



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2012157883/03, 27.12.2012

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
27.12.2012

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 27.12.2012

(45) Опубликовано: 20.05.2014 Бюл. № 14

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2291957 C2, 20.01.2007. RU
2274731 C2, 20.04.2006. RU 2391493 C2,
10.06.2010. SU 1588924 A1, 30.08.1990. RU
2405918 C1, 10.12.2010. SU 1550115 A,
15.03.1990. US 5961282 A, 05.10.1999

Адрес для переписки:

629809, Тюменская обл., Ямало-Ненецкий
автономный округ, г. Ноябрьск, Промышленная
зона, панель 15, ОАО "Газпромнефть-ННГФ",
КТС

(72) Автор(ы):

Пасечник Михаил Петрович (RU),
Молчанов Евгений Петрович (RU),
Коряков Анатолий Степанович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое Акционерное Общество
"Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика"
(ОАО "Газпромнефть-ННГФ") (RU),
ПАСЕЧНИК Михаил Петрович (RU),
МОЛЧАНОВ Евгений Петрович (RU),
КОРЯКОВ Анатолий Степанович (RU)

(54) СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано при добыче текучих сред из глубоких скважин с применением глубинных насосов типа электроцентробежных насосов - ЭЦН. Обеспечивает повышение эффективности способа за счет снижения энергетических затрат на подъем жидкости, повышения производительности ЭЦН и возможности увеличения глубины его установки в скважине. Сущность изобретения: способ включает спуск на колонне насосно-компрессорных труб ЭЦН и хвостовика из насосно-компрессорных труб 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. Согласно изобретению перед спуском в скважину устанавливают обратный клапан на конце хвостовика и перфорируют колонну насосно-компрессорных труб в зоне устья скважины. В колонне насосно-компрессорных труб в зоне устья скважины выполняют перфорационные каналы. Эти каналы выполняют в 1,5-2 раза больше перфорационных каналов в нижней части хвостовика. 1 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** (11) **2 515 646**⁽¹³⁾ **C1**

(51) Int. Cl.
E21B 43/00 (2006.01)
F04B 47/00 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2012157883/03, 27.12.2012

(24) Effective date for property rights:
27.12.2012

Priority:

(22) Date of filing: 27.12.2012

(45) Date of publication: 20.05.2014 Bull. № 14

Mail address:

629809, Tjumenskaja obl., Jamalo-Nenetskij
avtonomnyj okrug, g. Nojabr'sk, Promyshlennaja
zona, panel' 15, OAO "Gazpromneft'-NNGGF", KTS

(72) Inventor(s):

**Pasechnik Mikhail Petrovich (RU),
Molchanov Evgenij Petrovich (RU),
Korjakov Anatolij Stepanovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe Aktsionernoe Obshchestvo
"Gazpromneft'-Nojabr'skneftegazgeofizika"
(OAO "Gazpromneft'-NNGGF") (RU),
PASEChNIK Mikhail Petrovich (RU),
MOLChANOV Evgenij Petrovich (RU),
KORJaKOV Anatolij Stepanovich (RU)**

(54) **METHOD TO OPERATE WELL FURNISHED WITH ELECTRIC-CENTRIFUGAL PUMP**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method includes running-in at the flow string of an electric-centrifugal pump and a liner of tubing with the perforated lower part, isolation of liquid flow in tubular annulus by a packer installed at the liner and regulation of flow direction in order to distribute it through the inner cavity of the flow string and tubular annulus. According to the invention before

running-in a return valve is installed at the liner end and the flow string is perforated in the area of the well head. Perforated holes are made in the flow string in the area of the well head. These perforated holes are 1.5-2 times bigger than the perforated holes in the lower part of the liner.

EFFECT: improvement of the method.

1 dwg

R U 2 5 1 5 6 4 6 C 1

R U 2 5 1 5 6 4 6 C 1

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано при добыче текучих сред из глубоких скважин с применением глубинных насосов типа электроцентробежных насосов (ЭЦН).

Известен способ добычи нефти (см. патент RU 2177534, МПК E21B 43/00, опубл. 27.12.2001), в котором на насосно-компрессорных трубах (НКТ) устанавливаются два насоса - ЭЦН в зоне динамического уровня скважинного флюида и струйный насос на конце колонны НКТ, спущенной до уровня кровли пласта, в НКТ заливают нефть до устья скважины и включают прямую или обратную подачу ЭЦН с созданием кольцевой прокачки жидкости по НКТ и межтрубному пространству через радиальные отверстия, выполненные в НКТ выше ЭЦН и на уровне струйного насоса. В результате создается режим депрессии на пласт и осуществляется откачка флюида на устье скважины в систему сбора нефти. Установка струйного насоса, через который циркулирует жидкость из межтрубья, способствует уменьшению гидростатического давления столба откачиваемой по НКТ жидкости.

Известный способ усложнен использованием струйного насоса и дополнительного пакера, установленного выше ЭЦН. Установка дополнительного пакера, кроме того, уменьшает высоту столба жидкости в межтрубном пространстве, а следовательно, и значение гидростатического давления этого столба, тем самым снижая производительность ЭЦН.

Наиболее близкими к предлагаемому изобретению являются способ эксплуатации добывающей скважины и оборудование для его осуществления (см. патент RU 2291957, МПК E21B 43/18, E21B 43/25, опубл. 20.01.2007). Известный способ включает спуск на НКТ электроцентробежного насоса и хвостовика, выполненного из колонны НКТ с перфорированной нижней частью и содержащего источник упругих колебаний, изоляцию пакером потока жидкости в межтрубном пространстве и регулирование направления потока добываемой жидкости для распределения потока через источник упругих колебаний и в межтрубное пространство. Установка пакера и хвостовика с перфорированной нижней частью способствует откачке флюида, направлению пластовой жидкости во внутреннюю полость колонны НКТ и позволяет создавать требуемую скорость восходящего потока флюида по колонне труб на устье скважины.

