



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013149377/03, 07.11.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
07.11.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 07.11.2013

(45) Опубликовано: 10.09.2014 Бюл. № 25

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2380523 C1, 27.01.2010. RU 2060370
C1, 20.05.1996. RU 2253009 C1, 27.05.2005. RU
2344272 C2, 20.01.2009. US 2003192689 A1,
16.10.2003. US 2008053658 A1, 06.03.2008

Адрес для переписки:

423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск,
ул. Ленина, 35, НГДУ "Альметьевнефть", Нач.
тех. отд.

(72) Автор(ы):

**Хисамов Раис Салихович (RU),
Туктаров Тагир Асгатович (RU),
Закиев Булат Флусович (RU),
Маликов Марат Мазитович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Открытое акционерное общество "Татнефть"
им. В.Д. Шашина (RU)****(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к способам разработки многопластового нефтяного месторождения. Способ включает вскрытие пластов нагнетательными и добывающими скважинами, закачку рабочего агента и отбор пластовой продукции. Выбирают участок с наличием остаточных запасов по добывающим скважинам не менее 20 тыс.т каждой, выбирают нагнетательную скважину с перфорированными тремя пластами, в нижний наиболее проницаемый пласт ограничивают закачку рабочего агента до минимальных значений не более 40 м³/сут, производят неограниченный максимально возможный объем закачки рабочего агента в другие пласты. В таком режиме эксплуатируют нагнетательную скважину, анализируют состояние добывающих скважин во втором пласте, при увеличении забойного давления на 10-15% и обводненности не более чем на 40% в

ближайшей добывающей скважине второго пласта производят интенсификацию режима работы добывающей скважины. При увеличении забойного давления на 10-15% и росте обводненности более чем на 40% в ближайшей добывающей скважине второго пласта производят полное или частичное ограничение по закачке во второй пласт, при этом производят контроль за изменением забойного давления в районе полного или частичного ограничения закачки по нижнему наиболее проницаемому пласту и при подтверждении снижения забойного давления на 10-15% ниже давления насыщения, производят увеличение объемов закачки для недопущения сокращения объемов добычи нефти. Периодически повторяют ограничение закачки в нижний наиболее проницаемый пласт и анализ состояния добывающих скважин второго пласта. Технический результат заключается в повышении нефтеотдачи месторождения. 2 пр.

R U
2 5 2 8 3 0 5
C 1

C 1
2 5 2 8 3 0 5
R U



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** (11) **2 528 305**⁽¹³⁾ **C1**

(51) Int. Cl.
E21B 43/14 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2013149377/03, 07.11.2013**

(24) Effective date for property rights:
07.11.2013

Priority:

(22) Date of filing: **07.11.2013**

(45) Date of publication: **10.09.2014** Bull. № 25

Mail address:

**423450, Respublika Tatarstan, g. Al'met'evsk, ul.
Lenina, 35, NGDU "Al'met'evneft", Nach. tekhn. otd.**

(72) Inventor(s):

**Khisamov Rais Salikhovich (RU),
Tuktarov Tagir Asgatovich (RU),
Zakiev Bulat Flusovich (RU),
Malikov Marat Mazitovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

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

(54) **MULTILAYER OIL DEPOSIT DEVELOPMENT METHOD**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method involves opening of strata by injectors and producers, injection of working fluid and recovery of the product. The section is selected where at least 20 thousand t of remaining reserves are available for each producer, an injector is selected with three perforated strata, to the lower stratum with the biggest permeability injection of working fluid is limited up to minimum values of 40 m³/day as the most, unlimited, as maximum as possible injection of the working fluid is done to other strata. The injector is operated in this mode, status of producers in the second stratum is analysed; when bottomhole pressure increases per 10-15% and water cut increases per 40% in the nearest producer of the second stratum, intensification

of the operation mode is made for the producer. When bottomhole pressure increases per 10-15% and water cut increases per 40% in the nearest producer of the second stratum complete or partial limitation of injection is done for the second stratum. Control is carried out over bottomhole pressure in the area of complete or partial limitation of injection for the lowest and the most permeable stratum, and when decrease in bottomhole pressure per 10-15% below saturation pressure is confirmed injection volumes are increased in order to prevent decrease in oil recovery volume. Limitation of injection to the most permeable stratum and status analysis of the producers in the second stratum are repeated periodically.

EFFECT: improving oil recovery of the deposit.

2 ex

RU 2 528 305 C1

RU 2 528 305 C1

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке многопластового нефтяного месторождения.

