

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **035282**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.05.25

(51) Int. Cl. *E21B 43/14* (2006.01)
F04B 47/02 (2006.01)

(21) Номер заявки
201800080

(22) Дата подачи заявки
2017.12.21

(54) **СИСТЕМА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВСТАВНОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА И СПОСОБ
УСТАНОВКИ СИСТЕМЫ В СКВАЖИНЕ**

(43) **2019.06.28**

(56) RU-C1-2574655
RU-C2-2513566
US-A-2905099

(96) **2017/ЕА/0108 (ВУ) 2017.12.21**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
"ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ
"БЕЛОРУСНЕФТЬ" (ВУ)**

(72) Изобретатель:
**Галай Михаил Иванович, Мулица
Станислав Иосифович, Клочков
Сергей Дмитриевич, Токарев Вадим
Владимирович, Третьяков Дмитрий
Леонидович, Серебренников Антон
Валерьевич (ВУ)**

(74) Представитель:
Громько С.В. (ВУ)

(57) Изобретения относятся к нефтедобывающей промышленности, а именно, к технологии одновременно-раздельной добычи с использованием вставных штанговых насосов и замены оборудования в случае подземного ремонта скважин. Оборудование состоит из трех последовательно снизу вверх соединенных посредством герметичных разъемных замковых соединений компоновок: пакерной, компоновки средоразделителя и насосной компоновки. Пакерная компоновка состоит из последовательно снизу вверх соединенных пакера, башмака стингера, башмака цангового замка, корпуса цангового ловителя. Компоновка средоразделителя состоит из последовательно снизу вверх соединенных стингера, цангового замка, газосепаратора, двухканального средоразделителя, в одном из каналов которого размещен боковой всасывающий клапан, кожуха, башмака замковой опоры и колонны лифтовых труб. Насосная компоновка состоит из вставного штангового насоса с нижним манжетным креплением и замком с верхним механическим креплением и выполнена с обеспечением герметичного разделения подпакерного и надпакерного пространства скважины нижним манжетным креплением вставного насоса при его установке во втором канале средоразделителя. Для осуществления способа установки системы в скважине используется технологическая компоновка, обеспечивающая спуск пакерной компоновки в скважину, установку пакера и подъем пакерной компоновки на устье скважины. Технический результат заключается в высокой ремонтпригодности заявляемой системы для одновременно-раздельной добычи нефти.

В1
035282

035282
В1

Изобретения относятся к нефтедобывающей промышленности, а именно, к технологии добычи нефти одновременно-раздельным способом с использованием вставных глубинных штанговых насосов и замены оборудования в случае подземного ремонта скважин.

Известна насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине [1], содержащая колонну лифтовых труб, колонну полых штанг, пакер и дифференциальный насос с верхним и нижним полыми плунжерами, причем всасывающий клапан верхней секции дифференциального насоса установлен сбоку, а нагнетательный - в обводном канале верхней секции, сообщенным с полостью лифтовых труб, причём верхний плунжер, с выполненным в нем обводным каналом, установлен на полую штангу при помощи последнего с возможностью перетока жидкости и ограниченного осевого перемещения, причем обводной канал снабжен снизу седлом нагнетательного клапана, а полая штанга - запорным органом, размещенным на ее наружной поверхности, и толкателем, взаимодействующим сверху с плунжером.

Недостатком известной установки является то, что она не обеспечивает отвод из приёма всасывающего клапана попутного газа, выделившегося из нефти, добываемой из нижнего, отсечённого пакером, продуктивного пласта, и тем самым не может использоваться на месторождениях нефти с повышенным газовым фактором, также недостатком является то, что для замены глубинно-насосного оборудования необходимо производить срыв пакерной компоновки силами бригад капитального ремонта скважин, что связано со значительными затратами времени и финансовых средств.

