



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2016125760, 28.06.2016

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
28.06.2016Дата регистрации:  
25.09.2017

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 28.06.2016

(45) Опубликовано: 25.09.2017 Бюл. № 27

Адрес для переписки:

119991, Москва, Ленинский просп., 65, корп. 1,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
отдел защиты интеллектуальной собственности

(72) Автор(ы):

Дроздов Александр Николаевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования "Российский государственный  
университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И.М.  
Губкина" (RU)(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: DROSDOV A.N. et al., The Use of  
Umbilicals as a New Technology of Artificial-  
Lift Operation of Oil and Gas Wells without  
Well Killing when Workover, SPE 160689,  
Proceedings - Society of Petroleum Engineers  
- SPE Russian Oil and Gas Exploration and  
Production Technical Conference and  
Exhibition 2012 2, Moscow, 2012, p. 867-883.  
SU 1803526 A1, (см. прод.)(54) СПОСОБ ДЛЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И  
УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использована при скважинной добыче нефти, а также при добыче газа из обводненных низконапорных газовых и газоконденсатных скважин. Технический результат - повышение продуктивности скважины и продление сроков ее эксплуатации за счет минимизации сроков восстановления продуктивных характеристик пласта. По способу проводят подземные ремонты скважины. Для этого осуществляют спуск в скважину и подъем из нее погружной насосной установки на шлангокабеле. Запускают и осуществляют работу погружной насосной установки. Снижают забойное давление. Осуществляют вызов притока жидкости и газа из пласта, сепарацию газа от жидкости, поступление жидкости в погружной насос, нагнетание жидкости на поверхность или в нижележащий пласт и направление газа на поверхность по

кольцевому пространству. При этом находящийся под давлением лубрикатор на устьевой арматуре скважины, необходимый для размещения в нем погружной насосной установки, необходим только в процессе спускоподъемных работ, а не всего срока эксплуатации. Устройство для механизированной насосной эксплуатации скважин без глушения содержит погружную насосную установку, спущенную в скважину на шлангокабеле, устьевую арматуру скважины с превентором, герметизатором, транспортером, станцию управления. К выходу из погружной насосной установки присоединен отрезок шлангокабеля с запорным устройством с электрическими разъемами. При этом длина отрезка шлангокабеля больше суммарной высоты превентора и герметизатора. Наружная поверхность запорного устройства с электрическими разъемами выполнена цилиндрической. Диаметр цилиндрической

поверхности запорного устройства с электрическими разъемами составляет 0,95-1,00 от диаметра шлангокабеля. Верхний конец шлангокабеля снабжен запорным устройством с электрическими разъемами. Длина лубриката

больше суммы длин погружной насосной установки, отрезка шлангокабеля и запорного устройства с электрическими разъемами. 2 н. и 4 з.п. ф-лы, 5 ил.

(56) (продолжение):

23.03.1993. RU 2398100 C2, 27.08.2010. RU 2506416 C1, 10.02.2014. RU 2549937 C1, 10.05.2015. EA 4100 B1, 25.12.2003.

RU 2631517 C1

RU 2631517 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/00* (2006.01)  
*E21B 33/03* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2016125760, 28.06.2016**(24) Effective date for property rights:  
**28.06.2016**Registration date:  
**25.09.2017**

Priority:

(22) Date of filing: **28.06.2016**(45) Date of publication: **25.09.2017** Bull. № 27

Mail address:

119991, Moskva, Leninskij prosp., 65, korp. 1, RGU  
nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina, otdel  
zashchity intellektualnoj sobstvennosti

(72) Inventor(s):

**Drozdov Aleksandr Nikolaevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe byudzhetnoe  
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego  
obrazovaniya "Rossijskij gosudarstvennyj  
universitet nefti i gaza (natsionalnyj  
issledovatel'skij universitet) imeni I.M. Gubkina"  
(RU)**

(54) **METHOD FOR MECHANISED PUMP OPERATION OF WELLS AND DEVICE FOR ITS IMPLEMENTATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: according to the method, underground well repairs are performed. For this purpose, a submersible pump set is lowered into the well and lifted from it in a umbilical cable. The submersible pump set is started and put in operation. The bottomhole pressure is reduced. The influx of liquid and gas is induced from formation, separation of gas from liquid and liquid supply to submersible pump is performed, liquid is injected onto surface or into underlying formation, and gas is directed to surface via annular space. In this case, a pressurised lubricator located on the wellhead equipment and required for placing the submersible pump set therein is necessary only during tripping operations, but not for the entire service life. A device for mechanised pump operation of wells without killing contains a submersible pump set lowered in a well in a umbilical cable, a wellhead with a preventor, a sealer, a conveyor, a control station.

A portion of the umbilical cable with a shut-off device with electrical connectors is connected to an outlet from the submersible pump set. In this case, the length of the umbilical cable portion is greater than the total height of the preventer and the sealer. The outer surface of the shut-off device with electrical connectors is cylindrical. The cylindrical surface diameter of the shut-off device with electrical connectors is 0.95-1.00 of the umbilical cable diameter. The upper end of the umbilical cable is equipped with a shut-off device with electrical connectors. The length of the lubricator is greater than the total length of the submersible pump set, the length of the umbilical cable and the shut-off device with electrical connectors.

EFFECT: increased effectiveness and prolonged service life of the well due to minimisation of restoration terms of formation process characteristics.

6 cl, 5 dwg

Изобретения относятся к области нефтегазодобывающей промышленности и могут быть использованы при скважинной добыче нефти, а также при добыче газа из обводненных низконапорных газовых и газоконденсатных скважин.

