



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/14 (2020.02)

(21)(22) Заявка: 2019133389, 22.10.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
22.10.2019

Дата регистрации:
13.05.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 22.10.2019

(45) Опубликовано: 13.05.2020 Бюл. № 14

Адрес для переписки:
423458, Респ. Татарстан, г. Альметьевск, ул.
Тельмана, 88, ПАО "Татнефть" им. В.Д.
Шашина, Центр технологического развития,
отдел развития интеллектуальной
собственности

(72) Автор(ы):

Ризатдинов Ринат Фаритович (RU),
Каюмов Роберт Рафаилович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

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

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2589016 C1, 10.07.2016. RU
2562641 C2, 10.09.2015. RU 2670816 C9,
28.11.2018. RU 2380526 C1, 27.01.2010. RU
2541982 C1, 20.02.2015. US 5458199 A1,
17.10.1995.

(54) Способ определения герметичности скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано для определения герметичности при одновременно-раздельной эксплуатации добывающих скважин. Способ включает установку пакера между продуктивными пластами при помощи технологических труб, которые после установки извлекают из скважины, отсоединяя от разъединителя, спуск на колонне насосно-компрессорных труб электроцентробежного насоса с коммутатором, ниппельной частью и обратным клапаном и соединение с разъединителем пакера для сообщения с подпакерным пространством, спуск вставного штангового глубинного насоса в колонну насосно-компрессорных труб до установки в коммутатор для сообщения с надпакерным пространством скважины, проверка оборудования на герметичность. Предварительно

все трубы и оборудование опрессовываются на специализированных стендах с проверкой качества соединительных узлов и резьб. После установки пакера в технологической колонне создают необходимое для опрессовки давление с контролем излива жидкости из скважины и падения давления внутри с последующим отсоединением от пакера. Перед спуском ниппельной части в скважину устанавливают обратный клапан снизу, перед монтажом электроцентробежного насоса во время спуска в скважину создают внутри ниппельной части избыточное давление, контролируя излив из скважины и падение давления внутри. После установки вставного насоса в коммутатор в колонне насосно-компрессорных труб создают избыточное давление, создают необходимое для опрессовки давление с контролем излива жидкости из скважины и падения давления внутри. При допустимых параметрах

герметичности во время последовательной проверки на каждом этапе делают вывод о герметичности всего скважинного оборудования. Технический результат заключается в надежности и простоте определения герметичности скважинного оборудования при одновременно-раздельной эксплуатации, при возможности

проведения контроля герметичности непосредственно во время установки оборудования в скважину или замены простыми и апробированными способами без привлечения специального оборудования, что гарантирует герметичность оборудования после установки и во время длительной эксплуатации. 1 ил.

RU 2720727 C1

RU 2720727 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 43/14 (2020.02)

(21)(22) Application: **2019133389, 22.10.2019**

(24) Effective date for property rights:
22.10.2019

Registration date:
13.05.2020

Priority:

(22) Date of filing: **22.10.2019**

(45) Date of publication: **13.05.2020 Bull. № 14**

Mail address:

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

(72) Inventor(s):

**Rizatdinov Rinat Faritovich (RU),
Kaiumov Robert Rafailevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) **METHOD FOR DETERMINATION OF TIGHTNESS OF DOWNHOLE EQUIPMENT FOR SIMULTANEOUS SEPARATE OPERATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas industry and can be used for determination of tightness at simultaneous separate operation of production wells. Method includes installation of packer between productive formations by means of process pipes, which after installation are removed from well, disconnecting from disconnecter, lowering on electric-centrifugal pump centrifugal pump string with switch, nipple part and check valve and connection with packer disconnecter for communication with under-packer space, lowering plug-in rod well pump into tubing string before installation in switchboard for communication with above-packer well space, checking equipment for tightness. First, all pipes and equipment are pressurized at special test benches with inspection of quality of connecting units and threads. After the packer is installed in the process string, the pressure required for pressing is created with control of fluid discharge from the well and pressure drop inside with further disconnection from the packer. Before the nipple part

is lowered to the well, a check valve is installed from below, before the electric centrifugal pump assembly during descent into the well excessive pressure is created inside the nipple part by monitoring the well spout and the pressure drop inside. After the plug-in pump is installed in the switch in the tubing string excessive pressure is created, the pressure required for pressure testing is created with control of the liquid discharge from the well and pressure drop inside. At permissible parameters of tightness during successive check at each stage conclusion is made on tightness of all downhole equipment.