Известна также скважинная насосная установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов [2], содержащая колонну лифтовых труб, кабель, пакер, установленный между пластами, перепускное устройство, верхний заключенный в кожух плунжерный с колонной штанг и нижний сообщенный с подпакерным пространством электропогружной с электродвигателем насосы для откачки продукции соответствующих пластов, узел герметизации кабеля, при этом выход электропогружного насоса сообщен патрубком с верхним кожухом, который сверху сообщен с колонной лифтовых труб и снабжен боковым каналом, сообщающим вход верхнего насоса с надпакерным пространством, при этом верхний кожух выполнен в виде втулки с дополнительным продольным каналом, оснащенной технологическим патрубком, закрепленным сверху верхнего кожуха и сообщенным сверху с лифтовой колонной труб, а снизу - с боковым каналом, который снабжен предохранительным обратным клапаном, а патрубок, сообщающий выход нижнего насоса с колонной лифтовых труб через продольный канал верхнего кожуха, также снабжен дополнительным обратным клапаном, выше которого размещены последовательно перепускное устройство и пакер с узлом герметизации кабеля, причем плунжерный насос выполнен вставным с возможностью герметичного взаимодействия с внутренней поверхностью технологического патрубка верхнего кожуха, а дополнительный клапан оснащен боковыми перепускными каналами с регулируемыми клапанами, открывающимися при повышении давления в обратном клапане выше установленного, при этом давление посадки пакера ниже установленного для регулируемых клапанов обратного клапана. Способ установки в скважину осуществляют следующим образом: установку в сборе без плунжерного насоса спускают на лифтовой колонне труб в скважину до размещения пакера с узлом герметизации и якорным узлом между пластами. Для установки пакера в колонне лифтовых труб создают давление посадки благодаря удержанию давления в обратном клапане. Затем установку разгружают на пакер, дополнительно сжимая пакер и заклинивая якорь. Затем в колонну лифтовых труб на колонне штанг спускают вставной плунжерный насос до его герметичного взаимодействия с внутренней поверхностью технологического патрубка. После чего устье оснащают устьевой арматурой с герметизацией выхода кабеля и с возможностью продольного перемещения колонны штанг. Колонну штанг присоединяют к устьевому приводу (например, станок-качалка), а кабель - к управляющей подстанции. Для извлечения установки из скважины сначала извлекают плунжерный насос на колонне штанг, затем колонну лифтовых труб подтягивают вверх, разгерметизируя пакер и освобождая якорь, который оснащается грузом. Снятием якоря груз освобождается и разрушает сбивной клапан перепускного устройства для слива жидкости из колонны лифтовых труб при подъеме установки из скважины. Если перепускное устройство выполнено с мембраной, то колонну лифтовых труб герметизируют, а в ее затрубье создают давление, разрушающее мембрану для слива жидкости из колонны лифтовых труб при подъеме установки из скважины. Данный способ является наиболее близким по технической сущности (прототипом) к заявляемому способу установки системы для одновременно-раздельной добычи нефти в скважине.

Недостатком вышеописанной скважинной насосной установки и способа ее установки в скважине является сложность конструктивного решения установки, заключающаяся в том, что она включает в себя два насоса: штанговый глубинный и электроцентробежный глубинный насосы, кроме того, это требует наличия двух станций управления, что значительно увеличивает затраты на обустройство скважины. Недостатком технического решения является также то, что при выходе из строя одного из насосов требуется подход бригады капитального ремонта скважин и подъем всей компоновки со срывом пакера, а это требует больших трудовых и финансовых затрат.

Наиболее близким по технической сущности к заявляемому изобретению, относящемуся к системе для одновременно-раздельной добычи нефти, является штанговая насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов [3], включающая колонну лифтовых труб, пакер, хвостовик и

штанговый насос с боковым отверстием в цилиндре, делящим этот цилиндр на две части, пропорциональные производительностям соответствующих пластов, размещенным в кожухе над двухканальным корпусом, в одном из каналов которого размещен дополнительный всасывающий клапан с выходом в зазор между кожухом и цилиндром, а второй канал сообщен с входом штангового насоса, входы первого и второго каналов сообщены с надпакерным пространством скважины и хвостовиком или наоборот. Согласно изобретению, штанговый насос выполнен вставным с удлиненным нижним манжетным креплением и якорным башмаком, сообщенным с выходом двухканального переходника. Зазор между цилиндром и кожухом над боковым отверстием цилиндра герметизирован уплотнительной катушкой с манжетами и запорным элементом, которая верхним концом соединена с подгоночным патрубком, оборудованном на стыке с колонной лифтовых труб перевернутым якорным башмаком механического крепления вставного насоса, а верхняя часть цилиндра снабжена перевернутым замком соответствующего верхнего механического крепления.

