



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/20 (2021.08)

(21)(22) Заявка: 2021110037, 12.04.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
12.04.2021

Дата регистрации:
13.09.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 12.04.2021

(45) Опубликовано: 13.09.2021 Бюл. № 26

Адрес для переписки:
423462, Рес. Татарстан, г. Альметьевск, ул.
Тельмана, 88, Асылгараева Алия
Шарифзяновна

(72) Автор(ы):

Назимов Нафис Анасович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2657589 C1, 14.06.2018. RU
2236568 C1, 20.09.2004. RU 2124120 C1,
27.12.1998. RU 2513469 C1, 20.04.2014. RU
2513955 C1, 20.04.2014. RU 2597596 C1,
10.09.2016. CA 2647088 A1, 18.06.2010.

(54) Способ разработки слоистой нефтяной залежи

(57) Реферат:

Способ включает строительство сетки добывающих и нагнетательных скважин, циклическую закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор продукции через добывающие скважины, причем закачку рабочего агента в нагнетательные скважины ведут с периодичностью и продолжительностью в зависимости от обводненности продукции из добывающих скважин. Добывающие скважины, обводненность которых как минимум на 5% выше средней по залежи, отбирают для циклического отбора, а для циклической закачки отбирают нагнетательные скважины, которые исходя из гидродинамических и/или геофизических исследований оказывают прямое влияние на обводненность добываемой продукции из отобранных добывающих скважин. Период остановки закачки нагнетательных скважин зависит от режима работы в это время соответствующей им одной из отобранных добывающих скважин, для обеспечения во время остановки закачки отбором продукции - снижения давления в ней до лимитированного - на 5–10 %

выше критического, вызывающего необратимые процессы в породе и пластовой жидкости. После чего отбор прекращают до получения первоначального постоянного давления после роста, которое фиксируют. Далее отбор как минимум один раз возобновляют до снижения давления до лимитированного с остановкой и восстановлением до постоянного давления, пока оно не станет как минимум на 30% ниже первоначального. После чего включают закачку в соответствующие нагнетательные скважины, возобновляют и отбор из добывающей скважины на первоначальном уровне до достижения обводненности продукции из добывающей скважины, равной как минимум на 5% выше средней по залежи. А циклы остановки закачки через нагнетательные скважины и отбора из соответствующей им добывающей скважины повторяют. Технический результат заключается в повышении извлечения продукции из низкопроницаемых пропластков залежи за счет только использования гидродинамического воздействия с использованием перетока

продукции залежи из низкопроницаемых пропластков в высокопроницаемые.

R U 2 7 5 5 1 1 4 C 1

R U 2 7 5 5 1 1 4 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 43/20 (2021.08)

(21)(22) Application: **2021110037, 12.04.2021**

(24) Effective date for property rights:
12.04.2021

Registration date:
13.09.2021

Priority:

(22) Date of filing: **12.04.2021**

(45) Date of publication: **13.09.2021** Bull. № 26

Mail address:
**423462, Res. Tatarstan, g. Almetevsk, ul. Telmana,
88, Asylgaraeva Aliya Sharifzyanovna**

(72) Inventor(s):

Nazimov Nafis Anasovich (RU)

(73) Proprietor(s):

**Publichnoe aktsionernoe obshchestvo «Tatneft»
imeni V.D. Shashina (RU)**

(54) **LAYERED OIL RESERVOIR DEVELOPMENT METHOD**

(57) Abstract:

FIELD: oil industry.

SUBSTANCE: method includes the construction of a grid of production and injection wells, cyclic injection of a working agent through injection wells and product selection through production wells, and the injection of a working agent into injection wells is carried out with a frequency and duration depending on the water cut of the product from the production wells. Production wells, the water cut of which is at least 5% higher than the average for the reservoir, are selected for cyclic sampling, and injection wells are selected for cyclic injection, which, based on hydrodynamic and / or geophysical studies, have a direct effect on the water cut of the produced product from the selected production wells. The period of stopping the injection of injection wells depends on the operating mode at this time of one of the selected production wells corresponding to them, in order to ensure during the shutdown of injection by withdrawing the product - reducing the pressure in it to a limited one - by 5-10% above the critical one, causing irreversible processes in

the rock and formation fluid. Then the sampling is stopped until an initial constant pressure after growth is obtained, which is fixed. Then the sampling is resumed at least once until the pressure drops to the limited one with stopping and restoring to constant pressure until it becomes at least 30% lower than the initial one. After that, the injection into the corresponding injection wells is switched on, and the withdrawal from the production well is resumed at the initial level until the water cut of the production from the production well is at least 5% higher than the average for the reservoir. And the cycles of stopping injection through injection wells and withdrawing from the corresponding production well, repeating.

