

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036676**

(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.12.07

(21) Номер заявки
201900503

(22) Дата подачи заявки
2019.09.10

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)
E21B 43/243 (2006.01)
C09K 8/592 (2006.01)

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

(43) 2020.12.03

(96) 2019/030 (AZ) 2019.09.10

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА (НИПИИГ) (AZ)**

(56) RU-C1-2088755
RU-C1-2675394
WO-A1-2010043239
WO-A1-2009052043

(72) Изобретатель:
**Сулейманов Багир Алекпер оглы,
Ибрагимов Хыдыр Мансум оглы,
Кызымов Шукюрали Паша оглы (AZ)**

(74) Представитель:
Зейналова О.А. (AZ)

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способу повышения нефтеотдачи месторождения с использованием тепловых и газовых методов. Задачей изобретения является повышение нефтеотдачи пласта, расширение зоны инициирования за счет интенсификации экзотермических реакций окисления в призабойной зоне нагнетательной скважины, обеспечение безопасного осуществления процесса, выравнивание фронта продвижения, снижение коррозии оборудования, предотвращение образования водонефтяной эмульсии повышенной стабильности. Поставленная задача решается тем, что в способе разработки нефтяной залежи, включающем закачку в нагнетательную скважину химреагента, окислителя и воды и отбор продукции через добывающие скважины, при разработке нефтяной залежи с температурой пласта ниже 65°C закачку химреагента осуществляют посредством последовательного закачивания в пласт 40-55%-го водного раствора гидроксида натрия и окисляющейся композиции, состоящей из тонкоизмельченного пирита, угля и пресной воды, при следующем соотношении компонентов, мас. %: тонкоизмельченный пирит - 30-40, тонкоизмельченный уголь - 3-4, пресная вода - остальное. Тонкоизмельченные пирит и уголь имеют размеры фракций до 0,025 мм.

036676 B1

036676 B1

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способу повышения нефтеотдачи месторождения с использованием тепловых и газовых методов.

Известен способ термохимической обработки прискважинной части нефтяного пласта, включающий последовательную закачку в пласт кислородсодержащего органического соединения или их смесь, водный раствор нитрита натрия и соляной кислоты [1].

Недостатком способа является низкая продолжительность обработки, а также высокая коррозионная агрессивность соляной кислоты, что может привести к разрушению скважинного оборудования, а также недостаточно высокое тепловыделение используемой термохимической системы.

Известен способ термохимической обработки продуктивного пласта и горюче-окислительный состав для его осуществления, который включает закачку в зону обработки горюче-окислительного состава (ГОС), содержащего комплексное органическое соединение, а именно диамид щавелевой кислоты и азотной кислоты; искусный эфир салициловой кислоты; перманганат калия, изопропилборан, воду и амиачную селитру, затем доставку в зону расположения ГОС инициатора горения, в качестве которого используют состав на основе борогидрида щелочного металла и метанола или диэтилового эфира, или щелочи и/или твердого изопропилкарборана. В способе ГОС и инициатор горения подают раздельно. Подачу инициатора горения в зону расположения ГОС осуществляют или в контейнере с помощью промысловой лебедки с последующим разрушением контейнера взрывом шнуровой торпеды, устанавливаемой по всей длине контейнера. Доставку жидкого инициатора осуществляют закачкой его через нижнюю часть колонны НКТ, которая оборудуется алюминиевыми трубами - хвостовиком, длина которого должна превышать интервал перфорации обрабатываемого пласта [2].

Недостатками способа являются сложность приготовления в промышленных условиях многокомпонентных растворов с необходимыми параметрами, а также необходимость специального оборудования для доставки инициатора горения и небезопасность способа. Также высокое содержание селитры в составе ГОС ограничивает использование способа и относит его к разряду небезопасных.

Наиболее близким техническим решением к предложенному изобретению является способ разработки нефтяной залежи с применением внутрипластового горения, включающий закачку в пласт до инициирования горения 29-30%-й раствор углекислого аммония, инициирование горения в призабойной зоне нагнетательной скважины, затем закачку через нее окислителя и холодной воды и отбор продукции через добывающие скважины [3].

Недостатком способа является его низкая эффективность в связи с необходимостью дополнительного разогрева призабойной зоны электронагревателем, опасность осуществления способа, недостаточно высокий коэффициент нефтеотдачи.

Задачей изобретения является повышение нефтеотдачи пласта, расширение зоны инициирования за счет интенсификации экзотермических реакций окисления в призабойной зоне нагнетательной скважины, обеспечение безопасного осуществления процесса, выравнивание фронта продвижения, снижение коррозии оборудования, предотвращение образования водонефтяной эмульсии повышенной стабильности.

