

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201900174** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.05.29

(22) Дата подачи заявки
2018.11.26

(51) Int. Cl. *E21B 43/00* (2006.01)
E21B 33/12 (2006.01)
F04B 47/02 (2006.01)

(54) СКВАЖИННАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА

(31) 20180009

(32) 2018.01.26

(33) AZ

(96) 2018/039 (AZ) 2018.11.26

(71) Заявитель:
НАБИЕВ НАТИГ АДИЛ ОГЛЫ (AZ)

(72) Изобретатель:

Набиев Натиг Адил оглы, Махмудов

Бахид Джабир оглы, Асадулаев

Расим Таги оглы, Набиев Мислим

**Нуширован оглы, Набиев Адил Дахил
оглы (AZ)**

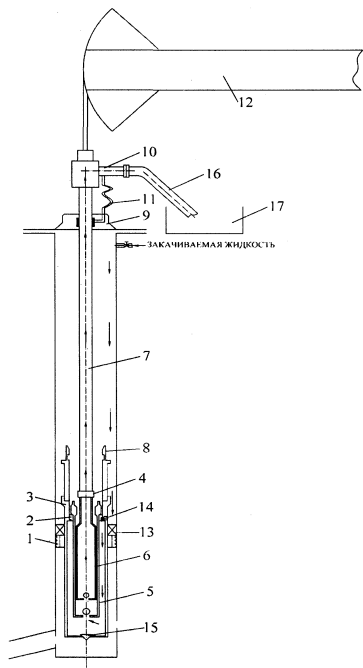
(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к скважинным насосным установкам, и может быть использовано для эксплуатации пескопроявляющих нефтяных скважинах. Задачи предлагаемого изобретения состоят в том, чтобы упростить конструкцию и снизить металлоемкость установки, повысить износостойкость установки и обеспечить надежность работы установки при откачке жидкости с различным содержанием механических примесей, свести процесс образования пробок к минимуму. Предлагаемая установка содержит штанговые трубы полые внутри, горловина которых соединена с устьевым уплотнителем гофрированным шлангом, воронку, соединенную с пакером, имеющим кожух, обратный и пропускной клапаны, а пакер на резьбе соединен с якорем, имеющим замковую опору с большим проходом, который составляет Ø 57,6-74,5 мм. Заявляемая скважинная насосная установка позволяет решить поставленные задачи - актуальную проблему эксплуатации скважин с различным содержанием механических примесей, наличие полых штанг значительно упрощает установку, наличие обратного и пропускного клапана в пакере и наличие замковой опоры с большим проходом в якоря позволяет снизить процентное содержание механических примесей в отбираемой жидкости, наличие гофрированного шланга, соединяющего горловину полых труб с устьевым уплотнителем, обеспечивает его постоянное смазывание, что в совокупности обеспечивает бесперебойную и надежную работу установки в целом. Предлагаемое изобретение заключается в том, что скважинная насосная установка не требует дополнительных затрат, т.к. используют стандартное оборудование, что делает ее промышленно применимой.

A1

201900174

201900174

A1



Скважинная насосная установка

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к скважинным насосным установкам, и может быть использовано для предотвращения песко - проявлений в нефтяных скважинах т.к. при эксплуатации нефтяных пластов имеющих в составе добываемой жидкости механические примеси концентрация их может составлять от 1 г/л до 2.0 г/л

Песок отлагается в трубопроводах, наземном оборудовании, эродировать его. Вынос песка - причина образования каверн и смятия колонн, что вызывает частую остановку работы скважины на ремонт

Известна установка (Патент RU 2291952 МПК E21B 43/14,)содержащая колонну лифтовых труб, колонну штанг, пакер хвостовик и дифференциальный насос с полым плунжером, при этом всасывающий и нагнетательный клапаны верхней секции насоса установлены сбоку.

Под плунжером установлен стержень с возможностью осевого перемещения и принудительного одновременного открытия всасывающего и нагнетательного клапанов нижней секции насоса устройства.

Недостатком известного технического решения является то, что при наличии механических примесей и отложений парафин смолистых веществ в проходных частях клапанов, возможно несрабатывание принудительного открытия клапанов, а также переход их обратно в рабочее состояние.

В качестве прототипа выбран. Патент RU №2221136, E21B 43/14, согласно которому известна установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов, включает колонну лифтовых труб, штанговый насос, хвостовик и пакер, как устройство для разобщения отдельных участков ствола скважины.