EFFECT: increasing the recovery of products from low-permeability layers of the reservoir due to only the use of hydrodynamic action with the use of the overflow of products of the reservoir from low-permeability layers to high-permeability.

1 cl

RU 2 755 114 C 1

RU 2 755 114 C 1

Изобретение относится нефтегазодобывающей промышленности, а именно к способам стимуляции добычи нефти при вытеснении рабочим агентом с контролем параметров залежи.

Известен способ разработки залежи углеводородов (патент RU № 2340766, МПК E21B 43/22, опубл. 10.12.2008 Бюл. № 34), включающий закачку вытесняющего агента в нагнетательные скважины и отбор продукции из добывающих скважин, анализ параметров работы скважин по приемистости вытесняющего агента и обводнению продукции, выбор нагнетательных скважин с неоднородной приемистостью и добывающих скважин с обводненностью продукции выше установленной нормы, закачку в нагнетательные скважины водного раствора асидол-мылонафта, чередующихся водных растворов асидол-мылонафта и водных растворов хлористого кальция с расходом 0,3-0,6 м³ на 1 м толщины пласта, обеспечивающих возможность, при их взаимодействии в пласте, образования в этом пласте пластичного осадка, препятствующего поглощению скважины и, дополнительно, изолирующего материала от непрореагировавших частей упомянутых водных растворов при прорывах газа или пластовой воды, последующую закачку оторочки водного раствора щелочных стоков производства капролактама - ЩСПК с концентрацией не менее 10%, при этом давление закачки поднимают на 2-5 атм через каждые 2-5 м³ закачиваемых водных растворов компонентов.

Недостатками данного способа являются большие затраты на реализацию, связанные с необходимостью применения специального оборудования для доставки закачки реагентов в пласт, непроизводительные затраты времени, связанные с необходимостью технологической выдержки для закрепления реагентов в пласте, а также необходимость регулярных обработок пласта реагентами, так как реагенты со временем разрушаются и/или вода находит обход водоизоляционных экранов, и эффект от водоизоляции реагентами часто связан с вероятностными процессами, происходящими в пласте, которые трудно прогнозируются.

Известен также способ разработки слоистой нефтяной залежи углеводородов (патент RU № 2513955, МПК E21B 43/16, опубл. 20.04.2014 Бюл. № 11), включающий разбуривание залежи по любой из известных сеток вертикальных добывающих и нагнетательных скважин, отбор нефти через добывающие скважины, закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, выделение в нефтяном пласте высокопроницаемых и низкопроницаемых пропластков и ликвидацию гидродинамической связи добывающей скважины с высокопроницаемым пропластком, причем нагнетательные и добывающие скважины бурят на всю толщину нефтяного пласта, в процессе отбора нефти контролируют дебит добывающих скважин и обводненность продукции, по каждой добывающей скважине при достижении минимально рентабельного дебита по нефти проводят геофизические исследования по определению текущей нефтенасыщенности, по результатам оценки текущей нефтенасыщенности выявляют предельно выработанные высокопроницаемые пропластки, текущая нефтенасыщенность которых максимально приближена к величине их остаточной нефтенасыщенности, и осуществляют ликвидацию гидродинамической связи добывающих скважин с выявленными в процессе эксплуатации скважин предельно выработанными пропластками, а затем бурят в добывающих скважинах боковые стволы в низкопроницаемых пропластках нефтяного пласта, при этом количество, длину и диаметр боковых стволов в каждой добывающей скважине определяют по геолого-гидродинамической модели, адаптированной к фактическим параметрам работы скважин, исходя из условий восстановления коэффициента продуктивности

скважины по нефти как минимум до его начальной величины и увеличения коэффициента охвата воздействием нефтяного пласта, и осуществляют рассредоточение боковых стволов в низкопроницаемых пропластках нефтяного пласта в зависимости от месторасположения и количества предельно выработанных пропластков.

