



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 109 132** ⁽¹³⁾ **C1**

(51) МПК⁶ **E 21 B 43/22**

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 96113692/03, 27.06.1996

(46) Дата публикации: 20.04.1998

(56) Ссылки: 1. US, патент, 3876002, кл. E 21 B 43/22, 1975. 2. "Разработка сложнопостроенных нефтяных залежей за рубежом", обзорная информация, серия "Нефтепромысловое дело", - М.: ВНИИОЭНГ, вып. 2, 1984, с. 22.

(71) Заявитель:

Закрытое акционерное общество
"Тюмень-Технология",
Акционерное общество открытого типа -
Нефтяная компания "Паритет"

(72) Изобретатель: Мазаев В.В.,
Гусев С.В., Коваль Я.Г., Шпуров И.В., Абатуров
С.В., Ручкин А.А., Нарожный О.Г.

(73) Патентообладатель:

Закрытое акционерное общество
"Тюмень-Технология",
Акционерное общество открытого типа -
Нефтяная компания "Паритет"

(54) СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

(57) Реферат:

Сущность изобретения: повышение эффективности технологии обеспечивается за счет того, что в способе увеличения нефтеотдачи пластов, включающем закачку раствора соляной кислоты, органического растворителя, поверхностно-активного вещества и воды, первоначально закачивают эмульсию из органического растворителя, воды и поверхностно-активного вещества, которая дополнительно содержит щелочной

агент. Эмульсия содержит, мас. %: поверхностно-активное вещество 0,5 - 10; органический растворитель 5 - 30; щелочной агент 1 - 10; воду остальное. В качестве поверхностно-активного вещества используют смесь маслорастворимого и водорастворимого неионогенных поверхностно-активных веществ, а в качестве щелочного агента, например, натрия карбонат или натрия фосфат. 3 з.п.ф-лы, 1 табл.

RU 2 109 132 C1

RU 2 109 132 C1



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 109 132** ⁽¹³⁾ **C1**

(51) Int. Cl.⁶ **E 21 B 43/22**

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 96113692/03, 27.06.1996

(46) Date of publication: 20.04.1998

(71) Applicant:

**Zakrytoe aktsionernoe obshchestvo
"Tjumen'-Tekhnologija",
Aktsionernoe obshchestvo otkrytogo tipa -
Neftjanaja kompanija "Paritet"**

(72) Inventor: **Mazaev V.V.,
Gusev S.V., Koval' Ja.G., Shpurov I.V., Abaturov
S.V., Ruchkin A.A., Narozhnyj O.G.**

(73) Proprietor:

**Zakrytoe aktsionernoe obshchestvo
"Tjumen'-Tekhnologija",
Aktsionernoe obshchestvo otkrytogo tipa -
Neftjanaja kompanija "Paritet"**

(54) **METHOD FOR INCREASING OIL RECOVERY FROM BEDS**

(57) Abstract:

FIELD: oil production industry.
SUBSTANCE: according to method, improved technological efficiency is achieved due to fact that method of increasing oil recovery from beds implies injection of muriatic acid solution, organic solvent, surface-active material, and water. Initially injected is emulsion of organic solvent, water and surface-active material. This emulsion

additionally contains alkali agent. Content of emulsion components is as follows, mass%: surface-active material 0.5-10; organic solvent 5-30; alkali agent 1-10; water - the balance. Used as surface-active material is mixture of oil-soluble and water-soluble nonionogenic surface-active materials. Used as alkali agent is for example sodium carbonate or sodium phosphate. EFFECT: higher efficiency. 3 cl, 1 tbl

RU 2 109 132 C1

RU 2 109 132 C1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для повышения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений заводнением.

Известен способ повышения нефтеотдачи пластов, заключающийся в закачке в пласт эмульсии типа "нефть в воде", содержащей в своем составе сырую нефть и водный раствор силиката щелочного металла [1] Недостатком способа является ограниченная применимость на низкопроницаемых коллекторах, обусловленная высоким кольтматирующим действием силиката щелочного металла, взаимодействующего с минерализованной водой с образованием геля кремниевой кислоты. Кроме того, способ не позволяет достичь высокого коэффициента нефтевытеснения вследствие слабо выраженных моющих свойств используемого состава.

Наиболее близким техническим решением, взятым за прототип, является способ, предусматривающий закачку в низкопроницаемый пласт раствора кислоты, нафтенного растворителя и 15%-ного раствора поверхностно-активного вещества (ПАВ) [2].

Основным недостатком способа является низкая эффективность в процессе вытеснения нефти из пласта, обусловленная увеличением неоднородности коллектора в результате первоначальной закачки кислоты. Кроме того, эмульсионный состав, образующийся в результате смешения нафтенного растворителя и раствора ПАВ ввиду высокой концентрации ПАВ, не обладает селективным действием по отношению к нефти пласта. Поэтому часть нефти вытесняется, а часть связывается в виде водонептяной эмульсии.