Недостатком известной штанговой насосной установки для одновременной эксплуатации двух пластов является то, что в случае выхода из строя дополнительного всасывающего клапана необходим подъем всей компоновки со срывом пакера, а эти операции выполняются бригадами капитального ремонта скважин, что связано со значительными финансовыми и временными затратами. Также недостатком известной штанговой установки является то, что верхний якорный башмак устанавливается в перевернутом положении, это не позволяет производить замену вставного штангового насоса без подъема всей компоновки.

Задачей, решаемой группой изобретений, является создание системы для одновременно-раздельной добычи нефти и способа ее установки в скважине, обеспечивающих высокую ремонтпригодность внутрискважинного оборудования, что позволяет снижать затраты на проведение ремонта системы для добычи нефти при смене подземного оборудования.

Поставленная задача решается за счет того, что система для одновременно-раздельной добычи нефти с использованием вставного штангового насоса, включающая колонну лифтовых труб, пакер, башмак замковой опоры, вставной штанговый насос с боковым отверстием в цилиндре, сверху оборудованном замком с верхним механическим креплением, а снизу - нижним манжетным креплением, и размещенном в кожухе над двухканальным средоразделителем, в одном из каналов которого размещен боковой всасывающий клапан с выходом в зазор между кожухом и насосом, а выход второго канала сообщен со входом штангового насоса через размещенное в нем нижнее манжетное крепление, входы первого и второго каналов сообщены с надпакерным и подпакерным пространствами скважины или наоборот, согласно изобретению, содержит выполненный с обеспечением отвода свободного газа на устье скважины газосепаратор, гидравлически сообщенный на выходе со входом одного из каналов средоразделителя, а на входе - с подпакерным пространством скважины через последовательно установленные сверху вниз цанговый замок и стингер; выше пакера последовательно снизу вверх установлены башмак стингера, башмак цангового замка, корпус цангового ловителя, выполненный с возможностью разъемного соединения с технологической колонной, обеспечивающей спуск, установку в скважине и подъем на устье скважины пакера; при этом пакер, башмак стингера, башмак цангового замка, корпус цангового ловителя смонтированы в единую пакерную компоновку; стингер, цанговый замок, газосепаратор, двухканальный средоразделитель, кожух, башмак замковой опоры и колонна лифтовых труб - в единую компоновку средоразделителя, выполненную с обеспечением герметичной разъемной установки стингера в башмак стингера, и с обеспечением разъемной установки цангового замка в башмак цангового замка, устроенные на пакерной компоновке; а вставной штанговый насос с нижним манжетным креплением и замком с верхним механическим креплением смонтированы в единую насосную компоновку, выполненную с обеспечением герметичной разъемной установки в башмак замковой опоры, устроенный в верхней части компоновки средоразделителя, посредством замка с верхним механическим креплением и с обеспечением герметичного разделения подпакерного и надпакерного пространства скважины нижним манжетным креплением вставного насоса при его установке во втором канале средоразделителя.

Кроме этого, нижнее манжетное крепление вставного штангового насоса может быть оснащено на входе фильтром.

Поставленная задача также решается за счет того, что способ установки системы для одновременно-раздельной добычи нефти со вставным штанговым насосом в скважине включает этапы, на которых: на колонне технологических труб спускают компоновку, включающую последовательно установленные снизу вверх пакер, башмак стингера, башмак цангового замка, корпус цангового ловителя с установленным в нём с возможностью выхода из зацепления цанговым ловителем, подвижный фиксатор цанги с седлом сверху под бросовой шар, причем фиксатор цанги в исходном положении фиксируют относительно цангового ловителя срезным элементом с возможностью ограниченного перемещения, и производят посадку пакера; в колонну технологических труб сбрасывают шар на седло фиксатора цанги, и создают в колонне технологических труб выше шара избыточное гидравлическое давление, обеспечивающее разрушение срезных элементов, смещают фиксатор цанги в нижнее положение, при котором цанговый ловитель высвобождается от зацепления с корпусом; компоновку, включающую цанговый ловитель, фиксатор цанги с шаром на колонне технологических труб извлекают из скважины, после чего в скважи-

