

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2475638

СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТЕРРИГЕННОГО НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Патентообладатель(ли): *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный горный университет" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2011134140

Приоритет изобретения 12 августа 2011 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 февраля 2013 г.

Срок действия патента истекает 12 августа 2031 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ
СОБСТВЕННОСТИ

(19) **RU** (11) **2475638**

(13) **C1**

(51) МПК

E21B43/27 (2006.01)

E21B43/22 (2006.01)

C09K8/72 (2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: **2011134140/03, 12.08.2011**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента: **12.08.2011**

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **12.08.2011**

(45) Опубликовано: **20.02.2013**

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2352773 C1, 20.04.2009. RU 2198290 C1, 10.02.2003. RU 2124123 C1, 27.12.1998. RU 2417309 C1, 27.04.2011. RU 2368769 C2, 27.09.2009. RU 2162146 C1, 20.01.2001. US 4371443 A, 01.02.1983.**

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2, ФГБОУ ВПО "Санкт-Петербургский государственный горный университет", отдел интеллектуальной собственности и трансфера технологий (отдел ИС и ТТ)

(72) Автор(ы):

**Гладков Павел Дмитриевич (RU),
Рогачев Михаил Константинович (RU),
Сюзев Олег Борисович (RU),
Никитин Марат Николаевич (RU),
Петраков Дмитрий Геннадьевич (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный горный университет" (RU)

(54) СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТЕРРИГЕННОГО НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам интенсификации добывающих нефтяных скважин с использованием разъедающих веществ, и может быть использовано при обработке призабойной зоны глиносодержащего терригенного пласта. Технический результат - повышение эффективности обработки призабойной зоны пласта за счет предотвращения осадкообразования продуктов реакции раствора соляной и фтористоводородной кислоты с породой призабойной зоны пласта, снижение обводненности продукции скважины за счет модификации смачиваемости породы коллектора, увеличение прочности пористой среды за счет применения гидрофобизирующего реагента. В способе обработки призабойной зоны пласта перед закачкой кислотного раствора скважину глушат раствором гидроксида щелочного металла с добавлением хлорида калия и/или натрия в количестве 0-35 мас.% для подбора оптимальной плотности состава, затем в скважину закачивают водный раствор, содержащий 4-8 мас.% соляной кислоты и 0,5-1,5 мас.% фтористоводородной кислоты с добавлением динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты (трилон «В») в количестве 0,01-0,5 мас.%, додецилсульфата натрия в количестве 0,01-0,1 мас.%, после чего производят закачку в пласт водного раствора гидрофобизатора НГ-1 концентрации 0,01-2 мас.%. 1 ил.

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам интенсификации добывающих нефтяных скважин с использованием разъедающих веществ, и может быть использовано при обработке призабойной зоны пласта.

Известны способы обработки призабойной зоны пласта с помощью кислот (соляной, азотной, фосфорной, плавиковой) или их смесей (см. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. М.: Недра, 1978, с.256).

Недостатком этих способов является, во-первых, высокая скорость реакции минералов горных пород с высококонцентрированными растворами соляной и фтористоводородной кислот, а во-вторых, образование в пласте трудноудаляемых кольматантов - коллоидных и твердых продуктов реакций, в частности гидрогеля кремнекислоты и фторидов кальция, железа и др., которые закупоривают проницаемые каналы и значительно ухудшают условия притока пластового флюида к забою добывающей скважины.

Известен способ обработки призабойной зоны терригенного пласта с глинисто-карбонатным цементом и поровым и трещинно-поровым коллектором, включающий закачку раствора содержащего, мас. %: соляную кислоту 10,5-12,7, муравьиную кислоту 12,2-15,8, аскорбиновую кислоту 0,5, воду 71,0-76,8, с технологической выдержкой в течение 17-22 ч, освоение скважины по колонне насосно-компрессорных труб НКТ, закачку фтористоводородного раствора, состоящего из смеси соляной и плавиковой кислот, с технологической выдержкой в течение 4-6 ч, освоение скважины по НКТ до расчетной продуктивности (см. патент RU 2417309, кл. E21B 43/27, 14.12.2009).

Недостатком данного способа является невысокая эффективность обработки призабойной зоны ввиду: образования труднорастворимых осадков в результате реакции фтористоводородного раствора и глинисто-карбонатного цемента, таких как фторид алюминия и др.; необходимости создания высоких устьевых давлений при закачке кислотных растворов на водной основе в гидрофобизованный углеводородными жидкостями пласт.

