



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2012157813/03, 27.12.2012

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
27.12.2012

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 27.12.2012

(45) Опубликовано: 27.04.2014 Бюл. № 12

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2378495 C2, 10.01.2010. RU 2143056 C1, 20.12.1999. RU 2412347 C1, 20.02.2011. RU 2325510 C1, 27.05.2008. RU 2137911 C1, 21.09.1999. US 5320178 A, 14.06.1994

Адрес для переписки:

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул.  
М. Джалиля, 32, "ТатНИПИнефть", Сектор  
создания и развития промышленной  
собственности

(72) Автор(ы):

**Ибатуллин Равиль Рустамович (RU),  
Валовский Владимир Михайлович (RU),  
Махмутов Ильгизар Хасимович (RU),  
Зиятдинов Радик Зяюзятович (RU),  
Сулейманов Ринат Габдрахманович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Открытое акционерное общество "Татнефть"  
имени В.Д. Шашина (RU)**

**(54) СПОСОБ УСТАНОВКИ СКВАЖИННОГО ФИЛЬТРА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к области разработки месторождений высоковязкой нефти с оснащением скважин фильтрами. В процессе бурения определяют фильтрационно-емкостные характеристики пласта и их изменение по стволу скважины, делят ствол на зоны, которые отличаются фильтрационно-емкостными характеристиками в 1,5-1,6 раза, подбирают пропускную способность отверстий фильтра отдельно для каждой зоны и количество отверстий. В отверстия фильтра под пробками устанавливают сетчатые фильтрующие элементы. Спускают в скважину эксплуатационную колонну с фильтром, оснащенный заколонными водо- или нефтенабухающими пакерами, и устанавливают их на границах зон с различающимися

характеристиками, производят крепление колонны. На устье собирают компоновку снизу вверх: фреза, подшипник-центратор, винтовой забойный двигатель, жесткий центратор, спускают компоновку до упора в пробки. В процессе фрезерования срезаемых пробок перемещают колонну труб вниз и удаляют срезаемые пробки, извлекают колонну труб. До забоя спускают колонну гибких труб, перемещают ее от забоя к устью с одновременной закачкой тампонажного состава по колонне гибких труб, которым изолируют отверстия, выполненные в нижнем периметре фильтра. Повышается эффективность отбора или закачки, упрощается процесс установки фильтра. 3 ил.

RU 2 514 040 C1

RU 2 514 040 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2012157813/03, 27.12.2012**

(24) Effective date for property rights:  
**27.12.2012**

Priority:

(22) Date of filing: **27.12.2012**

(45) Date of publication: **27.04.2014** Bull. № 12

Mail address:

**423236, Respublika Tatarstan, g. Bugul'ma, ul. M. Dzhailija, 32, "TatNIPIneft", Sektor sozdanija i razvitiya promyshlennoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Ibatullin Ravil' Rustamovich (RU),  
Valovskij Vladimir Mikhajlovich (RU),  
Makhmutov Il'gizar Khasimovich (RU),  
Zijatdinov Radik Zjauzjatovich (RU),  
Sulejmanov Rinat Gabdrakhmanovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Tatneft"  
imeni V.D. Shashina (RU)**

(54) **METHOD OF FITTING WELL FILTER IN HORIZONTAL WELL**

(57) Abstract:

FIELD: oil-and-gas industry.

SUBSTANCE: in drilling, seepage-volume characteristics of the bed and their alteration over borehole are defined, borehole is divided into zones that differ in said characteristics by 1.5-1.6 times to select filter performance separately for each zone and quantity of holes. Screen filter elements are fitted in filter holes under plugs. Flow string with filter equipped with water- or oil-swelling packers is lowered into well, said packers being set at boundaries of zones with different characteristics and string being fixed. Assembly is assembled at mouth and composed of the following elements ar-

ranged from bottom to top, i.e. cutter, locating bearing, screw downhole motor and stiff locator to be lowered against the stop to plugs. At cutting sheared plugs, flow string is displaced downward to remove sheared plugs and to withdraw the flow string. Flexible pipe sting is lowered to work face and displaced therefrom to mouth along with injection of plugging material to isolate holes made at filter bottom perimeter.

