



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2013145722/03, 14.10.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
14.10.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 14.10.2013

(45) Опубликовано: 27.08.2014 Бюл. № 24

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2374435 C2, 27.11.2009. RU 2208140 C1, 10.07.2003. RU 2290493 C1, 27.12.2006. RU 2362010 C1, 20.07.2009. RU 2432460 C2, 27.10.2011. US 2006000610 A1, 05.01.2006

Адрес для переписки:

423930, Республика Татарстан, г. Бавлы, ул.  
Гоголя, 20, НГДУ "Бавлынефть", Нач. тех. отд.

(72) Автор(ы):

**Хисамов Раис Салихович (RU),  
Ахметгареев Вадим Валерьевич (RU),  
Ханнанов Рустэм Гусманович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

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

**(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ**

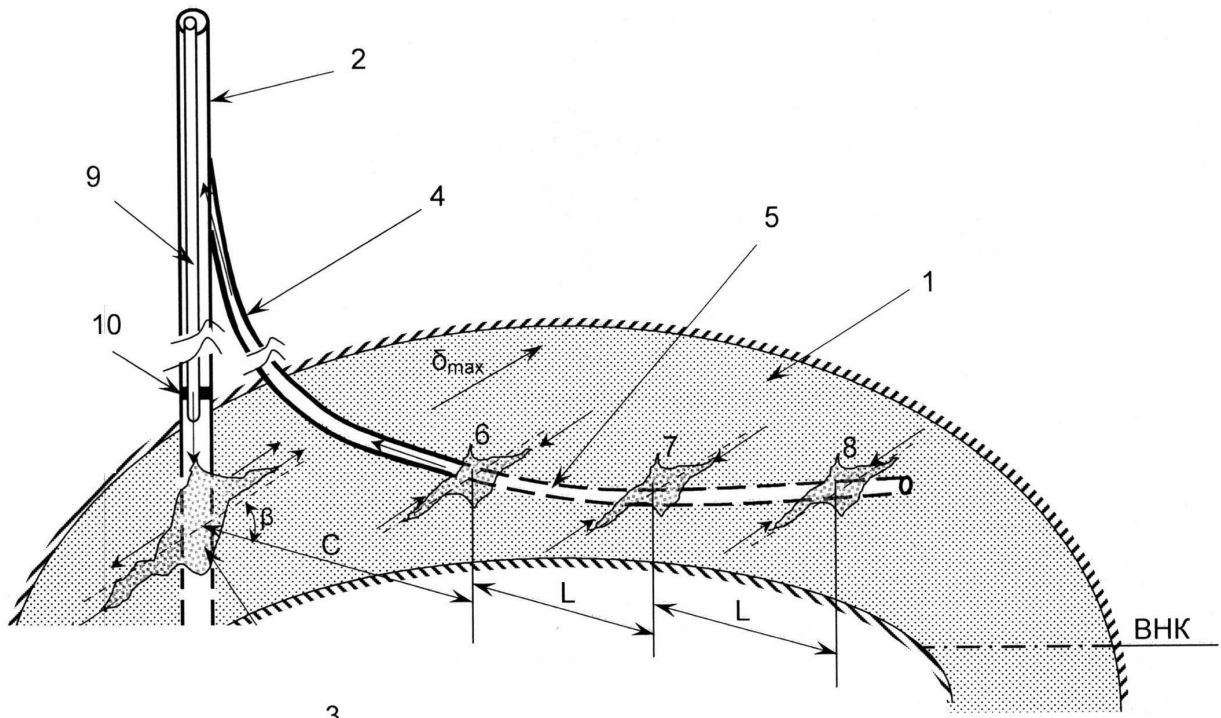
(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть применено для разработки низкопроницаемой нефтяной залежи. Способ включает вскрытие вертикальной скважиной нефтяной залежи, проводку бокового горизонтального ствола, проведение многократного гидравлического разрыва пласта, отбор продукции и закачку рабочего агента оборудованием для одновременно-раздельной добычи и закачки. Согласно изобретению выделяют залежь с проницаемостью не более 2 мД, проводят гидравлический разрыв пласта в основном стволе скважины, получая трещину в вертикальной плоскости. Затем в направлении максимальных нефтенасыщенных толщин проводят боковой горизонтальный ствол со спуском эксплуатационной колонны до расстояния С не менее 100 м и не более 300 м от плоскости трещины гидроразрыва основного ствола, далее расстояния С боковой

