



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 185 503** ⁽¹³⁾ **C1**

(51) МПК⁷ **E 21 B 43/20**

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 2001127124/03, 08.10.2001
(24) Дата начала действия патента: 08.10.2001
(46) Дата публикации: 20.07.2002
(56) Ссылки: RU 2132940 C1, 10.07.1999. RU 2153066 C1, 20.07.2000. RU 2104394 C1, 10.02.1998. RU 2078917 C1, 10.05.1997. RU 2109130 C1, 20.04.1998. RU 2039218 C1, 09.07.1995. RU 2060374 C1, 20.05.1996. RU 2081302 C1, 10.06.1997. US 4787449 A, 29.11.1988. ШАРБАТОВА И.Н. и др. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. - М.: Недра, 1988, с.121.
(98) Адрес для переписки: 125422, Москва, 1-й Дмитровский пр-д, 8, кв.151, А.Т.Горбунову

(71) Заявитель:
Горбунов Андрей Тимофеевич
(72) Изобретатель: Девятов В.В.,
Васильев Олег Евдокимович,
Горбунов А.Т.
(73) Патентообладатель:
Девятов Василий Васильевич,
Васильев Олег Евдокимович,
Горбунов Андрей Тимофеевич

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С ЦИКЛИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ

(57) Реферат:
Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к разработке нефтяной залежи, и предназначено для увеличения нефтеотдачи пластов этой залежи с разной проницаемостью. Техническим результатом изобретения является повышение коэффициента нефтеотдачи залежи за счет возможности обеспечения практически поршневого вытеснения нефти, при минимальных энергетических затратах, за счет предварительного раскрытия сомкнутых естественных вертикальных трещин залежи перед ее обработкой. Сущность изобретения: по способу осуществляют нагнетание рабочего агента через нагнетательную скважину, по меньшей мере одну, и отбор нефти через добывающую скважину, по меньшей мере одну, гидродинамически связанную с одной или несколькими нагнетательными скважинами. При этом в нагнетательной скважине предварительно определяют приемистость продуктивного пласта, по меньшей мере одного, в залежи в зависимости от давления нагнетания и с контролем охвата нагнетаемым агентом

продуктивного пласта по его мощности. При достижении полного охвата продуктивного пласта, характеризуемого эффективным давлением и эффективной приемистостью, осуществляют дальнейшее повышение давления нагнетания. Для этого увеличивают расход нагнетаемого агента до критического давления, характеризуемого резким увеличением приемистости продуктивного пласта. После этого давление нагнетания снижают ниже достигнутого критического на 5-10% и нагнетают в продуктивный пласт порцию рабочего агента в течение времени прохождения волны давления от нагнетательной скважины до добывающей скважины. Затем нагнетание рабочего агента прекращают. Нагнетательную скважину выдерживают под давлением в течение времени до падения давления в ней до нижнего предела эффективного давления. На этом цикл воздействия давлением на продуктивный пласт заканчивают. После этого нагнетание рабочего агента возобновляют с подъемом давления нагнетания до верхнего значения эффективного давления и циклы воздействия давлением на продуктивный пласт повторяют. 5 з.п. ф-лы.

RU 2 185 503 C1

RU 2 185 503 C1



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 185 503** ⁽¹³⁾ **C1**
(51) Int. Cl.⁷ **E 21 B 43/20**

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 2001127124/03, 08.10.2001

(24) Effective date for property rights: 08.10.2001

(46) Date of publication: 20.07.2002

(98) Mail address:
125422, Moskva, 1-j Dmitrovskij pr-d, 8,
kv.151, A.T.Gorbunovu

(71) Applicant:
Gorbunov Andrej Timofeevich

(72) Inventor: Devjatov V.V.,
Vasil'ev O.E., Gorbunov A.T.

(73) Proprietor:
Devjatov Vasilij Vasil'evich,
Vasil'ev Oleg Evdokimovich,
Gorbunov Andrej Timofeevich