5 Известны способ и устройство для эксплуатации низконапорных обводненных газовых и газоконденсатных скважин, включающий спуск в скважину колонны труб и погружной насосной установки с электрическим кабелем, запуск погружной насосной установки, снижение забойного давления, вызов притока жидкости и газа из пласта, сепарацию газа от жидкости, поступление жидкости в погружной насос, нагнетание жидкости на поверхность или в нижележащий пласт и направление газа на поверхность  
10 по кольцевому пространству, и устройство для его осуществления, содержащее колонну труб и погружную насосную установку с электрическим кабелем (Дроздов А.Н. Эксплуатация низконапорных газовых и газоконденсатных скважин механизированным способом. - Газовая промышленность, 2010, специальный выпуск журнала «РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина - 80 лет», с. 63-67).

15 Известны способ и устройство не позволяющие осуществлять эксплуатацию скважин без глушения при подземных ремонтах для замены погружного насосного оборудования. В результате увеличиваются затраты и время на проведение операций по подземному ремонту, также в процессе глушения малодебитных нефтяных и обводненных газовых скважин значительно ухудшаются фильтрационные характеристики околоскважинной  
20 зоны.

Известны способ эксплуатации скважин и компоновка внутрискважинного оборудования для его осуществления для его осуществления, включающие добычу скважинного продукта электроцентробежным насосом (ЭЦН) и выполнение ремонтно-восстановительных работ с проведением спускоподъемных операций, промывки и  
25 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  
30 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  
35 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 (RU 2559999, 2014, 2563268, 2014).

40 Известны способ и устройство не позволяющие осуществлять эксплуатацию скважин без глушения при подземных ремонтах для замены погружного насосного оборудования. В результате в процессе глушения малодебитных скважин значительно ухудшаются фильтрационные характеристики околоскважинной зоны, что существенно осложняет процесс вывода скважин на режим и их последующую эксплуатацию.

45 Также известно оборудование для эксплуатации нефтяной добывающей скважины, обеспечивающего удержание оборвавшегося электроцентробежного насоса в скважине без его дальнейшего падения на забой, в том числе в горизонтальный необсаженный ствол и возможность проведения ремонтных работ в скважине без ее глушения.

Оборудование для эксплуатации нефтяной добывающей скважины включает колонну насосно-компрессорных труб, снабженную электроцентробежным насосом с кабелем, спущенную ниже уровня добываемой нефти, эксплуатационный пакер, герметично установленный в эксплуатационной колонне ниже башмака электроцентробежного насоса, отсекающее устройство, размещенное над пакером, перепускное устройство, размещенное на нижнем торце пакера, и подпакерный хвостовик, выполненный из секции насосно-компрессорных труб и расположенный выше интервала перфорации или открытого необсаженного ствола и забоя (RU 136850, 2013).

Недостатком устройства является то, что скважины все равно приходится глушить при подземных ремонтах из-за того, что пакеры и клапаны-отсекатели в скважине не перекрывают полностью проход по причинам и разностенности обсадных эксплуатационных колонн, и трудности в настройке клапанов-отсекателей, и засорении механическими примесями, и зарастании отложениями солей, парафина, смол, асфальтенов.

Наиболее близкими к заявляемым изобретениям являются способ механизированной насосной эксплуатации скважин без глушения, включающий проведение подземных ремонтов, при которых осуществляются спуск в скважину и подъем из нее погружной насосной установки на шлангокабеле без глушения, запуск и работу погружной насосной установки, снижение забойного давления, вызов притока жидкости и газа из пласта, сепарацию газа от жидкости, поступление жидкости в погружной насос, нагнетание жидкости на поверхность или в нижележащий пласт и направление газа на поверхность по кольцевому пространству, и устройство для его осуществления, содержащее погружную насосную установку, спущенную в скважину на шлангокабеле, устьевую арматуру с задвижками, лубрикатором, превентором, герметизатором, транспортером, станцию управления, а также агрегат для проведения спускоподъемных операций на шлангокабеле (The Use of Umbilicals as a New Technology of Artificial-Lift Operation of Oil and Gas Wells without Well Killing when Workover / Drozdov A.N., Malyavko E.A., Alekseev Y.L. and others. - SPE 160689, Proceedings - Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012 2. - Moscow, 2012, pp. 867-883).

Известные способ и устройство не обеспечивают необходимого уровня безопасности работ, имеют низкую надежность и не позволяют сохранить первоначальное значение продуктивности пласта, вследствие того, что на устьевой арматуре скважины в процессе всего срока эксплуатации остается находящийся под давлением лубрикатор большой длины (до десяти метров и выше), достаточной для размещения в нем погружной насосной установки. Это создает большие неудобства и повышает риск возникновения аварий при проведении работ как при спускоподъемных операциях, так и при дальнейшей эксплуатации скважины.

Технической проблемой, на решение которой направлены настоящие решения, является устранение негативного влияния глушения на фильтрационные характеристики пласта и соответственно повышение надежности и уровня безопасности.

