



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**(21)(22) Заявка: **2012142090/03, 02.10.2012**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**02.10.2012**

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **02.10.2012**(45) Опубликовано: **20.03.2014** Бюл. № 8(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2420657 C1, 10.06.2011. RU 2195545 C1, 27.12.2002. RU 2431033 C1, 10.10.2011. RU 2196878 C2, 20.01.2003. RU 2092673 C1, 10.10.1997. RU 2171885 C2, 10.08.2001. US 4526232 A, 02.07.1985.**

Адрес для переписки:

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

(72) Автор(ы):

**Махмутов Ильгизар Хасимович (RU),  
Кадыров Рамзис Рахимович (RU),  
Зиятдинов Радик Зяюзатович (RU),  
Жиркеев Александр Сергеевич (RU),  
Сулейманов Фарид Баширович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

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

**(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ОБВОДНЕННОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к области разработки нефтяных месторождений, пласты которых представляют собой водонасыщенные и нефтенасыщенные зоны, разделенные непроницаемыми естественными пропластками, и предназначено для изоляции заколонных перетоков в скважинах между упомянутыми зонами пласта. Обеспечивает повышение эффективности разработки за счет исключения заколонных перетоков, снижение трудоемкости и продолжительности осуществления способа. Сущность изобретения: способ включает разбуривание месторождения эксплуатационными скважинами, пересекающими пласт, состоящий из водонасыщенной зоны, разделенной непроницаемым естественным пропластком с нефтенасыщенной зоной, спуск обсадной колонны с последующей перфорацией пласта, исследование его нефтеводонасыщенности и интервалов их залегания, размеров

непроницаемого естественного пропластка, создание экрана из изолирующего состава, отделяющего водонасыщенную зону пласта от нефтенасыщенной зоны, вырезание части обсадной колонны, расширение ствола скважины в этом интервале, заливку расширенного интервала ствола скважины изолирующим составом, разбуривание изолирующего состава после отверждения изолирующего состава. При размещении водонасыщенной зоны ниже нефтенасыщенной зоны пласта и толщине непроницаемого естественного пропластка менее 3 м вырезают часть обсадной колонны от подошвы непроницаемого естественного пропластка до кровли нефтенасыщенной зоны пласта и расширяют ствол скважины в этом интервале. Далее на устье скважины снизу вверх собирают компоновку, состоящую из фрезы с зубьями и отверстиями, хвостовика и стыковочного узла. При этом хвостовик выполняют в виде труб диаметром, меньшим диаметра обсадной

колонны. На нижнем конце хвостовика устанавливают обратный клапан. Длину хвостовика выбирают равной расстоянию от забоя до кровли нефтенасыщенной зоны пласта плюс два метра. Собранный компоновку посредством левого переводника соединяют с заливочной колонной труб и спускают в обсадную колонну скважины до упора зубьев фрезы в забой. Зубья фрезы направляют в сторону, противоположную направлению вращения заливочной колонны труб при отсоединении заливочной колонны труб от хвостовика. Производят вращение заливочной колонны труб с устья скважины по часовой стрелке на 8-10 оборотов и производят отсоединение заливочной колонны труб от хвостовика. Приподнимают заливочную колонну труб на 1,5 м, закачивают

изолирующий состав в заливочную колонну труб и продавливают его продавочной жидкостью в межтрубное пространство, доводят его до головы хвостовика, извлекают заливочную колонну труб с левым переводником и стыковочным узлом из скважины и оставляют изолирующий состав на отверждение. В качестве изолирующего состава применяют микроцемент. После отверждения микроцемента производят разбуривание обратного клапана из внутреннего пространства хвостовика и удаление излишков микроцемента из хвостовика. Затем скважину вводят в разработку как добывающую для отбора продукции из нефтенасыщенной зоны пласта или как нагнетательную для закачки жидкости в водонасыщенную зону пласта. 6 ил.

RU 2509884 C1

RU 2509884 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2012142090/03, 02.10.2012**(24) Effective date for property rights:  
**02.10.2012**

Priority:

(22) Date of filing: **02.10.2012**(45) Date of publication: **20.03.2014 Bull. 8**

Mail address:

**423236, Respublika Tatarstan, g. Bugul'ma, ul. M.  
Dzhaliĵa, 32, "TatNIPIneft", Sektor sozdaniĵa i  
razvitija promyshlennoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Makhmutov Il'gizar Khasimovich (RU),  
Kadyrov Ramzis Rakhimovich (RU),  
Zijatdinov Radik Zjauzjatovich (RU),  
Zhirkeev Aleksandr Sergeevich (RU),  
Sulejmanov Farid Bashirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) **DEVELOPMENT METHOD OF WATER-FLOODED OIL DEPOSIT**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method involves drilling of a deposit with production wells crossing a formation consisting of a water-saturated zone separated with a non-permeable natural interlayer with an oil-saturated zone, lowering of a casing string with further formation perforation, investigation of its water-oil saturation and their deposit intervals, dimensions of non-permeable natural interlayer, creation of a screen from an insulating compound, which separates water-saturated zone of the formation from oil-saturated zone, cutting of some part of the casing string, enlarging the well shaft at that interval; filling of the enlarged interval of the well shaft with insulating compound, drilling of insulating compound after the insulating compound hardening. At arrangement of a water-saturated zone below the oil-saturated zone of the formation and thickness of the non-permeable natural interlayer of less than 3 m there cut is some part of the casing string from the bottom of the non-permeable natural interlayer to the roof of the oil-saturated zone of the formation, and the well shaft at that interval is enlarged. After that, a setup consisting of a cutter with teeth and holes, a shank and an attachment assembly is assembled on the well head in an upward direction. With that, the shank is made in the form of pipe with the diameter that is smaller than the

