

(19) RU (11) 2 777 032<sup>(13)</sup> C1

(51) МПК  
*E21B 43/10* (2006.01)  
*E21B 43/267* (2006.01)  
*E21B 23/00* (2006.01)  
*E21B 33/12* (2006.01)  
*E21B 33/128* (2006.01)  
*E21B 33/14* (2006.01)  
*E21B 34/06* (2006.01)  
*E21B 34/10* (2006.01)  
*E21B 17/10* (2006.01)

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(52) СПК

*E21B 43/10* (2022.05); *E21B 43/267* (2022.05); *E21B 23/00* (2022.05); *E21B 33/12* (2022.05); *E21B 33/128* (2022.05); *E21B 33/14* (2022.05); *E21B 34/06* (2022.05); *E21B 34/10* (2022.05); *E21B 17/10* (2022.05)

(21)(22) Заявка: 2022105163, 27.02.2022

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
27.02.2022Дата регистрации:  
01.08.2022

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 27.02.2022

(45) Опубликовано: 01.08.2022 Бюл. № 22

Адрес для переписки:

115432, Москва, ул. Трофимова, 4, кв.53,  
Маркина Елена Георгиевна

(72) Автор(ы):

Антипов Сергей Петрович (RU),  
 Лебедев Артем Михайлович (RU),  
 Марданшин Карим Марселевич (RU),  
 Шарафетдинов Эльвир Анисович (RU),  
 Осипов Александр Сергеевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью  
**"НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКИЙ  
 ТРУБНЫЙ ЗАВОД"** (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: ХЛЕБНИКОВ В.И. и др.  
 Реализация новой технологии строительства горизонтальных скважин с комбинированной эксплуатационной колонной с заканчиванием МГРП, найдено в Интернет  
[http://www.ipktek.ru/templates/new\\_style\\_1/images/konkurs\\_2018/sekcii/Sek2/dok2/b/pr2.b.pdf](http://www.ipktek.ru/templates/new_style_1/images/konkurs_2018/sekcii/Sek2/dok2/b/pr2.b.pdf), дата выкладки на сайт 03.02.2019 в соответствии с сайтом (см. прод.)

(54) Комплект оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазовому оборудованию, в частности к оборудованию заканчивания скважин, и может быть использовано в составе комбинированной эксплуатационной колонны при операциях многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Комплект оборудования для МГРП горизонтальной скважины спуском одной обсадной комбинированной колонной включает: башмак колонный самовращающийся для оснащения низа обсадной колонны с целью ориентации ее при спуске в скважину; муфту поплавковую с обратным клапаном, имеющим пружину из цветного металла и эластомерное уплотнение, для оснащения низа обсадной

колонны; клапан циркуляционный для гидроразрыва пласта; по меньшей мере одну муфту гидравлическую для гидроразрыва пласта, в корпусе которой имеются циркуляционные окна и размещена шторка, зафиксированная срезными винтами; по меньшей мере, одну муфту шариковую управляемую для гидроразрыва пласта, в корпусе которой размещена шторка, зафиксированная срезными винтами, при этом в корпусе и шторке имеются циркуляционные окна; по меньшей мере, один пакер для гидроразрыва пласта; полированную воронку для посадки плавающего устройства герметизации хвостовика, оснащенную муфтовой резьбой, соединенную с нижним переводником, оснащенным ниппельной

R U 2 7 7 7 0 3 2 C 1

резьбой; стоп-патрубок для манжетного цементирования; пакер для манжетного цементирования, в корпусе которого установлены обоймы, между которыми установлена манжета; муфту цементировочную для гидроразрыва пласта, в корпусе которой размещены открывающая втулка и закрывающая втулка; устройство для герметизации хвостовика

плавающее, состоящее из направляющего башмака, соединенного с корпусом, на котором установлены три секции манжетных блоков из четырех шевронных пакетов. Технический результат заключается в сокращении сроков проведения работ и ввода скважины в эксплуатацию. 2 з.п. ф-лы, 13 ил.

(56) (продолжение):

[https://web.archive.org/web/20190203213110/http://www.ipktek.ru/templates/new\\_style\\_1/images/konkurs\\_2018/sekcii/Sek2/dok2/b/pr2.b.pdf](https://web.archive.org/web/20190203213110/http://www.ipktek.ru/templates/new_style_1/images/konkurs_2018/sekcii/Sek2/dok2/b/pr2.b.pdf). WO 2020/040656 A1, 27.02.2020. RU 2726096 C1, 09.07.2020. RU 2668209 C1, 26.09.2018. КОЛТЫПИН О.А. и др. Реализация интегрированного подхода при заканчивании горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в ООО "РН-Юганскнефтегаз" // Научно-технический вестник ОАО НК "РОСНЕФТЬ". Приложение, выпуск 2, 2014, стр.36-41.



- (51) Int. Cl.  
*E21B 43/10* (2006.01)  
*E21B 43/267* (2006.01)  
*E21B 23/00* (2006.01)  
*E21B 33/12* (2006.01)  
*E21B 33/128* (2006.01)  
*E21B 33/14* (2006.01)  
*E21B 34/06* (2006.01)  
*E21B 34/10* (2006.01)  
*E21B 17/10* (2006.01)

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

*E21B 43/10* (2022.05); *E21B 43/267* (2022.05); *E21B 23/00* (2022.05); *E21B 33/12* (2022.05); *E21B 33/128* (2022.05); *E21B 33/14* (2022.05); *E21B 34/06* (2022.05); *E21B 34/10* (2022.05); *E21B 17/10* (2022.05)

(21)(22) Application: 2022105163, 27.02.2022

(24) Effective date for property rights:  
27.02.2022Registration date:  
01.08.2022

Priority:

(22) Date of filing: 27.02.2022

(45) Date of publication: 01.08.2022 Bull. № 22

Mail address:  
115432, Moskva, ul. Trofimova, 4, kv.53, Markina  
Elena Georgievna