EFFECT: higher efficiency of extraction or injection, simplified mounting.

3 dwg

**RU 2 514 040 C1**

**RU 2 514 040 C1**

Изобретение относится к области разработки месторождений высоковязкой нефти и может быть использовано для вскрытия продуктивных пластов горизонтальными добывающими или нагнетательными скважинами и их оснащения в этом интервале фильтрами.

5 Известен способ заканчивания строительства скважины (патент RU №2134341, МПК E21B 43/11, опубл. 10.08.1999 г.), включающий спуск в пробуренную скважину эксплуатационной колонны с фильтром, оснащенный заглушками в отверстиях из материала, разрушающегося при химическом воздействии, установку эксплуатационной колонны в скважине с расположением фильтра в интервале продуктивного пласта, 10 тампонирующее эксплуатационной колонны с фильтром, ожидание затвердевания тампонажного материала, спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб, заполнение скважины химическим реагентом, выдержку скважины на время разрушения заглушек отверстий фильтра, нагнетание газа с переменным давлением до соединения нагнетаемого газа с пластовым флюидом и очистку скважины от продуктов реакции. 15 Согласно изобретению в тампонажный материал в интервале фильтра добавляют материал, растворимый химическим реагентом для разрушения заглушек отверстий фильтра. Перед заполнением скважины химическим реагентом заполняют полость насосно-компрессорных труб газом при открытом затрубном пространстве на устье скважины и оттесняют им скважинную жидкость до низа насосно-компрессорных труб, 20 а после заполнения скважины химическим реагентом его продавливают газом в затрубное пространство в интервал установки фильтра, после чего затрубное пространство на устье скважины закрывают, а последующее нагнетание газа осуществляют компрессором.

Недостатками данного способа являются:

- 25 - во-первых, низкое качество вскрытия продуктивного пласта, обусловленное тем, что производят тампонирующее как эксплуатационной колонны, так и фильтра, при этом за фильтром образуется цементный камень, ухудшающий гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом;
- во-вторых, низкая эффективность разработки залежи высоковязкой нефти, 30 обусловленная тем, что при прорыве воды в каком-либо интервале фильтра происходит обводнение всей добываемой продукции;
- в-третьих, несовершенство вскрытия продуктивного пласта, обусловленное тем, что количество отверстий, выполненных по телу фильтра, в которые установлены растворяющиеся под действием химического реагента заглушки, не учитывает 35 фильтрационно-емкостные характеристики отдельных участков пласта, а это значит, что в зонах с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками пласта пропускная способность фильтра будет ограничена, а в зонах с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками пласта, наоборот, будет превышать объем отбора высоковязкой нефти.

40 Также известен способ заканчивания строительства скважины (а.с. SU №1210507, МПК E21B 43/08, опубл. 07.12.1987 г.), включающий спуск в пробуренную скважину эксплуатационной колонны, оснащенной фильтром с заглушками в отверстиях из материала, разрушающегося при химическом воздействии, установку эксплуатационной колонны в скважине с расположением фильтра в интервале продуктивного пласта, 45 тампонирующее эксплуатационной колонны с фильтром, ожидание затвердевания тампонажного материала, спуск колонны насосно-компрессорных труб в скважину, заполнение скважины химическим реагентом, выдержку скважины на время разрушения заглушек отверстий фильтра, нагнетание газа с переменным давлением до соединения

нагнетаемого газа с пластовым флюидом и очистку скважины от продуктов реакции.

