



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2011151046/03, 14.12.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.12.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 14.12.2011

(45) Опубликовано: 27.08.2013 Бюл. № 24

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2303125 C1, 20.07.2007. RU 2338059 C2, 20.10.2005. RU 2211311 C2, 27.08.2003. RU 2292453 C2, 27.01.2007. RU 2315863 C2, 27.01.2008. RU 7464759 C1, 27.12.2007.

Адрес для переписки:

423930, Республика Татарстан, г. Бавлы, ул.
Гоголя, 20, НГДУ "Бавлынефть" ОАО
"Татнефть", технический отдел

(72) Автор(ы):

**Файзуллин Илфат Нагимович (RU),
Хуррямов Альфис Мансурович (RU),
Бакиров Ильшат Мухаметович (RU),
Рамазанов Рашит Газзавиевич (RU),
Насыбуллин Арслан Валерьевич (RU),
Зиятдинов Радик Зяязатович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Открытое акционерное общество
"Татнефть" имени В.Д. Шапина (RU)****(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при разработке многопластовой нефтяной залежи. Обеспечивает повышение эффективности способа. Сущность изобретения: способ включает внутрискважинную перекачку воды из нижележащего водоносного пласта в вышележащий продуктивный пласт по нагнетательной скважине и отбор нефти из продуктивного пласта через добывающую скважину, гидродинамически связанную с нагнетательной скважиной. В соответствии с изобретением в интервале продуктивного пласта добывающей скважины устанавливают устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды с возможностью подъема нефти на поверхность и сброса воды в ближайший по разрезу нижележащий водоносный пласт и/или выработанный по нефти пласт. Внутрискважинную перекачку воды в нагнетательной скважине из нижележащего водоносного пласта и/или выработанного

нефтяного пласта в продуктивный пласт осуществляют с помощью насоса, производительность которого принимают не более приемистости продуктивного пласта, герметизируют устье нагнетательной скважины и запускают насос в работу. При снижении напора воды на приеме насоса в нагнетательной скважине ниже определенного значения насос останавливают, а устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды в добывающей скважине запускают в работу. При превышении напора воды на приеме насоса в нагнетательной скважине выше определенного значения напор насос включают в работу, а устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды в добывающей скважине останавливают. При ухудшении гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами извлекают эксплуатационное оборудование, производят гидравлический разрыв продуктивного и/или водоносного пластов. После этого вновь спускают эксплуатационное оборудование и продолжают разработку

RU 2491418 C1

RU 2491418 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.

E21B 43/20 (2006.01)*E21B 43/14* (2006.01)**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2011151046/03, 14.12.2011**(24) Effective date for property rights:
14.12.2011

Priority:

(22) Date of filing: **14.12.2011**(45) Date of publication: **27.08.2013 Bull. 24**

Mail address:

**423930, Respublika Tatarstan, g. Bavly, ul.
Gogolja, 20, NGDU "Bavlyneft" OAO "Tatneft",
tehnicheskij otdel**

(72) Inventor(s):

**Fajzullin Ifat Nagimovich (RU),
Khurramov Al'fis Mansurovich (RU),
Bakirov Il'shat Mukhametovich (RU),
Ramazanov Rashit Gaznavievich (RU),
Nasybullin Arslan Valer'evich (RU),
Zijatdinov Radik Zjauzjatovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) METHOD TO DEVELOP MULTIZONE OIL RESERVOIR

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method includes downhole pumping of water from an underlying water-bearing bed into an overlying payout bed along an injection well and oil withdrawal from the payout bed via a producing well, which is hydrodynamically connected to the injection well. In accordance with the invention, a device is installed in the interval of the producing bed of the producing well for downhole separation of oil and water with the possibility to lift oil to the surface and discharge of water into the nearest underlying water-bearing bed and/or abandoned oil bed in the cut. Downhole pumping of water in the injection well from the underlying water-bearing bed and/or abandoned oil bed into the producing bed is carried out with the help of a pump, efficiency of which is accepted as not more than the

intake of the producing bed, the injection well head is sealed, and the pump is put into operation. As water head reduces at the pump inlet in the injection well below a certain value, the pump is stopped, and the device for downhole separation of oil and water in the producing well is put in operation. As water head increases at the pump inlet in the injection well above a certain value, the pump is put in operation, and the device for downhole separation of oil and water in the producing well is stopped. If hydrodynamic connection between producing and injection wells deteriorates, operating equipment is withdrawn, hydraulic rupture of the producing and/or water-bearing beds is done. Afterwards operating equipment is again lowered, and development of the multizone oil reservoir is continued.