casing string diameter. A check valve is installed on the lower shank end. The shank length is chosen so that it is equal to distance from the mine face to roof of the oil-saturated zone of formation plus two metres. The assembled setup is connected by means of a left-hand adapter to a filling pipe string and lowered to the casing string of the well till the cutter teeth are borne against the mine face. Cutter teeth are directed to the side opposite to rotation direction of the filling pipe string at detachment of the filling pipe string from the shank. Rotation of the filling pipe string is performed from the well head in a clockwise direction through 8-10 revolutions and detachment of the filing pipe string from the shank is performed. The filling pipe string is raised by 1.5 m; insulating compound is pumped to the filling pipe string and pumped with forcing-through liquid to the tubular annulus; brought to the shank head; the filling pipe string with the left-hand adapter and the attachment assembly is removed from the well, and the insulating compound is left till it is cured. Microcement is used as an insulating compound. After microcement is cured, drilling of the check valve is performed from the inner space of the shank and excess microcement is removed from the shank. Then, the well is brought into development as a production well for extraction of the product from the oil-saturated zone of the formation or as an injection well for pumping of

liquid to the water-saturated zone of formation.  
EFFECT: improving development efficiency  
owing to excluding behind-the-casing flows; reducing

labour intensity and duration of the method.  
6 dwg

R U 2 5 0 9 8 8 4 C 1

R U 2 5 0 9 8 8 4 C 1

Изобретение относится к области разработки нефтяных месторождений, пласты которых представляют собой водо- и нефтенасыщенные зоны, разделенные непроницаемыми естественными пропластками, и предназначено для изоляции заколонных перетоков в скважинах между нефте- и водонасыщенными зонами пласта.

Известен способ разработки водонефтяной залежи (патент RU 2015312, МПК E21B 43/22, опубл. 30.06.1994 г.), включающий закачку изолирующего состава в пласт и создание искусственного экрана, причем перед закачкой изолирующего состава определяют минимальный размер поперечного сечения естественного линзовидного пропластка в монолитной залежи и толщину отсекаемого слоя водоносной части пласта, а искусственный экран создают под линзовидным пропластком радиусом, равным удвоенной толщине отсекаемого слоя водоносной части пласта, и толщиной, обеспечивающей выдержку давления в 3-8 МПа.

Недостатком этого способа является низкая прочность создаваемых экранов.

Известен способ разработки обводненных нефтяных месторождений (патент RU 2065025, МПК E21B 33/13, опубл. 10.08.1996 г., бюл. №22), включающий разбуривание их эксплуатационными скважинами, по крайней мере часть которых пересекает естественные непроницаемые пропластки в продуктивном пласте, и создание экранов на основе изолирующих составов, отделяющих водонасыщенные зоны пласта от нефтенасыщенных, при этом изолирующий состав подают в продуктивный пласт под естественный пропласток и над ним с возможностью охватывания естественного пропластка экранами снизу и сверху, при этом толщину экрана над естественным пропластком принимают из условия изоляции естественного пропластка от продуктивного пласта, а общую толщину экранов принимают из условия их сопротивления перепаду давления, возникающему при эксплуатации скважины.

Недостатками данного способа являются:

- во-первых, общую толщину экранов принимают из условия их сопротивления перепаду давления, возникающему при эксплуатации скважины, а объем изолирующего материала определяют из соотношения, определяемого расчетным путем, при этом величина перепада давления может изменяться со временем, а радиус изолирующего экрана может оказаться недостаточным для надежной изоляции водонасыщенной зоны от нефтенасыщенной зоны пласта при резком скачке перепада давления;

- во-вторых, в оптимальном варианте радиус экрана должен соответствовать удвоенной толщине отсекаемой водонасыщенной зоны пласта, а толщина экрана должна обеспечивать его сопротивление максимально возможному перепаду давления, возникающему при эксплуатации скважины, при этом надо учитывать, что один метр толщины естественного пропластка выдерживает перепад давления до 1,5 МПа. Это условие не всегда выдерживается, что приводит к преждевременному обводнению нефтенасыщенной зоны пласта;

- в-третьих, низкая эффективность применения способа, обусловленная тем, что наличие экрана напротив и ниже естественного пропластка в процессе разработки обводненного нефтяного пласта не исключает возможности прорыва воды снизу вверх (заколонные перетоки) в нефтенасыщенную зону пласта ввиду их низкой прочности, что сокращает безводный период эксплуатации скважин;

- в-четвертых, сложная технология приготовления изолирующего состава, который готовят перемешиванием равных частей кремнийорганической эмульсии, нефти и воды в смесительном агрегате и закачивают в перфорированные интервалы пласта с продавкой его нефцементом, также большие затраты на компоненты изолирующего