При этом штанговый насос снабжен дополнительным всасывающим клапаном, размещенным на боковой стенке его цилиндра и делящим этот цилиндр по длине на две части, пропорциональные производительностям пластов,

Недостатком установки является то, что она не позволяет проводить раздельный подъем и замер дебита продукции каждого из пластов, а также невозможность исследования нижнего пласта без извлечения насоса. Также недостатками являются: сложная конструкция, невозможность глушения скважины для проведения подземных ремонтов, невозможность исследования пласта в процессе эксплуатации, при необходимости извлечения насоса он поднимается вместе с пакером, что способствует его износу и снижению надежности работы установки, кроме того, в результате поршневого эффекта, создаваемого пакером при подъеме, происходит излив продукции из эксплуатационной колонны скважины. Уплотнительный узел полого штанга постоянно не смазывается скважинными жидкостями, наблюдается образование пробок из механических примесей / песка, что плохо отражается на работе установки в целом.

Задача предлагаемого технического решения состоит в том, чтобы упростить конструкцию и снизить металлоемкость установки, повысить износостойкость установки и обеспечить надежность работы установки при откачке жидкости с различным содержанием механических примесей, свести процесс образования пробок к минимуму.

Задача решается тем, что предложена скважинная насосная установка содержащая штанговые трубы, штанговый насос, пакер, разделяющий отдельные участки ствола скважины при этом предлагаемая установка содержит штанговые трубы полые

внутри, горловина которых соединена с устьевым уплотнителем гофрированным шлангом, воронку, соединенную с пакером, имеющим кожух и перепускной клапан, а пакер на резьбе соединен с якорем, имеющим замковую опору с большим проходом.

Заявляемая скважинная насосная установка позволяет решить поставленную задачу - актуальную проблему эксплуатации скважин с различным содержанием механических примесей за счет наличия, полых штанг значительно упрощает установку, а наличие обратного и пропускного клапана в пакере и наличие замковой опоры с большим проходом в якоре позволяет снизить процентное содержание механических примесей в отбираемой жидкости, а наличие гофрированного шланга, соединяющего горловину полых труб с устьевым уплотнителем обеспечивает его постоянное смазывание что в совокупности обеспечивает бесперебойную и надежную работу установки в целом.

На фиг.1 схематически показана скважинная насосная установка пригодная для работы с различным содержанием механических примесей в отбираемой жидкости.

В насосной установке с полыми штангами показан якорь 1, с замковой опорой 2, кожух 3, насос 4, цилиндр насоса 5, плунжер насоса 6, полую штангу 7, воронку 8, устьевой уплотнитель полых штанг 9, горловина 10, гофрированный шланг 11, балансиры 12, пакер 13, с пропускным клапаном 14 и обратным клапаном 15, горловина 10 соединена с выкидной линией 16, к которой подсоединен приемник 17.

Перед началом работы установки якорь 1 с замковой опорой 2, воронкой 8, спускают в скважину с помощью НКТ до требуемой глубины и сажают механическим путем, после чего трубы НКТ поднимают, якорь 1 в посаженном виде остается в скважине. Насос 4 в собранном виде с цилиндром 5, плунжером 6 с полыми штангами 7, спускают в скважину до замковой опоры 2 затем устанавливают устьевой уплотнитель 9, в конце полых штанг 7, крепят горловину 10 с гофрированным шлангом 11, для постоянного смазывания уплотнителя добываемой нефти а горловину 10 крепят на балансиры 12 станка качалки.

Насосная установка для работы с высоким содержанием механических примесей (более 2,0 г/л) в отбираемой жидкости содержит пакер 13, с кожухом 3 пропускным клапаном 14 и обратным клапаном 15 для смешивания закачиваемой жидкости по затрубному пространству в приеме насоса 4 для уменьшения процентного соотношения механических примесей в добываемой нефти.

Установка работает следующим образом.

Насосную установку с полыми штангами 7 устанавливают на замковой опоре 2 и горловину 10 крепят на балансиры 12 станка качалки.

Движением балансира 12 вверх-вниз полые штанги 7 с плунжером 6 ходят по цилиндру 5 насоса 4, и скважинную добываемую жидкость откачивают внутри колонны полых штанг 7, непосредственно соединенных с плунжером 6, который замковой опорой 2 удерживается якорем 1 фиксированным в эксплуатационной колонне.

Для предлагаемой установки характерно, что якорь 1 с замковой опорой 2 устанавливают на скважине в эксплуатационной колонне один раз на длительное время.

Насос 4 с полыми штангами 7, при необходимости поднимают для ремонта/ревизии. После этого отремонтированный или новый насос 4 спускают в скважину и устанавливают в замковой опоре 2 якоря 1, с внутренним проходом $\varnothing 57,6$ мм, для насосов $\varnothing 32$ мм, а для насосов $\varnothing 44$ мм с внутренним проходом $\varnothing 74,5$ мм.

При работе насосной установки с полыми штангами через горловину 10 гофрированным шлангом 11 постоянно происходит смазывание уплотнителя 9 добываемой нефтью

Над якорем 1 помещают пакер 13, с кожухом 3 пропускным клапаном 14 и обратным клапаном 15

При этом происходит смешивание закачиваемой жидкости по затрубному пространству в приеме насоса 4 для уменьшения процентного соотношения механических примесей в добываемой нефти..