Недостатками данного способа являются:

- во-первых, при тампонировании эксплуатационной колонны с фильтром пространство между продуктивным пластом и фильтрационными каналами в ребрах фильтра перекрывается тампонажным материалом, что снижает продуктивность скважины;

- во-вторых, происходит неэффективное вскрытие продуктивного пласта из-за того, что количество отверстий, выполненных по телу фильтра, в которые установлены растворимые под действием химического реагента заглушки, не учитывает фильтрационно-емкостные характеристики отдельных участков пласта, а это значит, что в зонах с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками пласта пропускная способность фильтра будет ограничена, а в зонах с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками пласта, наоборот, будет превышать объемы закачки или отбора высоковязкой нефти из этой зоны.

Наиболее близким по технической сущности является способ установки скважинного фильтра (патент RU №2378495, МПК E21B 43/08, опубл. 10.01.2010 г., бюл. №1), включающий бурение ствола скважины, спуск в пробуренную скважину по меньшей мере одного скважинного фильтра, установленного в составе эксплуатационной колонны и содержащего срезаемые пробки в отверстиях фильтра, при этом на каждый скважинный фильтр перед спуском в скважину устанавливают центратор, который фиксируют на свободной от фильтрующего элемента трубе скважинного фильтра, выше скважинных фильтров устанавливают заколонные пакеры, количество которых соответствует количеству продуктивных пластов, после спуска обсадной колонны промывают скважину и поочередно снизу вверх активируют пакеры, закрывая центральные отверстия в седлах пакеров сбросовым элементом, например шаром, с последующим подъемом давления внутри эксплуатационной колонны и нагнетанием цементного раствора в затрубное пространство для крепления эксплуатационной колонны выше продуктивного пласта. После затвердевания цемента производят разбуривание цементировочных пробок, седел пакеров и сбросовых элементов, а также срезают пробки всех фильтров.

Недостатками данного способа являются:

- во-первых, сложность технологического процесса, связанная с поочередной посадкой пакеров, количество которых соответствует количеству продуктивных пластов, при этом посадку пакеров осуществляют, закрывая центральные отверстия в седлах пакеров сбросовым элементом, например шаром, с последующим подъемом давления внутри обсадной колонны и нагнетанием цементного раствора в затрубное пространство выше продуктивного пласта, после затвердевания цемента производят разбуривание цементировочных пробок, седел пакеров и сбросовых элементов;

- во-вторых, низкая надежность способа, связанная с тем, что посадку пакеров осуществляют, закрывая центральные отверстия в седлах пакеров сбросовым элементом, например, шаром, а в горизонтальных скважинах велика вероятность негерметичной посадки сбросового элемента на седло пакера;

- в-третьих, неэффективное вскрытие продуктивного пласта, так как количество срезаемых пробок, устанавливаемых по телу фильтра, не учитывает фильтрационно-емкостные характеристики пласта, поэтому пропускная способность фильтра не будет соответствовать фильтрационно-емкостным характеристикам отдельных участков пласта, например в зонах с высокой проницаемостью пропускная способность фильтра будет ограничена, а в зонах с низкой проницаемостью, наоборот, будет превышать

объем отбора высоковязкой нефти из этой зоны.

Техническими задачами изобретения являются повышение надежности и эффективности вскрытия продуктивного пласта горизонтальной скважиной в месторождениях высоковязкой нефти с учетом фильтрационно-емкостных характеристик пласта, а также упрощение технологического процесса установки скважинного фильтра в горизонтальной скважине.

Поставленные задачи решаются способом установки скважинного фильтра в горизонтальной скважине, включающим бурение ствола горизонтальной скважины, спуск в пробуренную скважину эксплуатационной колонны, оснащенной скважинным фильтром со срезаемыми пробками в отверстиях и пакерами, крепление эксплуатационной колонны в скважине с расположением фильтра в интервале продуктивного пласта, удаление срезаемых пробок в отверстиях фильтра.