(72) Inventor(s):

Antipov Sergei Petrovich (RU),  
Lebedev Artem Mikhailovich (RU),  
Mardanshin Karim Marselevich (RU),  
Sharafetdinov Elvir Anisovich (RU),  
Osipov Aleksandr Sergeevich (RU)

(73) Proprietor(s):

Obshchestvo s ogranicennoi otvetstvennostiu  
"NABEREZhNOChELNINSKII TRUBNYI  
ZAVOD" (RU)

C1  
277032  
RU**(54) SET OF EQUIPMENT FOR MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas equipment.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas equipment, in particular to well completion equipment, and can be used as part of a combined production string in multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) operations. A set of equipment for MSHF of a horizontal well by running in one combined casing string includes: a self-rotating casing shoe for equipping the bottom of the casing string in order to orient it when lowering it into the well; a float sleeve with a check valve having a non-ferrous metal spring and an elastomeric seal to equip the bottom of the casing string; circulation valve for hydraulic fracturing; at least one hydraulic clutch for hydraulic fracturing, in the body of which there are circulation windows and a shutter is placed, fixed with shear screws; at least one ball clutch controlled for hydraulic fracturing, in the body of which there is a

shutter fixed with shear screws, while in the body and the shutter there are circulation windows; at least one fracturing packer; a polished funnel for seating a floating liner sealing device, equipped with a female thread, connected to a lower sub equipped with a pin thread; stop pipe for sleeve cementing; a packer for collar cementing, in the body of which clips are installed, between which a collar is installed; a cementing sleeve for hydraulic fracturing, in the body of which an opening bushing and a closing bushing are placed; the device for sealing the liner is floating, consisting of a guide shoe connected to the body, on which three sections of collar blocks of four chevron packs are installed.

EFFECT: reducing the time of work and putting the well into operation.

3 cl, 13 dwg

R U  
2 7 7 7 0 3 2

C 1

## **Область техники**

Изобретение относится к нефтегазовому оборудованию, в частности к оборудованию заканчивания скважин, и может быть использовано в составе комбинированной эксплуатационной колонны при операциях многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

## **Уровень техники**

Проведение многостадийного гидроразрыва пласта применяется для разработки нефтегазовых месторождений, преимущественно для боковых горизонтальных стволов скважин с целью повышения отдачи ресурса. Преимущества МГРП заключаются в том, что гидроразрыв пласта проводится поэтапно, что позволяет вводить в эксплуатацию сложные, непроницаемые и неоднородные залежи с максимальной эффективностью.

Известно, что наибольшая нефтеотдача отмечается в условиях вытеснения нефти водой. Обычно это связано с большими запасами энергии краевых вод по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворенного в нефти. Это обусловлено также большой эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкости нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Также при вытеснении нефти водой этому может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Таким образом, имеются основания для дальнейшего усовершенствования технологии гидроразрыва пласта.

Под гидравлическим разрывом пласта в уровне техники понимается закачивание в пласт смеси жидкости и расклинивающего агента (проппанта) под высоким давлением.

В процессе подачи смеси формируются высокопроводящие каналы (трещины ГРП), соединяющие ствол скважины и пласт. По этим трещинам обеспечивается приток ресурса (нефти). При многостадийном ГРП одном стволе горизонтальной скважины проводится несколько операций гидроразрыва. Таким образом обеспечивается многократное увеличение зоны охвата пласта одной скважиной. При МГРП разделение интервалов между целевыми ГРП обеспечивается селективными работами, установкой мостов изоляции, применением пакеров, специального подземного оборудования или методов заканчивания скважин.

Как правило, скважина крепится несколькими колоннами, в том числе, комбинированными, при этом МГРП можно осуществлять следующим образом: образованную при однократном гидроразрыве пласта трещину закупоривают специальными веществами, после чего в скважине создают повышенное давление путем закачки жидкости разрыва (П.М. Усачев, Гидравлический разрыв пласта, Учебное пособие, Москва, Издательство «Недра», 1986, 165 с.).

Таким образом, осуществление МГРП предусматривает наличие комплекса оборудования, каждая из составляющих которого, имея собственное определенное назначение, на определенном этапе в определенной последовательности взаимодействует с другими элементами комплекса, обеспечивает решение поставленной задачи с заданной эффективностью.

В уровне техники реализация таких задач решается путем использования комплектов изделий определенного состава.

В частности, из патентного уровня техники известен комплект скважинного оборудования для негерметичной эксплуатационной колонны по патенту RU 76965 U1, 10.10.2008.

Известное решение включает колонну труб, электроцентробежный насос, спускаемый в скважину на колонне труб, пакер, разделяющий эксплуатационную колонну на

надпакерную и подпакерную зоны, устройство регулирования потока, струйный насос, выполненный на номинальное давление электроцентробежного насоса, предохранительный клапан, установленный между электроцентробежным и струйным насосами и имеющий возможность сбрасывания давления при запуске

- 5    электроцентробежного насоса, и обратный клапан, установленный между струйным насосом и пакером, а в зонах надпакерной, расположенной в области негерметичного участка эксплуатационной колонны, и подпакерный, расположенной выше продуктивного пласта и ниже негерметичного участка эксплуатационной колонны, установлены надпакерный и подпакерный циркуляционные клапаны соответственно,
- 10    управляемые с устья, при этом электроцентробежный насос, предохранительный клапан, струйный насос, обратный клапан, подпакерный циркуляционный клапан, пакер и надпакерный циркуляционный клапан размещены последовательно и соединены колонной труб с планшайбой, а обратный клапан расположен ниже подпакерного циркуляционного клапана.

15    Известному решению присущи недостатки, заключающиеся в повышенной сложности эксплуатации вследствие необходимости извлечения и замены компонентов комплекта, а также невозможность осуществления МГРП горизонтальной скважины спуском одной обсадной комбинированной колонной.

