



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2014141711/03, 15.10.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
15.10.2014

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 15.10.2014

(43) Дата публикации заявки: 20.01.2015 Бюл. № 2

(45) Опубликовано: 10.09.2015 Бюл. № 25

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2482267 C2, 20.05.2013. RU 2380522 C1, 27.01.2010. RU 2449114 C1, 27.04.2012. RU 141922 U1, 20.06.2014. RU 2523590 C1, 20.07.2014. US 6119780 A, 19.09.2000

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 ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХПЛАСТОВОЙ СКВАЖИНЫ И СКВАЖИННАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

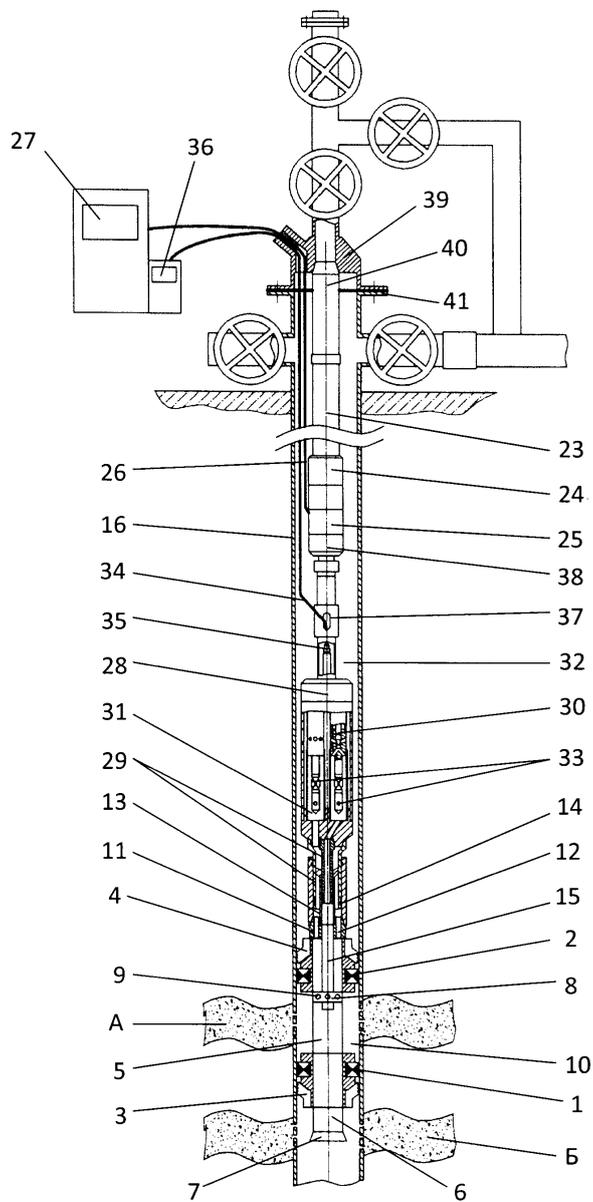
(57) Реферат:

Группа изобретений относится к нефтедобывающей промышленности и может быть применена для одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовых скважин. Способ включает проведение промывки и шаблонирования скважины, спускоподъемных операций с поблочным монтажом внутрискважинного оборудования и добычу скважинного флюида. Сначала спускают нижний блок, состоящий из воронки, забойного и опорного пакеров с прямоточной муфтой, в которой установлены трубчатые элементы с раструбами раздвижного трубного соединения, которые последовательно свинчивают в устье скважины насосно-компрессорными трубами (НКТ) и спускают с помощью посадочной колонны, оснащенной сбивным клапаном, репером и гидравлическим монтажным инструментом, последний цангой зацепляют за внутреннюю проточку в наружном трубчатом элементе с фиксированием глубины посадки,

нивелируемой репером, и веса - с помощью динамометра. Вторым приемом на колонне НКТ в эксплуатационную колонну с определенной скоростью спускают второй блок внутрискважинного оборудования, состоящего из блока регулирования потоков и учета флюида (БРПУ) с ниппелями трубчатых элементов раздвижного трубного соединения, муфты ввода кабеля связи с кабельным разъемом и электроцентробежный насос (ЭЦН) с частотно-регулируемым электроприводом, соединенным с силовым кабелем и оснащенный телеметрической системой (ТМС), до полного сочленения раздвижного трубного соединения. Колонну НКТ подгоночным патрубком герметично соединяют с планшайбой устьевой арматуры, концы обоих кабелей пропускают через кабельный ввод планшайбы и последнюю закрепляют на фланце эксплуатационной колонны. Кабели герметизируют в кабельном вводе планшайбы и подсоединяют к пункту

электропитания и панели управления. Герметичность посадки пакеров проверяют понижением статического уровня жидкости в надпакерном пространстве ЭЦН под контролем манометра. Изменением частоты вращения ЭЦН посредством частотно-регулируемого электропривода и положений клапанов БРПУ

скважину вводят в рабочий режим эксплуатации под контролем ТМС. Технический результат заключается в повышении надежности эксплуатации двухпластовых скважин и сокращении сроков ввода их в эксплуатацию. 2 н. и 1 з.п. ф-лы, 3 ил.



Фиг. 3

RU 2562641 C2

RU 2562641 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2014141711/03, 15.10.2014

(24) Effective date for property rights:
15.10.2014

Priority:

(22) Date of filing: 15.10.2014

(43) Application published: 20.01.2015 Bull. № 2

(45) Date of publication: 10.09.2015 Bull. № 25

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) **METHOD OF SIMULTANEOUS-SEPARATE OPERATION OF DUALY-COMPLETED WELL AND WELL PUMP UNIT FOR ITS IMPLEMENTATION**

(57) Abstract:

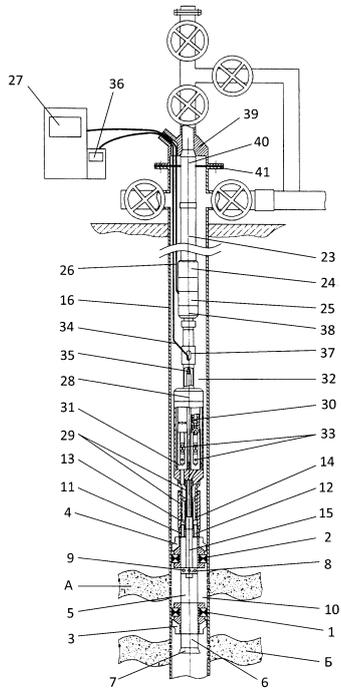
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method includes well washing and gaging, trip with block-after-block installation of the well equipment, and well fluid production. Initially the bottom block is lowered, it contains funnel, bottomhole and supporting packers with straight-flow coupling, in it tubular elements with bells of the extendable pipe connection, they are successively screwed together in the wellhead by the tubings, and are run using the touchdown string equipped with knock-off valve, standpipe and hydraulic installation tool, the later by the collet engages the internal groove in the external tubular element with fixing of the landing depth levelled up by the standpipe, and weight using the dynamometer. By the second technique on the tubing in the production string with the definite speed the second block of the well equipment is run, it contains block of flows regulation and fluids metering with unions of the tubular elements of the extendable pipe connection, coupling of communication cable entry with cable connector and centrifugal pump with variable frequency drive, connected with the power cable and equipped with the remote control system, till complete connection of the extendable pipe connection. Tubing string by the adjustable branch is tightly connected with the chuck plate of the wellhead assembly, ends of both cables pass through the cable entry of the chuck plate, and the later

is secured on the flange of the production string. The cables are sealed in the cable entry of the chuck plate, and are connected to the power supply unit and control panel. Tightness of the packers seating is checked by the liquid static level decreasing in the above packer space of the electric circulating pump under monitoring using the pressure gauge. Speed change of the electric circulating pump by means of the variable frequency drive and by valves position of the block of flows regulation and fluids metering the well is set to the work operation mode under control of the remote control system.

EFFECT: increased reliability of operation of dually-completed wells and reduced time of commissioning.

3 cl, 3 dwg



Фиг. 3

R U 2 5 6 2 6 4 1 C 2

R U 2 5 6 2 6 4 1 C 2

Группа изобретений относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использована при одновременно-раздельной эксплуатации скважин.

Известен способ управления отбором флюида из нефтяных скважин, включающий спуск в скважину колонны труб с центробежным насосом, системой контроля технологических и глубинных параметров, данные измерения которой кодируют в виде цифровой информации и передают по кабельной линии на поверхность для обработки и визуализации, например, с помощью ЭВМ. Перед спуском колонны под центробежным насосом на отрезке геофизического кабеля подвешивают и подключают к кабелю-токопроводу центробежного насоса глубинный прибор с датчиками давления, температуры и состава, резистивиметр или влагомер. При спуске колонны лифтовых труб на заданном расстоянии выше центробежного насоса монтируют второй глубинный прибор с датчиками температуры и давления, соединяют кабельной линией связи со скважинной системой контроля, устанавливают их над продуктивным пластом в стволе вертикальной или наклонно-направленной скважины. С помощью наземного комплекса аппаратуры, включающей блок управления, станцию управления насосной установки и измерительный блок поверхностных параметров, имеющих общий интерфейс, проводят измерения заданных параметров и текущего времени по командам блока управления или глубинного прибора, ведут запись значений в запоминающее устройство, визуализацию значений на блоке индикации и передачу по каналам связи на пульт диспетчера, по командам с которого или автономно наземный блок управления формирует и передает в станцию управления насосной установки сигналы, обеспечивающие оптимизацию процесса эксплуатации скважины.

Известна установка для информационного обеспечения и управления отбором флюида из нефтяных скважин, включающая колонну труб с центробежным насосом, на котором размещена система контроля технологических и глубинных параметров, кабельную линию связи с поверхностью и приборный комплекс для контроля забойных термобарических параметров флюида. Установка содержит подвешенный на отрезке геофизического кабеля под центробежным насосом глубинный прибор с датчиками давления, температуры и состава, резистивиметр или влагомер, электрически и механически связанный со скважинной системой контроля, к которой кабелем подключен второй глубинный прибор с датчиками давления и температуры, установленный на заданном расстоянии над центробежным насосом. В качестве линии связи с поверхностью используется кабель-токопровод электродвигателя центробежного насоса. Приборный комплекс содержит систему хранения, обработки и управления информацией для отбора флюидов из нефтяных скважин, включающую измерительные блоки глубинных и поверхностных параметров, блок индикации, блок управления и блок передачи информации, подключенные через общий интерфейс к связанным общей шиной между собой станцией управления насосом и блоком согласования и считывания информации, на первый вход которого подают информацию о глубинных параметрах, а второй вход через общий интерфейс связан с измерительным блоком поверхностных параметров, который включает смонтированные на фонтанной арматуре датчики устьевого и затрубного давлений, температуры, расхода добываемого флюида по фазам. Установка включает несколько геофизических приборов, каждый из которых установлен на отрезке кабеля над кровлей соответствующего пласта. Приборы снабжены датчиками расхода, имеют механическую и транзитную электрическую связь для подключения расположенных ниже приборов, которые при использовании оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации с изоляцией пластов пакерами смонтированы на лифтовой колонне, а отрезки кабеля герметично пропущены через

пакеры (Заявка на изобретение RU №2007109331 А. Способ информационного обеспечения и управления отбором флюида из нефтяных скважин и установка для его осуществления. - МПК: E21B 43/00. - 20.09.2008).

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов, по которому спускают на колонне насосно-компрессорных труб и устанавливают в скважине хвостовик со сквозным или заглушенным концом, с воронкой, пакерами, скважинными камерами и разъединителями колонны, соединенными между собой секциями насосно-компрессорных труб. Измерительные или регулирующие приборы спускают в скважину с помощью устройства для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов, включающего в себя систему байпасирования насосной установки, затем устанавливают регулирующие и измерительные приборы в скважинные камеры посредством ловильного инструмента, а также проводят геофизические исследования по всей длине скважины измерительными приборами, спускаемыми на кабеле.

Известно устройство для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов, содержащее хвостовик со сквозным или заглушенным концом, с воронкой, пакерами, скважинными камерами и разъединителями колонны, соединенными между собой секциями насосно-компрессорных труб, измерительные или регулирующие устройства, систему байпасирования насосной установки, последняя состоит из у-переходника с пробкой, с подводящими трубами, с насосным агрегатом. К насосно-компрессорным трубам при помощи ниппеля присоединен у-переходник, связанный с насосным агрегатом и подводящими трубами. В у-переходнике установлена каротажная пробка для гибкого трубопровода (Патент RU №2449114 С1. Способ одновременно-раздельной эксплуатации нескольких горизонтов и устройство для его реализации. - МПК: E21B 43/14, E21B 47/00. - 27.04.2012).

Известен способ управления извлечением флюидов из нескольких интервалов скважины, при котором потоки флюидов избирательно извлекают из разных интервалов направляют в отдельные концентрические каналы, образованные расположенными один в другом трубчатыми элементами, посредством установки в закрытое положение или в одно из множества открытых положений клапанов, связанных с соответствующим каналом и размещенных в стволе скважины с обеспечением возможности раздельного перемещения указанных потоков флюидов через концентрические каналы и дальнейшего избирательного смешивания потоков флюидов из всех каналов. Для определения заданного рабочего состояния клапана измеряют параметры флюида. Для поддержания заданного режима предусмотрено автоматическое управление, по меньшей мере, одним клапаном.