состава.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является способ разработки обводненных нефтяных месторождений (патент RU 2420657, МПК E21B 43/32, опубл. 10.06.2011, бюл. №16), включающий разбуривание их 5 эксплуатационными скважинами, пересекающими непроницаемые естественные пропластки в продуктивном пласте, спуск обсадных колонн с последующей перфорацией продуктивного пласта, исследование его нефтеводонасыщенности и интервалов их залегания, размеров непроницаемого естественного пропластка, 10 создание экранов из изолирующего состава, отделяющего водонасыщенные зоны пласта от нефтенасыщенных зон. По результатам исследований определяют толщину нефтенасыщенной зоны пласта, при толщине нефтенасыщенной зоны пласта более 4 м вырезают часть обсадной колонны в интервале выше нижних перфорационных 15 отверстий нефтенасыщенной зоны пласта и до забоя скважины, расширяют ствол скважины в этом интервале, заливают расширенный интервал ствола скважины изолирующим составом, в качестве которого используют цементный раствор, а при 20 толщине нефтенасыщенной зоны пласта менее 4 м производят временную изоляцию интервалов перфорации продуктивного пласта кольматирующим составом, вырезают часть обсадной колонны от кровли непроницаемого естественного пропластка до 25 забоя скважины, расширяют ствол скважины в этом интервале, заливают изолирующим составом расширенный интервал ствола и создают пакер путем введения в призабойную зону нефтенасыщенной зоны пласта скважины, после отверждения изолирующего состава производят разбуривание пакера до кровли 30 естественного пропластка с оставлением экрана напротив нефтенасыщенной зоны, после чего производят повторную перфорацию обсадной колонны напротив нефтенасыщенной зоны пласта и освоение скважины, при притоке нефти из нефтенасыщенной зоны пласта ниже рентабельной величины производят кислотную 35 обработку без давления. Недостатками данного способа являются:

- во-первых, при реализации данного способа вырезается значительная часть обсадной колонны (от кровли непроницаемого естественного пропластка до забоя), что приводит к увеличению трудоемкости осуществления способа. Из опыта 40 практического применения на скважине НГДУ «Азнакаевскнефть» вырезание 6 м колонны диаметром 168 мм длилось 20 ч, поэтому при глубоком забое, например, 40 м, вырезание обсадной колонны затягивается на 5-6 сут, что приводит к очень 45 большим финансовым и материальным затратам и к нецелесообразности применения данного способа;

- во-вторых, отсутствие зумпфа для выполнения геофизических исследований скважины по исследованию нефтенасыщенной зоны пласта, что приводит к 50 невозможности контроля за разработкой пласта;

- в-третьих, низкая эффективность разработки обводненных нефтяных месторождений, что связано с изоляцией водонасыщенных зон пласта при реализации 55 данного способа, это приводит к полному отказу от водонасыщенной зоны пласта и выводу ее из дальнейшей разработки обводненного нефтяного месторождения, причем зачастую при разработке обводненного нефтяного месторождения возникает необходимость использования водонасыщенной зоны пласта как для поддержания 60 пластового давления, так и для внутри- или межскважинной перекачки воды;

- в-четвертых, эффект от применения данного способа оказывается непродолжительным, что связано с быстрым разрушением цементного камня при 65 последующей эксплуатации скважины ввиду отсутствия значительной части обсадной

колонны, т.е. конструкция скважины теряет свою прочность вследствие вырезания обсадной колонны от кровли непроницаемого естественного пропластка до забоя скважины. Кроме того, при создании малейшей депрессии в скважине происходит разрушение призабойной зоны скважины;

5 - в-пятых, временная изоляция ухудшает коллекторские свойства пласта.

Техническими задачами предложения являются повышение эффективности способа разработки обводненного нефтяного месторождения за счет исключения заколонных перетоков, снижение трудоемкости и продолжительности его осуществления с  
10 возможностью проведения геофизических исследований нефтенасыщенной зоны пласта после осуществления способа, а также сохранение коллекторских свойств пласта.

Поставленные технические задачи решаются способом разработки обводненного нефтяного месторождения, включающим разбуривание его эксплуатационными  
15 скважинами, пересекающими пласт, состоящий из водонасыщенной зоны, разделенной непроницаемым естественным пропластком с нефтенасыщенной зоной, спуск обсадной колонны с последующей перфорацией пласта, исследование его нефтеводонасыщенности и интервалов их залегания, размеров непроницаемого  
20 естественного пропластка, создание экрана из изолирующего состава, отделяющего водонасыщенную зону пласта от нефтенасыщенной зоны, вырезание части обсадной колонны, расширение ствола скважины в этом интервале, заливку расширенного интервала ствола скважины изолирующим составом, разбуривание изолирующего  
25 состава после отверждения изолирующего состава.