Более близким по технической сущности к предложенному изобретению можно  
20    считать решение по патентному документу RU 2740460 C1, 14.01.2021, раскрывающему устройство для проведения многостадийного гидроразрыва пласта.

Известное решение представляет собой скважинную сборку (т.е., по существу, комплект), включающую в себя по меньшей мере две муфты, размещенные на насосно-компрессорной колонне в стволе скважины, при этом каждая из муфт имеет  
25    цилиндрический корпус с внутренней полостью с центральным сквозным каналом и боковое отверстие, обеспечивающее радиальное сообщение между центральным сквозным каналом и стволом скважины, а также подвижную втулку, установленную в полости муфты, и инструмент для перемещения подвижной втулки с обеспечением возможности открытия или закрытия упомянутого бокового отверстия, при этом на  
30    внутренней поверхности подвижной втулки выполнен профиль в виде двух кольцевых расширений с буртиком между ними, выполненным с фасками, расположенными с двух сторон буртика, а инструмент установлен на подвижной технологической колонне труб, размещенной в сквозном канале насосно-компрессорной колонны, и снабжен гидравлически расширяющимися в радиальном направлении плашками с  
35    подпружиненными наружу выдвижными элементами, позволяющими инструменту зацепляться выдвижными элементами за профиль на внутренней поверхности подвижной втулки с упором в верхний или нижний торец профиля.

Несмотря на то, что согласно описанию патентного документа, указанная скважинная сборка может быть использована при МГРП горизонтальных скважин, достижение  
40    надежности, указанной в качестве технического результата в патентном документе, достигается за счет использования пружин в конструкции плашек инструмента, которые при спуске и подъеме инструмента демпфируют удары о стенки насосно-компрессорной колонны, а также установкой герметизирующих элементов уплотнения, предотвращающих утечку активирующей жидкости.

45    Таким образом, в указанном решении предусмотрены лишь пассивные средства предотвращения деструктивного воздействия возможного сложного профиля скважины на элементы оборудования, причем в основном это относится к конструкции спускаемого инструмента открытия/закрытия отверстий, следовательно, известное

решение не обеспечивает повышение надежности работоспособности комплекта в целом при спуске одной комбинированной обсадной колонной.

Предлагаемое изобретение направлено на преодоление отмеченных выше недостатков уровня техники и при своем осуществлении позволяет обеспечить достижение нескольких технических результатов, в качестве основного из которых представляется целесообразным отметить обеспечение спуска комплекта одной комбинированной обсадной колонной для проведения мероприятий по МГРП, что позволяет существенно сократить сроки проведения работ и ввод скважины в эксплуатацию.

### **Раскрытие изобретения**

Для достижения указанного общего, а также ряда связанных причинно-следственной связью технических результатов предложен комплект оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта, включающий: башмак колонный самовращающийся для оснащения низа обсадной колонны с целью ориентации ее при спуске в скважину; муфту поплавковую с обратным клапаном для оснащения низа обсадной колонны; клапан циркуляционный для гидроразрыва пласта; по меньшей мере, одну муфту гидравлическую для гидроразрыва пласта; по меньшей мере, одну муфту шариковую управляемую для гидроразрыва пласта; по меньшей мере, один пакер для гидроразрыва пласта; полированную воронку для посадки стингера; стоп-патрубок для манжетного цементирования; пакер для манжетного цементирования; муфту цементировочную для гидроразрыва пласта; устройство для герметизации хвостовика плавающее.

В дополнительных вариантах осуществления, при необходимости, в состав комплекта могут входить один или несколько шаров активационных для гидроразрыва пласта (растворимых или нет), управляющий инструмент для муфт, а также один или несколько центраторов пружинных.

### **Осуществление изобретения**

В данном разделе описания представлены подробные сведения в отношении сущности предложенного изобретения, на основании которых специалисту в данной области техники будет понятна взаимосвязь между существенными признаками изобретения и техническими эффектами, которые также следует рассматривать в качестве технических результатов.

Необходимо отметить, что изложенное далее не следует рассматривать в качестве сведений, ограничивающих объем правовой охраны изобретения. Для специалиста будет понятно, что использованные в описании понятия, сформулированные на уровне общего, могут включать в себя частные случаи осуществления в той степени, в которой эти общие понятия, не имея прямого указания на такое раскрытие в описании, тем не менее, объективно имеют свое раскрытие в уровне техники на дату приоритета заявки или же могут быть использованы для соответствующих целей на основании общих знаний специалиста. К таким случаям можно отнести: материал изготовления упомянутых в описании элементов (например, сталей и/или полимеров, в том числе, для обсадных труб с минимальной толщиной стенок, согласно принятым методикам расчета обсадных колонн), среда, используемая в качестве функционального средства (в том числе, тампонажного состава; водные растворы полимеров, прямые эмульсии, загущенные спирты/кислоты, линейные/сшитые гели и др.), состава шаров активации (магниево-алюминиевых, в том числе, с применением лимонной кислоты) и прочее.

Далее для более полного понимания сущности сделаны ссылки на позиции поясняющих чертежей, на основании которых произведено структурирование раскрытия изобретения.

На фиг. 1 представлен приблизительный вид комплекта в сборе при размещении его в скважине для осуществления операций МГРП.

Согласно фиг. 1, в состав предлагаемого комплекта входят: (1) - башмак колонный самовращающийся; (2) - муфта поплавковая с обратным клапаном; (3) - клапан циркуляционный для гидроразрыва пласта; (4) - муфта гидравлическая для гидроразрыва пласта; (5) - муфты шариковые управляемые для гидроразрыва пласта; (6) - шар(ы) активационный для гидроразрыва пласта; (7) - управляющий инструмент для муфт; (8) - пакеры для гидроразрыва пласта; (9) - полированная воронка для посадки стингера; (10) - стоп-патрубок для манжетного цементирования; (11) - пакер для манжетного цементирования; (12) - муфта цементировочная для гидроразрыва пласта; (13) - устройство для герметизации хвостовика плавающее; центраторы пружинные (не показаны).