Указанная проблема решается тем, что в способе механизированной насосной эксплуатации скважин, включающем спуск в скважину и подъем из нее погружной насосной установки на шлангокабеле, запуск и работу погружной насосной установки, снижение забойного давления, вызов притока жидкости и газа из пласта, сепарацию газа от жидкости, поступление жидкости в погружной насос, нагнетание жидкости на поверхность или в нижележащий пласт и направление газа на поверхность по кольцевому пространству, согласно изобретению в процессе спуска устанавливаются на арматуру

скважины превентор, после чего погружную насосную установку с отрезком шлангокабеля, закрытым запорным устройством с электрическими разъемами, прикрепив запорное устройство к проволоке, проходящей через регулируемый сальник лубрикатора, размещают в лубрикаторе, устанавливают лубрикатор с погружной насосной установкой на превентор, уплотняют проволоку регулируемым сальником лубрикатора, соединяют лубрикатор с внутренним пространством скважины, находящимся под давлением, затем спускают погружную насосную установку на проволоке на такую глубину, чтобы отрезок шлангокабеля располагался в превенторе, а запорное устройство находилось выше превентора, после чего закрывают превентор и зажимают отрезок шлангокабеля с одновременной герметизацией зазора, стравливают давление из лубрикатора, разуплотняют проволоку регулируемым сальником лубрикатора, отрезают проволоку, демонтируют лубрикатор, устанавливают герметизатор, соединяют нижний конец шлангокабеля с его отрезком через запорное устройство с электрическими разъемами, закрывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля, открывают запорное устройство с электрическими разъемами на отрезке шлангокабеля, устанавливают транспортер, открывают превентор и осуществляют с помощью транспортера спуск погружной насосной установки на необходимую глубину в скважину под давлением, а затем закрывают превентор и зажимают шлангокабель, демонтируют транспортер и соединяют гидравлический канал запорного устройства верхнего конца шлангокабеля с выкидной линией скважины, а электрические разъемы запорного устройства верхнего конца шлангокабеля - с кабелем, ведущим к станции управления, после чего открывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля, сообщая гидравлический канал шлангокабеля с выкидной линией скважины, и запускают погружную насосную установку, которая работает в скважине до отказа, а после отказа перед подъемом погружной насосной установки закрывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля, отсоединяют выкидную линию скважины от гидравлического канала запорного устройства верхнего конца шлангокабеля, а электрические разъемы запорного устройства верхнего конца шлангокабеля - от кабеля, ведущего к станции управления, устанавливают транспортер, открывают превентор, в процессе подъема извлекают из скважины погружную насосную установку на шлангокабеле с помощью транспортера, причем поднимают погружную насосную установку на такое расстояние, чтобы отрезок шлангокабеля располагался в превенторе, а запорное устройство над отрезком шлангокабеля находилось выше герметизатора, затем закрывают превентор и зажимают отрезок шлангокабеля с одновременной герметизацией зазора, снимают транспортер, закрывают запорное устройство с электрическими разъемами на отрезке шлангокабеля, открывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля, стравливая давление из шлангокабеля, и отсоединяют его нижний конец от запорного устройства с электрическими разъемами на отрезке шлангокабеля, демонтируют герметизатор, прикрепляют проволоку, пропущенную через регулируемый сальник лубрикатора, к запорному устройству с электрическими разъемами на отрезке шлангокабеля, устанавливают лубрикатор, уплотняют проволоку регулируемым сальником лубрикатора, открывают превентор, поднимают на проволоке погружную насосную установку с отрезком шлангокабеля и запорным устройством, отсекают лубрикатор от внутреннего пространства скважины, находящегося под давлением, стравливают давление из лубрикатора, демонтируют лубрикатор, разуплотняют проволоку регулируемым сальником лубрикатора и вынимают из него отказавшую погружную

насосную установку.

Указанная проблема решается тем, что в устройстве для механизированной насосной эксплуатации скважин, содержащем погружную насосную установку, спущенную в скважину на шлангокабеле, устьевую арматуру с задвижками, лубрикатором, превентором, герметизатором, транспортером, станцию управления, а также агрегат для проведения спускоподъемных операций на шлангокабеле, согласно изобретению к выходу из погружной насосной установки присоединен отрезок шлангокабеля с запорным устройством с электрическими разъемами, при этом длина отрезка шлангокабеля больше суммарной высоты превентора и герметизатора, а наружная поверхность запорного устройства с электрическими разъемами выполнена цилиндрической, причем величина диаметра цилиндрической поверхности запорного устройства с электрическими разъемами составляет 0,95-1,00 от диаметра шлангокабеля, лубрикатор снабжен регулируемым сальником, проволокой, роликом и лебедкой для спуска и подъема на проволоке погружной насосной установки с отрезком шлангокабеля и запорным устройством с электрическими разъемами, при этом длина лубрикатора больше суммы длин погружной насосной установки, отрезка шлангокабеля и запорного устройства с электрическими разъемами, а верхний конец шлангокабеля снабжен запорным устройством с электрическими разъемами.

Достижимый технический результат заключается в повышении продуктивности скважин и продлении сроков эксплуатации за счет минимизации сроков восстановления продуктивных характеристик пласта.

На фиг. 1 представлена схема компоновки оборудования для механизированной насосной эксплуатации скважин без глушения при осуществлении первой стадии подземного ремонта, на фиг. 2 - схема устьевого оборудования при отсоединении лубрикатора, на фиг. 3 - схема компоновки оборудования при проведении второй стадии подземного ремонта, на фиг. 4 - схема устройства для механизированной насосной эксплуатации скважины при подъеме жидкости и газа на поверхность, на фиг. 5 - вариант устройства при эксплуатации скважины, подъеме газа на поверхность и закачке воды в нижележащий пласт.

Устройство для механизированной насосной эксплуатации скважин без глушения содержит погружную насосную установку 1, спускаемую в скважину 2, пробуренную на пласт 3. На первой стадии подземного ремонта (фиг. 1) погружная насосная установка 1 с отрезком шлангокабеля 4, закрытым запорным устройством 5 с электрическими разъемами, прикрепленным к проволоке 6, размещена в лубрикаторе 7. Проволока 6 проходит через регулируемый сальник 8 лубрикатора 7. Лубрикатор 7 с погружной насосной установкой 1 стоит на превенторе 9, находящемся на устьевой арматуре 10 скважины 2. Проволока 6 уплотнена регулируемым сальником 8 лубрикатора 7 и проходит через ролик 11 к лебедке 12. Последняя предназначена для спуска и подъема на проволоке 6 погружной насосной установки 1 с отрезком шлангокабеля 4 и запорным устройством 5 с электрическими разъемами.