5 Недостатками данного способа являются узкая область применения, так как боковые стволы возможно провести в пропластках толщиной не менее 8 – 10 м, сложность, высокая стоимость и необратимость работ по ликвидации гидродинамической связи добывающей скважины с высокопроницаемым пропластком, при этом возможен прорыв воды в обход такой изоляции, что в совокупности снижает эффективность способа и
10 уменьшает охват продуктивного пласта, при этом требуются большие непродуктивные временные и финансовые затраты на строительство и ввод в эксплуатацию боковых стволов в низкопроницаемых пропластках нефтяного пласта.

Известен также способ разработки неоднородной залежи высоковязкой нефти на поздней стадии (патент RU № 2224099, МПК E21B 43/16, опубл. 20.02.2004 Бюл. № 5),
15 включающий выделение из всего фонда пробуренных на залежи нагнетательных скважин со снижением их приемистости не менее чем на 70% от первоначальной приемистости и/или добывающих скважин с обводнением добываемой в них нефти не менее чем на 80%, поочередное выключение этих скважин из работы, контроль реакции работающих добывающих скважин количеством и/или темпом и обводнением и/или газированием
20 извлекаемой нефти на выключение из работы каждой из выделенных скважин, выделение на залежи зон реагирования на выключение из работы выделенных скважин, последующее стимулирование работающих добывающих скважин, в выделенных зонах, поочередными одиночными или групповыми взрывами в выделенных скважинах, примыкающих к контуру выделенных зон, при этом взрывы осуществляют с
25 локализацией их энергии в зону продуктивной залежи и с давлением во фронте ударной волны каждого из взрывов, равным 1,2-2,3 горного давления в зоне продуктивной залежи.

Недостатками данного способа являются узкая область применения из-за возможности реализации только для добычи высоковязкой нефти, сложность, высокая
30 стоимость и необратимость работ по вскрытию пласта поочередными одиночными или групповыми взрывами в выделенных скважинах, при этом возможен прорыв воды образованным трещинам, что в совокупности снижает эффективность способа и уменьшает охват продуктивного пласта, при этом требуются большие непродуктивные временные и финансовые затраты на проведения взрывных работ, связанные с
35 необходимостью регулярных повторных взрывных воздействий и применения специального оборудования и специально обученного персонала, а также закачки составов, фиксирующих образующиеся трещины.

Наиболее близким является способ разработки нефтяной залежи (патент RU № 2657589, МПК E21B 43/16, E 21B 43/20, опубл. 14.06.2018 Бюл. № 17), включающий
40 строительство по любой из известных сеток добывающих и нагнетательных скважин, циклическую закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор продукции через добывающие скважины, причем закачку рабочего агента в нагнетательные скважины ведут с периодичностью и продолжительностью в зависимости от обводненности продукции из добывающих скважин, причем предварительно
45 определяют начальную водонасыщенность продукции в добывающих скважинах, закачку рабочего агента ведут с постоянным расходом и прекращают при увеличении обводненности продукции в добывающих скважинах до 50% от начальной водонасыщенности, но не более 90%, а начинают закачку рабочего агента после

снижения обводненности продукции до 10% выше начальной водонасыщенности, после увеличения времени остановки закачки рабочего агента до трех месяцев определяют среднюю обводненность продукции в добывающих скважинах, которую принимают за начальную водонасыщенность, и продолжают циклы закачки рабочего агента по
5 такому же принципу, но исходя из нового значения начальной водонасыщенности, которую периодически изменяют.

Недостатками данного способа являются узкая область применения из-за возможности применения в основном однородных пластах, и низкая эффективность в слоистых неоднородных залежах, так как нет учета взаимного перетока пластового
10 флюида (продукции) залежи между его пропластками, имеющими различную проницаемость и различные гидродинамические свойства.