EFFECT: increased efficiency of method.

1 dwg

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при разработке многопластовой нефтяной залежи.

Известен способ разработки нефтяной или газовой (газоконденсатной) залежи с поддержанием пластового давления, включающий добывающие и нагнетательные скважины, насосную станцию, водопровод высокого давления (Справочная книга по добыче нефти. / Под ред. д-ра техн. наук Ш.К. Гиматудинова. - М., Недра. - 1974. - С.109-118). Продуктивный пласт сообщен через добывающие скважины с наземными нефтегазосборными коммуникациями, а через нагнетательные скважины и водопроводы высокого давления - с насосной станцией. Подача воды на насосную станцию осуществляется либо из естественных водоемов, либо из специально пробуренных водозаборных скважин, либо используется подтоварная попутно добываемая вместе с нефтью пластовая вода (после ее отделения от нефти), при этом требуется специальная подготовка воды.

Недостатками данного способа являются:

- необходимость строительства насосной станции и водопроводов высокого давления;
- необходимость в источнике воды, ее подготовке, средствах подачи воды на насосную станцию;
- дополнительные энергозатраты, затраты на обслуживание системы, связанной с нагнетанием в пласт воды.

Также известен способ разработки нефтяной залежи с поддержанием пластового давления за счет использования природной энергии пластовых вод (Опалев А.Ф. Поддержание пластового давления с использованием естественной энергии напорных вод. - М.: Недра, 1965. - стр.65-70). Суть способа заключается в том, что в одной скважине два пласта - водонасыщенный и нефтенасыщенный - соединены путем перфорации обсадной колонны в интервале обоих пластов. В результате перетока воды из водонасыщенного пласта в нефтенасыщенный обеспечивается повышение пластового давления.

Недостатком данного способа является то, что из скважины, в которой осуществлен межпластовый переток воды, исключена возможность добычи нефти в период, когда происходит переток воды. Кроме того, данный способ не позволяет регулировать расход перепускаемой воды.

Также известен способ закачки жидкости в пласт (патент RU №2211314, МПК 8 E21B 43/20, опубл. 27.08.2003 г.), включающий бурение нагнетательной скважины, вскрытие продуктивного и водоносного пластов, спуск колонны труб, установку межпластового пакера, закачку жидкости в пласт. В нагнетательную скважину спускают двойную колонну труб. Над вскрытыми пластами устанавливают дополнительный пакер. Нижний конец одной из труб устанавливают в интервале водоносного пласта. Соединяют эту трубу с накопительной емкостью на устье скважины для воды или реагентов для повышения нефтеизвлечения. Оборудуют глубинным насосом для подачи воды из водоносного пласта в накопительную емкость. Нижний конец другой трубы устанавливают в интервале нефтяного пласта. Соединяют эту трубу с накопительной емкостью. Оборудуют пультом управления и нагнетательным насосом для откачки воды или реагентов из накопительной емкости. Закачку в продуктивный пласт производят в постоянном, или циклическом, или импульсном режиме под контролем с пульта управления.

Известный способ очень металлоемкий, так как в скважину спущена двойная колонна труб, кроме того для своего применения требует наличия накопительной

емкости на устье скважины, обвязки скважины и насосов, что усложняет способ, также данный способ не позволяет сепарировать (разделять) продукцию в добывающей скважине на нефть и воду, и сбрасывать отделенную воду в водоносный пласт, что вызывает высокие затраты на подъем высокообводненной продукции и ее последующее разделение на нефть и воду на поверхности.

Наиболее близким по технической сущности является способ разработки многопластовой нефтяной залежи (патент RU №2303125, МПК 8 E21B 43/20, опубл. 20.07.2007 г.), включающий внутрискважинную перекачку воды из нижележащего водоносного пласта в вышележащий продуктивный пласт по нагнетательным скважинам и отбор нефти из продуктивного пласта через добывающие скважины, при этом внутрискважинную перекачку воды выполняют на естественном режиме за счет энергии водоносного пласта, в продуктивном пласте в районе нагнетательных скважин, выполняющих внутрискважинную перекачку воды, посредством интенсификации отбора через добывающие скважины снижают пластовое давление, при этом отбор через добывающие скважины выполняют в циклическом режиме, обеспечивающем изменение направления движения потоков жидкости в продуктивном пласте, для чего чередуют интенсивность отбора нефти из добывающих скважин, расположенных напротив друг друга так, что одна пара противоположных скважин работает с максимальным дебитом, тогда как другая пара скважин в этот период работает с 50% дебитом от максимального дебита в течение времени до снижения динамического уровня нефти ниже допустимого при ее постоянном отборе, затем режим скважин меняют на противоположный.

