



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 187 634** ⁽¹³⁾ **C2**
(51) МПК⁷ **E 21 B 43/27**

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 2000119862/03, 25.07.2000
(24) Дата начала действия патента: 25.07.2000
(46) Дата публикации: 20.08.2002
(56) Ссылки: RU 2106484 C1, 10.03.1998. SU 859611 A, 05.09.1981. SU 1652520 A1, 30.05.1991. SU 563485 A, 25.10.1977. RU 2042807 C1, 27.08.1995. RU 2096604 C1, 20.11.1997. US 3630285 A, 28.12.1971.
(98) Адрес для переписки:
628481, Тюменская обл., г. Когалым, ул. Дружбы народов, 15, ООО "КогалымНИПИнефть", патентоведу

(71) Заявитель:
Общество с ограниченной ответственностью Научно-исследовательский и проектный институт нефти
(72) Изобретатель: Земцов Ю.В., Вятчинин М.Г., Сергиенко В.Н., Новоселова Т.С., Фахретдинов Р.Н.
(73) Патентообладатель:
Общество с ограниченной ответственностью Научно-исследовательский и проектный институт нефти

(54) СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, к области повышения производительности нефтедобывающих скважин, вскрывших высокотемпературные низкопроницаемые песчано-глинистые коллектора юрских отложений Широтного Приобья. В способе обработки призабойной зоны высокотемпературных низкопроницаемых песчано-глинистых коллекторов юрских отложений Широтного Приобья, включающем последовательную закачку в пласт реагента и буферной жидкости, в качестве буферной жидкости используют взаимный растворитель, в качестве реагента - кислотный состав с взаимным растворителем, причем предварительно перед закачкой реагента

осуществляют закачку также буферной жидкости, обработку проводят в динамическом режиме без выдержки на реакцию, не допуская остановок на стадиях закачки и освоения, а также между ними, в качестве кислотного состава используют соляную кислоту или глинокислоту, в качестве взаимного растворителя используют бутилцеллозольв или его смесь с изопропиловым спиртом. Технический результат - повышение эффективности кислотной обработки за счет увеличения проникающей способности кислотного состава в низкопроницаемый пласт и более полного удаления отработанного раствора и продуктов реакции из зоны воздействия. 2 з.п. ф-лы.

RU 2 187 634 C2

RU 2 187 634 C2



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 187 634** ⁽¹³⁾ **C2**
(51) Int. Cl.⁷ **E 21 B 43/27**

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 2000119862/03, 25.07.2000

(24) Effective date for property rights: 25.07.2000

(46) Date of publication: 20.08.2002

(98) Mail address:
628481, Tjumenskaja obl., g. Kogalym, ul.
Druzhby narodov, 15, OOO "KogalymNIPIneft",
patentovedu

(71) Applicant:
Obshchestvo s ogranichennoj
otvetstvennost'ju Nauchno-issledovatel'skij
i proektnyj institut nefi

(72) Inventor: Zemtsov Ju.V.,
Vjatchinin M.G., Sergienko V.N., Novoselova
T.S., Fakhretdinov R.N.

(73) Proprietor:
Obshchestvo s ogranichennoj
otvetstvennost'ju Nauchno-issledovatel'skij
i proektnyj institut nefi

(54) **METHOD OF TREATMENT OF BOTTOM-HOLE ZONE OF HIGH- TEMPERATURE LOW-PERMEABILITY SAND-ARGILLACEOUS RESERVOIRS OF JURASSIC DEPOSITS OF LATITUDINAL OF REGION**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas producing industry.
SUBSTANCE: method includes successive injection of reagent and buffer fluid into formation. Buffer fluid is used in form of mutual solvent and reagent in form of acid composition with mutual solvent. Prior to injection of reagent, buffer fluid is injected. treatment is carried out in dynamic conditions without letting stand for

reaction with no stopping at stages of injection and completion and also between them. Acid composition is used in form of butylcelvosolve, or its mixture with isopropyl alcohol. EFFECT: higher efficiency of acid treatment due to increase of penetrating capacity of acid composition into low-permeability formation and fuller removal of spent solution and reaction products from treatment zone. 3 cl

RU 2 1 8 7 6 3 4 C 2

RU 2 1 8 7 6 3 4 C 2

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к области повышения производительности нефтедобывающих скважин, вскрывших высокотемпературные низкопроницаемые песчано-глинистые коллектора юрских отложений Широтного Приобья.

Известна обработка призабойной зоны низкопроницаемых коллекторов кислотными составами, содержащими различные виды поверхностно-активных веществ (ПАВ), с целью придания составу повышенной проникающей способности за счет снижения поверхностного натяжения водного раствора кислоты на границе с нефтью (1).

Недостатком данного решения является термическая деструкция ПАВ при температурах выше 80°C.