При завершении первой стадии подземного ремонта и отсоединенном лубрикаторе 7 (фиг. 2) отрезок шлангокабеля 4 зажат превентором 9 с одновременной герметизацией зазора, а закрытое запорное устройство 5 с электрическими разъемами расположено выше превентора 9. Лубрикатор 7 снабжен регулируемым сальником 8, проволокой 6, роликом 11. Длина лубрикатора 7 больше суммы длин погружной насосной установки 1, отрезка шлангокабеля 4 и запорного устройства с электрическими разъемами 5.

На второй стадии подземного ремонта (фиг. 3) в скважину 2 спущена погружная насосная установка 1 на шлангокабеле 13. На устьевой арматуре 10 установлены друг

над другом превентор 9, герметизатор 14, транспортер 15. Для спуска погружной насосной установки 1 в скважину 2 на поверхности земли размещен также агрегат 16 с барабаном, на который намотан шлангокабель 13. К выходу из погружной насосной установки 1 присоединен отрезок шлангокабеля 4 с запорным устройством 5 с 5 электрическими разъемами. Длина отрезка шлангокабеля 4 больше суммарной высоты превентора 9 и герметизатора 14, а наружная поверхность запорного устройства 5 с электрическими разъемами выполнена цилиндрической, причем величина диаметра цилиндрической поверхности запорного устройства с электрическими разъемами составляет 0,95-1,00 от диаметра шлангокабеля 3. Верхний конец шлангокабеля 13 10 снабжен запорным устройством с электрическими разъемами 17.

Скважина 2 сообщена с нефтяным пластом 3. Динамический уровень обозначен позицией 18. При эксплуатации скважины устройство содержит (см. фиг. 4) выкидную линию 19 и кабель 20 до станции управления 21.

В одном из вариантов устройства (см. фиг. 5) в скважину спущена насосная установка 15 перевернутого типа, на выходе из которой установлен хвостовик 22 и пакер 23 для герметизации затрубного пространства 24 и нижележащего пласта 25.

Способ механизированной насосной эксплуатации скважин без глушения согласно настоящему изобретению осуществляется следующим образом.

При проведении подземных ремонтов в скважину 2 спускают и поднимают из нее 20 погружную насосную установку 1 на шлангокабеле 13 без глушения. В процессе спуска устанавливают на арматуру 10 скважины 2 превентор 5. Погружную насосную установку 1 с отрезком шлангокабеля 4, закрытым запорным устройством с электрическими разъемами 5, прикрепив запорное устройство 5 к проволоке 6, проходящей через регулируемый сальник 8 лубрикатора 7, размещают в лубрикаторе 7. Лубрикатор 7 с 25 погружной насосной установкой 1 устанавливают на превентор 9. Затем уплотняют проволоку 6 регулируемым сальником 8 лубрикатора 7 и, открыв превентор 9, соединяют лубрикатор 7 с внутренним пространством скважины 2, находящимся под давлением. Погружную насосную установку 1 спускают на проволоке 6 на такую 30 глубину, чтобы отрезок шлангокабеля 4 располагался в превенторе 9, а запорное устройство 5 находилось выше превентора 9, после чего закрывают превентор 9 и зажимают отрезок шлангокабеля 4 с одновременной герметизацией зазора. Стравливают давление из лубрикатора 7, разуплотняют проволоку 6 регулируемым сальником 8 лубрикатора 7, отрезают проволоку 6, демонтируют лубрикатор 7 (см. фиг. 2). После этого устанавливают герметизатор 14 и соединяют нижний конец шлангокабеля 13 с 35 его отрезком 4 через запорное устройство с электрическими разъемами 5. Закрывают запорное устройство 17 с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля. Затем открывают запорное устройство с электрическими разъемами 5 на отрезке шлангокабеля 4, устанавливают транспортер 15, открывают превентор 9 и осуществляют с помощью транспортера 15 спуск на сматываемом с барабана агрегата 16 шлангокабеле 40 13 погружной насосной установки 1 на необходимую глубину в скважину 2 под давлением. Затем закрывают превентор 9 и зажимают шлангокабель 13. Производят демонтаж транспортера 15. После этого соединяют гидравлический канал запорного устройства верхнего конца шлангокабеля 17 с выкидной линией 19 скважины 2, а электрические разъемы запорного устройства верхнего конца шлангокабеля 17 - с 45 кабелем 20, ведущим к станции управления 21. Затем открывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля 17, сообщая гидравлический канал шлангокабеля с выкидной линией скважины 19, и запускают погружную насосную установку 1.



Запустив погружную насосную установку 1 и снижая забойное давление, производят вызов притока жидкости и газа из пласта 3. Отсепарированная от газа жидкость поступает в погружной насос 1, который нагнетает ее на поверхность или в нижележащий пласт 25. Газ направляется на поверхность по кольцевому пространству 24. Погружная насосная установка 1 работает в скважине 2 до отказа.