Новым является то, что в процессе бурения добывающей или нагнетательной горизонтальной скважины определяют фильтрационно-емкостные характеристики пласта и их изменение по стволу горизонтальной скважины, делят ствол скважины на зоны, которые отличаются фильтрационно-емкостными характеристиками в 1,5-1,6 раза, в зависимости от фильтрационно-емкостных характеристик подбирают пропускную способность отверстий фильтра отдельно для каждой зоны и количество отверстий, затем в отверстия фильтра под пробками устанавливают сетчатые фильтрующие элементы, количество которых соответствует количеству отверстий каждой зоны, спускают в пробуренную горизонтальную скважину эксплуатационную колонну с фильтром, оснащенным заколонными водо- или нефтенабухающими пакерами, и устанавливают их на границах зон с различающимися фильтрационно-емкостными характеристиками, производят крепление эксплуатационной колонны, затем на устье скважины собирают компоновку снизу вверх: фреза, подшипник-центратор, винтовой забойный двигатель, жесткий центратор, спускают компоновку на колонне труб до упора в срезаемые пробки, подают технологическую жидкость в колонну труб и посредством винтового забойного двигателя приводят во вращение фрезу, в процессе фрезерования срезаемых пробок перемещают колонну труб вниз и удаляют срезаемые пробки фильтра по всему его сечению, извлекают колонну труб с компоновкой из скважины, затем до забоя спускают колонну гибких труб, перемещают ее от забоя к устью с одновременной закачкой тампонажного состава по колонне гибких труб, которым изолируют отверстия, выполненные в нижнем периметре фильтра.

На фигурах 1, 2, 3 схематично изображен способ установки скважинного фильтра в горизонтальной скважине.

Предлагаемый способ осуществляют следующим образом.

В процессе бурения добывающей или нагнетательной скважины определяют фильтрационно-емкостные характеристики и их изменение в пределах продуктивного пласта 1 (см. фиг.1) по стволу горизонтальной скважины 2. Делят ствол скважины на зоны, которые отличаются фильтрационно-емкостными характеристиками в 1,5-1,6 раза.

Например, длина L ствола горизонтальной скважины 2 в продуктивном пласте 1 равна 400 м, фильтрационно-емкостные свойства и их изменение по стволу горизонтальной скважины 2 определены следующим образом:

зона 3' - проницаемость 0,85 Дарси, длина  $L_1=120$  м;

зона 3'' - проницаемость 1,3 Дарси, длина  $L_2=80$  м (в 1,53 раза относительно зоны 3');

зона 3''' - проницаемость 2,0 Дарси, длина  $L_3=60$  м (в 1,54 раза относительно зоны 3'');

зона 3''''- проницаемость 3,2 Дарси, длина  $L_4=140$  м (в 1,6 раза относительно зоны 3''').

5 Границами зон 3', 3'', 3''', 3'''' являются границы длин  $L_1, L_2, L_3, L_4$ , где фильтрационно-емкостные характеристики отличаются в 1,5-1,6 раза.

Затем подбирают пропускную способность (площадь проходных сечений) отверстий 4, 4', 4''...4<sup>n</sup> (на фиг.1 показаны условно) фильтра 5, например, для фильтра диаметром 10 168 мм отдельно для каждой зоны 3', 3'', 3''', 3'''' подбирают площадь проходных сечений отверстий в зависимости от фильтрационно-емкостных характеристик. Подбор площади проходных сечений отверстий 4, 4', 4''...4<sup>n</sup> фильтра 5 для каждой зоны 3', 3'', 3''', 3'''' осуществляют любым известным способом, например так, как описано в патенте RU №2134341, МПК E21B 43/11, опубл. в бюл. №33 от 09.12.1999 г.

15 Фильтр 5 изготавливают из обсадных труб с внешним диаметром  $D$ , равным 168 мм, и внутренним диаметром  $D_{вф}$ , равным 140,3 мм. Площадь поперечного сечения фильтра 5  $F_k$  равна  $154,5 \text{ см}^2$ .