Недостатками способа являются:

- во-первых, ограниченные возможности осуществления способа, так как он осуществим только на естественном режиме за счет энергии водоносного пласта, что весьма редко на поздней стадии разработки нефтяной залежи, причем необходимо учитывать, что в процессе разработки многопластовой залежи происходит снижение энергии (пластового давления) водоносного пласта, вследствие чего переток воды в продуктивный пласт прекращается, что приводит к не возможности осуществления способа;

- во-вторых, высокие затраты на подъем обводненной продукции и ее последующее разделение на нефть и воду на поверхности, так как данный способ не позволяет сепарировать (разделять) продукцию непосредственно в добывающей скважине на нефть и воду, и сбрасывать отделенную воду в нижележащий по разрезу скважины пласт;

- в-третьих, при ухудшении гидродинамических параметров пластов (снижении приемистости, падение пластового давления) между добывающей и нагнетательной скважинами резко снижается продолжительность реализации способа;

- в-четвертых, низкая эффективность вытеснения продукции из продуктивного пласта, так как в качестве вытесняющего агента используется вода другого горизонта.

Задачей изобретения является снижение затрат на подъем продукции из добывающей скважины за счет внутрискважинного разделения продукции со сбросом воды в нижележащий пласт с возможностью принудительного перетока воды из водоносного в продуктивный пласт не зависимо от энергии (пластового давления) водоносного пласта, а также увеличение продолжительности реализации способа за счет возможности восстановления гидродинамических параметров пластов между добывающей и нагнетательной скважинами при реализации способа и повышение эффективности вытеснения продукции из продуктивного пласта за счет использования

в качестве вытесняющего агента отделенной воды из того же продуктивного пласта.

Способ разработки многопластовой нефтяной залежи, включающий внутрискважинную перекачку воды из нижележащего водоносного пласта в вышележащий продуктивный пласт по нагнетательной скважине и отбор нефти из продуктивного пласта через добывающую скважину, гидродинамически связанную с нагнетательной скважиной.

Новым является то, что в интервале продуктивного пласта добывающей скважины устанавливают устройство для внутрискважинного разделение нефти и воды с возможностью подъема нефти на поверхность и сброса воды в ближайший по разрезу нижележащий водоносный пласт и/или выработанный по нефти пласт, а внутрискважинную перекачку воды в нагнетательной скважине из нижележащего водоносного пласта и/или выработанного нефтяного пласта в продуктивный пласт осуществляют с помощью насоса, обеспечивающего разработку продуктивного пласта, герметизируют устье нагнетательной скважины и запускают насос в работу, при этом при снижении напора воды на приеме насоса в нагнетательной скважине ниже определенного значения насос останавливают, а устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды в добывающей скважине запускают в работу, при превышении напора воды на приеме насоса в нагнетательной скважине выше определенного значения напора насос включают в работу, а устройство для внутрискважинного разделение нефти и воды в добывающей скважине останавливают, при этом при ухудшении гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами извлекают эксплуатационное оборудование, производят гидравлический разрыв продуктивного и/или водоносного пластов, после чего вновь спускают эксплуатационное оборудование и продолжают разработку многопластовой нефтяной залежи.

На фигуре показана схема осуществления способа.

На многопластовой нефтяной залежи производят строительство добывающей 1 и нагнетательной 2 скважин со вскрытием продуктивного 3 и водоносного 4 пластов и с соответствующими интервалами перфорации 3' и 4' в добывающей скважине 1 и интервалами перфорации 3'' и 4'' в нагнетательной скважине 2.

В добывающую скважину 1 спускают колонну труб 5 с пакером 6 и устройством для внутрискважинного разделения нефти и воды 7 с возможностью подъема нефти на поверхность и сброса воды, установленным выше пакера 6. Устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды 7 размещено в интервале перфорации 3' продуктивного пласта 3 добывающей скважины 1. Пакер 6 позволяет герметично разделить межколонные пространства 8 и 9 в добывающей скважине 1.