Технической задачей предполагаемого изобретения является создание способа разработки слоистой нефтяной залежи, позволяющего повысить извлечение продукции из низкопроницаемых пропластков залежи за счет только гидродинамического
15 воздействия с использованием перетока продукции залежи из низкопроницаемых пропластков в высокопроницаемые, обеспечивая вовлечение в добычу продукции из низкопроницаемых пропластков (слоев) залежи только за счет гидродинамического воздействия без дополнительных затрат.

Техническая задача решается способом разработки слоистой нефтяной залежи, включающим строительство по любой из известных сеток добывающих и
20 нагнетательных скважин, циклическую закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор продукции через добывающие скважины, причем закачку рабочего агента в нагнетательные скважины ведут с периодичностью и продолжительностью в зависимости от обводненности продукции из добывающих скважин.

Новым является то, что добывающие скважины, обводненность которых как минимум на 5% выше средней по залежи, отбирают для циклического отбора, а для циклической
25 закачки отбирают нагнетательные скважины, которые, исходя из гидродинамических исследований оказывают прямое влияние на обводненность добываемой продукции из отобранных добывающих скважин, причем период остановки закачки нагнетательных
30 скважин зависит от режима работы в это время соответствующей им одной из отобранных добывающих скважин, для обеспечения во время остановки закачки отбором продукции снижения давления в ней до лимитированного – на 5 – 10 % выше критического, вызывающего необратимые процессы в породе и пластовой жидкости, после чего отбор прекращают до получения первоначального постоянного давления
35 после роста, которое фиксируют, далее отбор как минимум один раз возобновляют до снижения давления до лимитированного с остановкой и восстановлением до постоянного давления, пока оно не станет как минимум на 30% ниже первоначального, после чего включают закачку в соответствующие нагнетательные скважины возобновляют и отбор из добывающей скважины на первоначальном уровне, до достижения обводненности
40 продукции из добывающей скважины как минимум на 5% выше средней по залежи, после чего циклы остановки нагнетательных скважин и отбора продукции из соответствующей им добывающей скважины повторяют.

Способ разработки слоистой нефтяной залежи включает строительство по любой из известных сеток добывающих и нагнетательных скважин. При этом проводят анализ
45 добываемых кернов из скважин для определения критического давления, вызывающего необратимые процессы в породе и пластовой жидкости. Через нагнетательные скважины закачивают рабочий агент (воду, минерализованную воду, воду с поверхностно-активными веществами (ПАВ), водный раствор соляной кислоты и/или т.п. – авторы