Далее определяют количество отверстий 4; 4'; 4''...4<sup>n</sup>, выполняемых в фильтре 5 в 20 каждой зоне, по формуле:

$$N_{Zi}=(K_1/K_i)-(4 \cdot F_k / \Pi \cdot d_o^2) \cdot L_i / k,$$

где  $K_1$  - минимальная проницаемость пород в зоне продуктивной части, вскрытой стволом горизонтальной скважины, Дарси;

25  $K_i$  - проницаемость пород в зоне продуктивной части, вскрытой стволом горизонтальной скважины, Дарси;

$F_k$  - площадь поперечного сечения фильтра,  $\text{см}^2$ ;

$\Pi=3,14$ ;

30  $d_o$  - проходной диаметр срезаемых пробок 6, 6', 6''...6<sup>n</sup> (на фиг.2 показаны условно), вставленных в отверстия 4, 4', 4''...4<sup>n</sup> (см. фиг.1) фильтра 5, см, примем  $d_o$  равным 1,2 см;

$L_i$  - длина зоны продуктивной части ствола горизонтальной скважины;

35  $k$  - коэффициент скважности, учитывающий, что разработка залежи высоковязкой нефти ведется через верхний периметр фильтра 2, примем  $k$  равным 5.

Таким образом, подставляя значения в формулу, получим количество отверстий, выполняемых в фильтре 5 в каждой отдельной зоне:

$$N_{Z1}=(0,85/0,85) \cdot (4 \cdot 154,5 / 3,14 \cdot 1,2^2) \cdot 120 / 5 = 3281 \text{ шт.}$$

$$40 \quad N_{Z2}=(0,85/1,3) \cdot (4 \cdot 154,5 / 3,14 \cdot 1,2^2) \cdot 80 / 5 = 1430 \text{ шт.}$$

$$N_{Z3}=(0,85/2,0) \cdot (4 \cdot 154,5 / 3,14 \cdot 1,2^2) \cdot 60 / 5 = 697 \text{ шт.}$$

$$N_{Z4}=(0,85/3,2) \cdot (4 \cdot 154,5 / 3,14 \cdot 1,2^2) \cdot 140 / 5 = 1016 \text{ шт.}$$

45 Расстояние между отверстиями по длине фильтра 5 и количество отверстий 4, 4', 4''...4<sup>n</sup> по периметру фильтра определяют расчетным путем.

Например, для зоны длиной  $L_2$  с количеством отверстий  $N_{Z2}$  1430 шт. выполняют радиальный ряд отверстий, например 8 отверстий диаметром 20 мм по периметру

фильтра 5 и на расстоянии 0,45 м между рядами радиальных отверстий, т.е.  $(80 \text{ м}/1430) \cdot 8 = 0,45 \text{ м}$ . Аналогичным образом выполняют отверстия в фильтре 5 в оставшихся зонах с длинами  $L_1, L_3, L_4$ .

5 Все отверстия  $4, 4', 4'' \dots 4^n$  фильтра 5 оборудуют срезаемыми пробками  $6, 6', 6'' \dots 6^n$  (на фиг.2 показаны условно), т.е. устанавливают в отверстия 4 срезаемые пробки  $6, 6'; 6'' \dots 6^n$ , например запрессовывают срезаемые пробки  $6, 6', 6'' \dots 6^n$  донышками внутрь (см. фиг.2) в отверстия  $4, 4', 4'' \dots 4^n$  фильтра 5. Срезаемые пробки  $6, 6', 6'' \dots 6^n$  выполняют из стали 35.

10 Затем в отверстия  $4, 4', 4'' \dots 4^n$  (на фиг.1 и 2 показано условно) фильтра 5 под срезаемые пробки  $6, 6', 6'' \dots 6^n$  устанавливают сетчатые фильтрующие элементы 7 (на фиг.2 показано условно), количество которых соответствует количеству отверстий  $4, 4', 4'' \dots 4^n$  в зонах  $3', 3'', 3''', 3''''$ .