В качестве устройства для внутрискважинного разделение нефти и воды 7 с возможностью подъема нефти на поверхность и сброса воды может применяться любое известное скважинное устройство, позволяющее разделить продукцию добывающей скважины на нефть и воду, например, скважинный сепаратор (патент RU №2291291, МПК 8 E21B 43/38, опубл. 10.01.2007 г. или скважинная установка для разделения нефти и воды (патент RU №2290505, МПК 8 E21B 43/38, опубл. 31.12.2006 г.).

Устройство для внутрискважинного разделение нефти 7 предназначено для отделения структурно-капельной нефти от добываемой продукции и обеспечивающий отделение нефти от воды в системе поддержания пластового давления при межскважинной перекачке воды, при этом разделенная от воды нефть поднимается на поверхность электроцентробежным насосом (на фиг. не показано), а вода

сбрасывается в ближайший по разрезу нижележащий водоносный пласт и/или выработанный по нефти пласт 4 (см. фиг.).

В нагнетательную скважину 2 спускают колонну труб 10 оснащенную на нижнем конце всасывающим клапаном 10', а выше пакером 11, а также насосом 12, установленным выше пакера 11. Кроме того колонну труб 10 напротив интервала перфорации 3" продуктивного пласта нагнетательной скважины 2 оснащают радиальными отверстиями 13. Пакер 11 позволяет герметично разделить межколонные пространства 14 и 15 в нагнетательной скважине 2.

В качестве насоса 12 применяют, например электрический погружной насос, обеспечивающего разработку продуктивного пласта 3. Например, при приемистости пласта 250 м³/сут. применяют электрический погружной насос 12 марки УЭЦНБ5А-250-800 с производительностью 250 м³/сут. и напором 800 м достаточным для разработки продуктивного пласта 3.

На приеме насоса 12 установлен датчик напора жидкости 16, связанный с пультом управления размещенным на устье (на фиг. не показано) нагнетательной скважины 2 (см. фиг.).

Перед запуском установки в работу герметизируют устье нагнетательной скважины 2. Запускают электрический погружной насос 12 в работу. Электрический погружной насос 12 начинает перекачивать жидкость из межколонного пространства 15 ниже пакера 11, то есть из зоны нижнего водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4, по колонне труб 10 через открывшийся всасывающий клапан 11, датчик напора жидкости 16, через радиальные отверстия 13 колонны труб 10 вода попадает в межколонное пространство 15 выше пакера 11, откуда через интервалы перфорации 3" она задавливается в верхний продуктивный пласт 3 нагнетательной скважины 2, по которому вытесняет продукцию к интервалам перфорации 3' добывающей скважины 1.

Закачка жидкости из нижнего водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4 нагнетательной скважины 2 в верхний продуктивный пласт 3 продолжается до тех пор, пока не закончится жидкость в межколонном пространстве 15 ниже пакера 11. Это происходит при условии, если производительность электрического погружного насоса 12 превышает поступление (дебит) жидкости в межколонное пространство 15 из нижнего водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4 через интервалы перфорации 4" в межколонное пространство 14 ниже пакера 11.

Поскольку устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды 7 отключено, то есть нет сброса воды в межколонное пространство 9 добывающей скважины 1 и, соответственно, движения воды из межколонного пространства 9 добывающей скважины 1 через интервалы перфорации 4' по нижнему водоносному пласту и/или выработанному по нефти пласту 4 и выхода воды через интервалы перфорации 4" в межколонное пространство 15 нагнетательной скважины 2, то происходит снижение уровня жидкости в межколонном пространстве 15 и в колонне труб 10. В определенный момент, при достижении снижения уровня ниже определенного значения, например, ниже 50 метров прекращается поток жидкости (воды) через датчик напора жидкости 16, который реагирует на это и дает сигнал на пульт управления (на фиг. не показано), который и отключает электрический погружной насос 12 (см. фиг.) и включает устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды 7.

При отключении электрического погружного насоса 12 всасывающий клапан 10'

закрывается и исключает обратное поступление жидкости из верхнего продуктивного пласта 2.

Устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды 7 производит разделение продукции продуктивного пласта 3 на нефть и воду, при этом перекачивает нефть на поверхность по колонне труб 5 добывающей скважины 1, а воду сбрасывает в ближайший по разрезу нижний водоносный пласт и/или выработанный по нефти пласт 4, при этом электрический погружной насос 12 остается отключенным на время заполнения заколонного пространства 15 жидкостью из нижнего водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4, в который вода (пластовая вода продуктивного пласта 3), разделенная в устройстве для внутрискважинного разделения нефти и воды 7 по колонне труб попадет в межколонное пространство 9 ниже пакера 6, а оттуда она через интервалы перфорации 4' задавливается в нижний водоносный пласт и/или выработанный по нефти пласт 4. Откуда через интервалы перфорации 4'' попадает в межколонное пространство 15, которое заполняется водой (пластовой водой) из водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4.