на это не претендуют), а через добывающие скважин осуществляют отбор продукции залежи, вскрытой этими скважинами. Отбор продукции ведут с периодическим контролем обводненности продукции (1 раз в 2 недели, 1 раз в месяц, 1 раз в 2 месяца, 1 раз в полгода – в прямой зависимости от скорости роста обводненности – авторы на это не претендуют) добывающих скважин. При этом рассчитывают среднюю обводненность продукции по всей залежи. Выделяют добывающие скважины, обводненность которых как минимум на 5% выше средней по залежи. Изменением режимов закачки рабочего агента в нагнетательных скважинах, исходя из гидродинамических и/или геофизических исследований (на сами исследования автор не претендует, так как они известны из открытых источников), определяют какие из них оказывают прямое влияние на обводненность продукции соответствующих добывающих скважин (имеют прямую зависимость нагнетания в них рабочего агента на обводненность продукции). Наличие таких скважин свидетельствует о слоистой неоднородности проницаемости залежи, то есть наличие высокопроницаемых слоев (пропластков) между выбранными нагнетательными и добывающими скважинами, по которым рабочий агент, содержащий воду, быстрее доходит до добывающих скважин, так как текучесть воды примерно в 4 – 8 раз выше, чем текучесть нефтепродуктов (продукции залежи). Каждую из выделенных добывающих скважин с имеющими прямое влияние на обводненность продукции нагнетательными скважинами выделяют и переводят на циклический отбор продукции залежи и циклическое нагнетание рабочего агента соответственно. Первоначально останавливают закачку рабочего агента в выделенных нагнетательных скважинах, а отбор продукции в выделенных добывающих скважинах продолжают с контролем давления или соответствующего давлению уровня жидкости в этой скважине. Добычу из добывающих скважин прекращают при снижении в ней давления до лимитированного – на 5 – 10 % выше критического давления, для исключения нарушения коллекторских и физических свойств залежи и вмещающих жидкостей. Контролируют давление и/или уровень жидкости в остановленной скважине, после стабилизации давления и/или уровня жидкости (если между 2-3 ближайшими замерами давление и/или уровень жидкости не меняется – его считают стабильным – после первого восстановления давления, его принимают за первоначальное давление или первоначальный уровень), добывающую скважину опять запускают на отбор продукции до снижения давления до лимитированного, после чего скважину останавливают до стабилизации давления. Циклы остановки и отбора в добывающих скважинах повторяют как минимум один раз до получения стабильного давления, которое как минимум на 30% ниже первоначального (так как дальнейшее циклы остановки и отбора продукции, как показала практика, становятся менее эффективными). Во время этого цикла: в период отбора из добывающих скважин в первую очередь давление падает в высокопроницаемых слоях залежи, так как низкопроницаемые слои залежи гораздо труднее отдают продукцию. После остановки отбора продукции восстановление давления (уровня) в соответствующей добывающей скважине происходит за счет повышенного давления в низкопроницаемых слоях залежи и внутрипластового перетока продукции залежи (в основном нефти, так как в этих слоях она наименее обводнена) из низкопроницаемых слоев (пропластков) залежи в высокопроницаемый. После чего возобновляют закачку рабочего агента в остановленные ранее выбранные нагнетательные скважины и отбор продукции пласта из соответствующей добывающей скважины на первоначальном уровне, до достижения обводненности продукции как минимум на 5% выше средней по залежи. Затем циклы остановки закачки через нагнетательные скважины и отбора из соответствующей им

добывающей скважины с остановками повторяют, обеспечивая вовлечение в добычу продукции из низкопроницаемых пропластков (слоев) залежи только за счет гидродинамического воздействия без дополнительных затрат на методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов залежи (гидроразрыв пласта, кислотная обработка, изоляция зон водопритока реагентами и/или т.п.).

Как показала практика реализации способа в слоисто-неоднородных залежах Республики Татарстан, коэффициент извлечения нефти (КИН) вырос от 2 до 7 %.

Предлагаемый способ разработки слоистой нефтяной залежи позволяет повысить извлечение продукции из низкопроницаемых пропластков залежи за счет только использования гидродинамического воздействия с использованием перетока продукции залежи из низкопроницаемых пропластков в высокопроницаемые.

(57) Формула изобретения

Способ разработки слоистой нефтяной залежи, включающий строительство по любой из известных сеток добывающих и нагнетательных скважин, циклическую закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор продукции через добывающие скважины, причем закачку рабочего агента в нагнетательные скважины ведут с периодичностью и продолжительностью в зависимости от обводненности продукции из добывающих скважин, отличающийся тем, что добывающие скважины, обводненность которых как минимум на 5% выше средней по залежи, отбирают для циклического отбора, а для циклической закачки отбирают нагнетательные скважины, которые исходя из гидродинамических и/или геофизических исследований оказывают прямое влияние на обводненность добываемой продукции из отобранных добывающих скважин, причем период остановки закачки нагнетательных скважин зависит от режима работы в это время соответствующей им одной из отобранных добывающих скважин, для обеспечения во время остановки закачки отбором продукции - снижения давления в ней до лимитированного – на 5–10 % выше критического, вызывающего необратимые процессы в породе и пластовой жидкости, после чего отбор прекращают до получения первоначального постоянного давления после роста, которое фиксируют, далее отбор как минимум один раз возобновляют до снижения давления до лимитированного с остановкой и восстановлением до постоянного давления, пока оно не станет как минимум на 30% ниже первоначального, после чего включают закачку в соответствующие нагнетательные скважины, возобновляют и отбор из добывающей скважины на первоначальном уровне до достижения обводненности продукции из добывающей скважины как минимум на 5% выше средней по залежи, затем циклы остановки закачки через нагнетательные скважины и отбора из соответствующей им добывающей скважины повторяют.

40

45