Новым является то, что при размещении водонасыщенной зоны ниже нефтенасыщенной зоны пласта и толщине непроницаемого естественного пропластка менее 3 м вырезают часть обсадной колонны от подошвы непроницаемого  
30 естественного пропластка и до кровли нефтенасыщенной зоны пласта, расширяют ствол скважины в этом интервале, далее на устье скважины снизу вверх собирают компоновку, состоящую из фрезы с зубьями и отверстиями, хвостовика и стыковочного узла, при этом хвостовик выполнен в виде труб диаметром меньше диаметра обсадной колонны, на нижнем конце хвостовика устанавливают обратный  
35 клапан, а длину хвостовика выбирают равной расстоянию от забоя до кровли нефтенасыщенной зоны пласта плюс два метра, далее собранную компоновку посредством левого переводника соединяют с заливочной колонной труб и спускают в обсадную колонну скважины до упора зубьев фрезы в забой, причем зубья фрезы направлены в сторону, противоположную направлению вращения заливочной  
40 колонны труб при отсоединении заливочной колонны труб от хвостовика, производят вращение заливочной колонны труб с устья скважины по часовой стрелке на 8-10 оборотов и производят отсоединение заливочной колонны труб от хвостовика, после чего приподнимают заливочную колонну труб на 1,5 м, закачивают изолирующий  
45 состав в заливочную колонну труб и продавливают продавочной жидкостью в межтрубное пространство, доводят его до головы хвостовика, извлекают заливочную колонну труб с левым переводником и стыковочным узлом из скважины и оставляют изолирующий состав на отверждение, при этом в качестве изолирующего состава применяют микроцемент, после отверждения микроцемента производят разбуривание  
50 обратного клапана из внутреннего пространства хвостовика и удаление излишков микроцемента из хвостовика, затем скважину вводят в разработку как добывающую для отбора продукции из нефтенасыщенной зоны пласта или как нагнетательную - для закачки жидкости в водонасыщенную зону пласта.

Предлагаемый способ осуществляют при размещении водонасыщенной зоны ниже нефтенасыщенной зоны пласта и при толщине непроницаемого естественного пропластка менее 3 м. Обычно толщина непроницаемого естественного пропластка составляет от 1,0 до 6,0 м. Для реализации предлагаемого способа толщина непроницаемого естественного пропластка составляет от 1,0 до 3,0 м.

На фиг.1, 2, 3, 4, 5, 6 схематично изображено выполнение способа разработки обводненного нефтяного месторождения.

Способ реализуют следующим образом.

В данном способе обводненное нефтяное месторождение разбуривают эксплуатационными скважинами 1 (см. фиг.1), пересекающими пласт 2.

Пласт 2 состоит из водонасыщенной зоны 3, непроницаемого естественного пропластка 4 и расположенной выше водонасыщенной зоны 3 нефтенасыщенной зоны 5. В скважину 1 спущена и закреплена в ней обсадная колонна 6.

В обсадной колонне 6 скважины 1 выполнена перфорация нефтенасыщенной зоны 5 пласта 2 с образованием перфорационных отверстий 7. В процессе эксплуатации скважины 1 сточная вода из водонасыщенной зоны 3 пласта 2 по заколонному пространству 8 обсадной колонны 6 скважины 1 и непроницаемому естественному пропластку 4, представленному глинами, прорывается через перфорационные отверстия 7 нефтенасыщенной зоны 5 пласта 2 в скважину 1, при этом происходит обводнение добываемой нефти. Это происходит вследствие того, что давление в водонасыщенной зоне 3 пласта 2 выше, чем в нефтенасыщенной зоне 5 пласта 2. По данным промысловых исследований уточняют характер нефтеводонасыщенности и интервалы их залегания, размеры непроницаемого естественного пропластка 4. Определяют пористость и остаточную нефтенасыщенность пласта 2.

При условии размещения водонасыщенной зоны 3 ниже нефтенасыщенной зоны 5 пласта 2 и при толщине непроницаемого естественного пропластка 4 менее 3 м вырезают часть 9 (см. фиг.2) обсадной колонны 6 (см. фиг.1) от подошвы непроницаемого естественного пропластка 4 и до кровли нефтенасыщенной зоны 5 пласта 2. Например, при толщине непроницаемого естественного пропластка 4, равного 2,5 м, и при толщине нефтенасыщенной зоны 5 пласта 2, равной 5 м, высота вырезаемой части 9 обсадной колонны 6 составляет:  $2,5+5,0=7,5$  м.

Вырезание производят любым известным устройством, например, с помощью универсального вырезающего устройства (УВУ), спущенного в скважину на колонне труб (на фиг.1, 2, 3, 4, 5 не показано).

Например, интервал залегания нефтенасыщенной зоны 5 пласта 2 составляет 1720-1725 м, ниже в интервале 1725-1727,5 м расположен непроницаемый естественный пропласток 4, ниже которого в интервале 1727,5-1735,5 м залегает водонасыщенная зона 3 пласта 2. Таким образом, вырезают часть 9 (см. фиг.2) в интервале 1720,0-1727,5 м обсадной колонны 6 (см. фиг.1). Расширяют ствол скважины 1 в интервале 1720,0-1727,5 м вырезанной части 9 (см. фиг.2) обсадной колонны 6 (см. фиг.1), например, спуском гидромониторной насадки 10 (см. фиг.3) на колонне труб 11 и закачкой жидкости, например, пресной воды, по колонне труб 11 через гидромониторную насадку 10. Производят расширение 9' ствола скважины 1 (см. фиг.1) в интервале вырезанной части 9 (см. фиг.2) обсадной колонны 6 (см. фиг.1) и вымывают канал перетока по заколонному пространству 8. Затем извлекают гидромониторную насадку 10 (см. фиг.3) с колонной труб 11 из скважины 1 (см. фиг.1). Далее на устье скважины снизу вверх собирают компоновку, состоящую из фрезы 12 (см. фиг.4) с зубьями (на фиг.1, 2, 3, 4, 5, 6 не показано) и отверстиями, хвостовика 13 (см. фиг.4) и



стыковочного узла 14.

