



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013145725/03, 14.10.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.10.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 14.10.2013

(45) Опубликовано: 20.08.2014 Бюл. № 23

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2208140 C1, 10.07.2003. RU 2357072 C1, 27.05.2009. RU 2362010 C1, 20.07.2009. RU 2424425 C1, 20.07.2011. RU 2434129 C1, 20.11.2011. WO 2011064542 A2, 03.06.2011

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 С ПОДДЕРЖАНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

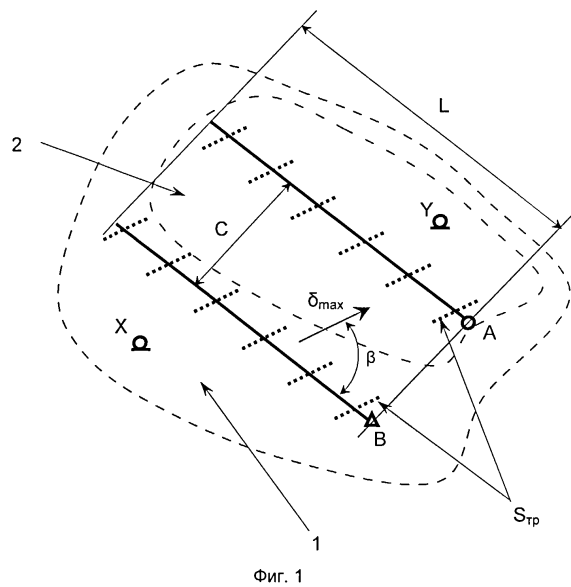
(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть применено для разработки низкопроницаемой нефтяной залежи. Способ включает бурение параллельно расположенных добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин с последующим проведением на них многократного гидравлического разрыва пласта, закачку рабочего агента в нагнетательные скважины и отбор продукции из добывающих скважин. При этом предусматривают бурение не менее одной добывающей и одной нагнетательной горизонтальных скважин в пластах с проницаемостью не более 2 мД и расстоянием между горизонтальными стволами скважин не менее 50 м. Добывающие скважины располагают в максимальных нефтенасыщенных толщинах.

Угол между максимальным главным напряжением пласта и направлением горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин составляет от 30° до 60°. Количество N ступеней многократного гидравлического разрыва пласта выбирают исходя из условия $N=1+L/100$, где L - длина горизонтального ствола скважины, и округляют до большего целого числа. Общее количество горизонтальных скважин бурят в количестве, из расчета, чтобы удельные начальные геологические запасы нефти на одну горизонтальную скважину составляли не менее 50 тыс.т. Технический результат заключается в повышении коэффициента нефтеизвлечения. 1 з.п. ф-лы, 1 ил.

RU 2 526 430 C1

RU 2 526 430 C1



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/20 (2006.01)
E21B 43/26 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2013145725/03, 14.10.2013**
 (24) Effective date for property rights:
14.10.2013
 Priority:
 (22) Date of filing: **14.10.2013**
 (45) Date of publication: **20.08.2014** Bull. № 23
 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)

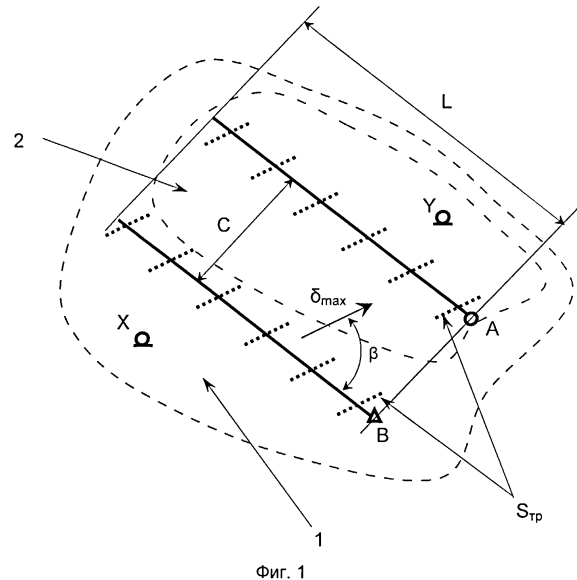
(54) **DEVELOPMENT OF LOW-PERMEABILITY OIL POOLS BY HORIZONTAL WELLS WITH MAINTENANCE OF SEAM PRESSURE**

(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. Working fluid is injected in injection wells to withdraw the products from production wells. Note here that at least one production and one injection wells are drilled in seams with permeability not over 2 mD and distance between horizontal shafts of at least 50 m. Production wells are arranged at maximum oil saturation strata. Angle between the maximum main strain of the seam and direction of horizontal shafts of production and injection wells makes some 30-60 degrees. The number of N stages of multiple hydraulic fracturing is selected proceeding from the condition $N=1+L/100$, where L is the well horizontal shaft length to be rounded to a large integer. Total amount of horizontal wells is drilled so that specific initial geological oil store per one horizontal well makes at least 50 thou t.