Известна система регулирования дебита скважины, содержащая несколько трубчатых элементов, расположенных один в другом с образованием, по меньшей мере, одного центрального канала и, по меньшей мере, двух кольцевых каналов с возможностью направления потоков флюидов из разных интервалов в разные концентрические каналы, а также клапаны, выполненные с возможностью управления потоком флюида из каждого канала и дальнейшего избирательного смешивания потоков флюидов из всех каналов. Каждый клапан имеет отдельный привод. Система содержит, по меньшей мере, один контроллер и, по меньшей мере, один датчик, функционально связанный с контроллером. Контроллер выполнен с возможностью автоматического управления, по меньшей мере, одним клапаном в соответствии с информацией, полученной от, по меньшей мере, одного датчика (Патент RU №2320850 С2. Интеллектуальная внутрискважинная клапанная система для управления извлечением флюидов из

нескольких интервалов скважины и способ управления таким извлечением флюидов. - МПК: E21B 34/06, E21B 43/14. - 27.03.2008).

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации многопластовой скважины, оснащенной интеллектуальной системой управления добычей углеводородов и поддержания пластового давления, при котором в скважину спускают колонну труб, оснащенную пакером и регулирующим устройством. На уровне пласта оснащают колонну труб или регулирующее устройство измерительным преобразователем. Интеллектуальную систему управления располагают на уровне пласта непосредственно у измерительного преобразователя или регулирующего устройства. Информацию по замеру параметров подают в интеллектуальную систему управления через интерфейс связи с измерительным преобразователем, где осуществляют предварительную обработку входной информации. Проводят анализ поступившей информации в соответствии с алгоритмом программы. Формируют управляющий сигнал для регулирующего устройства в соответствии с установленной степенью открытия или закрытия регулирующего устройства. При этом осуществляют прием и передачу контрольных данных. Данный способ принят за прототип.

Известно устройство одновременно-раздельной эксплуатации скважин, содержащее измерительный преобразователь, регулирующее устройство и интеллектуальную систему управления, последняя содержит блок анализа и логики, интерфейсы связи с измерительным преобразователем и с регулирующим устройством, и установлена на уровне пласта непосредственно у измерительного преобразователя или регулирующего устройства и связана с ним электрически (Патент RU №2440488 C2. Способ одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых скважин и устройство для его реализации. - МПК: E21B 43/14. - 20.01.2012).

Известна установка одновременно-раздельной эксплуатации многопластовой скважины с телемеханической системой, содержащая размещенные в обсадной трубе скважины колонну насосно-компрессорных труб, электроприводной насос, силовой кабель и устройство одновременно-раздельной эксплуатации пластов, выполненное в корпусе, состоящее из блоков регулирования подачи и учета дебита пласта, включающие регулировочные клапаны и контрольно-измерительные приборы. Корпус состоит из труб, оснащенных пакерами и соединенных муфтами перекрестного течения флюидов. Регулировочные клапаны выполнены в стакане, в котором установлена электроприводная запорная игла, взаимодействующая с перепускным седлом. В стенке стакана по обе стороны перепускного седла выполнены окна. Контрольно-измерительные приборы расположены выше и/или ниже регулировочных клапанов и связаны между собой геофизическим кабелем, размещенным в канале, выполненном в стенке стакана. Блоки регулирования подачи и учета дебита пластов соединены с силовым кабелем посредством геофизического кабеля, адаптера телемеханической системы, установленного на торце электропривода насоса, и кабельного разъема, штырь которого закреплен на опорном фланце с отверстиями, установленном на торце корпуса, а розетка контактной пары - в центраторе, закрепленном на торце электропривода насоса (Патент RU №2512228 C1. Установка одновременно-раздельной эксплуатации многопластовой скважины с телемеханической системой. - МПК: E21B 43/14, E21B 47/12. - 10.04.2014).

Известна система регулирования дебита скважины, содержащая несколько трубчатых элементов, расположенных один в другом с каналами направления потоков флюидов из разных пластов скважины в разные каналы трубчатых элементов, закрепленных в обсадной трубе посредством пакеров. Каналы снабжены золотниковыми затворами с

электроприводами управления, обеспечивающими раздельное перемещение потоков флюидов из разных пластов через разные каналы с помощью процессора и датчика измерения параметра флюида, установленного в каждом канале и функционально связанного с процессором автоматического управления клапаном в соответствии с информацией, полученной от датчика, и дальнейшее избирательное смешивание потоков в полости обсадной трубы. Трубчатые элементы закреплены в обсадной трубе верхним пакером, а входами соединены с муфтой направления раздельных потоков по разным каналам из разных пластов, которая центральным каналом соединена посредством хвостовика с заборщиком продукта из нижнего пласта скважины, закрепленным в обсадной трубе нижним пакером. Блок раздельной подачи и учета соединен патрубком с электроприводом погружного центробежного насоса, в котором помещен кабель связи для управления клапанами от кабеля электропитания и управления, связывающий электропривод насоса с пунктом электропитания и управления скважины (Патент RU №2482267 C2. Система регулирования дебита скважины. - МПК: E21B 43/12. - 20.02.2013).

15 Данное устройство принято за прототип.

Недостатком известных технических решений является низкая надежность эксплуатации и длинные сроки ввода нефтедобывающих скважин в эксплуатацию.

Основной задачей, на решение которой направлены заявляемые изобретения, является повышение надежности эксплуатации двухпластовых скважин и сокращение сроков их ввода в эксплуатацию.

Техническим результатом является повышение надежности эксплуатации двухпластовых скважин и сокращение сроков ввода их в эксплуатацию.