EFFECT: technical result consists in reliability and simplicity of determination of tightness of downhole equipment with simultaneous separate operation, with possibility of tightness control directly during installation of equipment in well or replacement with simple and approved methods without using special equipment, which ensures tightness of equipment after installation and during prolonged operation.

1 cl, 1 dwg

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано для определения герметичности при одновременно-раздельной эксплуатации добывающих скважин.

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации скважины многопластовых месторождений (патент RU №2380526, МПК E21B 43/14, опубл. 27.01.2010 в Бюл. № 3), включающий спуск в скважину с несколькими пластами, по крайней мере, на одной колонне труб, без или с заглушенным нижним концом, по меньшей мере, пакеров механического, импульсного, опорного, гидравлического, гидромеханического или электрического действий, без или с разъединителем колонны труб, при этом пакеры состоят, по крайней мере, из корпуса, ствола и набора манжет, причем по меньшей мере, между двумя призабойными зонами пластов с низкими пластовыми давлениями устанавливают пакер, без или с гидравлическим якорем, выполненный с двумя наборами манжет, между которыми на стволе выполняют циркуляционные каналы и на нем размещают опорную втулку с перепускными каналами, при этом после посадки пакера между призабойными зонами пластов проверяют его герметичность, подавая жидкость между двумя наборами манжет через циркуляционные и перепускные каналы ствола и опорной втулки.

Недостатками данного способа являются узкая область применения из-за определения только герметичности посадки пакера и отсутствие проверки герметичности оборудования ни во время установки оборудования ни во время эксплуатации.

Наиболее близким по технической сущности является способ определения герметичности скважинного оборудования при одновременно-раздельной добыче жидкостей из скважины штанговым и электроцентробежным насосом (патент RU №2589016, МПК E21B 47/008, E21B 43/14, опубл. 10.07.2016 в Бюл. №19), заключающийся в том, что определяют динамический уровень в межтрубном пространстве верхнего объекта, снимают динамограмму штангового глубинного насоса, снимают параметры работы электроцентробежного насоса с телеметрической системой, отбирают контрольную пробу жидкости из выкидной линии на обводненность, убеждаются в исправности и герметичности устьевой арматуры, останавливают штанговый глубинный насос верхнего объекта, как в нижнем, так и в верхнем положении наземного привода штангового глубинного насоса производят опрессовку колонны насосно-компрессорных труб с помощью электроцентробежного насоса нижнего объекта с прослеживанием изменения давления на буфере при работе на закрытую задвижку, останавливают электроцентробежный насос и следят за показаниями работы установки по станции управления, при наличии аварийного сигнала “турбинное вращение” делают заключение о сливе жидкости из колонны насосно-компрессорных труб и о негерметичности обратного клапана электроцентробежного насоса, при идентичных темпах увеличения и падения давления на буфере скважины в различных положениях наземного привода штангового глубинного насоса и темпе падения давления в пределах не более 2 МПа за 15 минут делают заключение о герметичности коммутатора и колонны насосно-компрессорных труб в интервале от электроцентробежного насоса до устья скважины, при темпе увеличения давления на буфере скважины в верхнем положении наземного привода штангового глубинного насоса ниже и темпе падения выше, чем в нижнем положении привода штангового глубинного насоса, делают заключение о негерметичности манжетного крепления в замковой опоре коммутатора, если в верхнем положении наземного привода штангового глубинного насоса электроцентробежный насос не развивает давления на буфере скважины, а в нижнем развивает и происходит подъем уровня жидкости в затрубном пространстве, то делают заключение о выходе