EFFECT: higher oil yield.
2 cl, 1 dwg



RU 2 526 430 C1

RU 2 526 430 C1

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

Известен способ разработки многопластовой нефтяной залежи при наличии высокопроницаемого пропластка с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП), с закачкой вытесняющего агента через нагнетательные скважины, отбор пластовых флюидов через эксплуатационные скважины, осуществление гидравлического разрыва пласта с получением эффективной трещины гидроразрыва. ГРП 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 максимального градиента давления разрыва и для создания оптимальной трещины гидроразрыва. При этом одновременно в нагнетательном фонде скважин проводят 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).

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

Наиболее близким к предложенному изобретению по технической сущности является способ разработки залежи с низкопроницаемыми коллекторами, включающий бурение 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 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 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 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 способа является невысокая нефтеотдача и темпы отбора при разработке низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью менее 2 мД. Также дебиты вертикальных скважин на низкопроницаемых коллекторах характеризуются

очень низкими значениями.

В предложенном изобретении решается задача повышения коэффициента нефтеизвлечения посредством увеличения коэффициента охвата и повышения темпов отбора.

5 Задача решается тем, что в способе разработки низкопроницаемой нефтяной залежи горизонтальными скважинами с поддержанием пластового давления, включающем бурение параллельно расположенных добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин с последующим проведением на них МГРП, закачку рабочего агента в нагнетательные скважины и отбор продукции из добывающих скважин, согласно
10 изобретению, предусматривают бурение не менее одной добывающей и одной нагнетательной горизонтальных скважин в пластах с проницаемостью не более 2 мД и расстоянием между горизонтальными стволами скважин не менее 50 м, добывающие скважины располагают в максимальных нефтенасыщенных толщинах, угол между
15 максимальным главным напряжением пласта и направлением горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин составляет от 30° до 60°, количество N ступеней МГРП выбирают исходя из условия $N=1+L/100$, где L - длина горизонтального ствола скважины, и округляют до большего целого числа. общее количество горизонтальных скважин бурят в количестве, из расчета, чтобы удельные начальные геологические
20 запасы нефти на одну горизонтальную скважину составляли не менее 50 тыс.т. Дополнительно при наличии на залежи чисто нефтяной и водонефтяной зон, добывающие скважины располагают в нефтяной зоне, а нагнетательные - в водонефтяной.

Сущность изобретения

На нефтеотдачу низкопроницаемой нефтяной залежи существенное влияние оказывает охват пласта. В целом, такие залежи характеризуются невысокой нефтеотдачей и
25 темпами отбора. Горизонтальные технологии и ГРП 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
30 охвата пласта воздействием и увеличением темпов отбора. Задача решается следующим образом.

На фиг.1 приведена схема расположения добывающей и нагнетательной горизонтальных скважин с проведением МГРП. Принятые обозначения: 1 - продуктивный пласт нефтяной залежи, 2 - участок максимальных нефтенасыщенных
35 толщин залежи, а также чисто нефтяная зона, А - добывающая горизонтальная скважина, В - нагнетательная горизонтальная скважина, Х, Y - скважины, работающие на другой эксплуатационный объект, $S_{тр}$ - трещины МГРП, δ_{max} - направление максимального
40 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, С - расстояние между горизонтальными
стволоми 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
45 Х и Y, по данным которых строят структуру залежи. Прибором ВАК-8 на скважинах Х 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 многократного ГРП эффективно, с точки зрения экономики.

Скважины X и Y переводят на работу по другим объектам с большей проницаемостью. На залежи 1 бурят пару горизонтальных скважин: добывающую А и нагнетательную В с длиной горизонтальных участков L (м). Расстояние между горизонтальными стволами скважин А и В составляет С - не менее 50 м. Согласно расчетам при меньших расстояниях С происходит быстрый прорыв закачиваемой воды, что снижает нефтеотдачу. Добывающую скважину располагают в максимальных нефтенасыщенных толщинах 2. Направление горизонтальных стволов добывающей А и нагнетательной В скважин и направление максимального главного напряжения пласта составляет угол $\beta=30^{\circ}-60^{\circ}$. Согласно расчетам данный диапазон угла β позволяет достигать максимального значения нефтеотдачи.

При наличии на залежи 1 чисто нефтяной и водонефтяной зон, добывающую скважину А располагают в нефтяной зоне 2, а нагнетательную В - в водонефтяной.

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. Т.е. на две скважины А и В начальные геологические запасы нефти залежи 1 должны быть не менее 100 тыс.т. Согласно расчетам при начальных геологических запасах нефти на скважину менее 50 тыс.т бурение горизонтальных скважин экономически нецелесообразно.

Далее на горизонтальных участках скважин А и В проводят МГРП, получая трещины $S_{тр}$, параллельно δ_{\max} .