(54) **METHOD OF OIL POOL DEVELOPMENT WITH CYCLIC STIMULATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil producing industry, particularly, development of oil pools designed for increase of oil recovery of pools with different permeability. SUBSTANCE: method includes injection of working agent through at least one injection well and oil withdrawal through at least one producing well hydrodynamically connected to one or several injection wells. In this case, preliminarily determined in injection well is injectivity of at least one producing formation of pool depending on injection pressure and with control of covering of producing formation thickness by injected agent. Upon attainment of full covering of producing formation which is characterized by efficient pressure and efficient injectivity, further increase of injection pressure is continued. For this purpose, injected agent flow rate is increased to attain the critical pressure values characterized by sharp increase of

producing formation injectivity. Then injection pressure is reduced by 5-10% below the attained critical value, and a portion of working agent is injected into producing formation during time of passage of pressure wave from injection well to producing well. Then injection of working agent is discontinued. Injection well is held under pressure during time until pressure drop in it down to lower limit of efficient pressure is attained. After that, stimulation of producing formation by pressure is ended, and injection of working agent is renewed with rise of injector pressure up to upper value of efficient pressure, and cycles of stimulation of producing formation by pressure are repeated. EFFECT: increased oil recovery coefficient of pool due to possibility of provision of practically piston displacement of oil at minimum power consumption due to preliminary opening of closed natural vertical fractures of pool before its treatment. 6 cl, 1 ex

RU 2 185 503 C1

RU 2 185 503 C1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к разработке нефтяной залежи, и предназначено для увеличения нефтеотдачи пластов этой залежи с разной проницаемостью.

Известно, что среднестатистическая величина подвижной нефти в продуктивном пласте, которая может фильтроваться, а следовательно, и может быть извлечена составляет не менее 70%.

Однако реальный коэффициент нефтеотдачи редко превышает, в настоящее время, 35%.

Повышение коэффициента нефтеотдачи является одной из главных задач нефтяной промышленности.

Одной из проблем, препятствующей этому, является недоучет сложнейших, всегда нетипичных геологических условий, определяющих сложную природу гидродинамических явлений, свойственных разработке нефтяной залежи, неоднородность пластов которой в каждом конкретном случае имеет разную природу.

Известен способ разработки неоднородной нефтяной залежи, характеризующийся тем, что осуществляют нагнетание водного раствора полимера и рабочего агента в нагнетательную скважину и отбор нефти через добывающую скважину (1).

По этому способу предполагается, что нагнетаемый в продуктивный пласт залежи водный раствор полимера поступает в наиболее гидропроводные зоны пласта и закупоривает их, а рабочий агент, например вода, вытесняет нефть из необводненных участков пласта.

Недостатком способа является то, что он дает только однократный эффект. К тому же при большой степени неоднородности нефтяной залежи не обеспечивается полный охват залежи воздействием.

Известен способ разработки нефтяной залежи, характеризующийся тем, что осуществляют нагнетание рабочего агента через нагнетательную скважину и отбор нефти через добывающую скважину, при этом осуществляют циклическое воздействие на продуктивный пласт залежи (2).

Известный способ ориентирован на увеличение охвата продуктивного пласта рабочим агентом при вытеснении нефти из пласта.

Однако в реальности известный способ недостаточно эффективен, поскольку не использует начальные ресурсы продуктивного пласта (не предусматривает предварительную подготовку продуктивного пласта для увеличения его приемистости и охвата). Отсюда, эффект по нефтеизвлечению имеет кратковременный характер. Извлекаемая нефть быстро обводняется.

Техническим результатом изобретения является повышение коэффициента нефтеотдачи за счет предварительной подготовки продуктивного пласта залежи в призабойной зоне нагнетательной скважины с раскрытием его сомкнутых естественных вертикальных трещин.

Необходимый технический результат достигается тем, что в способе разработки нефтяной залежи с циклическим воздействием, согласно изобретению

осуществляют нагнетание рабочего агента через нагнетательную скважину, по меньшей мере одну, и отбор нефти через добывающую скважину, по меньшей мере одну, гидродинамически связанную с одной или несколькими нагнетательными скважинами, при этом в нагнетательной скважине предварительно определяют приемистость продуктивного пласта, по меньшей мере, одного в залежи в зависимости от давления нагнетания и с контролем охвата нагнетаемым агентом продуктивного пласта по его мощности и, при достижении полного охвата продуктивного пласта, характеризуемого эффективным давлением и эффективной приемистостью, осуществляют дальнейшее повышение давления нагнетания увеличением расхода нагнетаемого агента до критического давления, характеризуемого резким увеличением приемистости продуктивного пласта, после чего давление нагнетания снижают ниже достигнутого критического на 5-10% и нагнетают в продуктивный пласт порцию рабочего агента в течение времени прохождения волны давления, от нагнетательной скважины до добывающей скважины, после чего нагнетание рабочего агента прекращают, нагнетательную скважину выдерживают под давлением в течение времени до падения давления в ней до нижнего предела эффективного давления, на чем цикл воздействия давлением на продуктивный пласт заканчивают, после чего нагнетание рабочего агента возобновляют с подъемом давления нагнетания до верхнего значения эффективного давления и циклы воздействия давлением на продуктивный пласт повторяют.