На фиг. 2 представлен башмак колонный самовращающийся.

Башмак используется для оснащения низа обсадной колонны с целью ориентации ее при спуске в скважину. Вращающаяся насадка позволяет преодолевать уступы, каверны и сложный профиль ствола скважины. Наличие промывочных отверстий в насадке башмака позволяет производить восстановление циркуляции и промывку ствола скважины при спуске обсадной колонны, а также продавку технологических жидкостей и цементного раствора при креплении скважины.

Башмак (фиг. 2) включает в себя насадку 21 с разбуриаемой головкой из сплава Д16Т, корпуса 22. Пружина 23 защищена от механических воздействий на нее втулкой 25. Пружина подпирается насадкой корпуса 24.

В процессе спуска колонны направляющая насадка башмака разгружается на плечо (например, «голова хвостовика») и поступательно-вращающимся движением насадка разворачивается к плечу наклонно-направляющей поверхностью, гарантируя при этом беспрепятственное прохождение участка ствола скважины, далее направляющая насадка возвращается в исходное положение. После крепления колонны, при необходимости, направляющая насадка разбуривается.

На фиг. 3 представлена муфта поплавковая с обратным клапаном.

Муфта предназначена для оснащения низа обсадных колонн с целью самозаполнения буровым раствором при их спуске и предотвращения обратного перетока тампонажного раствора из заколонного пространства в колонну после его продавки.

Муфта (фиг. 3) состоит из корпуса 31, в который ввернут корпус клапана 32. В корпусе клапана 32 размещена сферическая пробка 33, поджатая к конусу клапана 32 пружиной 34 и зафиксированная гайкой 35. Сверху над клапаном установлен шламоулавливатель 36. Клапан 22 имеет легкоразбурияемую пружину из цветного металла и эластомерное уплотнение. Жесткое уплотнение из композиционного материала, выполненное под конус, предназначено для удержания высокого обратного давления, противостоит деформации и повреждению эластомерного материала.

На фиг. 4 представлен клапан циркуляционный для гидроразрыва пласта.

Клапан предназначен для обеспечения свободной циркуляции бурового раствора с последующим герметичным перекрытием проходного канала потайной обсадной колонны.

Клапан (фиг. 4) состоит из корпуса 41, в который ввернута втулка 42. Во втулке 42 размещена шторка 43, в которой при помощи винтов 44 зафиксировано седло 45. Шторка 43 оснащена фиксатором 46. Во втулке 42 и шторке 43 имеются соосные отверстия для обеспечения циркуляции бурового раствора.

В процессе спуска и промывок буровой раствор свободно проходит через

циркуляционные отверстия в втулке 42 и шторке 43. Для активации клапана (герметичного закрытия циркуляционных отверстий) проводят пуск шара из комплекта поставки и его прокачку до посадки в приемное седло 45, после чего начинается рост давления - момент «стоп». При достижении внутреннего избыточного давления, до

5 необходимого значения, происходит срез винтов 44 и осевое перемещение седла шторки 43, циркуляционные отверстия при этом перекрываются, а фиксатор 46 не позволяет шторке 43 вернуться в исходное положение. Таким образом, клапан герметично закрывается навсегда.

На фиг. 5 представлена муфта гидравлическая для гидроразрыва пласта.

10 Муфта предназначена для проведения гидроразрыва первого интервала при многостадийном гидроразрыве пласта.

Муфта (фиг. 5) состоит из корпуса 51, внутри которого размещена шторка 52, зафиксированная срезными винтами 53. В корпусе 51 имеются циркуляционные окна, перекрытые в транспортном положении шторкой 52. Конечные положения шторки 52 15 фиксируются при помощи кольца 54, которое также обеспечивает заданное усилие переключения муфты между положениями открыто/закрыто. Корпус 51, соединен с нижним переводником 55.

Для активации муфты проводят повышение внутреннего избыточного давления до 20 значения открытия циркуляционных окон, при этом срезаются винты 53, и шторка 52 перемещается на рабочий ход, открывая, таким образом, циркуляционные окна в корпусе муфты 51, а кольцо 54 не позволяет шторке 52 вернуться в исходное положение.

На фиг. 6 представлен пример выполнения муфты шариковой управляемой для гидроразрыва пласта.

Муфты предназначены для проведения гидроразрыва интервала ствола скважины 25 при многостадийном гидроразрыве пласта с возможностью многократного закрытия и открытия муфты. Для проведения работ по МГРП в муфты устанавливаются приемные седла под шары необходимого типоразмера и функционального назначения. В составе компоновки муфты устанавливаются по порядку увеличения диаметра седла, таким образом, первой активируется муфта с самым меньшим проходным диаметром седла, 30 а последняя с самым большим.

Муфта шариковая состоит из корпуса 61, в котором размещена шторка 62, зафиксированная срезными винтами 63. В корпусе 61 и шторке 62 имеются циркуляционные окна, перекрытые в транспортном положении шторкой 62. В шторке 62 установлен фиксатор 64 положения закрыто/открыто, седло 65 для посадки шара. 35 Шторка 62 в верхней и нижней части имеет специальные пазы длястыковки с управляющим инструментом. Корпус 61 соединен с муфтой 66 и нижним переводником 67.

Муфта шариковая используется как второй и последующие порты МГРП. Для 40 активации муфты проводят пуск магниевого или растворимого шара, соответствующего установленному седлу типоразмера. При достижении внутреннего избыточного давления, необходимого для открытия циркуляционных окон, срезаются винты 63, и шторка 62, совместно с седлом и шариком, перемещается на рабочий ход, открывая, таким образом, циркуляционные окна в корпусе 61, а фиксатор 64 не позволяет шторке 62 вернуться в исходное положение. После проведения ГРП всех интервалов для 45 проведения закрытия/открытия окон муфты необходимо провести разбуривание седел в хвостовике.