Указанный технический результат достигается тем, что в известном способе одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовой скважины, включающем проведение промывки и шаблонирования скважины и спускоподъемных операций с монтажом внутрискважинного оборудования, содержащего пакер, устанавливаемый между пластами скважины, регулирующее устройство, оснащенное измерительными приборами, и электроприводной центробежный насос с колонной насосно-компрессорных труб, закачивание в пласты рабочего агента и избирательное извлечение флюидов из разных пластов через коаксиальные каналы между трубчатыми элементами посредством установки каждого клапана регулирующего устройства в рабочее положение в зависимости от параметра флюида соответствующего пласта с возможностью одновременно-раздельного перемещения потоков флюида по коаксиальным каналам, поддержания заданного режима эксплуатации скважины путем управления клапанами регулирующего устройства и избирательного смешивания потоков флюидов из разных пластов скважины, согласно предложенному техническому решению монтаж внутрискважинного оборудования осуществляют поблочно в два приема, сначала выполняют монтаж нижнего блока, состоящего из воронки, забойного и опорного пакеров с противоположно направленными якорными плашками, при этом опорный пакер снабжен сверху прямоточной муфтой, в которой герметично установлены трубчатые элементы с раструбами раздвижного трубного соединения, а снизу - муфтой радиального течения, которые последовательно свинчивают на поверхности скважины насосно-компрессорными трубами соответствующей длины с возможностью посадки забойного пакера между пластами и опорного пакера выше верхнего пласта скважины, и с определенной скоростью спускают в эксплуатационную колонну с помощью посадочной колонны, оснащенной сбивным клапаном, реперным патрубком и гидравлическим монтажным инструментом, последний цангой зацепляют за внутреннюю проточку наружного трубчатого элемента раздвижного трубного

соединения, а с достижением обоими пакерами интервалов разобшения межтрубного пространства путем фиксирования глубины посадки, нивелируемой репером, и веса спускаемого внутрискважинного оборудования с помощью динамометра, забойный пакер закрепляют в эксплуатационной колонне возвратно-поступательными перемещениями и заданным усилием нажима посадочной колонны, а опорный пакер - с упором на забойный пакер с большим усилием нажима под контролем динамометра, затем гидравлически сжимают цангу монтажного инструмента под давлением жидкости из устья скважины, разрушают сбивной клапан и монтажный инструмент с посадочной колонной извлекают на поверхность скважины, а вторым приемом на колонне насосно-компрессорных труб в эксплуатационную колонну с определенной скоростью спускают верхний блок внутрискважинного оборудования, состоящий из блока регулирования потоков и учета флюида, снабженный снизу ниппельными трубчатыми элементами с манжетами герметизации раздвижного трубного соединения, муфты ввода кабеля связи из межтрубного пространства в блок регулирования потоков и учета флюида с кабельным разъемом и центробежного насоса с частотно-регулируемым электроприводом и силовым кабелем, оснащенного блоком телеметрической системы, которые последовательно свинчивают на поверхности скважины насосно-компрессорными трубами и спускают в скважину до полного сочленения трубчатых элементов раздвижного трубного соединения, затем концы обоих кабелей пропускают через кабельный ввод планшайбы устьевого арматуры и колонну насосно-компрессорных труб подгоночным патрубком герметично соединяют с планшайбой и закрепляют на фланце эксплуатационной колонны, а кабели герметизируют в кабельном вводе планшайбы и подсоединяют к пункту электропитания и панели управления скважиной, после чего посадку обоих пакеров в эксплуатационной колонне проверяют на герметичность разобшения скважины понижением статического уровня жидкости в надпакерном пространстве, создаваемого центробежным насосом под контролем манометра, затем изменением частоты вращения центробежного насоса посредством частотно-регулируемого электропривода и положений клапанов блока регулирования потоков и учета флюида в течение некоторого времени скважину вводят в рабочий режим одновременно-раздельной эксплуатации под контролем телеметрической системы.

Указанный технический результат достигается тем, что в известной скважинной насосной установке для осуществления вышеупомянутого способа одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовой скважины, содержащей колонну насосно-компрессорных труб, центробежный насос с электроприводом, связанным силовым кабелем с пунктом электропитания и блоком телеметрической системы измерения параметров пластовых флюидов и пластов, соединенным кабелем связи с панелью управления, забойный и опорный пакеры, оснащенные якорными устройствами с противоположным направлением якорных плашек и соединенные насосно-компрессорной трубой, при этом опорный пакер оснащен муфтой радиального течения, радиальные каналы которой сообщаются с верхним пластом скважины через межпакерное пространство, хвостовик забора пластового флюида и блок регулирования потоков и учета флюидов, последний включает регулировочные электроприводные клапаны, расположенные в обособленных каналах, сообщающихся через окна с внутрискважинным надпакерным пространством, и соединенные кабелем связи с панелью управления посредством кабельного разъема, с возможностью регулирования потоков пластовых флюидов через запорные седла, и раздвижное трубное соединение, состоящее из трубчатых элементов с раструбами на концах, с одной стороны, и ниппелями с манжетами герметизации - с другой, расположенных один в другом с

образованием коаксиальных каналов направления потоков флюидов из разных пластов скважины через радиальные каналы муфты радиального течения в обособленные каналы блока регулирования потоков и учета флюида, снабженные золотниковыми затворами с электроприводами управления и датчиками измерения параметров флюида, функционально связанными кабелем связи с панелью управления, пропущенным через окно муфты для ввода кабеля связи из межтрубного пространства, согласно предложенному техническому решению сверху опорного пакера установлена прямоточная муфта с каналами продольного течения, на которой герметично установлены трубчатые элементы с раструбами с возможностью присоединения цанги гидравлического монтажного инструмента за внутреннюю проточку наружного трубчатого элемента и последующего отсоединения, а снизу прямоточной муфты в ее центральном отверстии закреплен хвостовик забора пластового флюида из нижнего пласта, свободный конец которого подвижно расположен в центральном отверстии муфты радиального течения, образующий со стволом опорного пакера коаксиальные каналы, сообщающиеся через прямоточную муфту с соответствующими каналами раздвижного трубного соединения, при этом опорный пакер муфтой радиального течения соединен насосно-компрессорной трубой с забойным пакером, снизу последнего присоединена насосно-компрессорная труба с воронкой на свободном конце, а силовой кабель электропривода центробежного насоса и кабель связи телеметрической системы пропущены через кабельный ввод планшайбы устьевого арматуры с последующей герметизацией и соединены с пунктом электропитания и панелью управления скважиной.

Скважинная насосная установка снабжена гидравлическим монтажным инструментом, свинчиваемым с посадочной колонной, с возможностью присоединения цангой за внутреннюю проточку наружного трубчатого элемента раздвижного трубного соединения опорного пакера и последующего отсоединения гидравлическим сжатием цанги под давлением жидкости по посадочной колонне из устья скважины.

Проведенный заявителем анализ уровня техники позволил установить, что аналоги, характеризующиеся совокупностями признаков, тождественными всем признакам заявленного способа одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовой скважины и скважинной насосной установки для его осуществления, отсутствуют. Следовательно, заявляемые 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. 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 одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовой скважины и скважинная насосная установка для его осуществления решают одну и ту же задачу - повышение эффективности нефтедобывающих скважин.

