



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013145724/03, 14.10.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.10.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 14.10.2013

(45) Опубликовано: 20.09.2014 Бюл. № 26

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2208140 C1, 10.07.2003. RU 2432459 C1, 27.10.2011. RU 2135750 C1, 27.08.1999. SU 1807209 A1, 07.04.1994. RU 2331761 C1, 20.08.2008. RU 2485296 C1, 20.06.2013. RU 2401942 C1, 20.10.2010. RU 2012107038 A, 10.03.2013. US 6070666 A, 20.06.2000

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
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ НА ЕСТЕСТВЕННОМ РЕЖИМЕ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при разработке низкопроницаемой нефтяной залежи горизонтальными скважинами на естественном режиме посредством проведения многократного гидравлического разрыва пласта в карбонатных и терригенных коллекторах. Обеспечивает повышение коэффициента нефтеизвлечения посредством увеличения коэффициента охвата. Сущность изобретения: способ включает бурение параллельно расположенных добывающих горизонтальных скважин с последующим проведением на них многократного гидравлического разрыва пласта и отбора продукции. При этом предусматривают бурение в пластах с проницаемостью не более 2 мД не менее одной добывающей скважины. Сначала бурят одну горизонтальную скважину с углом между максимальным главным напряжением

пласта и направлением горизонтального ствола скважины от 30° до 60°. Проводят на ней многократный гидравлический разрыв пласта. Пускают скважину в работу. Если пластовое давление в процессе разработки снижается не более чем на 3% в год, то дальнейшую разработку ведут на естественном режиме без бурения нагнетательных скважин. Бурят остальные добывающие горизонтальные скважины параллельно первой из расчета, что удельные начальные геологические запасы нефти на одну горизонтальную скважину составят не менее 50 тыс.т. при расстоянии между горизонтальными стволами не менее 100 м. На всех скважинах проводят многократный гидравлический разрыв пласта. При этом количество ступеней многократного гидравлического разрыва пласта выбирают исходя из аналитического выражения. 3 пр., 1 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/16 (2006.01)
E21B 43/26 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2013145724/03, 14.10.2013**

(24) Effective date for property rights:
14.10.2013

Priority:

(22) Date of filing: **14.10.2013**

(45) Date of publication: **20.09.2014** Bull. № 26

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) **DEVELOPMENT OF LOW-PERMEABILITY OIL DEPOSITS BY HORIZONTAL WELLS UNDER NATURAL CONDITIONS**

(57) Abstract:

FIELD: oil-and-gas industry.

SUBSTANCE: proposed method comprises drilling of parallel production and injection horizontal wells combined with multiple hydraulic fracturing of the seam. Note here that at least one production well is drilled in beds with permeability not over 2 mD. First, one horizontal well is drilled with angle between maximum major strain of the bed and direction of borehole making 30-60 degrees. Multiple hydrofrac is realised thereat. Well is put in operation. If bed pressure decreases by not over 3% a year then further

development is performed under natural conditions with drilling the injection wells. Other production wells are drilled parallel with the first one in case the initial geological store of oil per one horizontal well makes at least 50 thou t at spacing between said wells not exceeding 100 m. Multiple hydrofrac is realised for all wells. Note here that the number of multiple hydrofrac stages is selected proceeding from analytic relationship.

EFFECT: higher yield owing higher coverage.
3 ex, 1 dwg

RU 2 528 757 C1

RU 2 528 757 C1

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

5 Известен способ разработки многопластовой нефтяной залежи при наличии высокопроницаемого пропластка с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП), с закачкой вытесняющего агента через нагнетательные скважины, отбором пластовых флюидов через эксплуатационные скважины, осуществление ГРП с получением эффективной трещины гидроразрыва. Гидравлический разрыв пласта
10 проводят избирательно в зоне низкопроницаемых пластов, исключая перфорацию высокопроницаемого пласта с проницаемостью в три и более раза выше 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
15 максимального градиента давления разрыва и для создания оптимальной трещины гидроразрыва, при этом одновременно в нагнетательном фонде скважин проводят ГРП в интервалах с низкой проницаемостью. Дополнительно для создания вертикальной фильтрации между высокопроницаемым пропластком, неперфорированным и низкопроницаемым проводят боковой горизонтальный ствол в низкопроницаемом
20 интервале с последующим поинтервальным ГРП (патент РФ №2374435, кл. E21B 43/16, E21B 43/26, опубл. 27.11.2009).