ну на колонне лифтовых труб спускают компоновку средоразделителя, включающую последовательно установленные снизу вверх и гидравлически связанные между собой стингер, цанговый замок, газосепаратор, двухканальный средоразделитель, в одном из каналов которого устроен боковой всасывающий клапан, кожух, башмак замковой опоры, производят посадку цангового замка компоновки средоразделителя в башмак цангового замка пакерной компоновки с обеспечением герметичной установки стингера внутри башмака стингера; в колонну лифтовых труб на колонне насосных штанг спускают насосную компоновку, включающую вставной штанговый насос, оснащенный замком с верхним механическим креплением и нижним манжетным креплением, производят герметичную фиксацию замка с верхним механическим креплением в башмаке замковой опоры, устроенной в компоновке средоразделителя, при этом нижнее манжетное крепление устанавливают внутри второго канала средоразделителя, герметично разделяя подпакерное и надпакерное пространства скважины.

Сущность изобретений поясняется чертежами, где на фиг. 1 изображена пакерная компоновка, установленная посредством технологической компоновки в скважине; на фиг. 2 - компоновка средоразделителя, установленная в пакерную компоновку; на фиг. 3 - установленная в скважине система для одновременно-раздельной добычи нефти в рабочем положении; на фиг. 4 - пакерная компоновка с технологическим оборудованием для извлечения пакера из скважины.

Система для одновременно-раздельной добычи нефти состоит из трех компоновок (фиг. 3): пакерной компоновки, компоновки средоразделителя, насосной компоновки, герметично вставленных одна в другую с возможностью их разъединения, и технологической компоновки (фиг. 1, 4), устанавливаемой в пакерную компоновку для ее спуска, установки в скважине и подъема на устье скважины с возможностью их взаимного разъединения. Пакерная компоновка состоит из последовательно снизу вверх установленных пакера 1, башмака 2 стингера, башмака 3 цангового замка, корпуса 4 цангового ловителя. Компоновка средоразделителя состоит из стингера 5, цангового замка 6, газосепаратора 7, выполненного с обеспечением отвода свободного газа на устье скважины, например, по трубопроводу (на фиг. не показано), средоразделителя 8 с каналами 9 и 10, в одном из которых, поз. 9, размещен боковой всасывающий клапан 11, кожуха 12, башмака 13 замковой опоры и колонны лифтовых труб 14. Насосная компоновка (фиг. 3) включает вставной штанговый насос 15 с боковым отверстием 16 в цилиндре, к которому присоединено нижнее манжетное крепление 17, оснащенное на входе фильтром 18 и с обеспечением разобщения каналов 9 и 10 при его установке в канале 10, а сверху установлен замок 19 с верхним механическим креплением. Для спуска, установки и извлечения пакерной компоновки используется технологическая компоновка (фиг. 1,4), включающая колонну технологических труб 20, цанговый ловитель 21, установленный в корпусе 4 цангового ловителя с возможностью выхода из зацепления, подвижный фиксатор 22 цангового ловителя (в случае установки пакерной компоновки, фиг. 1) или 23 (в случае извлечения пакерной компоновки, фиг. 4) с седлом сверху под бросовый шар 24, причем фиксатор 22 или 23 цангового ловителя в исходном положении зафиксирован относительно цангового ловителя 21 срезным элементом 25 с возможностью ограниченного перемещения.

Способ установки системы для одновременно-раздельной добычи нефти в скважине включает следующие этапы.