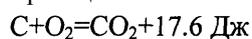
Поставленная задача решается тем, что в способе разработки нефтяной залежи, включающем закачку в нагнетательную скважину химреагента, окислителя и воды и отбор продукции через добывающие скважины, при разработке нефтяной залежи с температурой пласта ниже 65°C закачку химреагента осуществляют посредством последовательного закачивания в пласт 40-55%-го водного раствора гидроксида натрия и окисляющейся композиции, состоящей из тонкоизмельченных пирита, угля и пресной воды, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

тонкоизмельченный пирит - 30-40,
тонкоизмельченный уголь - 3-4,
пресная вода - остальное.

Тонкоизмельченные пирит и уголь имеют размеры фракций до 0,025 мм.

Сущность способа заключается в том, что для возможности осуществления способа разработки нефтяных залежей на месторождениях с низкими пластовыми температурами предварительно в нагнетательную скважину закачивают 40-55%-й водный раствор гидрокарбоната натрия (ГОСТ Р 55064-2012), а следом окисляющуюся композицию, включающую тонкоизмельченные пирит (ГОСТ 444-2016) и уголь (ГОСТ 32349-2013). После этого в пласт закачивают воздух.

Известно, что уголь способен окисляться при низких температурах. Скорость окисления угля зависит от степени измельчения, присутствия влаги и пирита. Между органической массой угля и кислородом протекает следующая экзотермическая реакция:



В результате будет происходить разогрев среды. На следующем этапе при закачке воздуха начнется процесс окисления пирита.

Скорость и температура окисления пирита прямо пропорциональна площади поверхности, наличию примесей, влажности и концентрации молекул кислорода, адсорбированных на ней. В связи с этим в способе используются мелкие фракции пирита и угля в пресной воде. Добавка угля способствует значитель-

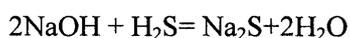
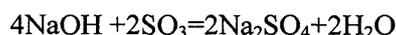
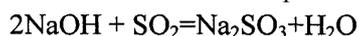
ному снижению температуры активации процесса окисления пирита. Таким образом, при подаче воздуха тонкоизмельченный пирит будет вступать в экзотермическую реакцию с кислородом и обеспечивать прогрев пористой среды до температуры начала самопроизвольных внутрипластовых окислительных процессов [4].



При этом выделяется значительное количество тепла.

Механизм процессов, происходящих в пласте в дальнейшем после окисления, можно представить следующим образом.

В процессе окисления в пласте образуются кислые газы (H_2S , SO_2 , SO_3), которые вместе с избыточным кислородом, неиспользованным при окислении, растворяясь в зоне конденсации пара и легких углеводородов, будут образовывать оторочку кислых коррозионно-агрессивных вод. Раствор гидроксида натрия, вводимый до инициирования процесса окисления, является активным поглотителем сернистого, серного газов и сероводорода. Нейтрализация кислых газов происходит по следующим реакциям:



В результате поглощения гидроксидом натрия кислых газов и, тем самым, исключения возможности образования сульфида железа, повышающего стабильность эмульсии, предотвращается образование устойчивых водонефтяных эмульсий.

Инициирование процесса окисления путем закачки химических реагентов способствует его равномерному распределению в призабойной зоне, увеличению зоны инициирования и выравниванию фронта продвижения зоны экзотермических реакций.

В дальнейшем кислород, присутствующий в составе закачанного воздуха, вступает в реакцию низкотемпературного окисления нефти. Образующиеся в результате процесса окисления тепловая и нефтевытесняющая оторочки способствуют значительному увеличению нефтеотдачи пласта. Дальнейшая закачка воды создает перемещающуюся по пласту зону экзотермических реакций.

Вследствие окисления пластовых углеводородов содержащимся в воздухе кислородом генерируются оксиды углерода (CO_2 , CO), широкая фракция лёгких углеводородов, азот и вода, которые способствуют вытеснению нефти из пласта к добывающим скважинам. К углекислому газу, образовавшемуся в результате внутрипластового окисления нефти, добавляется углекислый газ, образовавшийся при окислении угля. Большее количество образованного углекислого газа - высокоэффективного нефтевытесняющего агента - способствует повышению эффективности процесса. При значении температуры пласта выше 65°C обеспечивается полное потребление закачиваемого в пласт кислорода при самопроизвольных внутрипластовых окислительных процессах. Для безопасного осуществления процесса необходимо, чтобы реакция окисления нефти начиналась быстро, и закачиваемый воздух не прорвался к забою добывающих скважин.