После отказа перед подъемом погружной насосной установки 1 закрывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля 17, отсоединяют выкидную линию скважины 19 от гидравлического канала запорного устройства верхнего конца шлангокабеля 16, а электрические разъемы запорного устройства верхнего конца шлангокабеля 17 - от кабеля 20, ведущего к станции управления 21. Устанавливают транспортер 15, герметизатор 14 и открывают превентор 9. В процессе подъема извлекают из скважины погружную насосную установку 1 на шлангокабеле 13 с помощью транспортера 15. Шлангокабель 13 наматывают на барабан агрегата 16. Погружную насосную установку 1 поднимают на такое расстояние, чтобы отрезок шлангокабеля 4 располагался в превенторе 9, а запорное устройство 5 над отрезком шлангокабеля 4 находилось выше герметизатора 14. Затем закрывают превентор 9 и зажимают отрезок шлангокабеля 4 с одновременной герметизацией зазора. Снимают транспортер 15 и закрывают запорное устройство с электрическими разъемами 5 на отрезке шлангокабеля 4. После этого открывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля 17, стравливая давление из шлангокабеля, и отсоединяют его нижний конец от запорного устройства с электрическими разъемами 5 на отрезке шлангокабеля 4. Демонтируют герметизатор 14, прикрепляют проволоку 6, пропущенную через регулируемый сальник 8 лубрикатора 7, к запорному устройству с электрическими разъемами 5 на отрезке шлангокабеля 4. Устанавливают лубрикатор 7, уплотняют проволоку 6 регулируемым сальником 8 лубрикатора 7, открывают превентор 9 и поднимают на проволоке погружную насосную установку 1 с отрезком шлангокабеля 4 и запорным устройством 5. Затем отсекают лубрикатор 7 от внутреннего пространства скважины 2, находящегося под давлением, закрыв превентор, стравливают давление из лубрикатора 7, демонтируют лубрикатор 7, разуплотняют проволоку 6 регулируемым сальником 8 лубрикатора 7 и вынимают из него отказавшую погружную насосную установку 1, которую отвозят затем в ремонтный цех.

Устройство для механизированной насосной эксплуатации скважин без глушения работает следующим образом.

Погружная насосная установка 1 откачивает жидкость и газ из пласта 3. Погружной насос 1 нагнетает жидкость на поверхность или в нижележащий пласт 25. Газ направляется на поверхность по кольцевому пространству 24.

Спуск и подъем погружной насосной установки 1 осуществляют без глушения скважины 2 так, как описано выше.

При этом запорное устройство с электрическими разъемами 5, присоединенное к отрезку шлангокабеля 4, может открываться и закрываться с помощью или механического, или электрического, или гидравлического привода.

Таким образом, обеспечивается увеличение надежности и расширение области применения механизированной насосной эксплуатации скважин без глушения при подземных ремонтах в технологических процессах добычи нефти и газа за счет повышения уровня безопасности путем предотвращения риска возникновения аварий.

(57) Формула изобретения

1. Способ механизированной насосной эксплуатации скважин, включающий спуск в скважину и подъем из нее погружной насосной установки на шлангокабеле, запуск и работу погружной насосной установки, снижение забойного давления, вызов притока жидкости и газа из пласта, сепарацию газа от жидкости, поступление жидкости в 5 погружной насос, нагнетание жидкости на поверхность или в нижележащий пласт и направление газа на поверхность по кольцевому пространству, отличающийся тем, что в процессе спуска устанавливают на арматуру скважины превентор, после чего погружную насосную установку с отрезком шлангокабеля, закрытым запорным устройством с электрическими разъемами, прикрепив запорное устройство к проволоке, 10 проходящей через регулируемый сальник лубрикатора, размещают в лубрикаторе, устанавливают лубрикатор с погружной насосной установкой на превентор, уплотняют проволоку регулируемым сальником лубрикатора, соединяют лубрикатор с внутренним пространством скважины, находящимся под давлением, затем спускают погружную насосную установку на проволоке на такую глубину, чтобы отрезок шлангокабеля 15 располагался в превенторе, а запорное устройство находилось выше превентора, после чего закрывают превентор и зажимают отрезок шлангокабеля с одновременной герметизацией зазора, стравливают давление из лубрикатора, разуплотняют проволоку регулируемым сальником лубрикатора, отрезают проволоку, демонтируют лубрикатор, устанавливают герметизатор, соединяют нижний конец шлангокабеля с его отрезком 20 через запорное устройство с электрическими разъемами, закрывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля, открывают запорное устройство с электрическими разъемами на отрезке шлангокабеля, устанавливают транспортер, открывают превентор и осуществляют с помощью транспортера спуск погружной насосной установки на необходимую глубину в скважину под давлением, 25 а затем закрывают превентор и зажимают шлангокабель, демонтируют транспортер и соединяют гидравлический канал запорного устройства верхнего конца шлангокабеля с выкидной линией скважины, а электрические разъемы запорного устройства верхнего конца шлангокабеля - с кабелем, ведущим к станции управления, после чего открывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля, 30 сообщая гидравлический канал шлангокабеля с выкидной линией скважины, и запускают погружную насосную установку, которая работает в скважине до отказа, а после отказа перед подъемом погружной насосной установки закрывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля, отсоединяют выкидную линию скважины от гидравлического канала запорного устройства верхнего конца 35 шлангокабеля, а электрические разъемы запорного устройства верхнего конца шлангокабеля - от кабеля, ведущего к станции управления, устанавливают транспортер, открывают превентор, в процессе подъема извлекают из скважины погружную насосную установку на шлангокабеле с помощью транспортера, причем поднимают погружную насосную установку на такое расстояние, чтобы отрезок шлангокабеля располагался 40 в превенторе, а запорное устройство над отрезком шлангокабеля находилось выше герметизатора, затем закрывают превентор и зажимают отрезок шлангокабеля с одновременной герметизацией зазора, снимают транспортер, закрывают запорное устройство с электрическими разъемами на отрезке шлангокабеля, открывают запорное устройство с электрическими разъемами на верхнем конце шлангокабеля, стравливая 45 давление из шлангокабеля, и отсоединяют его нижний конец от запорного устройства с электрическими разъемами на отрезке шлангокабеля, демонтируют герметизатор, прикрепляют проволоку, пропущенную через регулируемый сальник лубрикатора, к запорному устройству с электрическими разъемами на отрезке шлангокабеля,

устанавливают лубрикатор, уплотняют проволоку регулируемым сальником лубрикатора, открывают превентор, поднимают на проволоке погружную насосную установку с отрезком шлангокабеля и запорным устройством, отсекают лубрикатор от внутреннего пространства скважины, находящегося под давлением, стравливают давление из лубрикатора, демонтируют лубрикатор, разуплотняют проволоку регулируемым сальником лубрикатора и вынимают из него отказавшую погружную насосную установку.