горизонтальный ствол выполняют открытым, обсаженным либо со спуском перфорированного хвостовика. Угол между плоскостью трещины гидроразрыва и направлением бокового горизонтального ствола должен составлять от 45° до 90°, в боковом горизонтальном стволе проводят многократный гидравлический разрыв пласта с расстоянием между ступенями не менее 10 м и не более 100 м. Первую ступень многократного гидроразрыва проводят на расстоянии С, считая от «пятки» бокового горизонтального ствола, основной вертикальный ствол используют для нагнетания рабочего агента в данную залежь, а боковой горизонтальный ствол - для отбора продукции посредством оборудования для одновременно-раздельной добычи и закачки. Технический результат заключается в повышении коэффициента нефтеизвлечения. 1 ил.

**RU 2 526 937 C1**

**RU 2 526 937 C1**



Фиг. 1

RU 2526937 C1

RU 2526937 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/26* (2006.01)  
*E21B 43/14* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2013145722/03, 14.10.2013  
(24) Effective date for property rights: 14.10.2013  
Priority:  
(22) Date of filing: 14.10.2013  
(45) Date of publication: 27.08.2014 Bull. № 24  
Mail address:  
423930, Respublika Tatarstan, g. Bavly, ul. Gogolja,  
20, NGDU "Bavlyneft", Nach. tekhn. otd.

(72) Inventor(s):  
**Khislamov Rais Salikhovich (RU),  
Akhmetgareev Vadim Valer'evich (RU),  
Khannanov Rustehm Gusmanovich (RU)**  
(73) Proprietor(s):  
**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Tatneft"  
im. V.D. Shashina (RU)**

(54) **METHOD OF LOW-PERMEABLE OIL DEPOSIT DEVELOPMENT**

(57) Abstract:

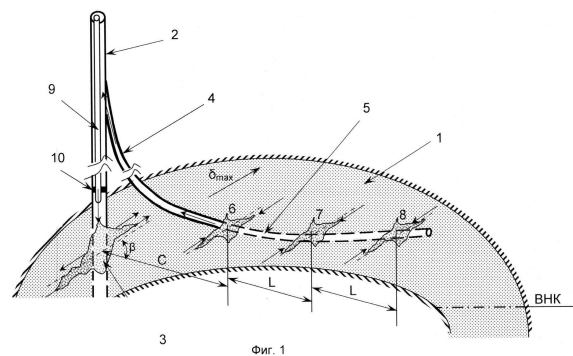
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method includes opening of the oil deposit by a vertical well, construction of a horizontal offshoot, multiple hydraulic fracturing of the stratum, product withdrawal and injection of the working fluid by equipment designed for dual production and injection. According to the invention the deposit is identified with permeability of less than 2 mD, hydraulic fracturing is made in the main hole with obtainment of fracture in the vertical plane. Then a side horizontal offshoot is made in direction of maximum oil-filled thickness with running in of production casing up to the distance C within the range of 100 m and 300 m from the hydraulic fracturing plane of the main hole, the remaining part of the side horizontal offshoot behind the distance C is made open, cased or with run in screened liner. The angle between the plane of hydraulic fracturing and direction of the side horizontal offshoot shall be equal to 45-90°, multiple hydraulic fracturing is made in the side horizontal offshoot with distance

between stages of at least 10 m and 100 m at the most. The first stage of the multiple hydraulic fracturing is made at the distance C starting from the end part of the side horizontal offshoot, the main vertical hole is used for injection of the working fluid to the deposit while side horizontal offshoot is used for product withdrawal and injection.