Хвостовик 13 выполнен в виде труб диаметром меньше диаметра обсадной колонны 6, а на его нижнем конце устанавливают обратный клапан 15, предназначенный для предотвращения обратного перетока изолирующего состава в хвостовик 13 после его продавки. Например, при диаметре обсадной колонны 6 - 168×9 мм применяют хвостовик 13, состоящий из труб диаметром 114×7 мм.

Длину хвостовика 13 выбирают равной расстоянию от забоя до кровли нефтенасыщенной зоны 5 пласта 2 плюс два метра. Например, если забой скважины 1 находится в интервале 1750 м, то длина хвостовика 12 будет составлять:  $1750,0 - 1720,0 \text{ м} + 2,0 \text{ м} = 32 \text{ м}$ . Далее по индикатору веса, установленному на устье скважины, фиксируют вес собранной компоновки, т.е. фрезы 12 (см. фиг.4) с зубьями и отверстиями, хвостовика 13 и стыковочного узла 14, который составляет, например, 10 кН.

Затем собранную компоновку посредством левого переводника 16 соединяют с заливочной колонной труб 17 и начинают спускать в обсадную колонну 6 скважины до упора фрезы 12 в забой 18. Во время спуска по индикатору веса, установленному на устье скважины 1, фиксируют общий вес заливочной колонны труб 17 с левым переводником 16 и собранной компоновкой (1,0 кН), который составляет, например 140,0 кН. Доспускают компоновку до упора фрезы 12 в забой 18.

Зубья (на фиг.1, 2, 3, 4, 5, 6 не показано) фрезы 12 (см. фиг.4) направлены в сторону, противоположную направлению вращения заливочной колонны труб 17 при отсоединении колонны труб 17 от хвостовика 13.

Производят вращение заливочной колонны труб 17 с устья скважины, например, с помощью гидроротора (на фиг.1, 2, 3, 4, 5, 6 не показано) по часовой стрелке на 8-10 оборотов (например, на 9 оборотов) и производят отсоединение заливочной колонны труб 17 (см. фиг.4) от хвостовика 13. После чего проверяют надежность отсоединения заливочной колонны труб 17 от хвостовика 13. Для этого приподнимают колонну труб 17 (см. фиг.5) на 1,5 м и по индикатору веса на устье скважины 1 определяют потерю веса хвостовика 13, которая составляет, например, 10 кН, а показания индикатора веса, установленного на устье скважины 1, составляют, например, 130 кН.

Стыковочный узел 14 обеспечивает герметичность между заливочной колонной труб 17 и хвостовиком 13 при дальнейших изоляционных работах.

Затем закачивают изолирующий состав, например, в объеме  $1 \text{ м}^3$  в заливочную колонну труб 17. Далее закачкой продавочной жидкости, например, сточной воды плотностью  $1180 \text{ кг/м}^3$  по заливочной колонне труб 17 продавливают изолирующий состав через стыковочный узел 14 и хвостовик 13 через открывшийся под действием избыточного давления обратный клапан 15 и отверстия 19 фрезы 12 в межтрубное пространство 20 и доводят его до головы 21 хвостовика 13.

В качестве изолирующего состава 14 применяют микроцемент, например, супертонкий ультрацемент, производимый ЗАО «НПО «Полицелл» (г.Владимир) по ТУ 5739-019-56864391-2010. Микроцемент смешивают с пресной водой плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$  при массовом соотношении 2:3, соответственно. Использование микроцемента обеспечивает проникновение смеси воды и микроцемента в тонкие поры и трещины. Смесь воды и микроцемента обладает высокой подвижностью, а прочность отвердевшей смеси выше прочности цементного камня, получаемого из смеси воды с обычным тампонажным цементом, используемым при ремонте скважин, что позволяет создать надежный и прочный экран, препятствующий притоку воды. Расчетный объем используемого изолирующего состава определяет технологическая

служба ремонтного предприятия опытным путем.

Извлекают заливочную колонну труб 17 с левым переводником 16 и стыковочным узлом 14 из скважины 1 и оставляют изолирующий состав на отверждение микроцемента.

После отверждения микроцемента производят разбуривание обратного клапана 15 (см. фиг.5 и 6) и удаление излишков микроцемента из внутреннего пространства хвостовика 13 промывкой технологической жидкостью, например, пресной водой плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$ , причем разбуривание производят с помощью долота и винтового забойного двигателя (ВЗД), спущенных в скважину 1 на колонне труб (на фиг.1, 2, 3, 4, 5, 6 не показано).

В качестве ВЗД применяют, например, двигатель винтовой забойный марки ДЗ-106МР.7/8.37 производства ВНИИБТ-Буровой инструмент (г.Краснодар, Россия).