2. Устройство для механизированной насосной эксплуатации скважин, содержащее погружную насосную установку, спущенную в скважину на шлангокабеле, устьевою арматуру скважины с превентором, герметизатором, транспортером, станцию управления, а также агрегат для проведения спускоподъемных операций на шлангокабеле, отличающееся тем, что к выходу из погружной насосной установки присоединен отрезок шлангокабеля с запорным устройством с электрическими разъемами, при этом длина отрезка шлангокабеля больше суммарной высоты превентора и герметизатора, а наружная поверхность запорного устройства с электрическими разъемами выполнена цилиндрической, причем величина диаметра цилиндрической поверхности запорного устройства с электрическими разъемами составляет 0,95-1,00 от диаметра шлангокабеля, верхний конец шлангокабеля снабжен запорным устройством с электрическими разъемами, лубрикатор снабжен регулируемым сальником, проволокой, роликом и лебедкой для спуска и подъема на проволоке погружной насосной установки с отрезком шлангокабеля и запорным устройством с электрическими разъемами, при этом длина лубрикатора больше суммы длин погружной насосной установки, отрезка шлангокабеля и запорного устройства с электрическими разъемами.

3. Устройство для механизированной насосной эксплуатации скважин по п. 2, отличающееся тем, что запорное устройство с электрическими разъемами, присоединенное к отрезку шлангокабеля, имеет механический привод для открытия и закрытия.

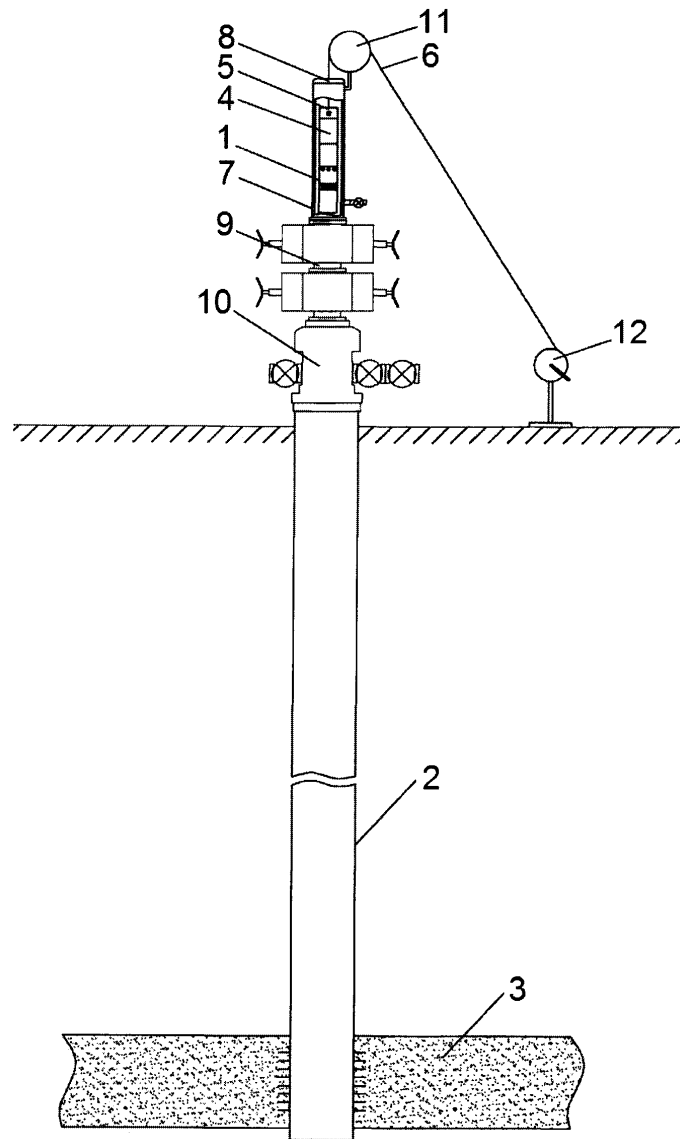
4. Устройство для механизированной насосной эксплуатации скважин по п. 2, отличающееся тем, что запорное устройство с электрическими разъемами, присоединенное к отрезку шлангокабеля, имеет электрический привод для открытия и закрытия.

5. Устройство для механизированной насосной эксплуатации скважин по п. 2, отличающееся тем, что запорное устройство с электрическими разъемами, присоединенное к отрезку шлангокабеля, имеет гидравлический привод для открытия и закрытия.

6. Устройство для механизированной насосной эксплуатации скважин по п. 2, отличающееся тем, что в скважину спущена насосная установка перевернутого типа, на выходе из которой расположены хвостовик и пакер для герметизации затрубного пространства и нижележащего пласта.