Известен способ регулируемой закачки жидкости по пластам, заключающееся в том, что в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают компоновку, включающую нижний пакер, разъединитель, устройство распределения закачки, верхний пакер, разъединитель. Нижнюю часть компоновки оснащают воронкой или хвостовиком, а верхнюю часть компоновки - удлинителем. Над нижним и верхним пакером устанавливают переводник-центратор. Устанавливают и спрессовывают пакеры. Спускают глубинный расходомер с пробкой выше посадочного места последней. Подают жидкость в колонну насосно-компрессорных труб, определяют общий расход жидкости. Опускают пробку в посадочное место, подают жидкость в колонну насосно-компрессорных труб, определяют расход жидкости, закачиваемой в нижний пласт. Вычитают его из общего расхода и находят расход жидкости, закачиваемой в верхний пласт. Сопоставляют фактические расходы жидкости для пластов с заданными значениями. При их отличии поднимают извлекаемую часть устройства распределения закачки на поверхность. Устанавливают верхний и нижний штуцеры в посадочные места. Опускают извлекаемую часть устройства распределения закачки в колонну насосно-компрессорных труб до ее посадки в корпусную часть устройства распределения закачки. Осуществляют регулирующую закачку по пластам. Для изолирования одного из пластов вместо штуцера устанавливают заглушку. По окончании работ производят подъем установки (патент РФ №2495235, опубл. 10.10.2013).

Известен способ одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации пластов одной нагнетательной скважиной, заключающийся в том, что спускают в скважину, по крайней мере, одну колонну труб с постоянным или переменным диаметром без или с заглушенным концом, по меньшей мере, с одним спущенным ниже верхнего пласта пакером гидравлического и/или механического действия без или с разъединителем колонны. Ниже и выше пакера спущены, по крайней мере, по одному посадочному узлу в виде скважинной камеры или ниппелю со съемным клапаном (извлекаемым регулирующим узлом) для подачи через них рабочего агента соответственно в нижний и верхний пласты, посадку пакера и опрессовку его снизу и/или сверху. Определяют при опрессовке минимальное давление поглощения каждого пласта. Закачивают рабочий агент с устья в полость колонны труб при заданном давлении, направляя его в верхний и/или нижний пласты через соответствующие съемные клапаны (извлекаемые регулирующие узлы) в посадочных узлах. Измеряют на поверхности общий расход рабочего агента, устьевое давление и/или температуру в полости колонны труб и затрубном пространстве скважины. Определяют забойное давление верхнего пласта, давление в колонне труб и затрубном пространстве на глубине съемного клапана (извлекаемого регулирующего узла) в посадочном узле выше пакера. Находят расход рабочего агента, закачиваемого в верхний пласт через съемный клапан (извлекаемый регулирующий узел), вычитывают его из общего и определяют расход рабочего агента, закачиваемого в нижний пласт. Сопоставляют фактические расходы рабочего агента для пластов с проектными их значениями. При этом при их отличии изменяют устьевое давление и/или извлекают для одного или обоих пластов съемные клапаны (извлекаемые регулирующие узлы) из посадочных узлов с помощью канатной техники. Определяют и изменяют их характеристики и/или параметры. После этого повторно устанавливают каждый съемный клапан (извлекаемый регулирующий узел) в соответствующий посадочный узел с помощью канатной техники и продолжают закачку рабочего агента через них в соответствующие пласты (патент РФ №2253009, опубл. 27.05.2005).

Наиболее близким к предложенному изобретению по технической сущности является способ разработки многопластовой нефтяной залежи, включающий разделение пластов на группы с различными фильтрационно-емкостными свойствами, выделение групп пластов с различной проницаемостью, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, отбор нефти из пластов через добывающие скважины. После разделения пластов по фильтрационно-емкостным свойствам их разбивают на три группы с различной проницаемостью при помощи пакеров. Избирательно в нагнетательных скважинах отсекают нижнюю группу пластов, верхнюю и нижнюю группы по соответствующим раздельным колоннам дополнительно исследуют на проницаемость пластов. Затем снимают изоляцию, изучают общую проницаемость средней и нижней группы пластов. Нижние пакеры нагнетательных скважин оснащают разделителем потока, например штуцером или регулировочным клапаном. Далее производят закачку рабочего агента по отдельным колоннам в верхнюю группу пластов и в среднюю и нижнюю группы пластов. При этом на устье закачку производят с одной нагнетательной линии, разбив устьевыми регуляторами потока, например задвижками для отдельных колонн каждой нагнетательной скважины. Подъем продукции групп пластов из добывающих скважин производят одновременно или раздельно в зависимости от физико-химических свойств продукции этих групп пластов (патент РФ №2380523, опубл. 27.01.2010 - прототип).