Кроме того:

при предварительном определении приемистости продуктивного пласта в нагнетательной скважине в качестве нагнетаемого агента используют рабочий агент;

дополнительно к работе нагнетательной скважины в циклическом режиме осуществляют работу добывающей скважины в циклическом режиме;

перед нагнетанием первой порции рабочей жидкости в нагнетательную скважину нагнетают оторочку гидрофобизирующей жидкости;

нагнетание оторочки гидрофобизирующей жидкости осуществляют дополнительно в добывающую скважину;

в качестве рабочего агента используют воду, пресную и/или минерализованную.

Сущность изобретения заключается в том, что при обычном циклическом воздействии на продуктивный пласт, когда не производят предварительную подготовку призабойной зоны нагнетательной скважины, охват продуктивного пласта рабочим агентом при вытеснении нефти недостаточен.

При этом то, что происходит в недрах пласта, в его реальных условиях, на значительном удалении от призабойной зоны трудно поддается контролю. При этом особенно трудно инициировать в этих условиях процессы оптимального вытеснения нефти с полным охватом пласта по мощности.

Изобретение обеспечивает раскрытие сомкнутых естественных вертикальных трещин пласта и объединение по ним всех разнородных пластов.

При этом предотвращают раскрытие горизонтальных трещин (естественных и новых) продуктивного пласта (полномасштабный гидроразрыв).

Этот процесс полностью контролируют. Определяют все управляющие параметры при закачке рабочего агента на оптимальных режимах.

Возможность инициирования оптимального процесса в призабойной зоне создает возможность его дальнейшего поддержания в глубине пласта с привлечением дополнительных возможностей циклического воздействия и при наличии известных управляющих параметров, полученных в призабойной зоне.

Варьирование циклами гидравлического воздействия создают возможность поддерживать полный охват продуктивного пласта по мощности и по всей его протяженности до добывающей скважины.

Значительно расширяет возможности рассматриваемого изобретения одновременное применение гидрофобных материалов для обработки продуктивного пласта как через нагнетательную, так и добывающую скважины. Это обеспечивает возможность снижения давления нагнетания.

Способ осуществляют следующим образом.

По способу перед его осуществлением в нагнетательной скважине, по меньшей мере одной, предварительно определяют приемистость продуктивного пласта в зависимости от давления нагнетания.

При этом дополнительно с помощью геофизических исследований контролируют охват нагнетаемым агентом продуктивного пласта по его мощности при разных величинах давления нагнетания. Строят профиль приемистости скважины, а также кривые восстановления давления.

При достижении полного охвата продуктивного пласта, характеризуемого эффективным давлением и эффективной приемистостью, осуществляют дальнейшее повышение давления нагнетания. Для этого увеличивают расход нагнетаемого агента. Давление поднимают до критического давления. Это отмечают резким увеличением приемистости продуктивного пласта.

После этого давление нагнетания снижают ниже достигнутого критического, например на 5-10%, но не ниже эффективного давления. Нагнетают в продуктивный пласт порцию рабочей жидкости в течение времени прохождения волны давления от нагнетательной скважины до добывающей скважины. После этого нагнетание рабочей жидкости прекращают. Нагнетательную скважину выдерживают под давлением в течение времени до падения давления в ней до нижнего предела эффективного давления. На этом цикл воздействия давлением на продуктивный пласт заканчивают. Затем нагнетание рабочей жидкости возобновляют с подъемом давления нагнетания до верхнего значения эффективного давления. Циклы воздействия давлением на продуктивный пласт повторяют.

Конкретный пример реализации способа.

Выбирают одну из нагнетательных скважин на залежи, где вскрыты продуктивные пласты мощностью 7 м, 2,5 м и 4 м. Предварительно перед началом

разработки в этой скважине геофизическими методами определяют приемистость продуктивных пластов в зависимости от давления нагнетания и с контролем охвата нагнетаемым агентом продуктивных пластов залежи по мощности.

Для испытаний используют воду. При давлении нагнетания воды в пределах 12-13 МПа на устье вода поступает только в верхнюю часть нижнего пласта. Приемистость скважины очень небольшая.

При возрастании давления нагнетания до 17 МПа резко возрастает охват по мощности залежи и начинает принимать воду верхний пласт 2,5 м.