манжетного крепления штангового глубинного насоса из замковой опоры коммутатора, если как в нижнем, так и в верхнем положении наземного привода штангового глубинного насоса темп падения давления на буфере более 2 МПа за 15 минут, то делают заключение о негерметичности коммутатора и/или колонны насосно-компрессорных труб в интервале от электроцентробежного насоса до устья скважины, запускают штанговый глубинный насос и электроцентробежный насос в работу, не останавливая штангового глубинного насоса верхнего объекта, останавливают работу электроцентробежного насоса нижнего объекта, сразу после остановки электроцентробежного насоса нижнего объекта прослеживают уровень жидкости в межтрубном пространстве, а также периодически записывают изменение давления под пакером по показаниям телеметрической системы на табло контроллера станции управления, при стабильно повышающемся уровне жидкости делают заключение о негерметичности пакера или участка колонны насосно-компрессорных труб от электроцентробежного насоса до пакера.

Недостатками данного способа являются сложность реализации из-за необходимости проведения большого количества сложных операций, что может привести к большой вероятности ошибок, отсутствие контроля герметичности оборудования при установке его в скважину или замены, что не гарантирует герметичность оборудования после установки и во время длительной эксплуатации.

Технической задачей предполагаемого изобретения является создание способа определения герметичности скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации, упрощающего проведение контроля, который проводят во время установки его в скважину или замены простыми и апробированными способами без привлечения специального оборудования, что гарантирует герметичность оборудования после установки и во время длительной эксплуатации.

Техническая задача решается способом определения герметичности скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации, включающий установку пакера между продуктивными пластами при помощи технологических труб, которые после установки извлекают из скважины, отсоединяют от разъединителя, спуск на колонне насосно-компрессорных труб электроцентробежного насоса с коммутатором, ниппельной частью и обратным клапаном и соединение с разъединителем пакера для сообщения с подпакерным пространством, спуск вставного штангового глубинного насоса в колонну насосно-компрессорных труб до установки в коммутатор для сообщения с надпакерным пространством скважины, проверка оборудования на герметичность.

Новым является то, что предварительно все трубы и оборудование опрессовываются на специализированных стендах с проверкой качества соединительных узлов и резьб, после установки пакера в технологической колонне создают необходимое для опрессовки давление с контролем излива жидкости из скважины и падения давления внутри с последующим отсоединением от пакера, перед спуском ниппельной части в скважину устанавливают обратный клапан снизу, перед монтажом электроцентробежного насоса во время спуска в скважину создают внутри ниппельной части избыточное давление, контролируя излив из скважины и падение давления внутри, а после установки вставного насоса в коммутатор в колонне насосно-компрессорных труб создают избыточное давление создают необходимое для опрессовки давление с контролем излива жидкости из скважины и падения давления внутри, при допустимых параметрах герметичности во время последовательной проверки на каждом этапе

делают вывод о герметичности всего скважинного оборудования.

На чертеже изображена схема реализации способа.

Конструктивные элементы и технологические соединения, не влияющие на работоспособность способа, на чертеже не показаны или показаны условно.