Общим недостатком известных технических решений является невысокая нефтеотдача месторождения.

В изобретении решается задача повышения нефтеотдачи месторождения.

Задача решается тем, что в способе разработки многопластового нефтяного месторождения, включающем вскрытие пластов нагнетательными и добывающими скважинами, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины общим фильтром в пласты, отбор пластовой продукции через добывающие скважины общим фильтром из пластов, согласно изобретению анализируют участки разработки месторождения, выбирают участок с наличием остаточных запасов по добывающим скважинам не менее 20 тыс.т каждой, снижением пластового давления до 60-70% от начального, на участке выбирают нагнетательную скважину с перфорированными тремя пластами, в выбранной нагнетательной скважине в нижний наиболее проницаемый пласт ограничивают закачку рабочего агента до минимальных значений не более 40 м³/сут, под действием образовавшегося избыточного устьевого давления производят неограниченный максимально возможный объем закачки рабочего агента в другие пласты, в таком режиме эксплуатируют нагнетательную скважину, анализируют состояние добывающих скважин во втором пласте, при увеличении забойного давления на 10-15% и обводненности не более чем на 40% в ближайшей добывающей скважине второго пласта производят интенсификацию режима работы добывающей скважины, при увеличении забойного давления на 10-15% и росте обводненности более чем на 40% в ближайшей добывающей скважине второго пласта производят полное или частичное ограничение по закачке во второй пласт, при этом производят контроль за изменением забойного давления в районе полного или частичного ограничения закачки по нижнему наиболее проницаемому пласту и при подтверждении снижения забойного давления на 10-15% ниже давления насыщения производят увеличением объемов закачки для недопущения сокращения объемов добычи нефти, периодически повторяют ограничение закачки в нижний наиболее проницаемый пласт и анализ состояния добывающих скважин второго пласта.

Сущность изобретения

На сегодняшний день актуально стоит вопрос по отдельной выработке запасов участка разработки добывающих скважин эксплуатирующих общим фильтром разнородные по фильтрационно-емкостным свойствам пласты. Исторически сложилось так, что в добывающих и нагнетательных скважинах перфорированы сразу 3 пласта. Наиболее полным охватом заводнением обеспечивается пласт с лучшей проницаемостью относительно других пластов. Как правило, таким пластом является нижний пласт. Таким образом, в процессе разработки данных участков наблюдается неравномерная выработка запасов, что в конечном итоге может приводить к защемлению не выработанных пластов по причинам их отключения из разработки или же прекращению фильтрации ввиду изменения профиля приемистости по нагнетательной скважине. Нефтеотдача месторождения оказывается невысокой.

В предложенном изобретении решается задача повышения нефтеотдачи месторождения. Задача решается следующим образом.

Выбирают участок разработки исходя из ретроспективного анализа добывающего фонда по выработанности участка по пластам, наличию разнородных по фильтрационно-емкостным свойствам пластам с последующим анализом вскрытых пластов в нагнетательной скважине. Критериями подбора данных участков служит наличие остаточных запасов по добывающей скважине не менее 20-40 тыс.т, возможно также снижением пластового давления с первоначальных значений 17,5 МПа до 12-10 МПа. На данном участке выбирают нагнетательную скважину с перфорированными двумя и более пластами, оценивают изменчивость профиля приемистости, затем производят внедрение «мандрельной» технологии с целью возможности искусственного регулирования профиля приемистости по нагнетательной скважине. Наиболее проницаемый пласт ограничивают в закачке до минимальных значений ~20/40 м³/сут или ограничивают полностью. Под действием избыточного устьевого давления 11-15 МПа закачивают по другим более глинистым коллекторам, а следовательно, менее проницаемым пластам. При этом на первоначальном этапе, от 2-х до 4-х месяцев, допускается максимально возможный объем закачки по пластам, не ограниченным штуцером. После получения подтверждения в изменении дебита и/или обводненности по добывающим скважинам согласно фактических замеров производят «ручное» изменение профиля приемистости или ограничение обводнившегося пласта (пропластка) до минимальной закачки в случае роста обводненности по добывающей скважине.

Пример конкретного выполнения

Пример 1. Разрабатывают многопластовое нефтяное месторождение со следующими характеристиками.

Верхний пласт расположен на глубине 1600-1700 м, имеет начальное пластовое давление 16 МПа, пластовую температуру 32-36°С, пористость 5-50%, проницаемость 5-350 мДа, вязкость нефти 18-26 мПа*с, плотность нефти 0,815-0,889 г/см³, коллектор глинистый песчаник-алевролит.