Известен способ азотно-спиртосолянокислотной обработки низкопроницаемых песчано-глинистых коллекторов газовых скважин с предварительной закачкой в пласт буфера метанола, позволяющего снизить поверхностное натяжение связанной воды и фильтратов и облегчить дальнейшее проникновение в пласт активного кислотного состава (2).

Недостатком данного способа кислотной обработки является его низкая эффективность для нефтяных скважин, что обусловлено способностью метанола экстрагировать низкокипящие углеводороды, в результате чего происходит диспергация и осаждение высокомолекулярных компонентов нефти, например смол и асфальтенов, и закупорка нефтенасыщенной части коллектора, приводящая к затруднению закачки кислотного состава зон обработки.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому решению является способ обработки призабойной зоны высокотемпературных низкопроницаемых песчано-глинистых коллекторов юрских отложений Широтного Приобья, включающий последовательную закачку в пласт реагента и буферной жидкости (3).

Целью настоящего изобретения является повышение эффективности кислотной обработки за счет увеличения проникающей способности кислотного состава в низкопроницаемый пласт и более полного удаления оработанного раствора и продуктов реакции из зоны воздействия.

Поставленная цель достигается тем, что в способе обработки призабойной зоны высокотемпературных низкопроницаемых песчано-глинистых коллекторов юрских отложений Широтного Приобья, включающем последовательную закачку в пласт реагента и буферной жидкости, в качестве буферной жидкости используют взаимный растворитель, в качестве реагента - кислотный состав с взаимным растворителем, причем предварительно перед закачкой реагента осуществляют закачку также буферной жидкости, обработку проводят в динамическом режиме без выдержки на реакцию, не допуская остановок на стадиях закачки и освоения, а также между ними, в качестве кислотного состава используют соляную кислоту или глинокислоту, в качестве взаимного растворителя используют бутилцеллозольв или его смесь с

изопропиловым спиртом.

Взаимные растворители - это соединения, обладающие неограниченной растворимостью как в нефти, так и в воде. Такими свойствами чаще всего обладают кислородсодержащие растворители: одно- и двухатомные спирты, эфиры спиртов, альдегиды или их смеси. Примерами взаимных растворителей могут служить бутилцеллозольв, его смесь с изопропиловым спиртом, смеси изопропилового, изобутилового спиртов с глицолями.

Взаимные растворители снижают поверхностное натяжение водных растворов на границе с углеводородами вплоть до нуля, что способствует созданию гомогенной системы при контакте и смешивании пластовых и закачиваемых флюидов, то есть предотвращают образование эмульсий, блокирующих каналы фильтрации. В отличие от ПАВ взаимные растворители обладают термической стабильностью и сохраняют указанное свойство при температурах от 90 °С и выше.

Использование взаимного растворителя в качестве предварительного буфера очищают обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удаляет с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти, увеличивая тем самым площадь поверхности, контактирующей с закачиваемым вслед за буфером кислотным составом и улучшая условия фильтрации кислоты в узкие слабопроницаемые капилляры.

Введение взаимного растворителя в кислотный состав помимо отмеченного выше позитивного действия снижает активность кислоты и способствует снижению скорости взаимодействия кислоты с породой. Это позволяет, во-первых, продвинуть активную кислоту на большее расстояние от ствола скважины, то есть увеличить глубину обрабатываемой зоны, и во-вторых, замедлить вторичное осадко- и гелеобразование продуктов реакции. Это особенно важно в условиях температур более 80°C, при которых соляная, а особенно плавиковая кислота в обычных водных растворах расходуются на взаимодействие с породой в течение нескольких минут с начала контакта.

Использование взаимного растворителя в качестве последующего буфера способствует удалению воды, внесенной в призабойную зону кислотным составом, что особенно важно в низкопроницаемых заглинизированных гидрофильных коллекторах. Кроме того, благодаря снижению поверхностного натяжения на границе пластовых флюидов и закаченных в пласт реагентов улучшаются условия выноса из зоны обработки оработанных реагентов, рыхлосвязанной пластовой воды, а также продуктов реакции и мелких твердых частиц.

Динамический режим обработки, то есть безостановочная закачка реагентов в призабойную зону и удаление оработанных растворов и продуктов реакции сразу после закачки последней порции второй буферной жидкости, путем освоения скважины и вызова притока, исключает адсорбцию на поверхности пор и каналов фильтрации вторичных осадков и гелей, образующихся в результате реакции кислоты с породой, а

также мелких частиц, оторвавшихся от скелета породы или цементирующих материалов.

В заявляемом способе каждая технологическая операция, закачка первого буфера взаимного растворителя, кислотного состава с взаимным растворителем, второго буфера взаимного растворителя, динамический режим без выдержки на реакцию, не допуская остановок на стадиях закачки и освоения, а также между ними, проявляет свои функции с получением комплексного синергетического эффекта.

Все реагенты, используемые в заявляемом способе, выпускаются отечественной промышленностью:

- изопропиловый спирт, ГОСТ 9805-94;
- бутилцеллозольв, ТУ 6-01-646-84;
- соляная кислота техническая ТУ 6-01-714-77;
- плавиковая кислота ГОСТ 48-5-184-78.