В состав комплекта дополнительно может входить один или несколько шаров активационных 6 (фиг. 1) для гидроразрыва пласта.

Шар предназначен для активации шариковых муфт. При достижении седла муфты 65 (фиг. 6), во время прокачки жидкости ГРП, шар перекрывает проходное сечение внутри колонны-хвостовика, обеспечивая возможность для создания избыточного давления и открытия окон муфты. Материал шара растворяется при воздействии 5 раствора соляной кислоты от 6%, а также обеспечивает вынос на поверхность при разрядке с давлением не менее 10 атм. Материал шара также может быть выбран, например, на основе магния. Шары, входящие в комплект, могут иметь одинаковый или различный диаметр.

В состав комплекта дополнительно может входить управляющий инструмент для

10 муфт (по фиг. 5, 6) 7 (фиг. 1), который предназначен для осуществления открытия или закрытия окон управляемого модуля муфт. В качестве управляющего инструмента может быть использован, например, многофункциональный управляющий инструмент - привод, выполненный с возможностью автоматического приведения в заданное рабочее положение (открытие и закрытие) окон управляемого модуля в скважинных 15 условиях.

На фиг. 7 представлен пакер для гидоразрыва пласта.

Пакер предназначен для предотвращения межпластовых перетоков и изоляции газонефтоводоносных пластов, разобщение интервалов ствола скважины при многостадийном гидоразрыве пласта.

20 Пакер (фиг. 7) состоит из корпуса 71, на котором установлена уплотнительная манжета 72, защищенная обоймами 73. Также на корпусе 71 смонтирован гидропривод, состоящий из толкателя 74, поршня 75, зафиксированного срезными винтами 76 в гильзе 77. Толкатель 74 оснащен фиксатором положения 78.

25 При повышении внутреннего избыточного давления, до значения активации пакера, в проходном канале изделия происходит срез винтов 76 и осевое перемещение поршня 75 и толкателя 74, при этом происходит сжатие уплотнительной манжеты 72 и, таким образом, манжета 72 прижимается к стенкам открытого ствола скважины. Фиксатор 78 фиксирует положение толкателя 74. При последующих повышениях внутреннего избыточного давления в проходном канале будет происходить дополнительная 30 пакеровка уплотнительных манжет и, соответственно, осевое перемещение толкателя 74 с его фиксацией относительно корпуса 71 фиксатором 78. Таким образом, пакер остается герметичным элементом в составе обсадной колонны на всем протяжении срока службы скважины. В состав комплекта может входить один или несколько указанных пакеров.

35 На фиг. 8 представлена полированная воронка для посадки стингера.

Воронка предназначена для герметичнойстыковки со стингером для проведения операции ГРП. Также, в составе комбинированной колонны, является переводником обсадных труб с 178 на 140 типоразмер. Воронка (фиг. 8) состоит из полированной воронки 81, оснащенной муфтовой резьбой, соединенная с нижним переводником 82, 40 оснащенным ниппельной резьбой. На концевые резьбы устройства навернуты транспортировочные заглушки 83.

На фиг. 9 представлен стоп-патрубок для манжетного цементирования.

Стоп-патрубок предназначен для получения сигнала «стоп», герметичной посадки активационного шара для приведения в действие узлов технологической оснастки.

45 Стоп-патрубок (фиг. 9) состоит из корпуса 91, в котором установлены седла 92-93, между седлами установлена манжета 94 для исключения выпадения шара из седла. В процессе спуска и крепления скважины седло 92 позволяет проводить промывки без ограничений.

На фиг. 10 представлен пакер для манжетного цементирования.

Пакер предназначен для предотвращения межпластовых перетоков и изоляции газонефтеводоносных пластов, разобщения интервалов ствола скважины, в том числе при манжетном цементировании.

Пакер (фиг. 10) состоит из корпуса 101, на концевом участке которого установлен переводник 102 с муфтовой резьбой, ниппельная резьба выполнена на корпусе. На корпусе установлен пакерный узел и гидропривод. Пакерный узел включает в себя манжету 103, установленную между обоймами 104. Гидропривод 105 фиксируется после срабатывания фиксатором 106.

При создании внутреннего избыточного давления активации пакера в проходном канале изделия происходит срез винтов и осевое перемещение поршня 105, при этом происходит сжатие манжеты 103 и, таким образом, манжета 103 прижимается к стенкам открытого ствола скважины, ограничиваясь обоймами 104. Фиксатор 106 фиксирует положение толкателя 105. При последующих повышениях давления в проходном канале будет происходить дополнительная пакеровка уплотнительной манжеты и, соответственно, осевое перемещение толкателя 105 с его фиксацией относительно корпуса 101 фиксатором 106. Таким образом, пакер остается герметичным элементом в составе обсадной колонны на всем протяжении срока службы скважины.

На фиг. 11 представлена муфта цементировочная для гидоразрыва пласта.

Муфта предназначена для проведения манжетного цементирования хвостовика.

Муфта (фиг. 11) состоит из корпуса 111, в котором размещены открываящая втулка 112 и закрывающая втулка 113. Втулки 112 и 113 зафиксированы срезными винтами 114 и 115. От вращения при разбуривании втулки 112 и 113 зафиксированы винтами 116. На закрывающей втулке установлено приемное седло 117 и фиксатор конечного 25 положения закрывающей втулки 118. Корпус 111, через переходные муфты 119 и 120 соединен с нижним 121 и верхним 122 переводниками. Повышением внутреннего избыточного давления до значения открытия цементировочных окон срезаются винты 114, и втулка 112 перемещается на рабочий ход, открывая, таким образом, цементировочные окна в корпусе муфты 111.

Проводят промывку до выравнивания давлений и приступают к цементированию участка ствола выше муфты. Продавку цемента осуществляют пробкой из комплекта поставки цементировочной муфты. После прокачки объема продавки и посадки цементировочной пробки в седло 117 начинается рост внутреннего избыточного давления - момент «стоп». Давление поднимают выше рабочего на значение не менее 30 чем давление закрытия цементировочных окон. При достижении расчетного давления происходит срез винтов 115 и втулка 113 перемещается, закрывая цементировочные окна, при этом фиксатор 118 стопорит втулку 113 от перемещения в начальное 35 положение.