В обсадную колонну 26 (фиг. 1) на колонне технологических труб 20 спускают компоновку, включающую последовательно установленные снизу вверх пакер 1, башмак 2 стингера 5, башмак 3 цангового замка, корпус 4 цангового ловителя с установленным в нём с возможностью выхода из зацепления цанговым ловителем 21, подвижный фиксатор 22 цангового ловителя с седлом сверху под бросовый шар, причем фиксатор 22 в исходном положении фиксируют относительно цангового ловителя 21 срезным элементом 25 с возможностью ограниченного перемещения, и производят установку пакера 1. Затем в колонну технологических труб 20 сбрасывают шар 24 на седло фиксатора 22 цангового ловителя. В колонне технологических труб 20 выше шара 24 создают избыточное гидравлическое давление, обеспечивающее разрушение срезных элементов 25, смещают фиксатор 22 цангового ловителя в нижнее положение, при котором цанговый ловитель 21 высвобождается от зацепления с корпусом 4. Технологическую компоновку, включающую цанговый ловитель 21, фиксатор 22 цангового ловителя с шаром 24 на колонне технологических труб 20 извлекают из скважины. После этого в скважину на колонне лифтовых труб 14 (фиг. 2) спускают компоновку средоразделителя, включающую последовательно установленные снизу вверх стингер 5, цанговый замок 6, газосепаратор 7, средоразделитель 8 с каналами 9 и 10, в одном из которых, поз. 9, размещен боковой всасывающий клапан 11, кожух 12, башмак замковой опоры 13. Цанговый замок 6 фиксируется в башмаке 3 цангового замка, с обеспечением герметичной установки стингера 5 внутри башмака 2 стингера, устроенного на пакерной компоновке. Далее в колонну лифтовых труб 14 на колонне насосных штанг 27 (фиг. 3) спускают насосную компоновку, включающую вставной штанговый насос 15 с боковым отверстием 16 в цилиндре насоса, оснащенный в верхней части замком 19 с верхним механическим креплением, нижним манжетным креплением 17, оснащенный на входе фильтром 18. Замок 19 с обеспечением герметичности фиксируется в башмаке замковой опоры 13 компоновки средоразделителя, при этом нижнее манжетное крепление 17 устанавливают внутри канала 10 средоразделителя 8, герметично разделяя подпакерное и надпакерное пространства скважины.

Система для одновременно-раздельной добычи нефти с использованием вставного штангового на-

соса работает следующим образом.

Пластовый флюид из обсадной колонны 26, находящийся ниже пакера 1, через стингер 5 и цанговый замок 6 поступает в газосепаратор 7, где выделившийся свободный газ отделяется и по трубопроводу (на фигуре не показан) отводится, например, на устье скважины, а жидкость поступает в средоразделитель 8 по каналу 9 (если давление в газосепараторе 7 больше затрубного давления на входе в средоразделитель 8) или 10 (если затрубное давление на входе в средоразделитель 8 больше давления в газосепараторе 7), гидравлически связанному с выходом газосепаратора 7. Пластовый флюид из обсадной колонны 26 выше пакера 1 поступает в средоразделитель 8 по каналу 9 или 10, не связанному с газосепаратором 7. При этом выделившийся из пластового флюида свободный газ за счет естественной сепарации между обсадной трубой 26 и колонной лифтовых труб 14 отводится на устье скважины. Пластовый флюид из канала 10 через нижнее манжетное крепление 17 и всасывающий клапан насоса (на фиг. не показан) поступает в цилиндр насоса 15. Пластовый флюид из канала 9 через боковой всасывающий клапан 11 поступает в зазор между кожухом 12 и насосом 15 и далее через боковое отверстие 16 в цилиндр насоса 15. В цилиндре насоса 15 происходит смешивание флюидов и через нагнетательный клапан плунжера (на фиг. не показан) смесь пластового флюида поступает в полость колонны лифтовых труб и далее на устье скважины.

При необходимости смены насоса 16 производят срыв замка с верхним механическим креплением 19 из башмака 13 замковой опоры и подъем насосной компоновки на колонне насосных штанг 27. Для смены компоновки средоразделителя после подъема насосной компоновки производят срыв цангового замка 6 из башмака 3 и подъем компоновки средоразделителя, при этом замену этих двух компоновок производят без привлечения бригад капитального ремонта.