Количество N ступеней МГРП определяют по соотношению $N=1+L/100$ и округляют до большего целого числа. Согласно расчетам максимальный коэффициент нефтеизвлечения достигается, если количество ступеней многократного ГРП 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.

Ступени МГРП скважины В размещают в шахматном порядке по сравнению со ступенями МГРП скважины А. Это позволяет согласно расчетам снизить скорость обводнения добывающей скважины.

Скважины А и В пускают в работу. В нагнетательную скважину В ведут закачку воды, а из скважины А - отбор продукции. Разработку ведут до полной экономической рентабельной выработки запасов залежи 1.

Примеры конкретного выполнения способа

Пример 1. Участок пластово-сводовый нефтяной залежи 1 (фиг.1) размерами 500×700 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, 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 - 230 тыс.т.

5 Скважины X и Y переводят на работу по другим объектам с большей проницаемостью. На залежи 1 бурят пару горизонтальных скважин: добывающую А и нагнетательную В. Расстояние между горизонтальными стволами скважин А и В составляет $C=300$ м, длина L горизонтальных стволов скважин А и В - по 500 м. Добывающую скважину располагают в максимальных нефтенасыщенных толщинах
10 2. Также участок 2 является чисто нефтяной зоной. Направление горизонтальных стволов добывающей А и нагнетательной В скважин и направление максимального главного напряжения пласта составляет угол $\beta=60^\circ$.

Далее на горизонтальных участках скважин А и В проводят нефтекислотный МГРП, получая трещины $S_{тр}$, параллельно δ_{max} . Количество N ступеней МГРП составляет $N=$
15 $1+L/100=1+500/100=6$.

Затем скважины А и В пускают в работу. В нагнетательную скважину В ведут закачку воды, а из скважины А - отбор продукции. Разработку ведут до полной экономической рентабельной выработки запасов залежи 1.

Пример 2. Выполняют как пример 1. Участок массивной нефтяной залежи 1
20 представлен поровым типом терригенного коллектора, чисто нефтяной зоной, проницаемость блоков 2 мД. Начальные геологические запасы залежи - 50 тыс.т. Бурят горизонтальные скважины А и В длиной горизонтальной части L по 250 м и с расстоянием между горизонтальными стволами скважин А и В $C=50$ м, причем угол между максимальным главным напряжением пласта δ_{max} и направлением
25 горизонтальных стволов составляет $\beta=30^\circ$. Горизонтальный ствол добывающей скважины А располагают в зоне максимальных нефтенасыщенных толщин 2. В скважинах А и В проводят пропантный многократный ГРП, количество N ступеней многократного ГРП составляет $N=1+L/100=1+190/100=3$.

Пример 3. Выполняют как пример 1 или 2. Залежь 1 имеет размеры 2000×3000 м и
30 начальные геологические запасы 3100 тыс.т. Бурят 10 добывающих и 10 нагнетательных горизонтальных скважин параллельно друг другу в два ряда, причем после каждого горизонтального ствола добывающей скважины параллельно располагают горизонтальный ствол нагнетательной скважины. Угол между максимальным главным напряжением пласта δ_{max} и направлением горизонтальных стволов составляет $\beta=45^\circ$.
35

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 59,3 тыс.т нефти, коэффициент извлечения нефти составил 0,258, срок разработки - 37 лет. По прототипу, при прочих равных
40 условиях, было добыто 44,4 тыс.т нефти, коэффициент извлечения нефти составил 0,193, срок разработки - 45 лет. Прирост коэффициента извлечения нефти по предлагаемому способу составил 0,065.

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

Применение предложенного способа позволит повысить коэффициент нефтеизвлечения.

Формула изобретения

1. Способ разработки низкопроницаемой нефтяной залежи горизонтальными скважинами с поддержанием пластового давления, включающий бурение параллельно расположенных добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин с последующим проведением на них многократного гидравлического разрыва пласта, закачку рабочего агента в нагнетательные скважины и отбор продукции из добывающих скважин, отличающийся тем, что предусматривают бурение не менее одной добывающей и одной нагнетательной горизонтальных скважин в пластах с проницаемостью не более 2 мД и расстоянием между горизонтальными стволами скважин не менее 50 м, добывающие скважины располагают в максимальных нефтенасыщенных толщинах, угол между максимальным главным напряжением пласта и направлением горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин составляет от 30° до 60°, количество N ступеней многократного гидравлического разрыва пласта выбирают исходя из условия $N=1+L/100$, где L - длина горизонтального ствола скважины, и округляют до большего целого числа, общее количество горизонтальных скважин бурят в количестве из расчета, чтобы удельные начальные геологические запасы нефти на одну горизонтальную скважину составляли не менее 50 тыс.т.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что при наличии на залежи чисто нефтяной и водонефтяной зон, добывающие скважины располагают в нефтяной зоне, а нагнетательные - в водонефтяной.