Повышение давления нагнетания до 20 МПа приводит к подключению нижнего пласта 4 м.

При давлении нагнетания 22 МПа мощность залежи, принимающая воду, составляет уже 97% от всей вскрытой мощности. С ростом давления нагнетания общая и удельная приемистость каждого пласта залежи увеличивается, причем приемистость возрастает за счет изменения как коллекторских свойств, так и мощности, принимающей воду. При этом мощность залежи, принимающая воду, увеличивается за счет раскрытия естественных горизонтальных трещин, которые и объединяют всю продуктивную залежь в единую гидродинамическую систему.

При давлении 23 МПа вся залежь становится принимающей. По данным исследований обнаруживают раскрытие естественных вертикальных трещин, объединяющих все продуктивные пласты. Приемистость при этом составляет 600 м³/сут. Давление 23 МПа и приемистость 600 м³/сут принимают как эффективные (нижний предел).

При дальнейшем повышении давления до 30 МПа приемистость скважины резко возрастает до 800 м³/сут. При этом одновременно мощность залежи, принимающая воду, сокращается.

Это свидетельствует о том, что при давлении 30 МПа вскрываются горизонтальные трещины. Небольшое сокращение принимающей мощности залежи свидетельствует о том, что пока еще не произошел полномасштабный гидроразрыв. Но давление 30 МПа уже можно считать критическим. После этого давление нагнетания снижают до 27 МПа и нагнетают в продуктивный пласт порцию воды в течение времени прохождения волны давления от нагнетательной скважины до добывающей скважины. Это время определяют геофизическими методами путем регистрации волны давления в добывающей скважине. Закачку воды прекращают и выдерживают нагнетательную скважину под давлением до падения давления в ней до 23 МПа. На этом цикл воздействия давлением на продуктивный пласт залежи заканчивают. После этого нагнетание рабочего агента возобновляют с подъемом давления нагнетания до 27 МПа и циклы воздействия давлением на продуктивный пласт повторяют.

Источники информации

1. Бурдынь Т.А. и др. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении, М., Недра, 1983, с.47-49.

2. Патент РФ 2132940, кл. Е 21 В 43/20,

Формула изобретения:

1. Способ разработки нефтяной залежи с циклическим воздействием, характеризующийся тем, что осуществляют нагнетание рабочего агента через нагнетательную скважину, по меньшей мере одну, и отбор нефти через добывающую скважину, по меньшей мере одну, гидродинамически связанную с одной или несколькими нагнетательными скважинами, при этом в нагнетательной скважине предварительно определяют приемистость продуктивного пласта, по меньшей мере, одного в залежи в зависимости от давления нагнетания и с контролем охвата нагнетаемым агентом продуктивного пласта по его мощности и, при достижении полного охвата продуктивного пласта, характеризуемого эффективным давлением и эффективной приемистостью, осуществляют дальнейшее повышение давления нагнетания, увеличением расхода нагнетаемого агента, до критического давления, характеризуемого резким увеличением приемистости продуктивного пласта, после чего давление нагнетания снижают ниже достигнутого критического на 5-10% и нагнетают в продуктивный пласт порцию рабочего агента в течение времени прохождения волны давления от нагнетательной скважины до добывающей скважины, затем нагнетание рабочего агента прекращают, нагнетательную скважину выдерживают под давлением в течение

времени до падения давления в ней до нижнего предела эффективного давления, на чем цикл воздействия давлением на продуктивный пласт заканчивают, после чего нагнетание рабочего агента возобновляют с подъемом давления нагнетания до верхнего значения эффективного давления и циклы воздействия давлением на продуктивный пласт повторяют.

2. Способ по п. 1, характеризующийся тем, что при предварительном определении приемистости продуктивного пласта в нагнетательной скважине в качестве нагнетаемого агента используют рабочий агент.

3. Способ по п. 1 или 2, характеризующийся тем, что дополнительно к работе нагнетательной скважины в циклическом режиме осуществляют работу добывающей скважины в циклическом режиме.

4. Способ по одному из пп. 1-3, характеризующийся тем, что перед нагнетанием первой порции рабочей жидкости в нагнетательную скважину нагнетают оторочку гидрофобизирующей жидкости.

5. Способ по одному из пп. 1-4, характеризующийся тем, что в качестве рабочего агента используют воду, пресную и/или минерализованную.

6. Способ по п. 4, характеризующийся тем, что нагнетание оторочки гидрофобизирующей жидкости осуществляют дополнительно в добывающую скважину.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60