Известная группа изобретений предназначена для эксплуатации, преимущественно, в осложненных условиях разработки скважин, и для достижения технического результата заявленного изобретения представляется избыточно сложной.

Технический результат изобретения заключается в повышении производительности ЭЦН и возможности увеличения глубины его установки в скважине за счет снижения гидравлической нагрузки на ЭЦН, и в повышении эффективности способа путем снижения энергетических затрат на подъем жидкости за счет совершения полезной работы циркулирующей жидкостью.

Указанный технический результат достигается тем, что в способе эксплуатации скважины, включающем спуск на НКТ электроцентробежного насоса и хвостовика из колонны НКТ 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 НКТ и межтрубное пространство, согласно изобретению, на конце хвостовика устанавливают обратный клапан, перфорируют колонну НКТ в зоне устья скважины, а перфорационные каналы в колонне НКТ выполняют в 1,5-2 раза больше перфорационных каналов хвостовика.

Установка на конце хвостовика обратного клапана позволяет предотвратить переток

жидкости из межтрубного пространства над пакером в скважину под пакером и вместе с тем не препятствует доступу жидкости из подпакерной зоны скважины к приему нижней секции насоса.

5 Выполнение верхней группы перфорационных каналов в колонне НКТ в зоне устья наряду с наличием каналов в нижней части хвостовика обеспечивает устойчивую циркуляцию жидкости в скважине через внутреннюю полость колонны НКТ и межтрубное пространство.

10 Выполнение размеров перфорационных каналов в колонне НКТ с превышением размеров таких каналов в нижней части хвостовика в 1,5-2 раза обеспечивает постоянное наличие столба жидкости в межтрубном пространстве и устойчивую циркуляцию жидкости в скважине.

15 В совокупности отличительные признаки предложенного изобретения создают условия, когда гидростатическое давление столба жидкости в межтрубном пространстве стабильно компенсирует давление столба жидкости в восходящем по колонне НКТ потоке. Тем самым уменьшается гидравлическая нагрузка на ЭЦН, что способствует повышению производительности ЭЦН и увеличению глубины его установки. Непрерывная циркуляция жидкости совершает полезную работу, снижая энергетические затраты на подъем восходящего на устье скважины потока жидкости и тем самым повышая эффективность способа эксплуатации скважины.

20 На чертеже представлено оборудование для осуществления заявленного способа. Оборудование содержит колонну НКТ 1, на которой спускают ЭЦН 2. Под ЭЦН 2 прикреплен хвостовик 3 из насосно-компрессорных труб, который для реализации назначения изобретения нет необходимости делать длинным. Хвостовик 3 содержит пакер 4, распакерованный на обсадную колонну 5. Нижняя часть хвостовика 3 перфорирована каналами 6. На конце хвостовика 3 под пакером 4 установлен обратный клапан 7. В верхней части колонны НКТ 1, в непосредственной близости к устью скважины, имеются перфорационные каналы 8, выполненные для гидравлического сообщения внутренней полости 9 колонны НКТ 1 и межтрубного пространства 10.

Предложенное изобретение работает следующим образом.

30 В обсадную колонну 5 спускают компоновку из колонны НКТ 1, глубинного электроцентробежного насоса 2, хвостовика 3 с пакером 4.

После спуска ЭЦН 2 на запланированную глубину раскрывают пакер 4, изолируя потоки жидкости в скважине. Запускают в работу ЭЦН 2.

35 В процессе работы ЭЦН 2 во внутренней полости хвостовика 3 ниже перфорационных каналов 6 образуется разрежение, в результате чего обратный клапан 7 открывается и ЭЦН 2 забирает жидкость из подпакерного пространства скважины, объема которой тем больше, чем выше производительность насоса 2. Поток добываемой жидкости проходит через обратный клапан 7, поднимается по внутренней полости 9 колонны НКТ 1 и на уровне перфорационных каналов 8 распределяется на восходящий поток, направляемый на устье скважины в систему сбора, и на отводимый поток, направляемый в межтрубное пространство 10. Отводимый поток образует в межтрубье 10 столб жидкости, создающий избыточное гидростатическое давление, благодаря чему жидкость закачивается через перфорационные каналы 6 по хвостовику 3 в ЭЦН 2 и способствует выталкиванию жидкости из полости 9 по колонне НКТ 1 на устье скважины. Нагрузка на ЭЦН при этом сводится к преодолению гидравлических потерь. В таких условиях производительность насоса многократно возрастает. Это позволяет компенсировать потери жидкости в потоке, отводимом через каналы 8 в межтрубье 10, и увеличивать глубину спуска ЭЦН 2 в несколько раз, поскольку гидростатическое давление столба

жидкости в межтрубном пространстве 10 компенсирует подачу восходящего потока жидкости, независимо от глубины. С увеличением глубины установки ЭЦН 2 возрастают только гидравлические потери от перемещения столба жидкости во внутренней полости 9 колонны НКТ 1.

5

Формула изобретения

Способ эксплуатации скважины, включающий спуск на колонне насосно-компрессорных труб электроцентробежного насоса и хвостовика из насосно-компрессорных труб с перфорированной нижней частью, изоляцию потока жидкости 10 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, отличающийся тем, что перед спуском в скважину устанавливают обратный клапан на конце хвостовика и перфорируют колонну насосно-компрессорных труб в зоне устья скважины, при этом 15 перфорационные каналы в колонне насосно-компрессорных труб в зоне устья скважины выполняют в 1,5-2 раза больше перфорационных каналов в нижней части хвостовика.

20

25

30

35

40

45