Средний пласт расположен на глубине 1700-1800 м, имеет начальное пластовое давление 16 МПа, пластовую температуру 32-36°С, пористость 5-50%, проницаемость 350-650 мДа, вязкость нефти 18-26 мПа*с, плотность нефти 0,815-0,889 г/см³, коллектор глинистый песчаник-алевролит.

Нижний пласт расположен на глубине 1800-2100 м, имеет начальное пластовое давление 16 МПа, пластовую температуру 32-36°С, пористость 5-50%, проницаемость 650-1150 мДа, вязкость нефти 18-26 мПа*с, плотность нефти 0,815-0,889 г/см³, коллектор глинистый песчаник-алевролит.

Месторождение вскрыто не менее чем 10 нагнетательными и 20 добывающими скважинами. Закачивают рабочий агент через нагнетательные скважины общим фильтром в пласты, отбирают пластовую продукцию через добывающие скважины общим фильтром из пластов.

5 Анализируют участки разработки месторождения, выбирают участок с наличием остаточных запасов по добывающим скважинам не менее 20 тыс.т каждой, снижением пластового давления по среднему пласту до 60-70% от начального. На участке выбирают нагнетательную скважину с перфорированными тремя пластами. В выбранной нагнетательной скважине в нижний наиболее проницаемый пласт ограничивают закачку
10 рабочего агента до минимальных значений не более 40 м³/сут. Под действием образовавшегося избыточного устьевого давления производят неограниченный максимально возможный объем закачки рабочего агента в другие пласты. В таком режиме эксплуатируют нагнетательную скважину, анализируют состояние добывающих скважин во втором пласте. Отмечают увеличение забойного давления на 10-15% и обводненности не более чем на 40% в ближайшей добывающей скважине второго
15 пласта. Производят интенсификацию режима работы добывающей скважины. При этом производят контроль за изменением забойного давления в районе полного или частичного ограничения закачки по нижнему наиболее проницаемому пласту. При
20 подтверждении снижения забойного давления на 10-15% ниже давления насыщения производят увеличением объемов закачки для недопущения сокращения объемов добычи нефти, периодически повторяют ограничение закачки в нижний наиболее проницаемый пласт и анализ состояния добывающих скважин второго пласта.

Пример 2. Выполняют как пример 1.

25 Отмечают изменение забойного давления на 10-15% в сторону увеличения от давления до внедрения технологии разнонаправленной закачки и роста обводненности более чем на 40% в сторону увеличения от обводненности до внедрения технологии
30 разнонаправленной закачки. Производят полное ограничение по закачке во второй пласт.

В результате нефтеотдача месторождения повысилась на 2 № и составила 38%.

30 Применение предложенного способа позволит повысить нефтеотдачу месторождения.

Формула изобретения

Способ разработки многопластового нефтяного месторождения, включающий
35 вскрытие пластов нагнетательными и добывающими скважинами, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины общим фильтром в пласты, отбор пластовой
40 продукции через добывающие скважины общим фильтром из пластов, отличающийся тем, что анализируют участки разработки месторождения, выбирают участок с наличием остаточных запасов по добывающим скважинам не менее 20 тыс.т каждой, снижением пластового давления до 60-70% от начального, на участке выбирают нагнетательную
45 скважину с перфорированными тремя пластами, в выбранной нагнетательной скважине в нижний наиболее проницаемый пласт ограничивают закачку рабочего агента до минимальных значений не более 40 м³/сут, под действием образовавшегося избыточного устьевого давления производят неограниченный максимально возможный объем
закачки рабочего агента в другие пласты, в таком режиме эксплуатируют нагнетательную скважину, анализируют состояние добывающих скважин во втором
пласте, при увеличении забойного давления на 10-15% и обводненности не более чем на 40% в ближайшей добывающей скважине второго пласта производят интенсификацию
режима работы добывающей скважины, при увеличении забойного давления на 10-15%

и росте обводненности более чем на 40% в ближайшей добывающей скважине второго пласта производят полное или частичное ограничение по закачке во второй пласт, при этом производят контроль за изменением забойного давления в районе полного или частичного ограничения закачки по нижнему наиболее проницаемому пласту и при 5 подтверждении снижения забойного давления на 10-15% ниже давления насыщения, производят увеличение объемов закачки для недопущения сокращения объемов добычи нефти, периодически повторяют ограничение закачки в нижний наиболее проницаемый пласт и анализ состояния добывающих скважин второго пласта.

10

15

20

25

30

35

40

45