В качестве долота применяют, например, твердосплавное лопастное долото марки 4Л-124 РСТ производства ОАО "Азимут" (г.Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

Затем в зависимости от условий дальнейшей разработки обводненного нефтяного месторождения скважину вводят в разработку как добывающую для отбора продукции из нефтенасыщенной зоны 5 (см. фиг.6) пласта 2 или как нагнетательную - для закачки жидкости в водонасыщенную зону 3 пласта 2.

Например, для ввода скважины 1 в разработку как добывающую для отбора продукции из нефтенасыщенной зоны 5 (см. фиг.6) пласта 2 производят сверлящую перфорацию 22 (см. фиг.6) хвостовика 13 напротив нефтенасыщенной зоны 5 пласта 2.

Сверлящая перфорация производится, например, с помощью сверлящего перфоратора ПС 95-70, предназначенного для перфорирования скважин, обсаженных колоннами диаметрами 102 - 168 мм. Сверлящий перфоратор ПС 97-70 выпускается ООО НПО "Азимут" (г.Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

Сверлящая перфорация позволяет вскрывать пласт 2 в щадящем режиме, т.е. с минимальным разрушением цементного камня за хвостовиком 13, что позволяет исключить риск возникновения повторных заколонных перетоков.

Исключение временной изоляции пласта в процессе реализации способа позволяет сохранить коллекторские свойства пласта.

Реализация предлагаемого способа позволяет снизить трудоемкость, сократить продолжительность работ по изоляции заколонного перетока в скважине, что, в свою очередь, позволяет снизить материальные и финансовые затраты и создать надежный и прочный экран из изолирующего состава, отделяющий водонасыщенные зоны пласта от нефтенасыщенных зон, обеспечивающий эффективное исключение заколонных перетоков из водонасыщенной зоны пласта в нефтенасыщенную зону.

Также предлагаемый способ позволяет производить разработку как нефтенасыщенной, так и водонасыщенной зон пласта, а также повысить прочность конструкции скважины путем крепления обсадной колонны скважины напротив вырезанной части обсадной колонны, повысить эффективность разработки нефтяного месторождения, проводить геофизические исследования нефтенасыщенной зоны пласта после осуществления способа, что позволяет контролировать работу как водонасыщенной, так и нефтенасыщенной зон пласта.

#### Формула изобретения

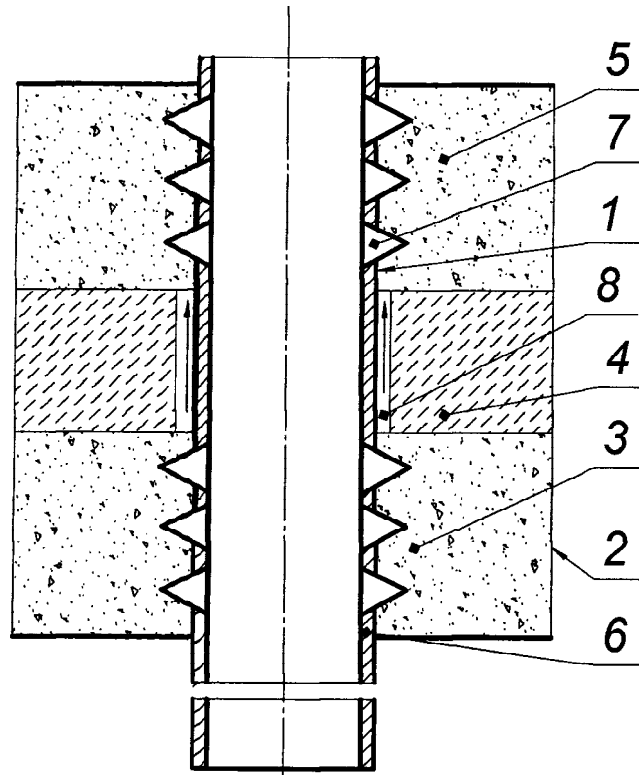
Способ разработки обводненного нефтяного месторождения, включающий разбуривание его эксплуатационными скважинами, пересекающими пласт, состоящий из водонасыщенной зоны, разделенной непроницаемым естественным пропластком с