5 Способ определения герметичности скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации включает предварительную опрессовку в промышленных условиях всех труб и оборудования на специализированных стендах с проверкой качества соединительных узлов и резьб. После доставки оборудования на скважину 1 в нее спускают на технологических трубах (не показаны) пакер 2, который устанавливают
10 между верхним 3 и нижним 4 продуктивными пластами. Затем в технологической колонне создают необходимое для опрессовки пакера 2 давление с контролем излива жидкости из скважины и падения давления внутри. В случае отсутствия излива жидкости из скважины снаружи технологической колонны и падения давления с допустимой скоростью (определяют эмпирическим путем) производят отсоединение этой колонны
15 от разъединителя 5 пакера 2. Технологическую колонну после этого извлекают на поверхность. Ниппельную часть 6 снабжают снизу клапаном 7 и спускают в скважину 1. Перед монтажом электроцентробежного насоса (ЭЦН) 8 создают внутри ниппельной части 6, благодаря наличию клапана 7, избыточное давление, контролируя излив из скважины 1 и падение давления внутри. В случае отсутствия излива жидкости из
20 скважины снаружи ниппельной части 6 и падения давления с допустимой скоростью (определяют эмпирическим путем) присоединяют к ниппельной части 6 последовательно во время спуска в скважину 1 ЭЦН 8, технологический патрубок 9, коммутатор 10 и колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) 11, на которой производят спуск с кабелем 12 ЭЦН 8 до герметичного соединения ниппельной части 6 с разъединителем 5 для
25 сообщения ЭЦН 8 с подпакерным пространством 13 скважины 1. Производят далее спуск вставного штангового глубинного насоса (ШГН) 14 на штангах 15 (могут быть выполнены цельными или полыми) в колонну НКТ 11 до герметичной установки ШГН 14 в коммутатор 10 для сообщения с надпакерным пространством 16 скважины 1 при помощи каналов 17 коммутатора 10. Для опрессовки в колонне НКТ 11 создают
30 избыточное давление с контролем излива жидкости из скважины 1 и падения давления внутри. В случае отсутствия излива жидкости из скважины снаружи колонны НКТ 11 и падения давления с допустимой скоростью (определяют эмпирическим путем) после герметизации устья (не показано) скважины 1 для запуска в эксплуатацию (в работу) ЭЦН 8 кабелем 12 присоединяют электрическому блоку управления (БУ - не показан),
35 а штанги 15 ШГН 14 - к устьевому приводу (станок-качалка, цепной привод, гидравлический привод или т.п. - не показан). Для увеличения срока работы ЭЦН 8 пакер 2 снизу могут оснащать фильтром 18. После запуска в работу ЭЦН 8 и ШГН 14 продукция нижнего пласта 4 поступает в подпакерное пространство 13, откуда через фильтр 18 и ниппельную часть 6 при помощи ЭЦН 8 перекачивают в технологический
40 патрубок 9 и через колонну НКТ 11 поднимается на поверхность, а продукция верхнего пласта 3 поступает в надпакерное пространство 18 откуда через каналы 17 коммутатора 10 при помощи ШГН 14 перекачивают на поверхность по колонне НКТ 11 или по полости штанг 15.

45 Так как во время спуска скважинного оборудования в скважину 1 производят опрессовку (проверку на герметичность) всех конструктивных элементов еще до запуска в работу - это гарантирует герметичность их после установки в скважине и во время длительной эксплуатации. Причем все работы по проверке на герметичность ведутся простыми и апробированными способами без привлечения специального оборудования

(достаточно манометра и визуального наблюдения) - это значительно упрощает, ускоряет и, как следствие, удешевляет эти работы.

Предлагаемый способ определения герметичности скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации прост, надежен и дешев, так как позволяет
5 проводить контроль герметичности непосредственно во время установки оборудования в скважину или замены простыми и апробированными способами без привлечения специального оборудования, что гарантирует герметичность оборудования после установки и во время длительной эксплуатации.

10 (57) Формула изобретения

Способ определения герметичности скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации, включающий установку пакера между продуктивными пластами при помощи технологических труб, которые после установки извлекают из скважины, отсоединяя от разъединителя, спуск на колонне насосно-компрессорных
15 труб электроцентробежного насоса с коммутатором, ниппельной частью и обратным клапаном и соединение с разъединителем пакера для сообщения с подпакерным пространством, спуск вставного штангового глубинного насоса в колонну насосно-компрессорных труб до установки в коммутатор для сообщения с надпакерным пространством скважины, проверка оборудования на герметичность, отличающийся
20 тем, что предварительно все трубы и оборудование опрессовываются на специализированных стендах с проверкой качества соединительных узлов и резьб, после установки пакера в технологической колонне создают необходимое для опрессовки давление с контролем излива жидкости из скважины и падения давления внутри с последующим отсоединением от пакера, перед спуском ниппельной части в
25 скважину устанавливают обратный клапан снизу, перед монтажом электроцентробежного насоса во время спуска в скважину создают внутри ниппельной части избыточное давление, контролируя излив из скважины и падение давления внутри, а после установки вставного насоса в коммутатор в колонне насосно-компрессорных труб создают избыточное давление, создают необходимое для опрессовки давление с
30 контролем излива жидкости из скважины и падения давления внутри, при допустимых параметрах герметичности во время последовательной проверки на каждом этапе делают вывод о герметичности всего скважинного оборудования.

35

40

45