EFFECT: increase in oil recovery factor.

1 dwg



RU 2 526 937 C1

RU 2 526 937 C1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при разработке низкопроницаемой нефтяной залежи посредством проведения многократного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в карбонатных и терригенных коллекторах.

5 Известен способ разработки залежи с низкопроницаемыми коллекторами, включающий бурение добывающих и нагнетательных скважин, закачку воды в пласт, вытеснение нефти к добывающим скважинам и проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП). Добывающие и нагнетательные скважины бурят с горизонтальными  
10 стволами, параллельными друг другу в плане с пересечением всех низкопроницаемых пластов от кровли до подошвы залежи, при этом в своде структуры бурят вертикальные скважины вдоль выявленной или предполагаемой трассировки естественной трещиноватости с расположением забоев этих скважин на продолжении  
экстраполяционных прямых по отношению к горизонтальным стволам нагнетательных скважин, после чего в данных скважинах осуществляют ГРП, а закачку воды производят  
15 в вертикальные скважины, в которых осуществлен ГРП, и в горизонтальные нагнетательные скважины, при этом закачку воды осуществляют с химическими реагентами, предотвращающими разбухание глинистых частиц и пропластков, и реагентами для выравнивания профиля приемистости, причем последние вводят в  
закачиваемую воду после обводнения добываемой продукции на 50-80%. Дополнительно  
20 в случае значительности площадных размеров залежи нефти системы рассматриваемых горизонтальных и вертикальных скважин сооружают на разных высотных отметках продуктивного пласта. В случае водоплавающей залежи рассматриваемые элементы разработки относительно равномерно размещают по площади залежи над поверхностью водонефтяного контакта (патент РФ №2208140, кл. E21B 43/20, опубл. 10.07.2003).

25 Недостатком способа является невысокая нефтеотдача и темпы отбора, а также большие капитальные затраты при разработке низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью менее 2 мД.

Наиболее близким к предложенному изобретению по технической сущности является способ разработки многопластовой нефтяной залежи при наличии высокопроницаемого  
30 пропластка с применением ГРП, с закачкой вытесняющего агента через нагнетательные скважины, отбор пластовых флюидов через эксплуатационные скважины, осуществление ГРП с получением эффективной трещины гидроразрыва. ГРП проводят не сразу по всем пропласткам, а избирательно, в зоне низкопроницаемых пластов, исключая перфорацию высокопроницаемого пласта с проницаемостью в три и более раза выше  
35 средней по пластам, далее после проектного отбора запасов нефти проводят перфорацию высокопроницаемого пласта с последующей эксплуатацией последнего, выполняют ствол с вертикальным вхождением в эксплуатационный объект для обеспечения максимального градиента давления разрыва и для создания оптимальной трещины гидроразрыва, при этом одновременно в нагнетательном фонде скважин проводят  
40 гидравлический разрыв пласта в интервалах с низкой проницаемостью. Дополнительно для создания вертикальной фильтрации между высокопроницаемым пропластком, неперфорированным и низкопроницаемым проводят боковой горизонтальный ствол в низкопроницаемом интервале с последующим поинтервальным гидравлическим разрывом пласта (патент РФ №2374435, кл. E21B 43/16, E21B 43/26, опубл. 27.11.2009  
45 - прототип).

Недостатком способа является невысокая нефтеотдача и темпы отбора при разработке низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью менее 2 мД.

В предложенном изобретении решается задача повышения коэффициента

нефтеизвлечения посредством увеличения коэффициента охвата и повышения темпов отбора.