нефтенасыщенной зоной, спуск обсадной колонны с последующей перфорацией пласта, исследование его нефтеводонасыщенности и интервалов их залегания, размеров непроницаемого естественного пропластка, создание экрана из изолирующего состава, отделяющего водонасыщенную зону пласта от нефтенасыщенной зоны, вырезание части обсадной колонны, расширение ствола скважины в этом интервале, заливку расширенного интервала ствола скважины изолирующим составом, разбуривание изолирующего состава после отверждения изолирующего состава, отличающийся тем, что при размещении водонасыщенной зоны ниже нефтенасыщенной зоны пласта и толщине непроницаемого естественного пропластка менее 3 м вырезают часть обсадной колонны от подошвы непроницаемого естественного пропластка и до кровли нефтенасыщенной зоны пласта, расширяют ствол скважины в этом интервале, далее на устье скважины снизу вверх собирают компоновку, состоящую из фрезы с зубьями и отверстиями, хвостовика и стыковочного узла, при этом хвостовик выполнен в виде труб диаметром меньше диаметра обсадной колонны, на нижнем конце хвостовика устанавливают обратный клапан, а длину хвостовика выбирают равной расстоянию от забоя до кровли нефтенасыщенной зоны пласта плюс два метра, далее собранную компоновку посредством левого переводника соединяют с заливочной колонной труб и спускают в обсадную колонну скважины до упора зубьев фрезы в забой, причем зубья фрезы направлены в сторону, противоположную направлению вращения заливочной колонны труб при отсоединении заливочной колонны труб от хвостовика, производят вращение заливочной колонны труб с устья скважины по часовой стрелке на 8-10 оборотов и производят отсоединение заливочной колонны труб от хвостовика, после чего приподнимают заливочную колонну труб на 1,5 м, закачивают изолирующий состав в заливочную колонну труб и продавливают продавочной жидкостью в межтрубное пространство, доводят его до головы хвостовика, извлекают заливочную колонну труб с левым переводником и стыковочным узлом из скважины и оставляют изолирующий состав на отверждение, при этом в качестве изолирующего состава применяют микроцемент, после отверждения микроцемента производят разбуривание обратного клапана из внутреннего пространства хвостовика и удаление излишков микроцемента из хвостовика, затем скважину вводят в разработку как добывающую для отбора продукции из нефтенасыщенной зоны пласта или как нагнетательную для закачки жидкости в водонасыщенную зону пласта.