В условиях скважины способ осуществляется следующим образом.

Через спущенные до интервала перфорации насосно-компрессорные трубы в призабойную зону пласта закачивают первый буфер взаимного растворителя из расчета 1,0-2,0 м³ на 1 м перфорированного интервала пласта. Следом за этим буфером в призабойную зону закачивают кислотный состав с взаимным растворителем из расчета 0,8-2,0 м³ на 1 метр интервала перфорации. Вышеописанный кислотный состав через те же насосно-компрессорные трубы продавливают в пласт вторым буфером взаимного растворителя из расчета его расхода 0,5-1,5 м³ на 1 метр перфорированного интервала. Сразу после продавки в пласт последней порции второго буфера взаимного растворителя скважину осваивают фонтаном или компрессором и отбирают из нее жидкость в объеме, превышающем в 3-4 раза объем закачанных в пласт реагентов.

Эффективность предложенного способа подтверждается лабораторными исследованиями, выполненными на установке физического моделирования призабойной зоны нефтяного пласта FFES-655 производства фирмы "CORETEST SYSTEMS, INC.", USA.

Пример 1

Через колонку, составленную из трех естественных кернов пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения, имеющую остаточную водонасыщенность 31,4% и фазовую проницаемость по изовискозной модели нефти пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения 0,015 мкм², при температуре 90°С и внутрисловоном (пластовом) давлении 10,3 МПа последовательно прокачали:

- 1,0 порового объема взаимного растворителя, представляющего собой бутилцеллозольв;
- 1,2 порового объема кислотного состава, содержащего 7% соляной кислоты, 1% плавиковой кислоты, 20% вышеуказанного взаимного растворителя, вода - остальное;
- 0,5 порового объема того же взаимного растворителя.

Не выдерживая керны на реакции с кислотным составом, сразу после прокачки реагентов через колонку, в обратном

направлении при тех же пластовых условиях прокачали три поровых объема изовискозной модели нефти пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения и после этого определили по ней проницаемость кернов. Она составила 0,024 мкм², что в 1,6 раза выше начальной.

Пример 2

Через колонку, составленную из трех естественных кернов пласта ЮВ₁ Нивагальского месторождения, имеющую остаточную водонасыщенность 36,8% и фазовую проницаемость по изовискозной модели нефти пласта ЮВ₁ Нивагальского месторождения 0,025 мкм², при температуре 95°С и внутрисловоном (пластовом) давлении 10,5 МПа последовательно прокачали:

- 0,8 порового объема взаимного растворителя, представляющего смесь изопропилового спирта и бутилцеллозолява в объемном соотношении 1:1;
- 0,8 порового объема кислотного состава, содержащего 9% соляной кислоты, 10% вышеуказанного взаимного растворителя, вода - остальное;
- 0,4 порового объема того же взаимного растворителя.

Не выдерживая керны на реакцию с кислотным составом, сразу после прокачки реагентов через колонку, в обратном направлении при тех же пластовых условиях прокачали три поровых объема изовискозной модели нефти пласта ЮВ₁ Нивагальского месторождения и после этого определили по ней проницаемость кернов. Она составила 0,033 мкм², что в 1,3 раза выше начальной.

Из приведенных примеров видно, что в предлагаемом способе увеличивается проницаемость породы для нефти в 1,3-1,6 раза.

Согласно приведенным выше результатам исследований, за счет повышения фазовой проницаемости для нефти и улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны, применение предложенного способа обеспечит увеличение дебитов скважин в 1,3-1,6 раза.

Источники информации

1. Кристиан М., Сокол С., КонстантINESКУ А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. М., Недра, 1985 г., с.105-106.
2. Романюк В.И., Адаменко Я.О., Горный М.И. Применение буферных агентов при КО призабойных зон скважин. Нефтяная и газовая промышленность, 1989 г., 1, с.42.
3. Патент РФ 2106484, Е 21 В 43/22, опубл. 10.03.1998 г. - прототип.

Формула изобретения:

1. Способ обработки призабойной зоны высокотемпературных низкопроницаемых песчано-глинистых коллекторов юрских отложений Широного Приобья, включающий последовательную закачку в пласт реагента и буферной жидкости, отличающийся тем, что в качестве буферной жидкости используют взаимный растворитель, в качестве реагента - кислотный состав с взаимным растворителем, причем предварительно перед закачкой реагента осуществляют закачку также буферной жидкости, обработку проводят в динамическом режиме без выдержки на реакцию, не допуская остановок на стадиях закачки и освоения, а так же между ними.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве кислотного состава используют соляную кислоту или глинокислоту.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что в

качестве взаимного растворителя используют бутилцеллозольв или его смесь с изопропиловым спиртом.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60

-5-

RU 2 1 8 7 6 3 4 C 2

RU ? 1 8 7 6 3 4 C 2