Известен способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта, в котором для увеличения производительности добывающих скважин последовательно закачивают кислотный состав, содержащий соляную кислоту или смесь соляной и плавиковой кислот 7,0-20,0%, Неонол АФ9-6 или Неонол АФ9-12 0,5-10,0%, растворитель 1,0-40,0%, вода остальное, и щелочной состав, содержащий Неонол АФ9-6 или АФ9-12 0,1-5,0, карбонат натрия 5,0-25,0%, вода остальное, с последующей его выдержкой (RU 2124123, кл. E21B 43/27, 27.12.1998).

Недостатком данного способа является то, что при обработке пласта растворами щелочи, а также соляной и фтористоводородной кислотой происходит увеличение размера пор и проводящих каналов, что приводит к росту проницаемости матрицы. Однако использование кислотных составов на водной основе приводит к гидрофилизации обработанной поверхности и изменению фазовых проницаемостей в сторону увеличения подвижности воды и снижения подвижности углеводородной жидкости, что вызывает рост обводненности продукции добывающих скважин при их последующей работе.

Из известных способов наиболее близким к заявляемому является способ обработки призабойной зоны пласта по патенту RU 2198290, кл. E21B 43/27, 17.12.2001, включающий последовательную закачку в пласт раствора, содержащего щелочь - гидроксид щелочного металла, буфера и двух кислотных растворов в два этапа, сначала содержащий соляную, затем плавиковую кислоту, и освоение скважины без выдержки растворов на реагирование в пласте, буфером разделяют и кислотные растворы, в качестве буфера закачивают газ, а концентрацию растворов принимают с обеспечением минимальной вязкости продуктов при сохранении реактивной способности кислот, концентрацию соляной кислоты в растворе принимают 8-10 мас.%, а плавиковой - 6-8 мас.%, причем для удаления продуктов реакции, доставки реагентов в призабойную зону и контроля в процессе закачки используют кол-тюбинг.

Недостатком данного способа является то, что указанный состав эффективен при обработке лишь карбонатных коллекторов и не может применяться для обработки призабойных зон полимиктовых и глинистых коллекторов ввиду высокой концентрации плавиковой кислоты, которая первая вступает в реакцию с карбонатной и силикатной составляющими породы, в результате чего образуются нерастворимые трудноудаляемые осадки (фториды кальция, алюминия), закупоривающие ранее созданные проницаемые каналы. Кроме того, растворение породообразующих минералов приводит к снижению прочности породы и, как следствие, увеличению содержания механических примесей в поступающей к скважине жидкости.

Технический результат от использования изобретения заключается в повышении эффективности обработки призабойной зоны пласта за счет предотвращения осадкообразования продуктов реакции раствора соляной и фтористоводородной кислоты с породой призабойной зоны пласта, снижения фильтрационных сопротивлений при закачке состава в пласт, снижение обводненности продукции скважины благодаря модификации смачиваемости породы коллектора, а также увеличению прочности пористой среды за счет применения гидрофобизирующего реагента.

Технический результат достигается тем, в способе обработки призабойной зоны терригенного нефтяного пласта глушение скважины осуществляется щелочным раствором необходимой плотности, а в состав кислотного раствора, содержащего 4-8 мас. % соляной и 0,5-1,5% фтористоводородной кислоты, дополнительно вводится динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты (трилон «В») в количестве 0,01-0,5 мас. % и додецилсульфат натрия в количестве 0,01-0,1 мас. %, причем продавка кислотного состава осуществляется водным раствором гидрофобизатора НГ-1 концентрации 0,01-2 мас. %. Способ в промысловых условиях осуществляется следующим образом.

После подбора скважины-кандидата проводят ее глушение с использованием водного солевого раствора гидроксида щелочного металла. В качестве солей применяются хлориды калия и/или натрия в количестве 0-35 мас.% для подбора оптимальной плотности состава. Кроме того, использование хлорида калия в условиях глиносодержащего коллектора позволяет стабилизировать состояние породы, поскольку известно, что ионы калия уменьшают гидратацию глинистых минералов. Использование гидроксида щелочного металла в жидкости глушения обусловлено способностью щелочей к омылению ими жирных кислот, содержащихся в нефти, вследствие чего снижается вязкость нефти в призабойной зоне, а сам забой очищается от асфальтосмолопарафинистых отложений. Кроме того, результатом омыления нефти является гидрофилизация породы-коллектора, что снижает фильтрационные сопротивления при последующей закачке кислотного состава в пласт. В качестве щелочи наиболее целесообразно применение гидроксида натрия (каустической соды, едкого натрия), который хорошо растворяется в воде (максимальная концентрация при 20°C - 50%, при 80°C - 70%), будучи сильным электролитом, легко диффундирует и имеет максимальную активность по отношению к минералам кремнезема и силикатам при температурах 75-80°C.

Затем проводят закачку раствора кислоты, в котором применение соляной кислоты направлено на повышение пористости и проницаемости призабойной зоны пласта путем растворения карбонатной составляющей скелета и цемента призабойной зоны пласта, а плавиковая кислота обеспечивает растворение кварцевого песчаника и глинистой составляющей матрицы. Объем раствора кислоты рассчитывают исходя из условия 0,5-1,5 м³ кислоты на 1 м перфорированной толщины пласта.