При необходимости замены пакера 3 в скважину на колонне технологических труб 20 (фиг. 4) спускают технологическую компоновку, включающую цанговый ловитель 21, фиксатор 23 цангового ловителя с седлом сверху под бросовой шар, причем фиксатор 23 цангового ловителя в исходном положении фиксируют относительно цангового ловителя 21 срезным элементом 25 с возможностью ограниченного перемещения. Спуск компоновки производят до посадки цангового ловителя 21 в корпусе 4 цангового ловителя. В колонну технологических труб 20 сбрасывают шар 24 на седло фиксатора 23 цанги. В колонне технологических труб 20 выше шара 24 создают избыточное гидравлическое давление, обеспечивающее разрушение срезных элементов 25 и смещение фиксатора 23 цангового ловителя в нижнее положение, при котором цанговый ловитель 21 надежно фиксируется в корпусе 4 цангового ловителя. Производят срыв пакера 1 и подъем всей компоновки на устье скважины.

Опыт эксплуатации системы для одновременно-раздельной добычи нефти с использованием вставного штангового насоса показывает, что наибольшая доля отказов системы приходится на узлы штангового насоса, смена которого в заявляемом способе осуществляется заменой одной насосной компоновки, без срыва пакера. Для устранения отказа системы, связанного с компоновкой средоразделителя (негерметичность колонны лифтовых труб, бокового всасывающего клапана, и т.д.) необходимо выполнить подъем насосной компоновки и компоновки средоразделителя, также без срыва пакера. Фиксация данных компоновок осуществляется цанговыми замками и не требует привлечения ремонтных агрегатов большой грузоподъемности для их извлечения и последующего спуска. Применение станка большой грузоподъемности необходимо только при необходимости извлечения пакерной компоновки. Кроме этого, для упрощения установки и извлечения пакера используется четвертая компоновка - технологическая, обеспечивающая простое разъединение колонны технологических насосно-компрессорных труб с пакером после установки последнего, а также надежное залавливание пакерной компоновки и обеспечение создания осевой нагрузки, необходимой для расхаживания и срыва пакера для его замены. Таким образом, использование заявляемой группы изобретений позволяет обеспечить высокую ремонтпригодность системы для одновременно-раздельной добычи нефти с использованием вставного штангового насоса, что значительно снижает материальные затраты на замену (ремонт) скважинного оборудования.

Источники информации:

1. RU 2351801, МПК F04B 47/02, опубл. 2007.11.02.
2. RU 2405925, МПК E21B 43/14, F04B 47/00, опубл. 2010.12.10.
3. RU 2574655, МПК E21B 43/14, опубл. 2016. 06.12.

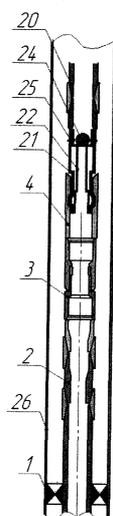
ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система для одновременно-раздельной добычи нефти с использованием вставного штангового насоса, включающая колонну лифтовых труб, пакер, башмак замковой опоры, вставной штанговый насос с боковым отверстием в цилиндре, сверху оборудованном замком с верхним механическим креплением, а снизу - нижним манжетным креплением, и размещенном в кожухе над двухканальным средоразделителем, в одном из каналов которого размещен боковой всасывающий клапан с выходом в зазор между кожухом и насосом, а выход второго канала сообщен с входом штангового насоса через размещенное в нем нижнее манжетное крепление, входы первого и второго каналов сообщены с надпакерным и подпакерным пространствами скважины или наоборот, отличающаяся тем, что содержит выполненный с обеспе-