Задача решается тем, что в способе разработки низкопроницаемой нефтяной залежи, включающем вскрытие вертикальной скважиной нефтяной залежи, проводку бокового горизонтального ствола, проведение МГРП, отбор продукции и закачку рабочего агента оборудованием для одновременно-раздельной добычи и закачки, согласно изобретению, выделяют залежь с проницаемостью не более 2 мД, проводят ГРП в основном стволе скважины, получая трещину в вертикальной плоскости, затем в направлении максимальных нефтенасыщенных толщин проводят боковой горизонтальный ствол со спуском эксплуатационной колонны до расстояния С не менее 100 м и не более 300 м от плоскости трещины гидроразрыва основного ствола, далее расстояния С боковой горизонтальный ствол выполняют открытым, обсаженным, либо со спуском перфорированного хвостовика, причем угол между плоскостью трещины гидроразрыва и направлением бокового горизонтального ствола должен составлять от 45° до 90°, в боковом горизонтальном стволе проводят МГРП с расстоянием между ступенями не менее 10 м и не более 100 м, причем первую ступень МГРП проводят на расстоянии С, считая от «пятки» бокового горизонтального ствола, основной вертикальный ствол используют для нагнетания рабочего агента в данную залежь, а боковой горизонтальный ствол - для отбора продукции, посредством оборудования для одновременно-раздельной добычи и закачки.

Сущность изобретения

На нефтеотдачу низкопроницаемой нефтяной залежи существенное влияние оказывает охват пласта. В целом такие залежи характеризуются невысокой нефтеотдачей и темпами отбора. Горизонтальные технологии и гидроразрыв пласта позволяют повысить эффективность разработки. Существующие технические решения не в полной мере позволяют выполнить данную задачу. В предложенном изобретении решается задача повышения нефтеотдачи низкопроницаемого пласта нефтяной залежи посредством повышения охвата пласта воздействием и увеличением темпов отбора. Задача решается следующим образом.

На фиг.1 приведена схема расположения горизонтальной скважины с проведением МГРП. Принятые обозначения: 1 - продуктивный пласт нефтяной залежи, 2 - вертикальная скважина, 3 - трещина ГРП в вертикальной скважине, 4 - боковой горизонтальный ствол (БГС), 5 - перфорированный хвостовик, либо участок перфорированной эксплуатационной колонны, либо открытый ствол БГС 4, 6-8 - трещины МГРП в БГС 4 на участке 5, 9 - колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), 10 - пакер,  $\delta_{\max}$  - направление максимального главного напряжения пород, С - расстояние от плоскости трещины гидроразрыва 3 основного ствола скважины 2 до первых перфорационных отверстий или начала открытого ствола участка 5, L - расстояние между ступенями ГРП 6-8,  $\beta$  - угол между плоскостью трещины ГРП 3 и направлением БГС 4, ВНК - водо-нефтяной контакт.

Способ реализуют следующим образом.

Участок нефтяной залежи 1 (фиг.1) вскрывают вертикальной скважиной 2. Проницаемость блоков породы составляет менее 2 мД. Отрабатывают скважину 2 на нефть в течение нескольких лет из расчета, чтобы пластовое давление не упало ниже значений, при которых эффективность последующего ГРП становится ниже. Как показывают расчеты, пластовое давление не должно падать больше, чем на 20%. Далее проводят ГРП в стволе скважины 2, получают вертикальную трещину 3, вдоль максимального главного напряжения пород  $\delta_{\max}$ .

Затем в направлении максимальной нефтенасыщенной толщины, т.е. в сторону купола залежи 1 проводят из ствола скважины 2 боковой горизонтальный ствол 4. Причем угол между плоскостью трещины гидроразрыва 3 и направлением бокового горизонтального ствола  $\beta$  составляет от  $45^\circ$  до  $90^\circ$ . Согласно расчетам данный диапазон угла позволяет достигать максимального значения нефтеотдачи.