На фиг. 1 схематично показана установка нижнего блока внутрискважинного

оборудования в эксплуатационной колонне скважины посадочным гидравлическим монтажным инструментом; на фиг. 2 - установка верхнего блока внутрискважинного оборудования; на фиг. 3 - схема скважинной насосной установки в сборе.

5 Сущность предложенного способа одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовой скважины заключается в том, что после проведения промывки и шаблонирования скважины осуществляют поблочный монтаж внутрискважинного оборудования в два приема. При этом блоки внутрискважинного оборудования поочередно спускают в эксплуатационную колонну и соединяют раздвижным трубным соединением трубчатых элементов с образованием коаксиальных каналов направления 10 потоков флюидов из разных пластов скважины. Первым приемом на поверхности скважины выполняют монтаж нижнего блока внутрискважинного оборудования, состоящего из воронки, забойного и опорного пакеров с противоположно направленными якорными плашками, последовательно соединяемых насосно-компрессорными трубами (НКТ) определенной длины и спускаемых с определенной 15 скоростью в эксплуатационную колонну. При этом опорный пакер снабжен сверху прямоточной муфтой с каналами продольного течения, к которой герметично присоединены трубчатые элементы с раструбами раздвижного трубного соединения. Спуск осуществляют с помощью посадочной колонны из свинчиваемых, например, НКТ с включением реперного патрубка, сбивного клапана и гидравлического 20 монтажного инструмента, последний цангой присоединяют за внутреннюю проточку наружного трубчатого элемента раздвижного трубного соединения, до достижения интервалов разобщений межтрубного пространства и посадки забойного пакера между пластами и опорного пакера выше верхнего пласта скважины с фиксированием глубины посадки, нивелируемой репером, и веса спускаемого внутрискважинного оборудования с помощью динамометра. Забойный пакер закрепляют в эксплуатационной колонне 25 возвратно-поступательными перемещениями и заданным усилием нажима посадочной колонны, а опорный пакер - с упором на забойный пакер с большим усилием нажима под контролем динамометра. Затем гидравлически сжимают цангу монтажного инструмента под давлением жидкости из устья скважины по посадочной колонне, 30 разрушают сбивной клапан и монтажный инструмент с посадочной колонной извлекают на поверхность скважины (Фиг. 1).

Вторым приемом на колонне НКТ в эксплуатационную колонну спускают второй блок внутрискважинного оборудования, состоящий из блока регулирования потоков и учета флюида, снабженного снизу ниппельными трубчатыми элементами с манжетами 35 герметизации раздвижного трубного соединения, муфты ввода кабеля связи из межтрубного пространства в блок регулирования потоков и учета флюида (БРПУ) с кабельным разъемом и электроцентробежного насоса (ЭЦН) с частотно-регулируемым электроприводом и силовым кабелем, оснащенного блоком телеметрической системы (ТМС), которые последовательно свинчивают на поверхности скважины НКТ и с 40 определенной скоростью спускают в эксплуатационную колонну до полного сочленения трубчатых элементов раздвижного трубного соединения. Затем концы обеих кабелей пропускают через кабельный ввод планшайбы устьевого арматуры и колонну НКТ подгоночным патрубком герметично соединяют с планшайбой и закрепляют на фланце эксплуатационной колонны, а кабели герметизируют в кабельном вводе планшайбы 45 и подсоединяют к пункту электропитания и панели управления скважиной (Фиг. 2).

После посадки обоих пакеров в эксплуатационной колонне скважину проверяют на герметичность разобщения путем понижения статического уровня жидкости в надпакерном пространстве с помощью ЭЦН под контролем манометра. Затем

изменением частоты вращения ЭЦН посредством частотно-регулируемого электропривода и положений клапанов в обособленных каналах БРПУ скважину вводят в рабочий режим одновременно-раздельной эксплуатации под контролем телеметрической системы (Фиг. 3).

5 В процессе эксплуатации скважины проводят закачивание в пласты рабочего агента и выполняют избирательное извлечение флюидов ЭЦН из разных пластов через коаксиальные каналы в опорном пакере и раздвижном трубном соединении посредством установки каждого клапана регулирующего устройства в рабочее положение, в зависимости от параметра флюида соответствующего пласта, с возможностью
10 одновременно-раздельного перемещения потоков флюида через коаксиальные каналы с поддержанием заданного режима эксплуатации скважины посредством управления клапанами в БРПУ и дальнейшего избирательного смешивания потоков флюидов из разных пластов в эксплуатационной колонне скважины.

Скважинная насосная установка одновременно-раздельной эксплуатации
15 двухпластовых скважин состоит из двух блоков внутрискважинного оборудования. Первый блок внутрискважинного оборудования содержит забойный пакер 1 и опорный пакер 2, оснащенные якорными устройствами 3 и 4 соответственно с противоположным направлением якорных плашек и соединенные НКТ 5. К стволу забойного пакера 1 снизу присоединена НКТ 6 с воронкой 7 на конце. Опорный пакер 2 оснащен снизу
20 муфтой 8 радиального течения, радиальные каналы 9 которой сообщаются с верхним пластом А скважины через межпакерное пространство 10, а сверху опорного пакера 2 установлена прямоточная муфта 11 с каналами 12 продольного течения, на которой герметично установлены трубчатые элементы, внутренний 13 и наружный 14, с
25 раструбами раздвижного трубного соединения. Снизу прямоточной муфты 11 в ее центральном отверстии закреплен хвостовик 15 забора пластового флюида из нижнего пласта Б, свободный конец которого с манжетами подвижно расположен в центральном отверстии муфты 8 радиального течения, образующий со стволом опорного пакера 2 коаксиальные каналы, сообщаемые через прямоточную муфту 11 с соответствующими
30 каналами трубчатых элементов 13 и 14. Для монтажа пакеров 1 и 2 в эксплуатационной колонне 16 скважинная насосная установка оснащена посадочной колонной 17, состоящей из свинчиваемых труб 18, например НКТ, с включением реперного патрубка 19, сбивного клапана 20 и гидравлического монтажного инструмента 21 с возможностью присоединения цангой за внутреннюю проточку 22 наружного трубчатого элемента
35 14 раздвижного трубного соединения опорного пакера 2 и последующего отсоединения гидравлическим сжатием цанги под давлением жидкости по посадочной колонне 17 из устья скважины. Второй блок внутрискважинного оборудования содержит колонну НКТ 23, ЭЦН 24 с частотно-регулируемым электроприводом 25, связанным силовым кабелем 26 с пунктом электропитания 27, и БРПУ 28, снабженный снизу ниппельными трубчатыми элементами 29 раздвижного трубного соединения с уплотнительными
40 манжетами, образующими при сочленении трубчатых элементов 13 и 14 раздвижное трубное соединение с коаксиальными каналами. БРПУ 28 содержит регулировочные клапаны 30, расположенные в обособленных каналах 31, сообщающихся через окна с межтрубным надпакерным пространством 32, снабженные золотниковыми затворами с электроприводами управления и датчиками 33 измерения параметров флюида,
45 функционально связанными кабелем связи 34 кабельным разъемом 35 с панелью управления 36, пропущенным через окно муфты 37 для ввода кабеля связи 34 из межтрубного надпакерного пространства 32, с возможностью регулирования потоков пластовых флюидов через запорные седла регулировочных клапанов 30,