1

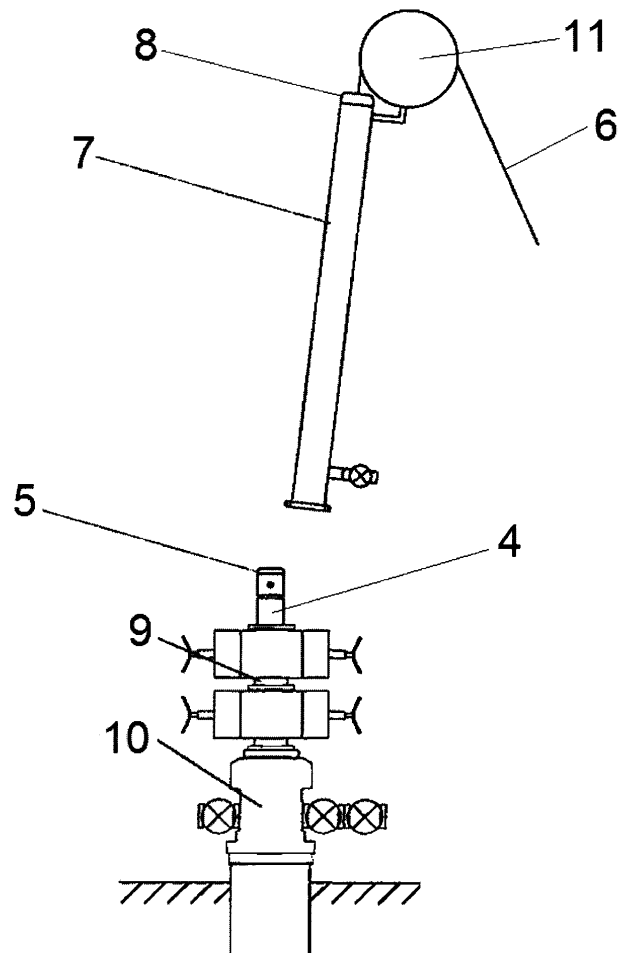
СПОСОБ ДЛЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
СКВАЖИН И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ



Фиг. 1

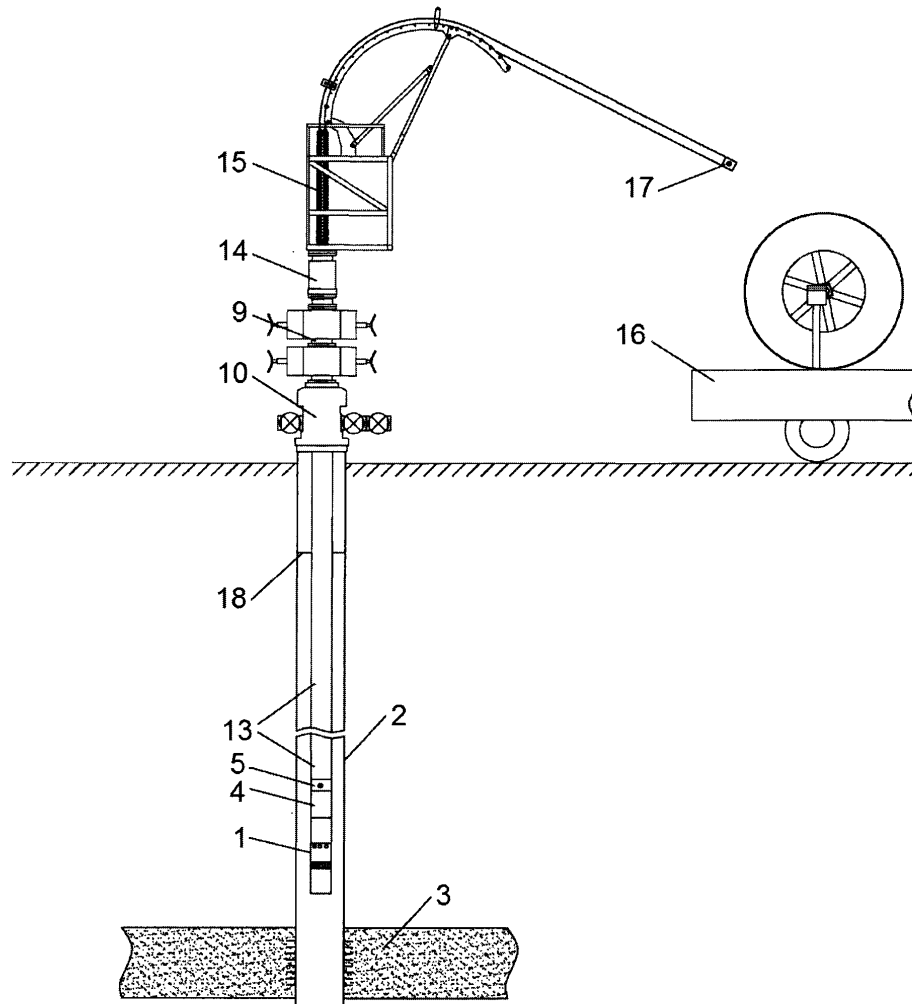
2

СПОСОБ ДЛЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
СКВАЖИН И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ



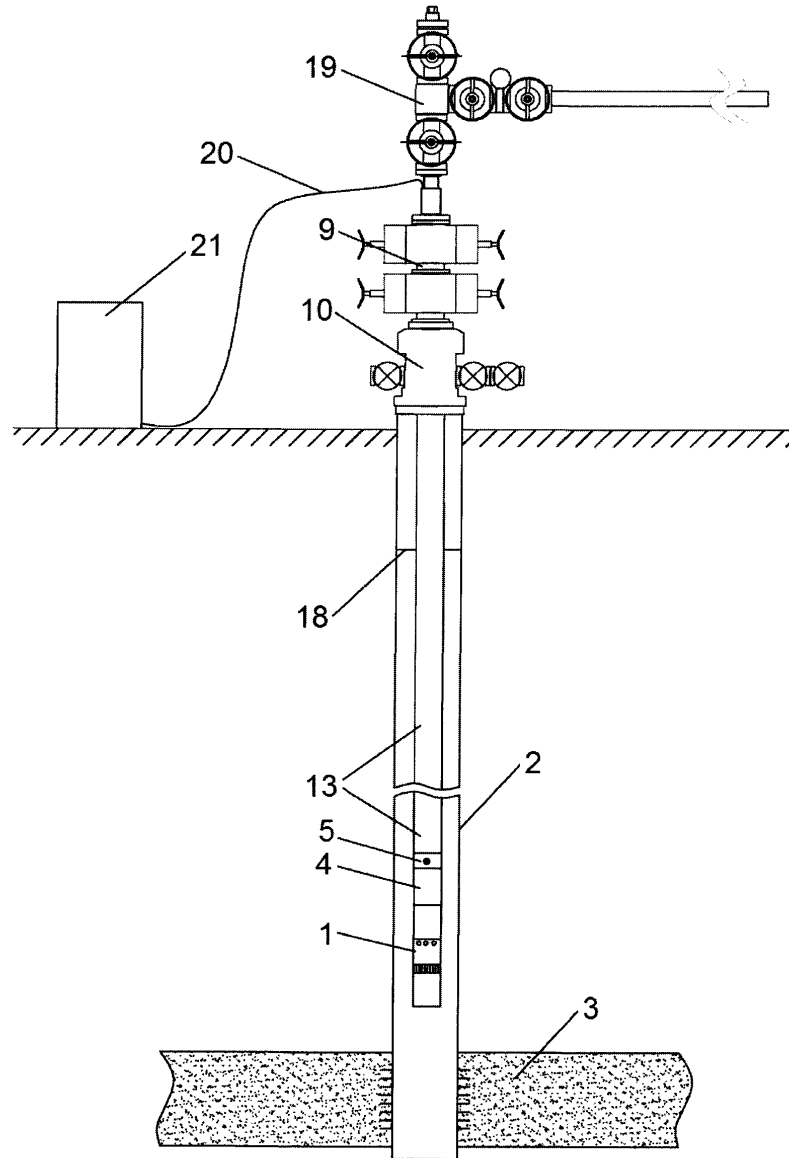
Фиг. 2

СПОСОБ ДЛЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
СКВАЖИН И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ



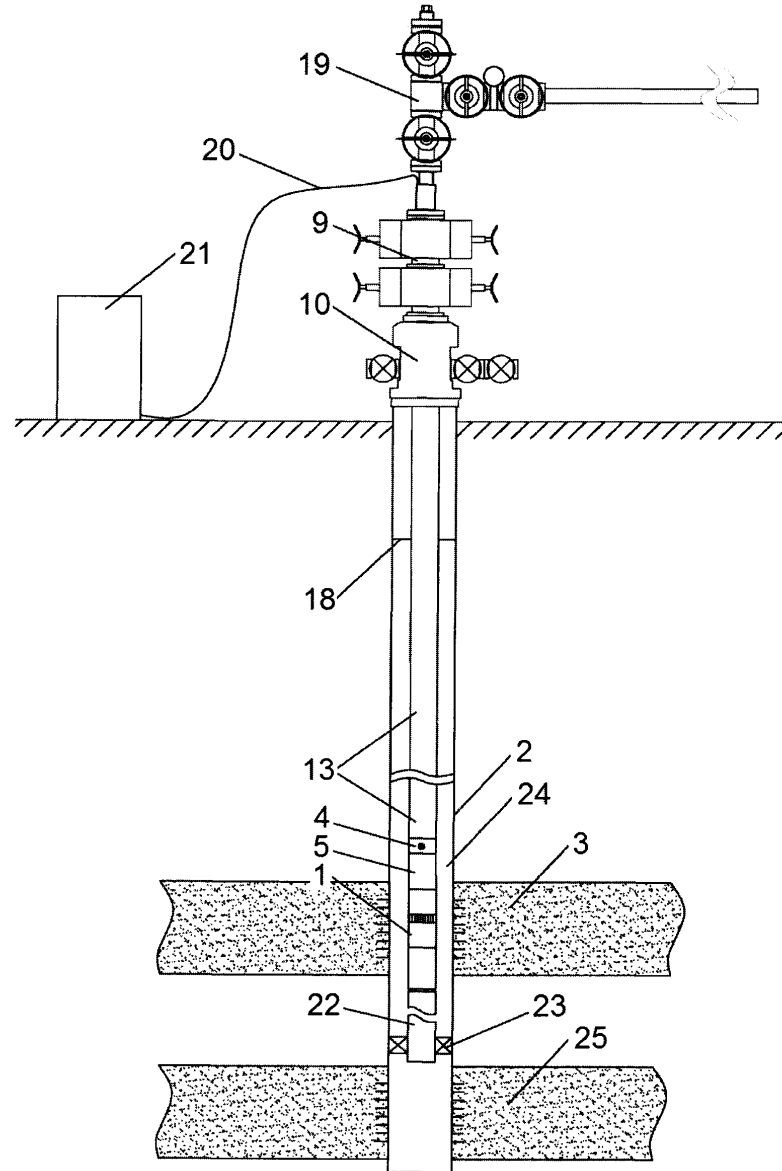
Фиг. 3

СПОСОБ ДЛЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
СКВАЖИН И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ



Фиг. 4

СПОСОБ ДЛЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
СКВАЖИН И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ



Фиг. 5