Конструкцию низа горизонтальной части бокового ствола 4 в продуктивном пласте 1 выполняют со спуском хвостовика 5, либо эксплуатационной колонны с последующим цементированием и перфорацией, либо ствол в продуктивном пласте оставляют открытым. Данную конструкцию выбирают в зависимости от устойчивости пород к осыпанию и технологии проведения последующего МГРП. Перфорационные отверстия, либо открытый ствол выполняют на расстоянии  $S$  не менее 100 м и не более 300 м от плоскости трещины гидроразрыва 3. Расчеты показали, что при  $S$  меньше 100 м происходит быстрое обводнение продукции скважин, а при  $S$  больше 300 м не происходит эффективного поддержания пластового давления, в обоих случаях нефтеотдача снижается.

На участке 5 БГС 4 проводят многократный гидравлический разрыв пласта с расстоянием  $L$  между ступенями не менее 10 и не более 100 м, причем первую ступень 6 многократного ГРП проводят у «пятки» участка 5, т.е. на расстоянии  $S$ . Согласно расчетам для различных типов пород расстояние  $L$  между ступенями менее 10 м приводит к быстрому обводнению продукции скважин, а при расстоянии  $L$  более 100 м снижается эффективность МГРП.

В скважину 2 спускают НКТ 9 до уровня ниже места зарезки бокового ствола 4, межтрубное пространство герметизируют пакером 10. Закачку воды ведут по НКТ 9, а отбор продукции - через участок 5 бокового ствола 4 по межтрубному пространству посредством оборудования для одновременно-раздельной добычи и закачки.

Разработку ведут до полной экономически рентабельной выработки запасов залежи 1.

Результатом внедрения данного способа является повышение темпов отбора и степени нефтеизвлечения.

Примеры конкретного выполнения способа

Пример 1. Участок пластово-сводовый нефтяной залежи 1 (фиг.1) размерами  $900 \times 400$  м, продуктивные пласты которого представлены порово-трещинными карбонатными отложениями, вскрывают вертикальной скважиной 2 на глубине 1395 м. Начальное пластовое давление залежи 14 МПа, нефтенасыщенная мощность в купольной части - 8 м, проницаемость блоков 1 мД, проницаемость трещин 49 мД, пористость блоков - 0,074, пористость трещин - 0,005, вязкость нефти в пластовых условиях - 16,6 мПа·с, начальная нефтенасыщенность - 0,745. Скважину 2 обсаживают эксплуатационной колонной диаметром 168 мм.

Отрабатывают скважину 2 на нефть в течение 3 лет. За данное время скважина обводняется до 60%, пластовое давление снижается до 12 МПа. Далее проводят нефтекислотный ГРП, получают вертикальную трещину 3, вдоль максимального главного напряжения пород  $\delta_{\max}$ .

Затем в направлении максимальной нефтенасыщенной толщины, т.е. в сторону купола залежи 1, проводят из ствола скважины 2 боковой горизонтальный ствол 4 с отходом от основного ствола 2 на 600 м. Причем угол между плоскостью трещины гидроразрыва 3 и направлением бокового горизонтального ствола составляет  $\beta=90^\circ$ . Конструкцию низа горизонтальной части бокового ствола в продуктивном пласте выполняют со спуском хвостовика 5, причем на расстоянии  $S=300$  м от плоскости

трещины гидроразрыва 3, до этого расстояния скважина обсажена эксплуатационной колонной и соответственно фильтрация жидкости в горизонтальный ствол невозможна.

Далее в хвостовике 5 проводят многократный нефтекислотный ГРП с расстоянием между ступенями  $L=100$  м. Первую ступень 6 многократного гидроразрыва проводят у «пятки» хвостовика 5, т.е. на расстоянии  $S=300$  м от плоскости трещины гидроразрыва 3. Таким образом, вдоль хвостовика 5 получают три ступени 6-8.

В скважину 2 спускают НКТ 9 диаметром 60 мм до уровня ниже места зарезки бокового ствола 4, межтрубное пространство герметизируют пакером 10. Закачку воды ведут по НКТ 9, а отбор продукции - через перфорированный хвостовик 5 бокового ствола 4 по межтрубному пространству посредством оборудования для одновременно-раздельной добычи и закачки.