обеспечивающими одновременно-раздельное перемещение потоков флюидов из разных пластов через разные каналы, и блок 38 ТМС измерения параметров пластовых флюидов и пластов, размещенный между электроприводом 25 ЭЦН 24 и БРПУ 28, соединенный кабелем связи 34 с панелью управления 36. Силовой кабель 26 и кабель связи 34 пропускаются через кабельный ввод планшайбы 39 устьевого оборудования с последующей герметизацией и соединены с пунктом электропитания 27 и панелью управления 36. Колонна НКТ 23 содержит подгоночный патрубок 40, который герметично соединяют с планшайбой 39 и закрепляют на фланце 41 эксплуатационной колонны 16.

Пример осуществления способа одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовой скважины предложенной скважинной насосной установкой для его осуществления.

Способ одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовых скважин включает добычу скважинного продукта с проведением спускоподъемных операций внутрискважинного оборудования, промывки и шаблонирования скважины и ввод скважины в рабочий режим эксплуатации.

Одновременно-раздельную эксплуатацию двухпластовой скважины начинали с промывки и шаблонирования эксплуатационной колонны 16 диаметром 146 мм трубным шаблоном с диаметром 124 мм и длиной 25 м на глубину 1586 м от устья скважины, т.е. на 50 м ниже интервала установки забойного пакера 1. Затем осуществляли поблочный монтаж внутрискважинного оборудования под контролем собственного веса динамометром. Первым приемом выполняли монтаж нижнего блока внутрискважинного оборудования, последовательно соединяя на поверхности скважины НКТ диаметром 73 мм и спуская в эксплуатационную колонну 16 со скоростью не более 0,1 м/с воронку 7, свинчиваемую НКТ 6 длиной 20 м с забойным пакером 1 с якорными плашками 3 в транспортном состоянии, последний свинчивали НКТ 5 длиной 206 м с опорным пакером 2 с противоположно направленными якорными плашками 4 в транспортном состоянии посредством муфты 8 радиального течения, сверху опорного пакера 2 установлена прямоочная муфта 11, на последней герметично установлены внутренний 13 и наружный 14 трубчатые элементы с раструбами раздвижного трубного соединения, с помощью посадочной колонны 17, снабженной гидравлически монтажным инструментом 21, последний присоединили цангой за внутреннюю проточку 22 наружного трубчатого элемента 14 раздвижного трубного соединения. К гидравлическому монтажному инструменту 21 НКТ 18 длиной 10 м присоединили сбивной клапан 20, к которому НКТ 18 длиной 20 м посредством специальных муфт присоединили реперный патрубок 19 длиной 2 м. Затем к противоположной муфте реперного патрубка 19 последовательно привинчивали НКТ 18 до длины 1298 м и спускали в эксплуатационную колонну 16 со скоростью не более 0,1 м/с до посадки забойного пакера 1 между пластами А и Б на глубине 1536 м, а опорного пакера 2 выше верхнего пласта А скважины на глубине 1330 м с фиксированием глубины посадки, нивелируемой репером 19, и собственного веса спускаемого внутрискважинного оборудования с помощью динамометра. На глубине 1536 м забойный пакер 1 закрепили в эксплуатационной колонне 16 возвратно-поступательными перемещениями посадочной колонны 17 и усилием нажима посадочной колонны 17 порядка 5-7 т, затем опорный пакер 2 - с упором на забойный пакер 1 с усилием нажима порядка 8-10 т под контролем динамометра. Затем гидравлически сжали цангу монтажного инструмента 21 нагнетанием жидкости порядка 40-60 атм по трубам посадочной колонны 17 из устья скважины и отсоединили монтажный инструмент 21, после металлическим стержнем диаметром 22 мм и длиной 1,5 м

разрушили сбивной клапан 20, через который нагнетаемую жидкость из посадочной колонны 17 слили в надпакерное пространство 32, тем самым уменьшили вес посадочной колонны 17, и монтажный инструмент 21 с посадочной колонной 17 извлекли с глубины 1330 м на поверхность скважины (Фиг. 1).

5 Вторым приемом в эксплуатационную колонну 16 спускали свинчиваемые в колонну на поверхности скважины НКТ 23 диаметром 73 мм и второй блок внутрискважинного оборудования под контролем собственного веса динамометром. Сначала БРПУ 28 с закрытыми золотниковыми затворами регулировочных клапанов 30, снабженный ниппельными трубчатыми элементами 29 раздвижного трубного соединения, соединили
10 НКТ 23 длиной 1,5 м с муфтой 37, через окно ввода кабеля связи 34 последний соединили кабельным разъемом 35 с БРПУ 28. Затем к БРПУ 28 НКТ 23 длиной 10 м присоединили ЭЦН 24 с частотно-регулируемым электроприводом 25 и силовым кабелем 26, оснащенный блоком 38 ТМС, которые последовательно свинчивали на поверхности скважины НКТ 32 и со скоростью не более 0,1 м/с спускали в эксплуатационную колонну
15 16 до полного сочленения ниппелей 29, снабженных манжетами герметизации, через раструбы с трубчатыми элементами 12 и 13 раздвижного трубного соединения. Затем концы обеих кабелей 26 и 34 пропускали через кабельный ввод планшайбы 39 устьевой арматуры и колонну НКТ 23 подгоночным патрубком 40 длиной 1,5 м герметично соединили с планшайбой 39, последнюю герметично закрепили на фланце 41
20 эксплуатационной колонны 16, а кабели 26 и 34 загерметизировали в кабельном вводе планшайбы 39 и подсоединили к пункту электропитания 27 и панели управления 36 (Фиг. 2).