На фиг. 12 представлено устройство (стингер) для герметизации хвостовика

плавающее.

Устройство предназначено для проведения герметичнойстыковки колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) с полированной воронкой 9 (фиг. 1) для защиты эксплуатационной колонны от воздействия высокого давления при проведении гидоразрыва пласта.

Устройство (фиг. 12) состоит из направляющего башмака 201, соединенного с корпусом 202, на котором установлены три секции манжетных блоков из четырех шевронных пакетов 203. Манжетные блоки с двух сторон закреплены на корпусе втулками 204 и 205. Башмак 201 имеет скос в 45°.

В комплект также могут входить центраторы пружинные ПЦ 140/220, ПЦ 178/220, предназначенные для установки на обсадную трубу (ПЦ 178 для 178 колонны, ПЦ 140 для 140 колонны) с целью обеспечения безаварийного спуска колонны в скважину и центрирования ее относительно стенок. Количество центраторов определяется из расчетов, проведенных заказчиком.

Предложенный комплект в предпочтительном варианте может быть использован следующим образом.

Комплект МГРП спускают в составе комбинированной эксплуатационной колонны 178/140мм. Далее, после окончания спуска и промывки, производится «сброс» и продавка 10 композитного шара Ø25мм, входящего в комплект клапана циркуляционного для гидроразрыва пласта (фиг. 1, поз. 3), до получения сигнала «СТОП». Повышением внутреннего избыточного давления эксплуатационной колонны ( $10 \text{ МПа} \pm 10\%$ ), производится закрытие клапана 3 и прекращение циркуляции, что позволяет вновь повысить избыточное давление эксплуатационной колонны до давления активации 15 пакеров 8 ( $140 \text{ МПа} \pm 10\%$ ), пакеры 11 ( $140 \text{ МПа} \pm 10\%$ ), открытия циркуляционных окон муфты 12 ( $200 \text{ МПа} \pm 10\%$ ). Открытые окна муфты 12 вновь восстанавливают циркуляцию, позволяя провести промывку, «сброс» активационного шара Ø51,8мм, входящего в состав стоп-патрубка 10, и закачку тампонажного раствора. По окончании 20 прокачки тампонажного раствора производится «сброс» и продавка продавочной пробки, входящей в состав муфты 12, которая, при продавке до муфты 12, герметично 25 закрывает открытые цементировочные окна ( $3,3 \text{ МПа} \pm 10\%$ ). После затвердевания цемента, для обеспечения равно-проходного внутреннего диаметра, производится нормализация продавочной пробки, муфты 12, стоп-патрубка 10. Далее, по последовательно собранной колонне НКТ, в полированную воронку 9 производится 30 герметичнаястыковка устройства для герметизации 13. При дальнейшем повышении избыточного давления происходит открытие циркуляционных окон муфты гидравлической 4 ( $33 \text{ МПа} \pm 10\%$ ) с дальнейшим гидроразрывом пласта первого интервала.

Далее последовательно, в порядке возрастания диаметров, сбрасываются

30 растворимые шары. Сброшенный в колону, и осуществивший посадку в соответствующее диаметру седло, шар образует герметичную пробку, повышением избыточного давления позволяющую открыть циркуляционное окно муфты шариковой 5 ( $30 \text{ МПа} \pm 10\%$ ), чем обеспечивается - гидроразрыв пласта второго интервала. Вышерасположенные муфты 5 активируются последовательным сбросом шаров 35 большего диаметра, позволяя произвести гидроразрывы пластов вышестоящих интервалов.

Таким образом, предложенный комплект, в отличие от традиционного использования двух колонн (фиг. 13А - обычная конструкция горизонтальной скважины с заканчиванием под МГРП), позволяет осуществить МГРП горизонтальной скважины 40 спуском одной обсадной комбинированной колонной (фиг. 13В), т.е. обеспечить достижение указанного технического результата, т.е. позволяет существенно сократить сроки проведения работ и ввод скважины в эксплуатацию.

#### (57) Формула изобретения

45 1. Комплект оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта горизонтальной скважины спуском одной обсадной комбинированной колонной, включающий: башмак колонный самовращающийся для оснащения низа обсадной колонны с целью ориентации ее при спуске в скважину; муфту поплавковую с обратным

клапаном, имеющим пружину из цветного металла и эластомерное уплотнение, для оснащения низа обсадной колонны; клапан циркуляционный для гидроразрыва пласта; по меньшей мере одну муфту гидравлическую для гидроразрыва пласта, в корпусе которой имеются циркуляционные окна и размещена шторка, зафиксированная срезными винтами; по меньшей мере одну муфту шариковую управляемую для гидроразрыва пласта, в корпусе которой размещена шторка, зафиксированная срезными винтами, при этом в корпусе и шторке имеются циркуляционные окна; по меньшей мере один пакер для гидроразрыва пласта; полированную воронку для посадки плавающего устройства герметизации хвостовика, оснащенную муфтовой резьбой, соединенную с нижним переводником, оснащенным ниппельной резьбой; стоп-патрубок для манжетного цементирования; пакер для манжетного цементирования, в корпусе которого установлены обоймы, между которыми установлена манжета; муфту цементировочную для гидроразрыва пласта, в корпусе которой размещены открывающая втулка и закрывающая втулка; устройство для герметизации хвостовика плавающее, состоящее из направляющего башмака, соединенного с корпусом, на котором установлены три секции манжетных блоков из четырех шевронных пакетов.

2. Комплект по п. 1, отличающийся тем, что дополнительно содержит элементы, выбранные из группы, включающей один или несколько шаров активационных для гидроразрыва пласта, управляющий инструмент для муфт, один или несколько центраторов пружинных.