В процессе заполнения заколонного пространства 15 жидкость через всасывающий клапан 10' начинает поступать снизу вверх в колонну труб 10. Когда уровень жидкости поднимется до приема электрического погружного насоса 12 и достигнет определенного значения напора, например 500 метров, датчик напора жидкости 16 подает сигнал на включение электрического погружного насоса 12 и отключение устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды 7. Далее процесс повторяется как описано выше, т.е. начинается перекачка воды электрическим погружным насосом 12 из нижнего водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4 в верхний продуктивный пласт 3 нагнетательной скважины 2.

При снижении приемистости продуктивного пласта 3 и/или снижении приемистости водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4 извлекают эксплуатационное оборудование и осуществляют гидравлический разрыв продуктивного и/или водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4 в добывающей 1 и нагнетательной 2 скважинах, через соответствующие интервалы перфорации 3' и 3'' в продуктивного пласта 3 и интервалы перфорации 4' и 4'' водоносного пласта и/или выработанного по нефти пласта 4. Гидравлический разрыв производят любым известным способом, например, способом гидравлического разрыва пласта в скважине (патент RU №2358100, МПК 8 E21B 43/26, опубл. в бюл. №16 от 10.06.2009 г.) или способом гидроразрыва пласта (патент РФ №2122633, МПК 8 E21B 43/27, опуб. 1998 г.).

После чего в добывающую 1 и нагнетательную 2 скважины вновь спускают эксплуатационное оборудование (как показано на фигуре 2) и продолжают разработку многопластовой нефтяной залежи, как описано выше.

Предложенный способ разработки многопластовой нефтяной залежи позволяет снизить затраты на подъем продукции и ее последующее сепарирование за счет разделения нефти и воды в интервале перфорации продуктивного пласта добывающей скважины в интервале продуктивного пласта последующим подъемом нефти на поверхность и сбросом воды в ближайший нижний водоносный пласт и/или выработанный по нефти пласт, а наличие насоса в нагнетательной скважине позволяет принудительно перекачивать воду из нижнего пласта в верхний пласт независимо от энергии (пластового давления) пласта

Возможность проведения гидравлического разрыва пласта при осуществлении

способа позволяет увеличить продолжительность реализации способа за счет
возможности восстановления гидродинамических параметров пластов (пластового
давления, приемистости). Кроме того, на 10-15% повышается эффективность
вытеснения продукции из продуктивного пласта за счет использования в качестве
5 вытесняющего агента отделенной воды из того же продуктивного пласта за счет той
же минерализации.

Формула изобретения

10 Способ разработки нефтяной залежи, включающий внутрискважинную перекачку
воды из нижележащего водоносного пласта в вышележащий продуктивный пласт по
нагнетательной скважине и отбор нефти из продуктивного пласта через добывающую
скважину, гидродинамически связанную с нагнетательной скважиной, отличающийся
15 тем, что в интервале продуктивного пласта добывающей скважины устанавливают
устройство для внутрискважинного разделения нефти и воды с возможностью
подъема нефти на поверхность и сброса воды в ближайший по разрезу нижележащий
водоносный пласт и/или выработанный по нефти пласт, а внутрискважинную
перекачку воды в нагнетательной скважине из нижележащего водоносного пласта
20 и/или выработанного нефтяного пласта в продуктивный пласт осуществляют с
помощью насоса, обеспечивающего разработку продуктивного пласта,
герметизируют устье нагнетательной скважины и запускают насос в работу, при этом
при снижении напора воды на приеме насоса в нагнетательной скважине ниже
определенного значения насос останавливают, а устройство для внутрискважинного
25 разделения нефти и воды в добывающей скважине запускают в работу, при
превышении напора воды на приеме насоса в нагнетательной скважине выше
определенного значения напора насос включают в работу, а устройство для
внутрискважинного разделения нефти и воды в добывающей скважине
30 останавливают, при этом при ухудшении гидродинамической связи между
добывающей и нагнетательной скважинами извлекают эксплуатационное
оборудование, производят гидравлический разрыв продуктивного и/или водоносного
пластов, после чего вновь спускают эксплуатационное оборудование и продолжают
разработку многопластовой нефтяной залежи.