При работе предлагаемой установки используют стандартное вспомогательное оборудование станок-качалка-ГОСТ 5866-76,

Насосы скважинные штанговые ГОСТ 51896-2002 и ТУ 3665-014-0750 1343-2003

Полые штанги ГОСТ 633—80, ГОСТ Р 51161-2002 с внутренним диаметром 20,7; 26,4; 36,2; 40,3 мм., насосы диаметром 28, 32, 38, 44, 57 мм

Пример 1

Характеризует работу предлагаемой установки на малодебитной скважине месторождения—Сураханьс высоким содержанием механической примеси (2,4 г/л)

Песок размером 0.1-0,16 мм

Насосную установку с полыми штангами 7 с внутренним диаметром $\varnothing 40$ мм устанавливают на замковой опоре 2 и горловиной 10 крепят на балансир 12 станка качалки.

Движением балансира 12 вверх-вниз полые штанги 7 с плунжером 6 ходят по цилиндру насоса 4, подача насоса $\varnothing 32$ мм при десяти двойных ходах плунжера в минуту 3000 мм составляет 35 м³/сут.

Скорость составляет 9.6 м/мин. и скважинную добываемую жидкость откачивают внутри колонны полых штанг 7, непосредственно соединенных с плунжером 6, который замковой опорой 2 удерживается якорем 1, фиксированным в эксплуатационной колонне., и имеющим внутренний проход якоря $\varnothing 57,6$ мм (для насосов $\varnothing 32$ мм).

При работе насосной установки с полыми штангами через горловину 10 гофрированными шлангами 11 постоянно происходит смазывание уплотнителя 9 добываемой нефтью. Находящийся над якорем 1 пакер 13, с кожухом 3 пропускным клапаном 14 и обратным клапаном 15 обеспечивает смешение закачиваемой жидкости по затрубному пространству в приеме насоса 4. Отбираемая скважинная жидкость с механическими примесями минует пространство между плунжером 6 и цилиндром 5 поступает в выкидную линию 16 и затем в приемник 17

В результате процентное содержание мех примесей в отбираемой жидкости составило 1.6 г/л.

Пример 2

Характеризует работу предлагаемой установки на малодебитной скважине месторождения—Пираллахис высоким содержанием механической примеси (3.2 г/л)

Песок размером 0.1-0,25 мм

Насосную установку с полыми штангами 7 с внутренним диаметром $\varnothing 36$ мм устанавливают на замковой опоре 2 и горловиной 10 крепят на балансир 12 станка качалки.

Движением балансира 12 вверх-вниз полые штанги 7 с плунжером 6 ходят по цилиндру насоса 4, подача насоса $\varnothing 44$ мм при десяти двойных ходах плунжера в минуту 3000 мм составляет 65,6 м³/сут.

Скорость составляет 12,4 м/мин. и скважинную добываемую жидкость откачивают внутри колонны полых штанг 7, откачиваемой жидкости непосредственно соединенных с плунжером 6, который замковой опорой 2 удерживается якорем 1,

фиксированным в эксплуатационной колоннеи имеющим внутренний проход якоря Ø74,5 мм (для насосов Ø44мм).

При работе насосной установки с полыми штангами через горловину 10 гофрированными шлангами 11 постоянно происходит смазывание уплотнителя 9 добываемой нефтью, находящийся над якорем 1 пакер 13, с кожухом 3 пропускным клапаном 14 и обратным клапаном 15 обеспечивает смешение закачиваемой жидкости по затрубному пространству в приеме насоса 4. Отбираемая скважинная жидкость с механическими примесями минует пространство между плунжером 6 и цилиндром 5 поступает в выкидную линию 16 и затем в приемник 17. В результате процентное содержание мех примесей в отбираемой жидкости составило 1,9г/л.

Как видно из вышеизложенного и приведенных примеров предлагаемая установка с полыми штангами имеет малую металлоемкость, .

При работе предлагаемой установки наблюдается высокая износостойкость всех ее составляющих, так как подъем жидкости происходит по полости полых штанг, что значительно уменьшает трение между трущимися парами «цилиндр-плунжер», благодаря меньшей концентрации абразива в зазоре, что в конечном итоге увеличивает срок службы насоса.

Отбираемая скважинная жидкость с механическими примесями минует пространство между плунжером и цилиндром, и это исключает заклинивание пары «цилиндр-плунжер», т.н. песок не попадает в зазор пары и при этом срок эксплуатации насоса составляет до 1 года

- Увеличивается скорость подъема жидкости при внутреннем диаметре 40 мм – $V=9.6$ м/мин, а при внутреннем диаметре 36 мм – $V=12.4$ м/мин.