3. Комплект по п. 2, отличающийся тем, что шары активационные выполнены одинакового или разного диаметра и выполнены растворимыми или нерастворимыми.

25

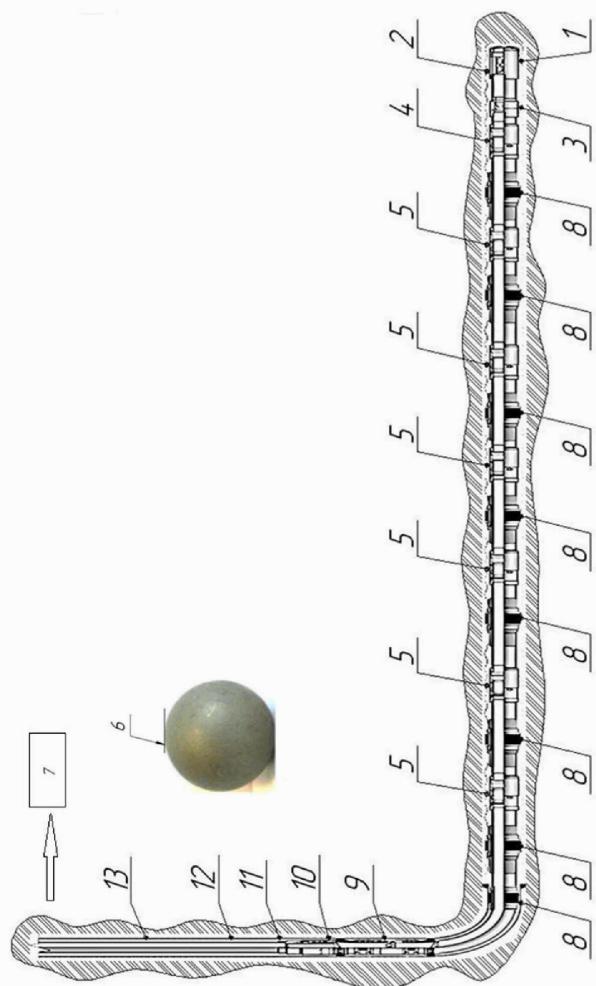
30

35

40

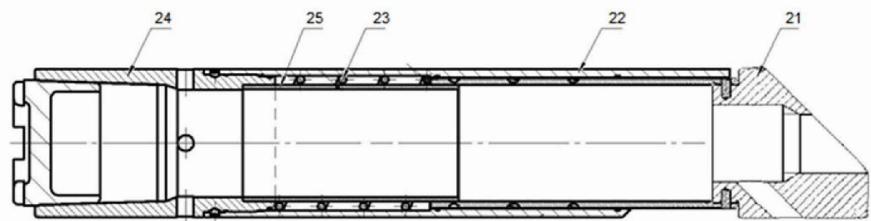
45

1

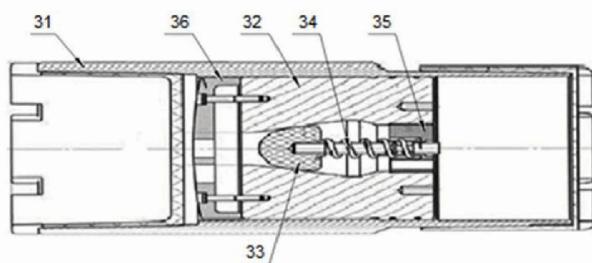


Фиг. 1

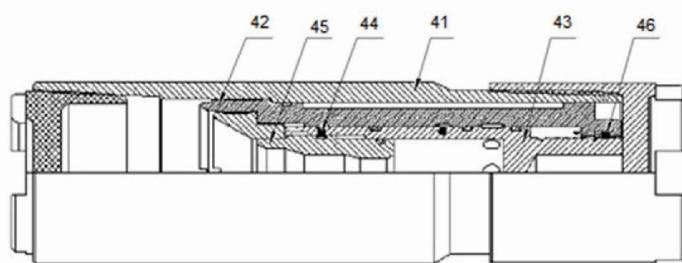
2



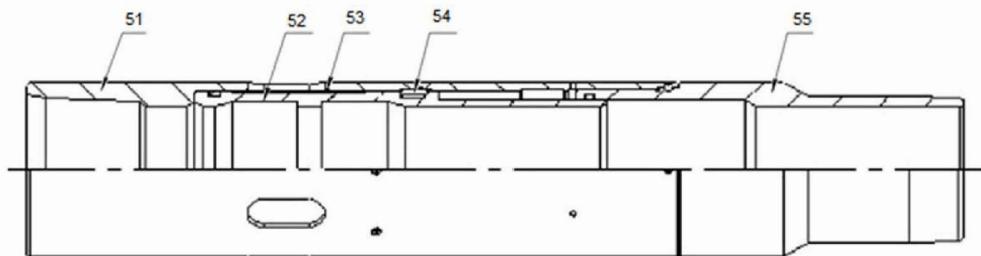
Фиг. 2