15 Спускают в пробуренный ствол добывающей или нагнетательной горизонтальной скважины 2 (фиг.1) эксплуатационную колонну 8 с фильтром 5, оснащенным заколонными нефте- или водонабухающими пакерами  $9', 9'', 9''', 9''''$  соответственно и устанавливают их на границах зон  $3', 3'', 3''', 3''''$  продуктивного пласта 1. Например, в зонах  $3', 3'', 3''', 3''''$  устанавливают три пакера  $9', 9'', 9'''$ .

20 В качестве заколонных нефте- или водонабухающих пакеров используют, например, пакеры марки FREECAP фирмы ТАМ. Эти пакеры расширяются (набухают), вызывая разобщение пластов после воздействия высоковязкой нефти или воды на их манжету, при этом объемное расширение пакера достигает 200%.

25 Сетчатые фильтрующие элементы 7 (см. фиг.2) выполняют, например, из пористого металловолоконного материала (PMF) и пористого спеченного материала (SL), изготовленного из нержавеющей стали 316L или сплава с высоким содержанием никеля, что позволяет им выдерживать наиболее жесткие условия эксплуатации в горизонтальной добывающей скважине. Сетчатый фильтрующий элемент 7 обеспечивает надежное и долговечное предотвращение выноса песка.

30 Использование заколонных нефте- или водонабухающих пакеров исключает поочередную посадку пакеров путем сбрасывания с устья в скважину запорных элементов, а также разбуривание цементировочных пробок, седел пакеров и сбросовых элементов, что позволяет упростить, ускорить и удешевить реализацию способа.

35 Посадка заколонных нефте- или водонабухающих пакеров происходит за счет их контакта с нефтью в добывающих горизонтальных скважинах или с водой в нагнетательных горизонтальных скважинах, что исключает необходимость использования сбросовых элементов для посадки пакеров и вероятность их негерметичной посадки на седла пакеров, а это повышает надежность реализации способа.

40 Производят крепление эксплуатационной колонны 8 (см. фиг.1) в горизонтальной скважине 2 цементированием  $8'$  и  $8''$ , перед фильтром 5 и за ним соответственно. Оставляют горизонтальную скважину 2 на время ожидания затвердевания, например, цементного раствора в течение 48 ч.

45 Выполнение расчета пропускной способности фильтра 5, т.е. площади проходных сечений отверстий  $4, 4', 4'' \dots 4^n$  фильтра 5 в зависимости от фильтрационно-емкостных характеристик каждой зоны  $3', 3'', 3''', 3''''$  продуктивного пласта, напротив которых устанавлен фильтр 5, повышает качество вскрытия продуктивного пласта 1.

На устье горизонтальной скважины 2 собирают компоновку снизу вверх: фреза 10, подшипник-центратор 11, винтовой забойный двигатель 12, жесткий центратор 13, Спускают ее в горизонтальную скважину 2 на колонне труб 14 до взаимодействия фрезы 10 со срезаемыми пробками 6 (на фиг.1 показаны схематично).

5 В качестве винтового забойного двигателя 12 применяют, например, двигатель марки ДЗ-106МР.7/8.37.

10 Производят закачку технологической жидкости, например пресной воды плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$ , в колонну труб 14 с помощью насосного агрегата, например ЦА-320. Под гидравлическим давлением технологической жидкости в колонне труб 14 приводят в действие винтовой забойный двигатель 12, который передает вращение на фрезу 10. Таким образом, удаляют срезаемые пробки 6 фрезерованием по всему сечению на всем протяжении фильтра 5. Далее извлекают колонну труб 14 с компоновкой.

15 В горизонтальную скважину 2 до забоя 15 спускают колонну гибких труб (разматывают гибкую трубу на барабане установки) (на фиг.1 и 2, 3 не показана), например, диаметром 38,1 мм.