Целью предлагаемого изобретения является повышение эффективности вытеснения нефти из пласта, достигаемой за счет использования разработанного способа.

Сущность разработанного способа увеличения нефтеотдачи пластов, включающего закачку раствора соляной кислоты, органического растворителя, воды и поверхностно-активного вещества, заключается в первоначальной закачке эмульсии из органического растворителя, воды и поверхностно-активного вещества которое дополнительно содержит щелочной агент. При этом соотношение компонентов в эмульсии берут в следующих пределах, мас. %:

Поверхностно-активное вещество - 0,5-10
Органический растворитель - 5-30
Щелочной агент - 1-10
Вода - остальное.

В качестве поверхностно-активного вещества используют смесь маслорастворимого и водорастворимого неионогенных поверхностно-активных веществ в соотношении 1:1, а в качестве щелочного агента используют, например, натрия карбонат или натрия фосфат.

Существенными отличительными признаками предлагаемого технического решения по сравнению с известным являются:

- первоначальная закачка органического растворителя и раствора поверхностно-активного вещества в виде эмульсии. Это способствует очистке

прискважинной зоны нагнетательной скважины, выравниванию профиля приемистости и предотвращает создание искусственной неоднородности, возникающей при первоначальной закачке кислоты. Кислота закачивается в пласт после закачки эмульсии, что способствует равномерному воздействию кислоты на весь перфорированный интервал.

- эмульсия дополнительно содержит щелочной агент, а в качестве поверхностно-активного вещества используется смесь маслорастворимого и водорастворимого неионогенных поверхностно-активных веществ в соотношении 1: 1. Эмульсия имеет следующий компонентный состав, мас. %:

Поверхностно-активное вещество - 0,5-10
Органический растворитель - 5-30
Щелочной агент - 1-10
Вода - Остальное.

Указанная эмульсия обладает высокой мощью активностью по отношению к нефти и ее компонентам, благодаря комплексному действию используемой смеси водорастворимого и маслорастворимого НПАВ, органического растворителя и щелочного агента, которые усиливают друг друга. Смесь НПАВ эффективно эмульгирует нефть и ее компоненты, растворитель удаляет из ПЗП нагнетательной скважины асфальто-смоло-парафиновые отложения, а щелочной агент усиливает действие НПАВ и препятствует их адсорбции на поверхности породы.

- в качестве щелочного агента используют карбонат натрия, фосфат натрия, силикат натрия или щелочь. Указанные соединения обладают высокими моющими свойствами по отношению к нефти, усиливают действие ПАВ и способны образовывать в водопромытых интервалах при контакте с минерализованной водой нерастворимые осадки, снижающие проницаемость этих участков и способствующие как выравниванию профиля приемистости, так и увеличению охвата пласта заводнением.

В рамках разработанного способа увеличения нефтеотдачи пластов могут использоваться следующие вещества и их товарные формы, производимые отечественной промышленностью:

- НПАВ: неонол АФ_{9,4}, неонол АФ_{9,6}, неонол АФ_{9,12}, эмультал, нефтенол, ОП-4, ОП-10;

- органические растворители: бензин, толуольная фракция, нефрас, бутил-бензольная фракция, спирты С₃-С₇;

- щелочные агенты: натрия карбонат, натрия фосфат, натрия силикат, натрия гидроксид.

Эффективность разработанного и известного способов исследовали в лабораторных условиях путем определения прироста коэффициента нефтевытеснения. Коэффициент нефтевытеснения определяют на установке для исследования процессов нефтевытеснения химреагентами и фильтрации в пористых средах, сконструированной на базе стандартной установке типа УИПК. Установка позволяет поддерживать необходимые давление и температуру, а также с высокой точностью контролировать текущий дебит воды и нефти, фильтрующихся через модель пласта.

В качестве модели пласта в

экспериментах использовали наборную модель, составленную из образцов керна низкопроницаемых залежей Среднего Приобья и Западной Сибири. Подготовку модели пласта и жидкости к эксперименту проводили в соответствии с СТП 0148070-013-91- "Методика проведения лабораторных исследований по вытеснению нефти химреагентами".

Пример 1. Для определения коэффициента нефтевытеснения наборную модель пласта с проницаемостью от 20 до 80 мД после насыщения нефтью подвергают воздействию минерализованной воды (с минерализацией 20 г/л) до достижения 100% обводненности извлекаемой жидкости. Затем последовательно закачивают оторочку эмульсии объемом $20\% V_{пор}$ и оторочку 10%-ной соляной кислоты объемом $10\% V_{пор}$. Далее снова закачивают минерализованную воду. Определяют объем дополнительно извлеченной нефти и рассчитывают прирост коэффициента нефтевытеснения.