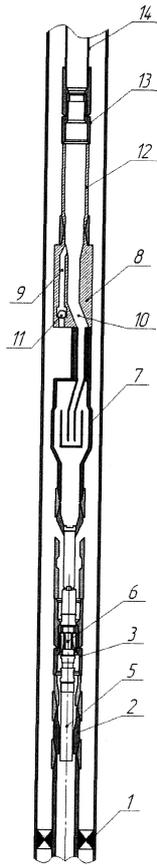
чением отвода свободного газа на устье скважины газосепаратор, гидравлически сообщенный на выходе с входом одного из каналов средоразделителя, а на входе - с подпакерным пространством скважины через последовательно установленные сверху вниз цанговый замок и стингер; выше пакера последовательно снизу вверх установлены башмак стингера, башмак цангового замка, корпус цангового ловителя, выполненный с возможностью разъемного соединения с технологической колонной, обеспечивающей спуск, установку в скважине и подъем на устье скважины пакера; при этом пакер, башмак стингера, башмак цангового замка, корпус цангового ловителя смонтированы в единую пакерную компоновку; стингер, цанговый замок, газосепаратор, двухканальный средоразделитель, кожух, башмак замковой опоры и колонна лифтовых труб - в единую компоновку средоразделителя, выполненную с обеспечением герметичной разъемной установки стингера в башмак стингера, и с обеспечением разъемной установки цангового замка в башмак цангового замка, устроенные на пакерной компоновке; а вставной штанговый насос с нижним манжетным креплением и замком с верхним механическим креплением смонтированы в единую насосную компоновку, выполненную с обеспечением герметичной разъемной установки в башмак замковой опоры, устроенный в верхней части компоновки средоразделителя, посредством замка с верхним механическим креплением и с обеспечением герметичного разделения подпакерного и надпакерного пространства скважины нижним манжетным креплением вставного насоса при его установке во втором канале средоразделителя.

2. Система по п.1, отличающаяся тем, что нижнее манжетное крепление вставного штангового насоса оснащено на входе фильтром.

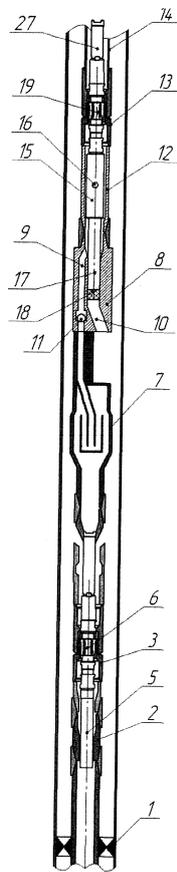
3. Способ установки системы по п.1 в скважине, включающий этапы, на которых на колонне технологических труб спускают компоновку, включающую последовательно установленные снизу вверх пакер, башмак стингера, башмак цангового замка, корпус цангового ловителя с установленным в нём с возможностью выхода из зацепления цанговым ловителем, подвижный фиксатор цанги с седлом сверху под бросовый шар, причем фиксатор цанги в исходном положении фиксируют относительно цангового ловителя срезным элементом с возможностью ограниченного перемещения, и производят посадку пакера; в колонну технологических труб сбрасывают шар на седло фиксатора цанги, и создают в колонне технологических труб выше шара избыточное гидравлическое давление, обеспечивающее разрушение срезных элементов, смещают фиксатор цанги в нижнее положение, при котором цанговый ловитель высвобождается от зацепления с корпусом; компоновку, включающую цанговый ловитель, фиксатор цанги с шаром на колонне технологических труб извлекают из скважины, после чего в скважину на колонне лифтовых труб спускают компоновку средоразделителя, включающую последовательно установленные снизу вверх и гидравлически связанные между собой стингер, цанговый замок, газосепаратор, двухканальный средоразделитель, в одном из каналов которого устроен боковой всасывающий клапан, кожух, башмак замковой опоры, производят посадку цангового замка компоновки средоразделителя в башмак цангового замка пакерной компоновки с обеспечением герметичной установки стингера внутри башмака стингера; в колонну лифтовых труб на колонне насосных штанг спускают насосную компоновку, включающую вставной штанговый насос, оснащенный замком с верхним механическим креплением и нижним манжетным креплением, производят герметичную фиксацию замка с верхним механическим креплением в башмаке замковой опоры, устроенной в компоновке средоразделителя, при этом нижнее манжетное крепление устанавливают внутри второго канала средоразделителя, герметично разделяя подпакерное и надпакерное пространства скважины.



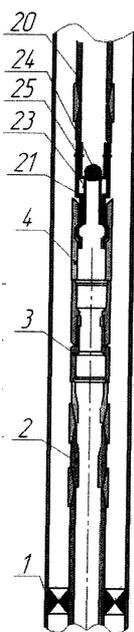
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