20 Затем колонну гибких труб перемещают (наматывают на барабан установки с гибкой трубой) от забоя 15 к устью на всем протяжении фильтра 2 (см. фиг.1) с одновременной закачкой тампонажного состава, например цементного раствора 16 (см. фиг.3), по гибкой трубе для изоляции отверстий 4' (см. фиг.1), выполненных в нижнем периметре фильтра 5.

25 Таким образом, в горизонтальной скважине 2 цементным раствором 16 заливают нижний периметр фильтра 5 на всем его протяжении ( $L=400 \text{ м}$ ). По окончании времени ожидания затвердевания цементного раствора, например 24 ч, фильтр 5 (см. фиг.3) имеет вскрытые отверстия 4 только по верхнему периметру фильтра 5 на всем его протяжении ( $L=400 \text{ м}$ ).

Способ установки скважинного фильтра в горизонтальной скважине позволяет:

- повысить эффективность отбора высоковязкой нефти из горизонтальной добывающей скважины или закачки пара в нагнетательную горизонтальную скважину;
- повысить качество вскрытия продуктивного пласта путем отбора или закачки пара 30 только через верхний периметр фильтра с учетом фильтрационно-емкостных характеристик пласта;
- упростить технологический процесс установки скважинного фильтра в горизонтальной добывающей или нагнетательной скважине.

#### 35 Формула изобретения

Способ установки скважинного фильтра в горизонтальной скважине, включающий бурение ствола горизонтальной скважины, спуск в пробуренную скважину эксплуатационной колонны, оснащенной скважинным фильтром со срезаемыми пробками в отверстиях и пакерами, крепление эксплуатационной колонны в скважине с расположением фильтра в интервале продуктивного пласта, удаление срезаемых 40 пробок в отверстиях фильтра, отличающийся тем, что в процессе бурения добывающей или нагнетательной горизонтальной скважины определяют фильтрационно-емкостные характеристики пласта и их изменение по стволу горизонтальной скважины, делят ствол скважины на зоны, которые отличаются фильтрационно-емкостными 45 характеристиками в 1,5-1,6 раза, в зависимости от фильтрационно-емкостных характеристик подбирают пропускную способность отверстий фильтра отдельно для каждой зоны и количество отверстий, затем в отверстия фильтра под пробками устанавливают сетчатые фильтрующие элементы, количество которых соответствует



количеству отверстий каждой зоны, спускают в пробуренную горизонтальную скважину эксплуатационную колонну с фильтром, оснащенным заколонными водо- или нефтенабухающими пакерами, и устанавливают их на границах зон с различающимися фильтрационно-емкостными характеристиками, производят крепление эксплуатационной колонны, затем на устье скважины собирают компоновку снизу вверх: фреза, подшипник-центратор, винтовой забойный двигатель, жесткий центратор, спускают компоновку на колонне труб до упора в срезаемые пробки, подают технологическую жидкость в колонну труб и посредством винтового забойного двигателя приводят во вращение фрезу, в процессе фрезерования срезаемых пробок перемещают колонну труб вниз и удаляют срезаемые пробки фильтра по всему его сечению, извлекают колонну труб с компоновкой из скважины, затем до забоя спускают колонну гибких труб, перемещают ее от забоя к устью с одновременной закачкой тампонажного состава по колонне гибких труб, которым изолируют отверстия, выполненные в нижнем периметре фильтра.