После монтажа внутрискважинного оборудования посадку обоих пакеров 1 и 2 в эксплуатационной колонне 16 проверили на герметичность разобщения скважины
25 понижением статического уровня жидкости в надпакерном пространстве 32 с помощью ЭЦН 24 при закрытых золотниковых затворах регулировочных клапанов 30, под контролем манометра созданного давления в надпакерном пространстве 32. Затем изменением частоты вращения ЭЦН 24 посредством частотно-регулируемого электропривода 25 и положений золотниковых затворов регулировочных клапанов 30
30 в БРПУ 28, функционально связанными кабелем связи 34 посредством кабельного разъема 35 с панелью управления 36, в течение 2 суток вводили скважину в рабочий режим одновременно-раздельной эксплуатации с избирательным смешиванием флюидов из пластов А и Б скважины в надпакерном пространстве 32 эксплуатационной колонны 16 под контролем блока ТМС 38. При этом скважинный флюид нижнего пласта Б
35 отдельно поступал через воронку 7, НКТ 6, забойный пакер 1, хвостовик 15, прямооточную муфту 11 и аксиальный канал трубчатых элементов раздвижного трубного соединения в один из обособленных каналов 31 БРПУ 28, в котором установлены датчики 33 измерения давления, дебита и температуры флюида нижнего пласта Б, а также регулировочный клапан 30, снабженный золотниковым затвором с
40 электроприводом управления, из которого флюид нижнего пласта Б выводился через окно в стенке обособленного канала БРПУ 28 в надпакерное межтрубное пространство 32. Скважинный флюид верхнего пласта А отдельно поступал через межпакерное пространство 10 и радиальные каналы 9 муфты 8 радиального течения в коаксиальный канал опорного пакера 2, из которого флюид перетекал через продольные каналы
45 прямооточной муфты 11 в коаксиальный канал трубчатых элементов раздвижного трубного соединения, затем в другой обособленный канал 31 БРПУ 28, в котором также установлены датчики 33 измерения давления, дебита и температуры, а также регулировочный клапан 30, снабженный золотниковым затвором с электроприводом

управления, и выводился через окно в стенке обособленного канала БРПУ 28 в надпакерное межтрубное пространство 32, в последнем флюиды пластов А и Б смешивались и в смешанном состоянии откачивались ЭЦН 24 в устье скважины. В любой момент на основе полученных параметров давления, дебита и температуры от датчиков 33 ТМС в любом из обособленных каналов 31 с помощью регулировочных клапанов 30 изменялись параметры дебита соответствующего пласта скважины путем регулирования степени открытия золотникового затвора электроприводом управления регулировочным клапаном 30, тем самым поддерживался заданный режим одновременно-раздельной эксплуатации скважины.

Использование предлагаемого способа освоения и одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовых скважин такой скважинной насосной установкой позволит сократить сроки ввода скважин в эксплуатацию и повысить надежность их эксплуатации.

Формула изобретения

1. Способ одновременно-раздельной эксплуатации двухпластовой скважины, включающий проведение промывки и шаблонирования скважины и спускоподъемных операций с монтажом внутрискважинного оборудования, содержащего пакер, устанавливаемый между пластами скважины, регулирующее устройство, оснащенное измерительными приборами, и электроприводной центробежный насос с колонной насосно-компрессорных труб, закачивание в пласты рабочего агента и избирательное извлечение флюидов из разных пластов через коаксиальные каналы между трубчатыми элементами посредством установки каждого клапана регулирующего устройства в рабочее положение в зависимости от параметра флюида соответствующего пласта с возможностью одновременно-раздельного перемещения потоков флюида по коаксиальным каналам, поддержания заданного режима эксплуатации скважины путем управления клапанами регулирующего устройства и избирательного смешивания потоков флюидов из разных пластов скважины, отличающийся тем, что монтаж внутрискважинного оборудования осуществляют поблочно в два приема, сначала выполняют монтаж нижнего блока, состоящего из воронки, забойного и опорного пакеров с противоположно направленными якорными плашками, при этом опорный пакер снабжен сверху прямоточной муфтой, в которой герметично установлены трубчатые элементы с раструбами раздвижного трубного соединения, а снизу - муфтой радиального течения, которые последовательно свинчивают на поверхности скважины насосно-компрессорными трубами соответствующей длины с возможностью посадки забойного пакера между пластами и опорного пакера выше верхнего пласта скважины, и с определенной скоростью спускают в эксплуатационную колонну с помощью посадочной колонны, оснащенной сбивным клапаном, реперным патрубком и гидравлическим монтажным инструментом, последний цангой зацепляют за внутреннюю проточку наружного трубчатого элемента раздвижного трубного соединения, а с достижением обоими пакерами интервалов разобщения межтрубного пространства путем фиксирования глубины посадки, нивелируемой репером, и веса спускаемого внутрискважинного оборудования с помощью динамометра, забойный пакер закрепляют в эксплуатационной колонне возвратно-поступательными перемещениями и заданным усилием нажима посадочной колонны, а опорный пакер - с упором на забойный пакер с большим усилием нажима под контролем динамометра, затем гидравлически сжимают цангу монтажного инструмента под давлением жидкости из устья скважины, разрушают сбивной клапан и монтажный инструмент с посадочной колонной извлекают на поверхность скважины, а вторым приемом на колонне насосно-компрессорных труб

в эксплуатационную колонну с определенной скоростью спускают верхний блок внутрискважинного оборудования, состоящий из блока регулирования потоков и учета флюида, снабженный снизу ниппельными трубчатыми элементами с манжетами герметизации раздвижного трубного соединения, муфты ввода кабеля связи из межтрубного пространства в блок регулирования потоков и учета флюида с кабельным разъемом и центробежного насоса с частотно-регулируемым электроприводом и силовым кабелем, оснащенного блоком телеметрической системы, которые последовательно свинчивают на поверхности скважины насосно-компрессорными трубами и спускают в скважину до полного сочленения трубчатых элементов раздвижного трубного соединения, затем концы обеих кабелей пропускают через кабельный ввод планшайбы устьевого арматуры и колонну насосно-компрессорных труб подгоночным патрубком герметично соединяют с планшайбой и закрепляют на фланце эксплуатационной колонны, а кабели герметизируют в кабельном вводе планшайбы и подсоединяют к пункту электропитания и панели управления скважиной, после чего посадку обоих пакеров в эксплуатационной колонне проверяют на герметичность разобщения скважины понижением статического уровня жидкости в надпакерном пространстве, создаваемого центробежным насосом под контролем манометра, затем изменением частоты вращения центробежного насоса посредством частотно-регулируемого электропривода и положений клапанов блока регулирования потоков и учета флюида в течение некоторого времени скважину вводят в рабочий режим одновременно-раздельной эксплуатации под контролем телеметрической системы.