Наиболее близким к предложенному изобретению по технической сущности является способ разработки залежи с низкопроницаемыми коллекторами, включающий бурение
25 добывающих и нагнетательных скважин, закачку воды в пласт, вытеснение нефти к добывающим скважинам и проведение ГРП. Добывающие и нагнетательные скважины бурят с горизонтальными 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
30 продолжении экстраполяционных прямых по отношению к горизонтальным стволам нагнетательных скважин, после чего в данных скважинах осуществляют ГРП, а закачку воды производят 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
35 пропластков, и реагентами для выравнивания профиля приемистости, причем последние вводят в закачиваемую воду после обводнения добываемой продукции на 50-80%. Дополнительно в случае значительности площадных размеров залежи нефти системы рассматриваемых горизонтальных и вертикальных скважин сооружают на разных высотных отметках продуктивного пласта. В случае водоплавающей залежи
40 рассматриваемые элементы разработки относительно равномерно размещают по площади залежи над поверхностью водонефтяного контакта (патент РФ №2208140, кл. E21B 43/20, опубл. 10.07.2003 - прототип).

Недостатком известных способов является невысокая нефтеотдача при разработке низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью менее 2 мД. Также дебиты
45 вертикальных скважин на низкопроницаемых коллекторах характеризуются очень низкими значениями. При наличии подпора краевых или подошвенных вод, эффективнее вести разработку на естественном режиме.

В предложенном изобретении решается задача повышения коэффициента

нефтеизвлечения посредством увеличения коэффициента охвата.

Задача решается тем, что в способе разработки низкопроницаемой нефтяной залежи горизонтальными скважинами на естественном режиме, включающем бурение параллельно расположенных добывающих горизонтальных скважин с последующим проведением на них МГРП и отбора продукции, согласно изобретению, в пластах с проницаемостью не более 2 мД бурят добывающую горизонтальную скважину с углом β между максимальным главным напряжением пласта и направлением горизонтального ствола скважины от 30° до 60° , проводят на ней МГРП, пускают скважину в работу, разработку ведут на естественном режиме без бурения нагнетательных скважин в режиме, при котором пластовое давление в процессе разработки снижается не более чем на 3% в год, бурят остальные добывающие горизонтальные скважины параллельно первой в количестве, из расчета, чтобы удельные начальные геологические запасы нефти на одну горизонтальную скважину составляли не менее 50 тыс.т. и расстояние между горизонтальными стволами было не менее 100 м, на всех скважинах также проводят МГРП, причем количество N ступеней МГРП выбирают исходя из условия $N=1+L/100$, где L - длина горизонтального ствола скважины, и округляют до большего целого числа.

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. Задача решается следующим образом.

На фиг.1 приведена схема расположения добывающей и нагнетательной горизонтальных скважин с проведением многократного ГРП. Принятые обозначения: 1 - продуктивный пласт нефтяной залежи, 2 - участок максимальных нефтенасыщенных толщин залежи, а также чисто нефтяная зона, А, В - добывающие горизонтальные скважины, X, Y - скважины, работающие на другой эксплуатационный объект, С - расстояние между горизонтальными стволами скважин А и В, $S_{тр}$ - трещины многократного ГРП, δ_{max} - направление максимального главного напряжения пород, β - угол между направлением максимального главного напряжения пород δ_{max} и направлением стволов горизонтальных скважин А и В, L - длина горизонтальных стволов скважин А и В.

Способ реализуют следующим образом.

Участок нефтяной залежи 1 (фиг.1), продуктивные пласты которого представлены терригенными или карбонатными отложениями, вскрывают вертикальными скважинами X и Y, по данным которых строят структуру залежи. Прибором ВАК-8 на скважинах X и Y проводят определение направления максимального главного напряжения пород δ_{max} . В результате исследований получили, например, северо-восточное направление δ_{max} .

Проницаемость коллектора не превышает 2 мД. При таких значениях проницаемости согласно постановлению Правительства РФ №700-Р коллектора относятся к категории трудноизвлекаемых запасов и для них действуют пониженные ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), что позволяет проводить мероприятия по бурению горизонтальных скважин с проведением МГРП эффективно, с точки зрения экономики.

Скважины X и Y переводят на работу по другим объектам с большей проницаемостью. На залежи 1 бурят горизонтальную добывающую скважину А с длиной горизонтального ствола L (м) и располагают в максимальных нефтенасыщенных толщинах 2. Также участок 2 является чисто нефтяной зоной. Направление горизонтального ствола добывающей скважины А и направление максимального главного напряжения пласта составляет угол $\rho=30^{\circ}-60^{\circ}$. Согласно расчетам, данный диапазон угла β позволяет достигать максимального значения нефтеотдачи.