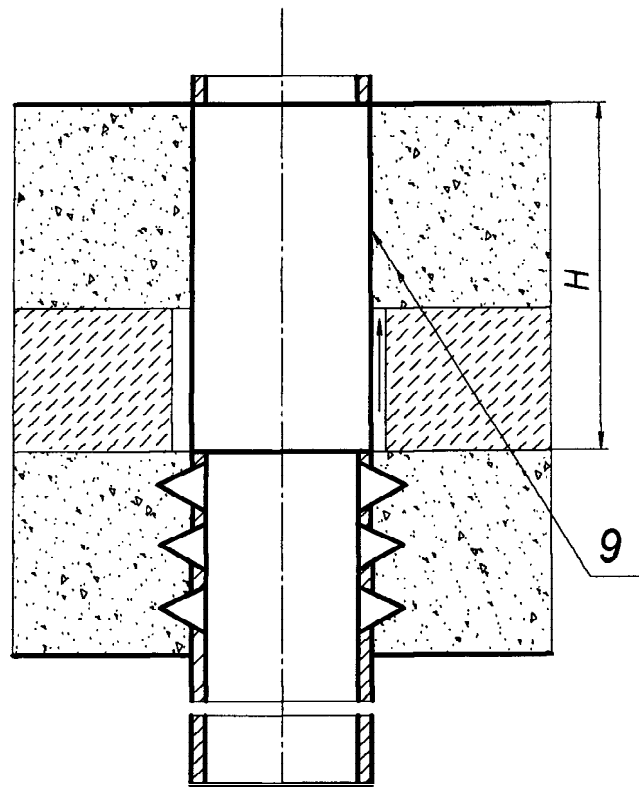
40

45

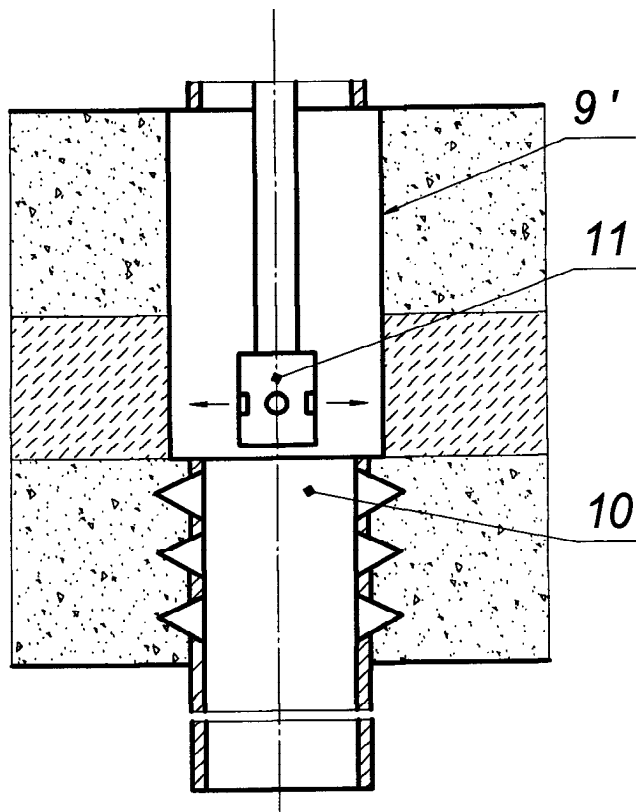
50



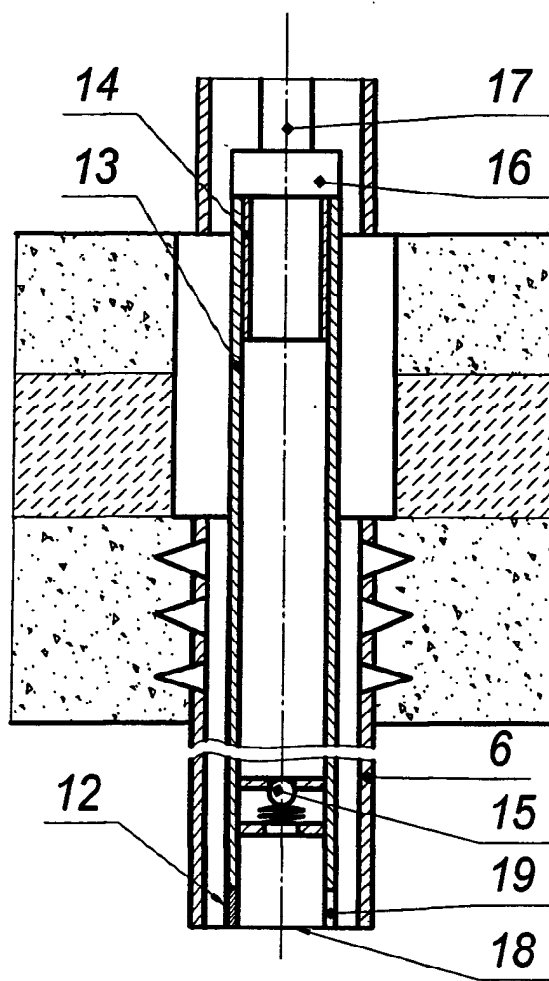
Фиг.1



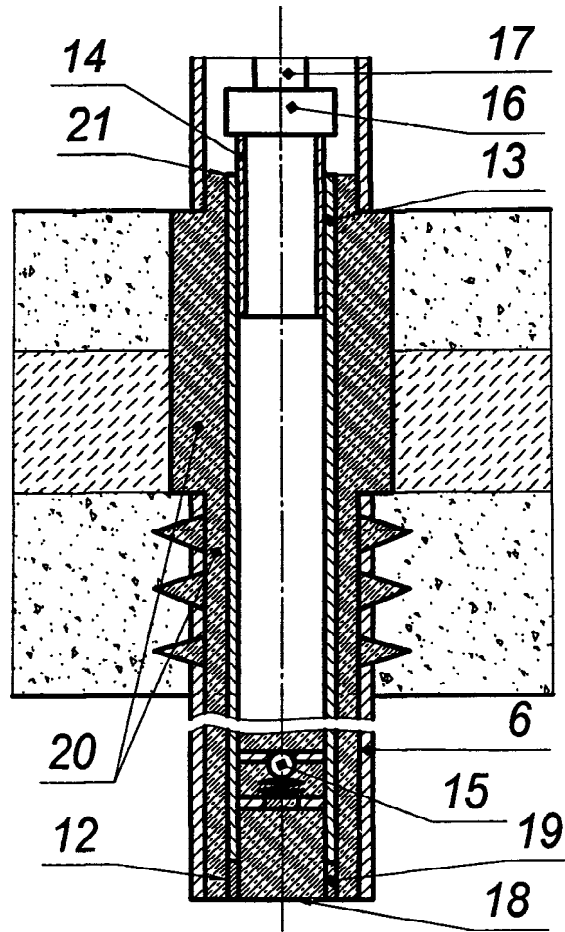
Фиг.2



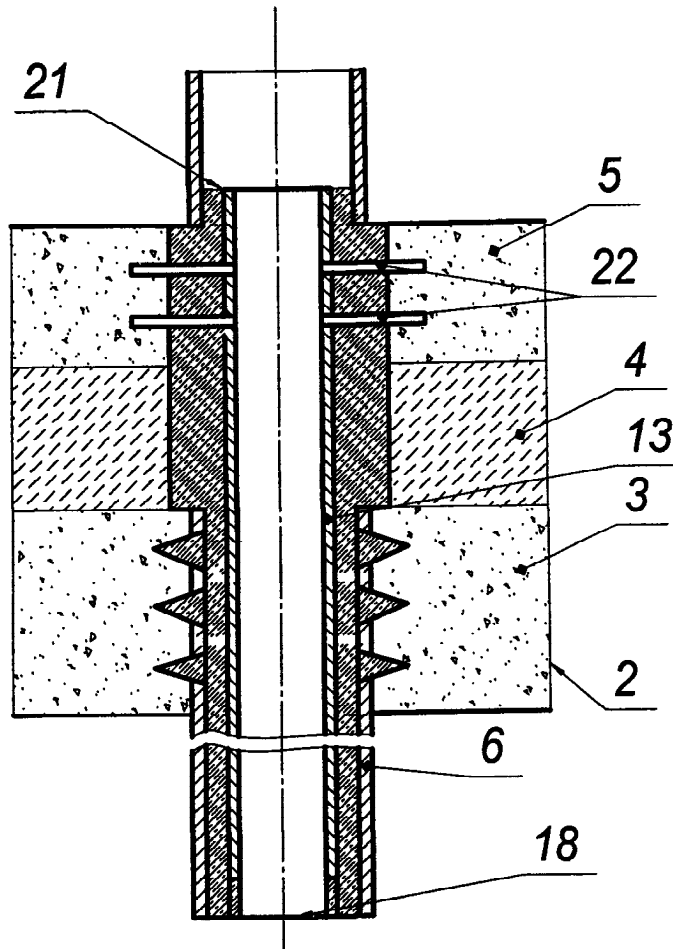
Фиг.3



Фиг.4



Фиг.5



Фиг.6