверху пакер герметично свинчивают со вторым сбивным клапаном, который свинчивают насосно-компрессорной трубой с муфтой реперного патрубка, последний муфтой свинчивают с колонной насосно-компрессорных труб, к концу которой муфтой привинчивают подгоночный патрубок, и спуск продолжают до достижения пакером интервала разобщения межтрубного пространства с фиксированием глубины посадки пакера, нивелируемой репером, и веса внутрискважинного оборудования с помощью динамометра, затем при необходимости замены подгоночного патрубка из-за длины вылета из устья скважины с учетом относительного удлинения колонны насосно-компрессорных труб под воздействием собственного веса колонну насосно-компрессорных труб с внутрискважинным оборудованием поднимают на высоту, равную длине установленного подгоночного патрубка, который заменяют на патрубок соответствующей длины и

вновь спускают в скважину, затем якорным устройством пакер закрепляют в эксплуатационной колонне и изолируют негерметичность натяжением колонны насосно-компрессорных труб до определенной нагрузки на пакер с помощью динамометра, с которой колонну насосно-компрессорных труб подгоночным патрубком герметично соединяют с планшайбой и закрепляют на фланце эксплуатационной колонны в устье скважины, после чего скважину вводят в рабочий режим эксплуатации постепенным увеличением частоты вращения частотно-регулируемого привода электроцентробежного насоса под контролем параметров скважинного продукта телеметрической системой.

2. Способ эксплуатации скважины по п.1, отличающийся тем, что перед подъемом из скважины внутрискважинного оборудования сначала промывают надпакерное межтрубное пространство от песчано-гравийного осадка, для чего металлическим стержнем из устья скважины разрушают надпакерный сбивной клапан и по колонне насосно-компрессорных труб через полость сбивного клапана под давлением подают промывочную жидкость в надпакерное межтрубное пространство и удаляют жидкую песчано-гравийную смесь через устье скважины, затем металлическим стержнем разрушают сбивной клапан ниже пакера и через полости обоих сбивных клапанов выравнивают давление жидкости в межтрубных пространствах выше и ниже пакера, после чего за подгоночный патрубок колонной насосно-компрессорных труб из скважины извлекают внутрискважинное оборудование.

3. Способ эксплуатации скважины по п.1, отличающийся тем, что промывку электроцентробежного насоса и декольматацию входного модуля от асфальтенов, парафинов и примесей выносных пород выполняют промывочной жидкостью, закачиваемой из устья скважины по насосно-компрессорным трубам, под давлением на запорно-промывочный клапан промывают электроцентробежный насос и входной модуль с выходом в забойную полость и пласт скважины при выключенном электроцентробежном насосе.

4. Компоновка внутрискважинного оборудования для осуществления способа эксплуатации скважины по п.1, содержащая пакер, погружное внутрискважинное оборудование, включающее герметично свинченные насосно-компрессорными трубами электроцентробежный насос и сбивной клапан с возможностью сообщения полости насосно-компрессорных труб с подпакерным межтрубным пространством, и колонну насосно-компрессорных труб, отличающаяся тем, что погружное внутрискважинное оборудование включает последовательно свинчиваемые насосно-компрессорными трубами электроцентробежный насос, оснащенный входным модулем и соединенный силовым кабелем со станцией управления скважиной, запорно-промывочный и сбивной клапаны, присоединяемые насосно-компрессорной трубой и неподвижным аксиальным соединением к пакеру с кабельным вводом, в последнем герметично размещен силовой кабель, а над пакером установлен второй сбивной клапан с возможностью сообщения полости колонны насосно-компрессорных труб с надпакерным межтрубным пространством, который свинчен насосно-компрессорной трубой с муфтой реперного патрубка, последний муфтой свинчен с колонной насосно-компрессорных труб, на свободном конце которой посредством муфты герметично привинчен подгоночный патрубок, последним осуществляется нагрузка на пакер, с которой колонна насосно-компрессорных труб посредством подгоночного патрубка герметично на резьбе соединена с планшайбой и последней закрепляется на фланце эксплуатационной колонны в устье скважины.

5. Компоновка по п.4, отличающаяся тем, что электроцентробежный насос выполнен с частотно-регулируемым приводом.

6. Компоновка по п.4, отличающаяся тем, что она оснащена блоком датчиков телеметрической системы контроля параметров скважинного продукта.

7. Компоновка по п.4, отличающаяся тем, что силовой кабель выполнен плоским с бронезащитным покровом.

5 8. Компоновка по п.4, отличающаяся тем, что силовой кабель при монтаже герметизируется в кабельном вводе пакера вместе с бронезащитным покровом.

9. Компоновка по п.4, отличающаяся тем, что силовой кабель дополнительно герметизируется в кабельном вводе пакера крышкой с дугообразным профилем.

10

15

20

25

30

35

40

45