Далее на горизонтальном участке скважины А проводят МГРП, получая трещины $S_{тр}$, параллельно δ_{max} . Количество N ступеней многократного ГРП рассчитывают по соотношению $N=1+L/100$ и округляют до большего целого числа. Согласно расчетам, максимальный коэффициент нефтеизвлечения достигается, если количество ступеней МГРП на единицу больше, чем длина горизонтального ствола L, на котором проводят данное мероприятие, отнесенного к 100. Т.е. если длина горизонтального ствола L=100 м, то проводят 2 ступени МГРП, если L=1000, то 11 ступеней.

Скважину А пускают в работу. Разработку ведут на естественном режиме без бурения нагнетательных скважин в режиме, при котором пластовое давление в процессе разработки снижается не более чем на 3% в год. Принимают решение о дальнейшей разработке залежи 1 на естественном режиме без бурения нагнетательных скважин. Согласно расчетам при темпе падения пластового давления более чем на 3%/год энергетический запас пласта не позволяет поддерживать темпы отбора нефти на экономически рентабельном уровне, также конечный коэффициент нефтеизвлечения при разработке на естественном режиме оказывается низким.

Далее бурят горизонтальную добывающую скважину В также с длиной L, параллельно горизонтальному стволу скважины А с расстоянием между горизонтальными стволами С не менее 100 м. Согласно расчетам, при меньших расстояниях С происходит быстрый прорыв закачиваемой воды, что снижает нефтеотдачу.

Общее количество горизонтальных скважин на залежи 1 определяют из расчета, что удельные начальные геологические запасы нефти на одну горизонтальную скважину составляют не менее 50 тыс.т. Согласно расчетам, при начальных геологических запасах нефти на скважину менее 50 тыс.т, бурение горизонтальных скважин экономически нецелесообразно.

На скважине В также проводят нефтекислотный МГРП, причем количество ступеней составляет также N и ступени размещают в шахматном порядке по сравнению со ступенями ГРП скважины А. Шахматный порядок позволяет, согласно расчетам, снизить скорость обводнения добывающей скважины.

Скважину В также пускают в работу. Разработку ведут до полной экономически рентабельной выработки запасов залежи 1.

Примеры конкретного выполнения способа

Пример 1. Участок пластово-сводовый нефтяной залежи 1 (фиг.1) размерами 400×600 м, продуктивные пласты которого представлены порово-трещинными карбонатными отложениями, вскрывают вертикальными скважинами X и Y на глубине 1395 м, по данным которых строят структуру залежи. Прибором ВАК-8 на скважинах X и Y проводят определение направления максимального главного напряжения пород δ_{max} . В результате исследований получили северо-восточное направление δ_{max} .

Начальное пластовое давление залежи 14 МПа, давление насыщения нефти газом - 3,7 МПа, нефтенасыщенная мощность в купольной части - 14 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, начальные геологические запасы залежи - 170 тыс.т.

Скважины X и Y переводят на работу по другим объектам с большей проницаемостью. На залежи 1 бурят горизонтальную добывающую скважину А с длиной горизонтального ствола $L=300$ м и располагают в максимальных нефтенасыщенных толщинах 2. Также участок 2 является чисто нефтяной зоной. Направление горизонтального ствола добывающей скважины А и направление максимального главного напряжения пласта составляет угол $\rho=60^\circ$.

Далее на горизонтальном участке скважины А проводят нефтекислотный МГРП, получая трещины $S_{тр}$, параллельно δ_{max} . Количество N ступеней МГРП составляет $N=1+L/100=1+300/100=4$.

Скважину А пускают в работу с забойным давлением 4 МПа. В течение двух лет работы пластовое давление упало на 0,42 МПа, что составляет 3% в год от первоначального. Дальнейшую разработку ведут на естественном режиме без бурения нагнетательных скважин.

Далее бурят горизонтальную добывающую скважину В с длиной $L=300$ м, параллельно горизонтальному стволу скважины А с расстоянием между горизонтальными стволами $C=100$ м. Общее количество горизонтальных скважин на залежи 1 составляет две из расчета, что удельные начальные геологические запасы нефти на одну горизонтальную скважину - не менее 50 тыс.т.

На скважине В также проводят нефтекислотный МГРП, причем количество N ступеней составляет также 4 и ступени размещают в шахматном порядке по сравнению со ступенями ГПР скважины А.

Скважину В также пускают в работу с забойным давлением 4 МПа. 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, чисто нефтяной зоной, проницаемость блоков 2 мД. Начальные геологические запасы залежи - 50 тыс.т. Разработку ведут одной горизонтальной скважиной А. Угол между максимальным главным напряжением пласта δ_{max} и направлением горизонтального ствола скважины А составляет $\beta=30^\circ$. В скважине А проводят проппантный МГРП.