При пластовых температурах ниже 65°C происходит резкое снижение теплового эффекта реакций окисления и процесс термогазового воздействия неосуществим вследствие некомпенсации пластовых теплопотерь. В этом случае тепло, выделяемое в окислительных реакциях, не компенсирует тепловые потери в кровлю, подошву и нагрев пласта впереди зоны реагирования. В связи с этим необходим предварительный разогрев коллекторов с низкими пластовыми температурами.

Перспективность предложенного способа связана с использованием внутрипластового энергетического потенциала, малоценных химических реагентов, а также высокой доступностью основного реагента - воздуха. Технология проста в реализации, экономически выгодна и не требует специальной конструкции скважин.

Способ осуществляют следующим образом.

В нагнетательную скважину закачивают 40-55%-й водный раствор гидроксида натрия, а следом окисляющуюся композицию. Растворы готовят путем смешивания пирита и угля фракций до 0,025 мм с пресной водой. После закачки окисляющейся композиции в пласт закачивают воздух в количестве 30% от объема пор. Созданную оторочку проталкивают водой.

Способ испытан в лабораторных условиях на линейной модели пласта. Экспериментальная установка включала приспособления для сепарации, замера и отбора проб газа и пластовых флюидов. Длина линейной модели пласта составляла 1,2 м, внутренний диаметр 0,04 м. После полного насыщения пористой среды, состоящей из кварцевого песка, водой (рН 5) переходили к насыщению ее нефтью. В экспериментальных исследованиях использовалась нефть плотностью 825 кг/м^3 и вязкостью $7,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (при 20°C). В дальнейшем нефть вытеснялась пластовой водой и определялся коэффициент вытеснения нефти. Затем на вход модели при термостатировании (при температуре 40°C) подается раствор гидроксида натрия в количестве 15% от объема пор модели, а следом - окисляющаяся композиция - суспензия тонкоизмельченного пирита и угля в количестве 10% от объема пор модели. Для инициирования процесса

окисления в модель закачивают воздух в количестве 30% от объема пор. Начало процесса низкотемпературного окисления определяли по росту температуры. Далее закачивали воду и вновь определяли коэффициент вытеснения.

Пример 1. В модель закачали 35%-й раствор гидроксида натрия и окисляющуюся композицию, включающую 27% пирита, 2,7% угля и пресную воду. Прирост коэффициента вытеснения составил 12%.

Пример 2. В модель закачали 40%-й раствор гидроксида натрия и окисляющуюся композицию, включающую 30% пирита, 3% угля и пресную воду. Прирост коэффициента вытеснения составил 18,8%.

Пример 3. В модель закачали 45%-й раствор гидроксида натрия и окисляющуюся композицию, включающую 33% пирита, 3,3% угля и пресную воду. Прирост коэффициента вытеснения составил 19%.

Пример 4. В модель закачали 50%-й раствор гидроксида натрия и окисляющуюся композицию, включающую 37% пирита, 3,7% угля и пресную воду. Прирост коэффициента вытеснения составил 19,3%.

Пример 5. В модель закачали 55%-й раствор гидроксида натрия и окисляющуюся композицию, включающую 40% пирита, 4% угля и пресную воду. Прирост коэффициента вытеснения составил 19,5%.

Пример 6. В модель закачали 60%-й раствор гидроксида натрия и окисляющуюся композицию, включающую 43% пирита, 4,3% угля и пресную воду. Прирост коэффициента вытеснения составил 19,3%. Результаты экспериментов показаны в табл. 1.

Таблица 1

№ опыта	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачанные в модель	Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, д. ед.	Время роста температуры до 65°С, ч	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
1	0,55	35 %-ный раствор гидроксида натрия, 27 % пирита + 2,7 % угля + вода, воздух, вода	0,670	24	12
2	0,56	40 %-ный раствор гидроксида натрия, 30 % пирита + 3 % угля + вода, воздух, вода	0,748	10	18,8
3	0,54	45 %-ный раствор гидроксида натрия, 33 % пирита + 3% угля + вода, воздух, вода	0,730	9,5	19
4	0,57	50 %-ный раствор гидроксида натрия, 37 % пирита + 3,7 % угля + вода, воздух, вода	0,763	9,8	19,3
5	0,55	55 %-ный раствор гидроксида натрия, 40 % пирита + 4% угля + вода, воздух, вода	0,745	9,4	19,5
6	0,55	60 %-ный раствор гидроксида натрия, 43 % пирита + 4,3 % угля + вода, воздух, вода	0,74,3	11	19,3
7	0,54	30%-ный раствор углекислого аммония, воздух, вода	0,640	-	10