Добавки к раствору соляной и плавиковой кислоты - динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты (трилон «В») в количестве 0,01-0,5 мас.% обеспечивает предотвращение осадкообразования продуктов реакции раствора соляной и плавиковой кислоты с породой призабойной зоны пласта; додецилсульфат натрия в количестве 0,01-0,1 мас.% обеспечивает снижение межфазного натяжения на границе кислота - пластовая нефть, способствует доотмыву нефти с поверхности породы, а также приводит к более глубокому проникновению кислотного состава в обрабатываемый пласт.

В качестве продавочной жидкости для кислотного состава используется водный раствор гидрофобизатора НГ-1 концентрации 0,01-2 мас.%.

Гидрофобизатор НГ-1 представляет собой по составу смесь продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот с растворителями и добавками, в качестве которых используются ароматические углеводороды - сольвенты (нефрасы), эфиры- и спиртосодержащие смеси, продукты оксипропилирования и алкилирования технических спиртов, парафинов и др. растворители и добавки, которые обеспечивают гидрофобизатору технологичность применения реагента, усиливают его диспергируемость в водной среде. Изготавливается по ТУ 229-002-22650721-2002.

Применение гидрофобизатора обусловлено его способностью модифицировать смачиваемость горной породы и улучшать относительную фазовую проницаемость для углеводородной жидкости. Кроме того, лабораторными экспериментами установлено, что применение гидрофобизатора марки НГ-1 позволяет значительно увеличить прочность насыщенную горной породы.

Эксперимент по оценке изменения прочности насыщенной горной породы проводили на образцах песчаников одного из нефтяных месторождений Западной Сибири. Для целей эксперимента были отобраны керны цилиндрической формы одинаковых геометрических (высота, диаметр) и фильтрационно-емкостных (пористость, проницаемость) параметров. Образцы предварительно экстрагировались с использованием спирто-бензольной смеси (соотношение 1:2), после чего помещались в печь при температуре 105°C и высушивались до достижения постоянного веса.

Затем происходило насыщение кернов исследуемой жидкостью под вакуумом в течение 12 часов. Далее образцы кернов подвергались испытаниям на одноосное сжатие, результаты которых представлены в Фиг.1.

Из представленных в Фиг.1 данных ясно, что применение гидрофобизатора НГ-1 любой концентрации способствует увеличению прочности горной породы, однако наибольшая прочность горной породы достигается при концентрации гидрофобизатора 0,3 мас.%.

Таким образом, применение гидрофобизатора НГ-1 способствует уменьшению деформации горной породы, вызванной ее напряженным состоянием, а также снижению количества механических примесей в продукции скважины и, таким образом, увеличивает срок службы подземного скважинного оборудования.

Объем продавочной жидкости подбирают исходя из условия 1,5-3 м³ жидкости на 1 м перфорированной толщины пласта.

После продавливания составов в пласт скважину закрывают на реакцию на 12-24 часа, после чего производят освоение скважины и пуск ее в работу.

Во всех операциях доставки технологических жидкостей рекомендуется проводить с применением койл-тюбинга.

Формула изобретения

Способ обработки призабойной зоны пласта путем закачки в него кислотного раствора, отличающийся тем, что перед закачкой кислотного раствора скважина глушится раствором гидроксида щелочного металла с добавлением хлорида калия и/или натрия в количестве 0-35 мас.% для подбора оптимальной плотности

состава, затем в скважину закачивается водный раствор соляной кислоты концентрации 4-8 мас.% и фтористоводородной кислоты концентрации 0,5-1,5 мас.% с добавлением динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты (трилон «В») в количестве 0,01-0,5 мас.%, додецилсульфата натрия в количестве 0,01-0,1 мас.%, после чего производится закачка в пласт водного раствора гидрофобизатора

| № п/п | Характер насыщения образца | Прочность на одноосное сжатие, МПа |
|-------|----------------------------|------------------------------------|
| 1 | Сухой | 35,15 |
| 2 | Водонасыщенный | 20,1 |
| 3 | 0,15% гидрофобизатора НГ-1 | 22,33 |
| 4 | 0,3% гидрофобизатора НГ-1 | 34,49 |
| 5 | 0,5% гидрофобизатора НГ-1 | 29,69 |
| 6 | 0,6% гидрофобизатора НГ-1 | 22,9 |
| 7 | 0,7% гидрофобизатора НГ-1 | 26,86 |
| 8 | 1% гидрофобизатора НГ-1 | 29,49 |

Фиг. 1

НГ-1 концентрации 0,01-2 мас.%.