При этом исключается осаждение песка, который поднимается с жидкостью до устья скважины, благодаря чему уменьшается процесс пробкообразования, Увеличение подачи насоса возможно ввиду того, что штанги полые, при этом отсутствует удлинение-укорочение труб и не происходит изменение хода плунжера.

При эксплуатации данной установки спускоподъемные операции значительно упрощены т.к. -при замене насоса. выполняется только одна операция

Кроме того облегчен технологический подход, так как внутренний проход якоря (замковой опоры) имеет размер до Ø57,6 мм и Ø74,5 мм., меньшие размеры внутреннего проход якоря (замковой опоры) осложняют промывку песка через проход якоря.

Предлагаемое техническое решение скважинная насосная установка не требует дополнительных затрат, т.к. используют стандартное оборудование, что делает ее промышленно применимой.

Патентный Поверенный
МАМЕДОВА БИЛГЕИС А

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

№ позиций	Наименование
1	якорь
2	замковая опора
3	кожух
4	насос
5	цилиндр насоса
6	плунжер насоса
7	полый штанг
8	воронка
9	устьевой уплотнитель
10	горловина
11	гофрированный шланг
12	балансир станка качалки
13	пакер
14	пропускной клапан
15	обратный клапан
16	выкидная линия
17	приемник

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Скважинная насосная установка содержащая штанговые трубы , штанговый насос ,*пакеротличающаяся тем , что*

предлагаемая установка содержит штанговые трубы полые внутри , горловина которых соединена с устьевым уплотнителем гофрированным шлангом,

воронку ,соединенную с пакером , имеющим кожух , обратный и пропускной клапаны , а пакер на резьбе соединен с якорем, имеющим замковую опору с большим проходом.

2. Скважинная насосная установка по п.1 *отличающаяся тем* , что внутренний проход якоря составляет $\varnothing 57,6\text{мм}$ и $\varnothing 74,5\text{мм}$.

ПАТЕНТНЫЙ ПОВЕРЕННЫЙ

МАМЕДОВА БИЛГЕИС А



FIG. 1

Фиг. 1

ЕВРАЗИЙСКОЕ ПАТЕНТНОЕ ВЕДОМСТВО

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ
ПОИСКЕ(статья 15(3) ЕАПК и правило 42
Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

201900174

Дата подачи: 26 ноября 2018 (26.11.2018) Дата испрашиваемого приоритета: 26 января 2018 (26.01.2018)

Название изобретения: СКВАЖИННАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА

Заявитель: НАБИЕВ Натиг Адил оглы

☐ Некоторые пункты формулы не подлежат поиску (см. раздел I дополнительного листа)☐ Единство изобретения не соблюдено (см. раздел II дополнительного листа)

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:

МПК:	E21B 43/00	(2006.01)	СПК:	E21B 43/00	(2013-01)
	E21B 33/12	(2006.01)		E21B 33/12	(2013-01)
	F04B 47/02	(2006.01)		F04B 47/02	(2013-01)

Согласно Международной патентной классификации (МПК) или национальной классификации и МПК

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Минимум просмотренной документации (система классификации и индексы МПК)

E21B 33/00, 33/10, 33/12, 34/00, 34/06, 34/08, 34/10, 43/00, F04B 47/00, 47/02

Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в область поиска:

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	RU 2621583 C1 (ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ" ИМЕНИ В.Д. ШАШИНА) 06.06.2017	1-2
A	RU 2100579 C1 (МУФАЗАЛОВ РОБЕРТ ШАКУРОВИЧ и др.) 27.12.1997	1-2
A	RU 2162964 C1 (НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ УПРАВЛЕНИЕ "АЛЪМЕТЬЕВНЕФТЬ" ОАО ТАТНЕФТЬ) 10.02.2001	1-2
A	US 2948224 A (BERYL A. BAILEY и др.) 09.08.1960	1-2

☐ последующие документы указаны в продолжении графы В☐ данные о патентах-аналогах указаны в приложении

* Особые категории ссылочных документов:

"А" документ, определяющий общий уровень техники

"Е" более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

"О" документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"Р" документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета

"D" документ, приведенный в евразийской заявке

"I" более поздний документ, опубликованный после даты

приоритета и приведенный для понимания изобретения

"Х" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

"У" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

"&" документ, являющийся патентом-аналогом

"L" документ, приведенный в других целях

Дата действительного завершения патентного поиска: 30 августа 2019 (30.08.2019)

Наименование и адрес Международного поискового органа:

Федеральный институт

промышленной собственности

РФ, 125993, Москва, Г-59, ГСП-3, Бережковская наб., д. 30-1. Факс: (499) 243-3337, телетайп: 114818 ПОДАЧА

Уполномоченное лицо :

Л. В. Андреева

Телефон № (499) 240-25-91