Как видно из табл. 1, в первом эксперименте при закачке в модель 35%-го раствора гидроксида натрия и окисляющейся композиции, включающей 27% пирита, 2,7% угля и пресную воду, продолжительность роста температуры составляет 24 ч, а прирост коэффициента вытеснения не большой - 12%. Во втором эксперименте при увеличении концентрации реагентов температура увеличивается за 10 ч, при этом коэффициент вытеснения составил 19%. В шестом эксперименте при увеличении раствора гидроксида натрия до 60%, пирита и угля до 43% и 4,3%, соответственно, эффективность способа не повышается. Таким образом, оптимальными концентрациями являются 40-55% гидроксида натрия, 30-40% пирита и 3-4% угля в составе окисляющейся композиции. Для сравнения проводился эксперимент по известной технологии (по прототипу).

Пример 7 (по прототипу). В модель закачивали 30%-й раствор углекислого аммония в размере 5% от объема пор. Входной конец модели разогревали до температуры 320°С и начинали прокачивать воздух. Начало процесса горения определяли по резкому увеличению температуры. После того как фронт горения достиг конца модели, начинали закачку воды. В результате эксперимента коэффициент вытеснения составил 10%.

При проведении экспериментальных исследований отбирались пробы воды и газа из модели. Проводились анализы по определению компонентов O₂, SO₂ и CO₂ в составе газа, pH воды и скорости коррозии. Результаты показаны в табл. 2.

№ опыта	Содержание SO ₂ в составе газа, %	Содержание CO ₂ в составе газа, %	Содержание O ₂ в составе газа, %	pH	Скорость коррозии, г/м ² час
1	1	14	0,02	8	0,01
2	нет	20	нет	10	0
3	нет	22	нет	11	0
4	нет	21	нет	10	0
5	нет	21	нет	11	0
6	нет	20	нет	11	0
7	2	12	0,04	7	0,02

Как видно из табл. 2, в примерах 2-6 из состава газа исчезает сернистый газ, увеличивается количество углекислого газа. Отсутствие кислорода в составе отобранного газа определяет эффективное и безопасное течение процесса, т.к. основную опасность при закачке воздуха в пласт представляет прорыв кислородсодержащего газа к добывающим скважинам. Отобранная из модели пласта вода становится щелочной (пример 2-6), скорость коррозии равна нулю. Присутствие SO₂ в первом эксперименте свидетельствует о недостаточном количестве гидроксида натрия для поглощения образованных кислых газов. Небольшое количество углекислого газа объясняется меньшей концентрацией окисляющейся композиции. Низкую скорость окисления показывает присутствие кислорода в отобранном газе. С этими же процессами связаны и значения pH и скорости коррозии. Этим и ограничиваем нижний предел концентраций. А в 6 примере эффективность процесса не меняется, что ограничивает верхний предел концентраций. На основе этих исследований и устанавливаются оптимальные концентрации реагентов.

Таким образом, при применении предложенного способа уменьшается коррозия оборудования, увеличивается количество образованного CO₂, пластовая вода становится щелочной и значительно увеличивается коэффициент нефтевытеснения.

Литература

1. RU 2070283, E2 В 43/24, 1996.
2. RU 2153065, E21В 43/24, 2000.
3. RU 2088755, E21В 43/243, 1997.
4. Исмаилов Ф.С., Мехтиев У.Ш., Гасымлы А.М. "Опыт применения тепловых методов воздействия на нефтяных месторождениях Азербайджана" Баку, 2011 г., с. 121.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ разработки нефтяной залежи, включающий закачку в нагнетательную скважину химреагента, окислителя и воды и отбор продукции через добывающие скважины, отличающийся тем, что при разработке нефтяной залежи с температурой пласта ниже 65°C закачку химреагента осуществляют посредством последовательного закачивания в пласт 40-55%-го водного раствора гидроксида натрия и окисляющейся композиции, состоящей из тонкоизмельченных пирита, угля и пресной воды, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

тонкоизмельченный пирит - 30-40,
тонкоизмельченный уголь - 3-4,
пресная вода - остальное.

2. Способ разработки нефтяной залежи по п.1, отличающийся тем, что тонкоизмельченные пирит и уголь имеют размеры фракций до 0,025 мм.