Разработку ведут до полной экономически рентабельной выработки запасов залежи 1.

Пример 2. Выполняют как пример 1. Участок массивной нефтяной залежи 1 представлен поровым типом терригенного коллектора, проницаемость блоков 2 мД. Проводят проппантный ГРП в основном стволе скважины 2, получают вертикальную трещину 3. В направлении максимальной нефтенасыщенной толщины проводят из ствола скважины 2 БГС 4 с отходом от основного ствола 2 на 400 м. Причем угол между плоскостью трещины гидроразрыва 3 и направлением бокового горизонтального ствола составляет  $\beta=45^\circ$ . Конструкцию низа горизонтальной части бокового ствола в продуктивном пласте выполняют со спуском эксплуатационной колонны и последующей перфорацией 5, причем перфорационные отверстия начинаются на расстоянии  $S=100$  м от плоскости трещины гидроразрыва 3. Далее на перфорированном участке 5 в БГС 4 проводят многократный проппантный ГРП с расстоянием между ступенями  $L=10$  м.

Пример 3. Выполняют как пример 1. Низ БГС 4 выполняют со спуском эксплуатационной колонны до расстояния  $S=200$  м от плоскости трещины гидроразрыва 3, а далее 200 м ствол оставляют открытым. Угол между плоскостью трещины гидроразрыва 3 и направлением бокового горизонтального ствола составляет  $\beta=75^\circ$ . В открытом стволе 5 БГС 4 проводят многократный проппантный ГРП с расстоянием между ступенями  $L=50$  м.

В результате за время разработки, которое ограничили обводнением добывающей скважины до 98%, либо достижением минимально рентабельного дебита нефти по скважине 0,5 т/сут, было добыто с участка 59 тыс. т нефти, коэффициент извлечения нефти составил 0,212, срок разработки - 32 года. По прототипу, при прочих равных условиях, было добыто 35 тыс. т нефти, коэффициент извлечения нефти составил 0,187, срок разработки - 39 лет. Прирост коэффициента извлечения нефти по предлагаемому способу составил 0,025.

Предлагаемый способ за счет повышения коэффициента охвата пласта позволяет увеличить нефтеотдачу продуктивного пласта нефтяной залежи и повысить темпы отбора нефти.

#### Формула изобретения

Способ разработки низкопроницаемой нефтяной залежи, включающий вскрытие вертикальной скважиной нефтяной залежи, проводку бокового горизонтального ствола, проведение многократного гидравлического разрыва пласта, отбор продукции и закачку рабочего агента оборудованием для одновременно-раздельной добычи и закачки, отличающийся тем, что выделяют залежь с проницаемостью не более 2 мД, проводят гидравлический разрыв пласта в основном стволе скважины, получая трещину в

вертикальной плоскости, затем в направлении максимальных нефтенасыщенных толщин проводят боковой горизонтальный ствол со спуском эксплуатационной колонны до расстояния С не менее 100 м и не более 300 м от плоскости трещины гидроразрыва основного ствола, далее расстояния С боковой горизонтальный ствол выполняют

5 открытым, обсаженным, либо со спуском перфорированного хвостовика, причем угол между плоскостью трещины гидроразрыва и направлением бокового горизонтального ствола должен составлять от 45° до 90°, в боковом горизонтальном стволе проводят многократный гидравлический разрыв пласта с расстоянием между ступенями не менее 10 м и не более 100 м, причем первую ступень многократного гидроразрыва проводят

10 на расстоянии С, считая от «пятки» бокового горизонтального ствола, основной вертикальный ствол используют для нагнетания рабочего агента в данную залежь, а боковой горизонтальный ствол - для отбора продукции, посредством оборудования для одновременно-раздельной добычи и закачки.

15

20

25

30

35

40

45