

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201900503** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.12.03

(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

(96) 2019/030 (AZ) 2019.09.10

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

(72) Изобретатель:

**Сулейманов Багир Алекпер оглы,
Ибрагимов Хыдыр Мансум оглы,
Кязымов Шукюрли Паша оглы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способу повышения нефтеотдачи месторождения с использованием тепловых и газовых методов. Задачами изобретения являются 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. Поставленные задачи решаются 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%-ного 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.

A1

201900503

201900503

A1

СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

E21B43/243

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 соединение органического соединения, а именно диамид щавелевой кислоты и азотной кислоты; уксусный эфир салициловой кислоты; перманганат калия, изопропилборан, воду и аммиачную 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 отдельно. Подачу инициатора горения в зону расположения ГОС осуществляют или в контейнере с помощью промышленной 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 является 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%-ный 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 %-ного водного раствора гидроксида натрия и окисляющейся композиции, состоящей из тонкоизмельченных пирита, угля и пресной воды, при следующем соотношении компонентов, масс. %:

Тонкоизмельченный пирит –30-40

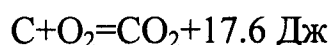
Тонкоизмельченный уголь –3-4

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 %-ный 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

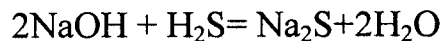
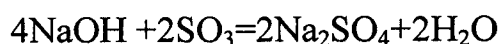
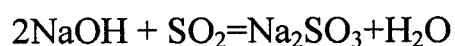
Скорость и температура окисления пирита прямо пропорциональна площади поверхности, наличию примесей, влажности и концентрации молекул кислорода, адсорбированных на ней. В связи с этим в способе используются мелкие фракции пирита и угля в пресной воде. Добавка угля способствует значительному снижению 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. Большое количество образованного углекислого газа - высокоэффективного нефтewытесняющего 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 %-ный 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 ($\text{pH}=5$) 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 %-ный 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 %-ный 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 %-ный 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 %-ный 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 %-ный 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 %-ный 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 таблице 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 таблицы 1, в первом эксперименте при закачке в модель 35 %-ного раствора гидроксида натрия, и окисляющейся композиции, включающей 27 % пирита, 2,7 % угля и пресную воду, продолжительность роста температуры составляет 24 часа, а прирост коэффициента вытеснения

не большой – 12 %. Во втором эксперименте при увеличении концентрации реагентов температура увеличивается за 10 часов, 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 окисляющей композиции. Для сравнения проводился эксперимент по известной технологии (по прототипу)

Пример 7 (по прототипу). В модель закачивали 30%-ный раствор углекислого аммония в размере 5 % от объема пор. Входной конец модели разогревали до температуры 320⁰С 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 скорость коррозии. Результаты показаны в таблице 2.

Таблица 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 таблицы 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 SO_2 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 CO_2 , пластовая вода становится щелочной и значительно увеличивается коэффициент нефтевытеснения.

Литература

1. RU 2070283, E 21 B 43/24, 1996.
2. RU 2153065, E21B43/24, 2000.
3. RU 2088755, E21B43/243, 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

Заместитель директора



Б.Сулейманов

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%-ного водного раствора гидроксида натрия и окисляющейся композиции, состоящей из тонкоизмельченных пирита, угля и пресной воды, при следующем соотношении компонентов, масс. %:

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.

Заместитель директора



Б.Сулейманов

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ

(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

201900503**А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:****E21B 43/22 (2006.01)****E21B 43/243 (2006.01)****C09K 8/592 (2006.01)**

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)

E21B 43/00, 43/16, 43/22, 43/24-43/248, C09K 8/00, 8/58, 8/592, 8/594

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	RU 2088755 C1 (ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ) 27.08.1997, реферат, с. 3, строки 25-31, с. 3, строка 45 - с. 4, строка 11	1-2
A	RU 2675394 C1 (ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ" ИМЕНИ В.Д. ШАШИНА) 19.12.2018, реферат, с. 3, строки 37-40, с. 4, строки 19-35	1-2
A	WO 2010/043239 A1 (TCTM LIMITED и др.) 22.04.2010, реферат, п. 1 формулы, с. 3, строка 15 - с. 7, строка 22	1-2
A	WO 2009/052043 A1 (SHELL OIL COMPANY и др.) 23.04.2009, абзацы [0036], [0075], [0086], [0087], [0089]	1-2

☐ последующие документы указаны в продолжении

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

«Х» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«У» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

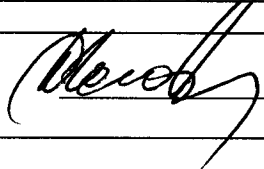
«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: **09/04/2020**

Уполномоченное лицо:

Начальник Управления экспертизы

 Д.Ю. Рогожин