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 38,1 тыс.т нефти, коэффициент извлечения нефти составил 0,224. По прототипу при прочих равных условиях было добыто 35,4 тыс.т нефти, коэффициент извлечения нефти составил 0,208, срок разработки - 45 лет. Прирост коэффициента извлечения нефти по предлагаемому способу составил 0,016.

Пример 3. Выполняют как пример 1. Угол между максимальным главным напряжением пласта δ_{max} и направлением горизонтального ствола скважины А составляет $\beta=45^\circ$. Эффективность аналогична примеру 1.

Предлагаемый способ, за счет повышения коэффициента охвата пласта, позволяет увеличить нефтеотдачу продуктивного пласта нефтяной залежи.

Применение предложенного способа позволит решить задачу повышения коэффициента нефтеизвлечения посредством увеличения коэффициента охвата.

Формула изобретения

Способ разработки низкопроницаемой нефтяной залежи горизонтальными

скважинами на естественном режиме, включающий бурение параллельно расположенных добывающих горизонтальных скважин с последующим проведением на них многократного гидравлического разрыва пласта и отбором продукции, отличающийся тем, что в пластах с проницаемостью не более 2 мД бурят добывающую горизонтальную скважину с углом β между максимальным главным напряжением пласта и направлением горизонтального ствола скважины от 30° до 60° , проводят на ней многократный гидравлический разрыв пласта, пускают скважину в работу, разработку ведут на естественном режиме без бурения нагнетательных скважин в режиме, при котором пластовое давление в процессе разработки снижается не более чем на 3% в год, бурят остальные добывающие горизонтальные скважины параллельно первой в количестве, из расчета, чтобы удельные начальные геологические запасы нефти на одну горизонтальную скважину составляли не менее 50 тыс.т и расстояние между горизонтальными стволами было не менее 100 м, на всех скважинах также проводят многократный гидравлический разрыв пласта, причем количество N ступеней МГРП выбирают исходя из условия $N=1+L/100$, где L - длина горизонтального ствола скважины, и округляют до большего целого числа.

20

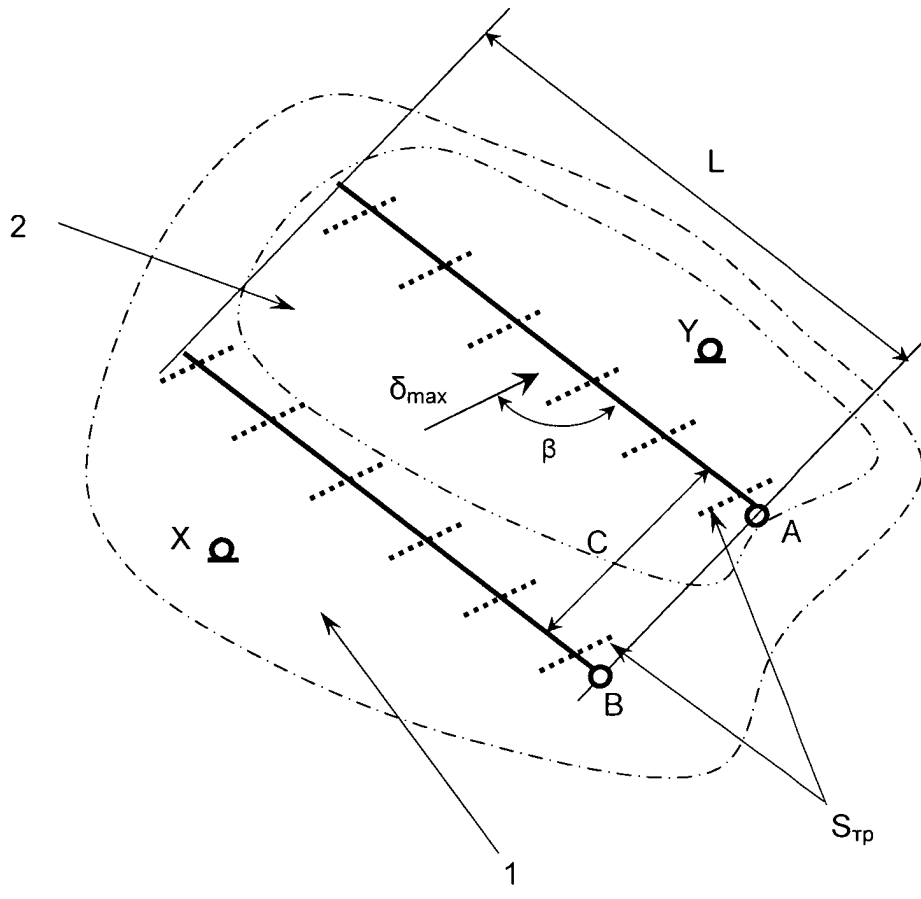
25

30

35

40

45



Фиг. 1