Эмульсию для опытов готовят следующим образом. В емкость заливают 15 мл органического растворителя, например, толуола, затем к нему добавляют по 2,5 мл маслорастворимого и водорастворимого НПВА типа неонол АФ9-4 и неонол АФ9-12 соответственно. Смесь перемешивают. Отдельно в 75 мл воды растворяют 5 г карбоната натрия, а затем к полученному раствору приливают раствор НПВА в органическом растворителе и интенсивно перемешивают. Получают стабильную эмульсию, содержащую 5% НПВА, 15% органического растворителя, 5% щелочного агента и 75% воды. Подобным образом готовят другие эмульсии для опытов по определению эффективности разработанного состава.

Результаты испытания разработанного способа и способа по прототипу, включающего закачку раствора кислоты, нефтяного растворителя и раствора ПАВ, представлены в таблице.

Опыты приведенные в таблице, показывают, что применение предлагаемого способа позволяет значительно увеличить прирост коэффициента нефтевытеснения за счет доотмыва остаточной нефти. Кроме того происходит увеличение скорости фильтрации жидкости по пропласткам, что достигается, во-первых, за счет доотмыва остаточной нефти, во-вторых, в результате увеличения проницаемости модели пласта после закачки оторочки кислоты (опыты 2-6). В опытах 1 и 7 показано испытание способа при предельных значениях концентраций компонентов в эмульсии.

При использовании способа по прототипу эффективность вытеснения нефти из модели пласта значительно ниже, что объясняется

малоэффективным использованием кислоты на первой стадии и высокой вязкостью образующегося в модели пласта эмульсионного состава.

Таким образом, применение нового способа, по сравнению с известным, позволяет увеличить скорость фильтрации жидкости через модель пласта (что в промышленных условиях приведет к увеличению приемистости нагнетательной скважины) и увеличить коэффициент нефтевытеснения.

На практике способ осуществляется следующим образом. В емкость для приготовления состава загружают необходимое количество воды и щелочного агента и интенсивно перемешивают. В другую емкость загружают органический растворитель и смесь водорастворимого и маслорастворимого НПВА и также перемешивают. Полученные растворы перекачивают в емкость для приготовления эмульсии и перемешивают в течение одного часа, после чего полученную эмульсию закачивают в пласт. Эмульсию продавливают в пласт водой объемом, равным 1-3 величины приемистости скважины. Далее закачивают в пласт раствор кислоты необходимой концентрации, после чего осуществляют заводнение.

Состав эмульсии и концентрации ее компонентов, концентрацию раствора кислоты, а также объем первой и второй оторочек определяются в каждом конкретном случае с учетом экспериментальных данных и промышленных исследований.

Формула изобретения:

1. Способ увеличения нефтеотдачи пластов, включающий закачку раствора соляной кислоты, органического растворителя, поверхностно-активного вещества и воды, отличающийся тем, что первоначально закачивают эмульсию из органического растворителя, воды и поверхностно-активного вещества, которая дополнительно содержит щелочной агент.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что соотношение компонентов в эмульсии берут в следующих соотношениях, мас. %:

Поверхностно-активное вещество - 0,5 - 10
Органический растворитель - 5 - 30
Щелочной агент - 1 - 10
Вода - Остальное

3. Способ по п.2, отличающийся тем, что в качестве поверхностно-активного вещества используют смесь маслорастворимого и водорастворимого неионогенных поверхностно-активных веществ в соотношении 1 : 1.

4. Способ по п.2, отличающийся тем, что в качестве щелочного агента используют, например, натрия карбонат или натрия фосфат.

Таблица

№ п/п	Способ			Скорость филь- трации, мл/час		Кэф. вытесне- ния нефти, %		При- рост ко- эф. вы- тесн. %
	Состав эмульсии*		р-р HCl % мас	до за- качки	после закачки эмульс. и кисл.	во- дой	после закачки эмульс. и кисл.	
	Реагент	Конц. % мас.						
новый состав								
1	смесь НПAB бензин NaOH	0,2 3 0,5	10	2,1	2,6	32,8	35,1	2,3
2	смесь НПAB нефрас Na ₂ SiO ₃	0,5 10 5	10	2,5	3,7	33,6	38,7	5,1
3	смесь НПAB то- луольная фрак- ция Na ₂ SiO ₃	3 20 1	12	2,8	4,2	34,5	42,4	7,9
4	смесь НПAB бу- тил-бензолн. Na ₂ PO ₄	5 10 5	10	2,0	4,5	33,0	42,7	9,7
5	смесь НПAB бу- танол Na ₂ CO ₃	10 20 8	12	2,6	5,8	36,3	45,2	8,9
6	смесь НПAB бензин Na ₂ CO ₃	5 30 10	10	2,4	5,0	34,2	41,5	7,3
7	смесь НПAB бензин Na ₂ SiO ₃	15 40 3	10	2,7	2,9	32,8	36,2	3,4
способ по прототипу **								
8	а) растворитель б) ПАВ	100 5	10	2,5	3,1	34,1	37,2	3,1

*-остальное вода

**-раствор кислоты заканчивается первым

RU 2109132 C1

RU 2109132 C1