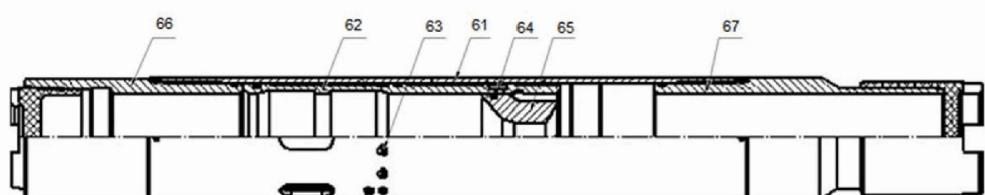
Фиг. 3



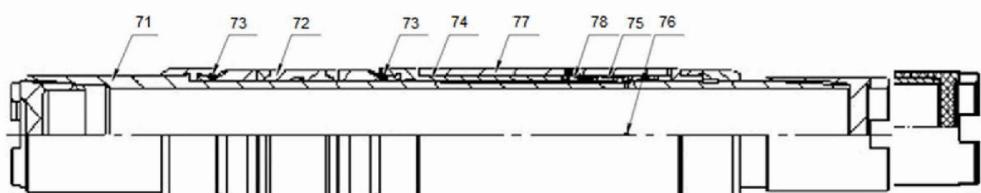
Фиг. 4



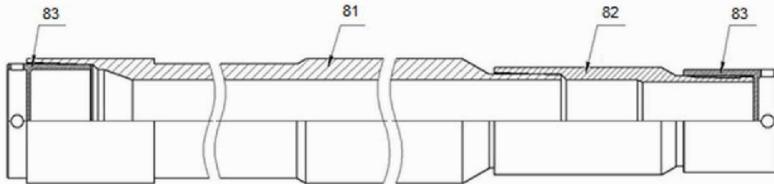
Фиг. 5



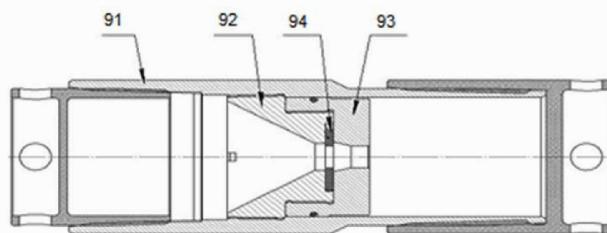
Фиг. 6



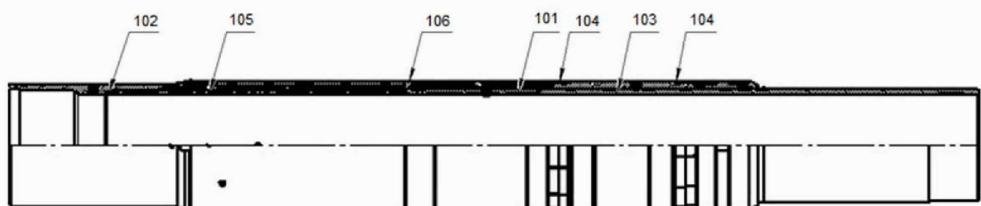
Фиг. 7



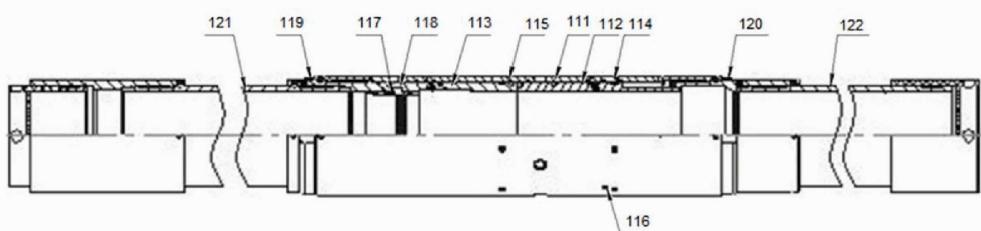
Фиг. 8



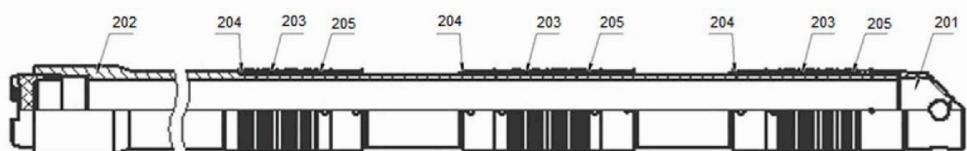
Фиг. 9



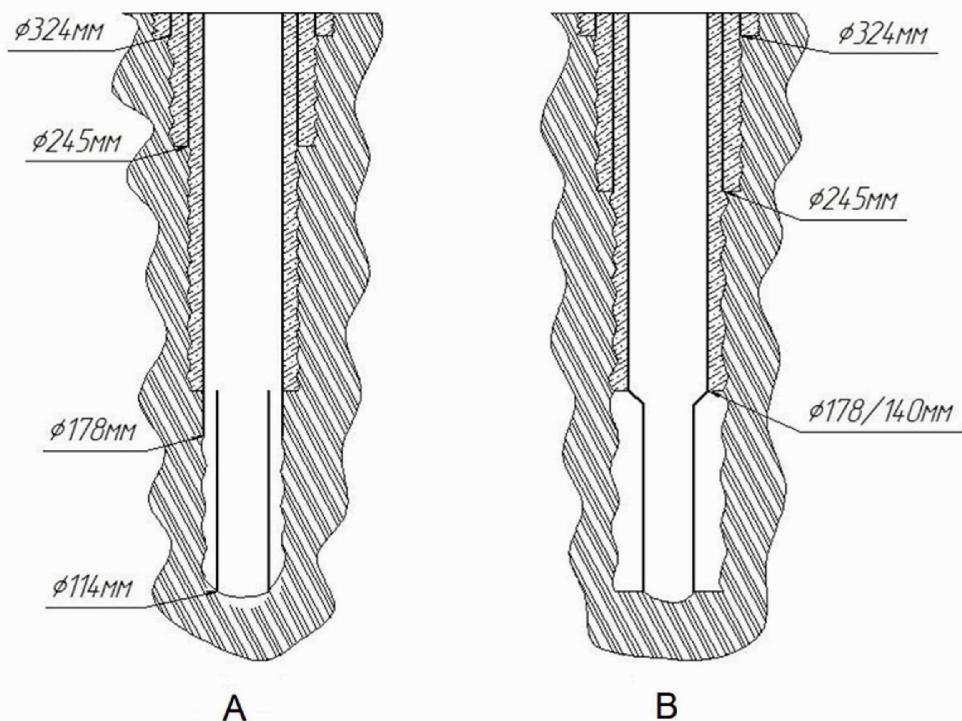
Фиг. 10



Фиг. 11



Фиг. 12



Фиг. 13 А-В