15

20

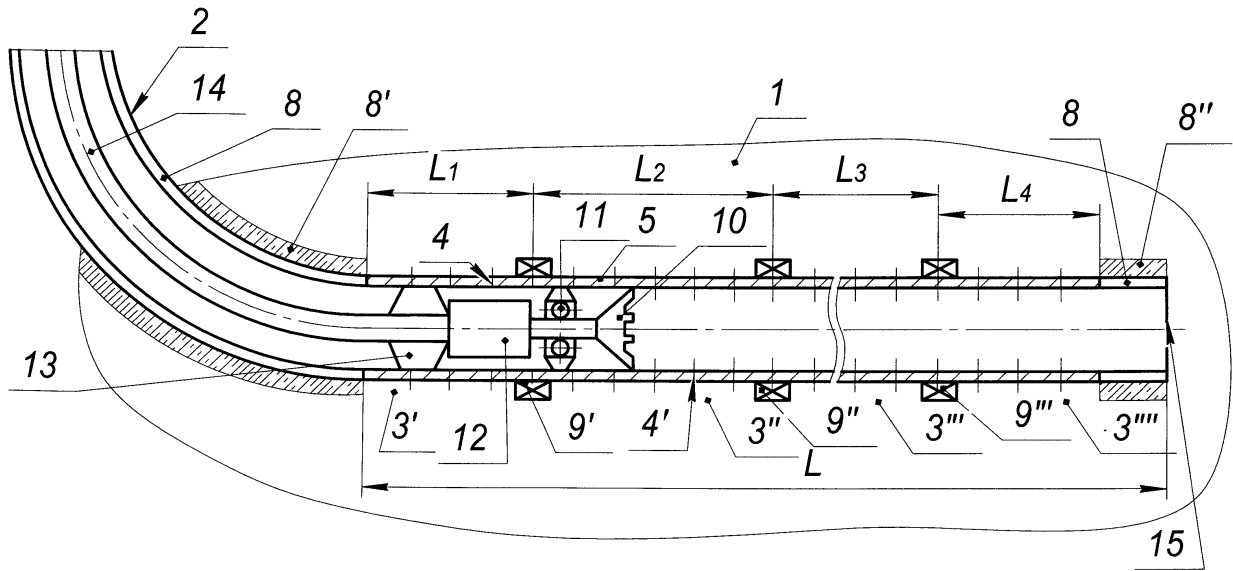
25

30

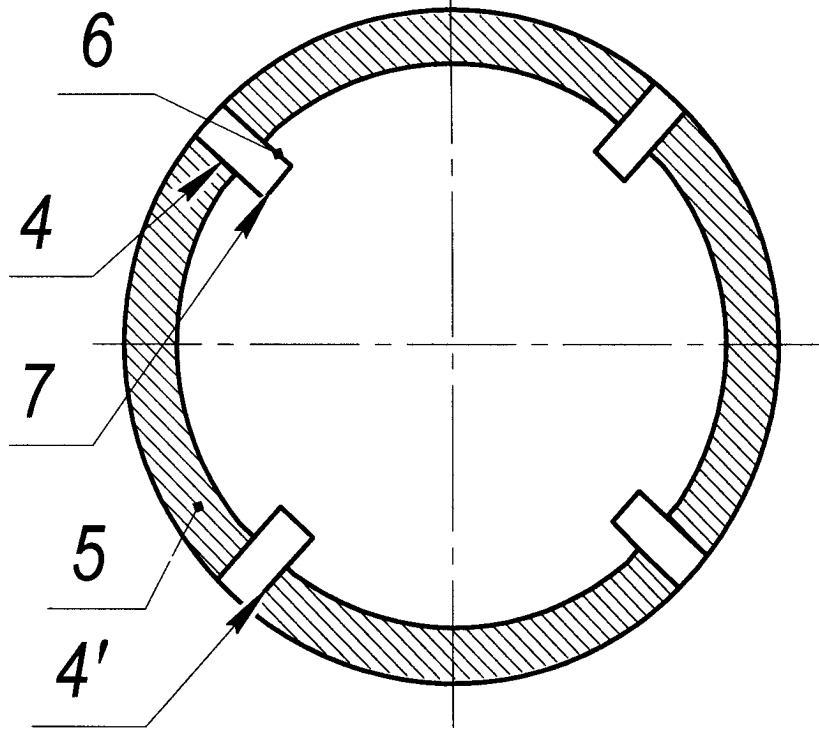
35

40

45



Фиг. 1



Фиг. 2