2. Скважинная насосная установка для осуществления способа по п. 1, содержащая колонну насосно-компрессорных труб, центробежный насос с электроприводом, связанным силовым кабелем с пунктом электропитания и блоком телеметрической системы измерения параметров пластовых флюидов и пластов, соединенным кабелем связи с панелью управления, забойный и опорный пакеры, оснащенные якорными устройствами с противоположным направлением якорных плашек и соединенные насосно-компрессорной трубой, при этом опорный пакер оснащен муфтой радиального течения, радиальные каналы которой сообщаются с верхним пластом скважины через межпакерное пространство, хвостовик забора пластового флюида и блок регулирования потоков и учета флюидов, последний включает регулировочные электроприводные клапаны, расположенные в обособленных каналах, сообщающихся через окна с внутрискважинным надпакерным пространством, и соединенные кабелем связи с панелью управления посредством кабельного разъема, с возможностью регулирования потоков пластовых флюидов через запорные седла, и раздвижное трубное соединение, состоящее из трубчатых элементов с раструбами на концах, с одной стороны, и ниппелями с манжетами герметизации - с другой, расположенных один в другом с образованием коаксиальных каналов направления потоков флюидов из разных пластов скважины через радиальные каналы муфты радиального течения в обособленные каналы блока регулирования потоков и учета флюида, снабженные золотниковыми затворами с электроприводами управления и датчиками измерения параметров флюида, функционально связанными кабелем связи с панелью управления, пропущенным через окно муфты для ввода кабеля связи из межтрубного пространства, отличающаяся тем, что сверху опорного пакера установлена прямоточная муфта с каналами продольного течения, на которой герметично установлены трубчатые элементы с раструбами с возможностью присоединения цанги гидравлического монтажного инструмента за внутреннюю проточку наружного трубчатого элемента и последующего отсоединения, а снизу прямоточной муфты в ее центральной отверстии закреплен хвостовик забора

пластового флюида из нижнего пласта, свободный конец которого подвижно расположен в центральной муфте радиального течения, образующий со стволком опорного пакера коаксиальные каналы, сообщающиеся через прямоточную муфту с соответствующими каналами раздвижного трубного соединения, при этом опорный пакер муфтой радиального течения соединен насосно-компрессорной трубой с забойным пакером, снизу последнего присоединена насосно-компрессорная труба с воронкой на свободном конце, а силовой кабель электропривода центробежного насоса и кабель связи телеметрической системы пропущены через кабельный ввод планшайбы устьевого арматуры с последующей герметизацией и соединены с пунктом электропитания и панелью управления скважиной.

3. Скважинная насосная установка по п. 2, отличающаяся тем, что она снабжена гидравлическим монтажным инструментом, свинчиваемым с посадочной колонной, с возможностью присоединения цангой за внутреннюю проточку наружного трубчатого элемента раздвижного трубного соединения опорного пакера и последующего отсоединения гидравлическим сжатием цанги под давлением жидкости по посадочной колонне из устья скважины.

20

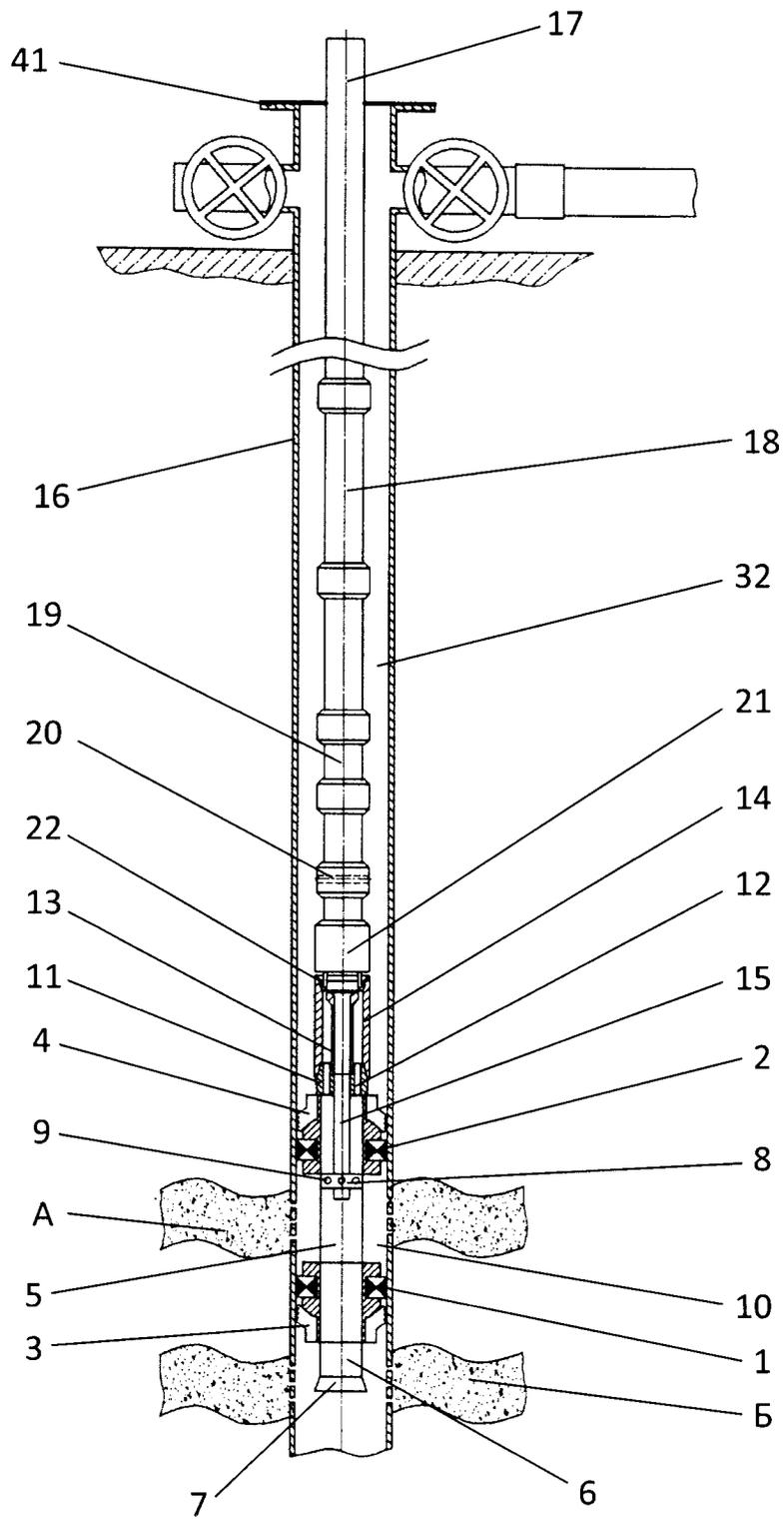
25

30

35

40

45



Фиг. 1

