



(51) МПК

C09K 8/42 (2006.01)*C09K 8/524* (2006.01)*C09K 8/528* (2006.01)*C09K 8/74* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2006107239/03, 10.03.2006

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
10.03.2006

(45) Опубликовано: 20.12.2007 Бюл. № 35

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: SU 1224277 A, 15.04.1986. RU 2132451
C1, 27.06.1999. RU 2061860 C1, 10.06.1996. RU
2153579 C2, 27.07.2000. RU 2245998 C1,
10.02.2005. US 5018577 A, 28.05.1991.

Адрес для переписки:

101990, Москва, Петроверигский пер., 4,
Агентство "Ермакова, Столярова и партнеры",
пат.пов. Е.А.Ермаковой, рег.№ 163

(72) Автор(ы):

Кириллин Виктор Иванович (RU),
Ашигян Дмитрий Григорьевич (RU),
Писарев Константин Александрович (RU),
Григорьев Сергей Юрьевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью
"Аксис" (RU)

(54) СТАБИЛИЗАТОР КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

(57) Реферат:

Изобретение может быть использовано в
нефтедобывающей промышленности. Технический
результат - предотвращение выпадения солей в
порах пласта, удаление капиллярно-связанной
воды из пор пласта, удаление продуктов реакции,
асфальтенов, смол и парафинов из призабойной
зоны добывающей и нагнетательной скважин,
гидрофобизация обработанной поверхности.

Стабилизатор коллекторских свойств
продуктивного пласта содержит, мас. %:
нитрилотриметилфосфоновую кислоту 2,5-20,
оксиэтилидендифосфоновую кислоту 2,5-60,
катионоактивное поверхностно-активное вещество
1,0-40, гидрофобизатор - гидрофобную
кремнийорганическую жидкость 0,5-10,0,
поглотитель влаги 5-50. 1 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.
C09K 8/42 (2006.01)
C09K 8/524 (2006.01)
C09K 8/528 (2006.01)
C09K 8/74 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

<p>(21), (22) Application: 2006107239/03, 10.03.2006</p> <p>(24) Effective date for property rights: 10.03.2006</p> <p>(45) Date of publication: 20.12.2007 Bull. 35</p> <p>Mail address: 101990, Moskva, Petroverigskij per., 4, Agentstvo "Ermakova, Stoljarova i partnery", pat.pov. E.A.Ermakovoj, reg.№ 163</p>	<p>(72) Inventor(s): Kirillin Viktor Ivanovich (RU), Ashigjan Dmitrij Grigor'evich (RU), Pisarev Konstantin Aleksandrovich (RU), Grigor'ev Sergej Jur'evich (RU)</p> <p>(73) Proprietor(s): Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvenost'ju "Aksis" (RU)</p>
--	---

(54) **STABILIZER FOR COLLECTOR PROPERTIES OF OIL FORMATION**

(57) Abstract:
FIELD: oil and gas production.
SUBSTANCE: stabilizer is composed of, wt %:
nitrilotrimethylphosphonic acid 2.5-20,
oxyethylenediphosphonic acid 2.5-60, cationic
surfactant 1.0-40, hydrophobic organosilicon
liquid (oil wetting agent) 0.5-10.0, and moisture
absorbent 5-50. Use of stabilizer prevents
precipitation of salts in formation pores,

removes capillary bound water from formation
pores, removes reaction products, asphaltenes,
tars, and paraffins from bottomhole zones of
injection and production wells, and enhances oil
wetting properties of treated surfaces.
EFFECT: increased oil recovery from production
wells.
1 tbl, 4 ex

RU 2 312 880 C1

RU 2 312 880 C1

Изобретение может быть использовано в нефтедобывающей промышленности.

Из уровня техники известно использование нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ) в качестве компонента состава для предотвращения выпадения неорганических солей в призабойной зоне пласта при добыче нефти - см., в частности, а.с. СССР №1224277.

5 Такой состав позволяет увеличить время его ингибирования при одновременном сохранении свойства полного предотвращения солеотложений.

Известно использование в качестве катионноактивного поверхностно-активного вещества (ПАВ) гексановой фракции (ГФ) в составе реагента, повышающего нефтеотдачу пластов.

10 Известно использование гидрофобной кремнийорганической жидкости (ГКЖ) в качестве гидрофобизатора в составе жидкостей для глушения скважин. Использование ГКЖ позволяет снизить показатели фильтрации нефтяных скважин.

Известно использование оксиэтилидендифосфоновой (ОЭДФ) кислоты в качестве компонента состава, предотвращающего отложение солей и песка при добыче нефти.

15 Кроме того, в нефтяной промышленности применяют вышеперечисленные компоненты по отдельности. Вместе с тем их использование сопряжено с определенными трудностями. В частности, при температурах -25°C и ниже, характерных для условий Западной Сибири, большинство катионноактивных ПАВ и гидрофобизаторов застывает или превращается в кашеобразную массу, не поддающуюся растворению, а при температуре -35°C и ниже, застывают все ПАВ и гидрофобизаторы.

Известные трудности побудили к созданию заявленного стабилизатора коллекторских свойств - многофункциональной композиции «Аксис», - используемого в качестве компонента в водорастворимых составах применяющихся: для глушения скважин с целью неухудшения продуктивных свойств пласта и стабилизирующего характеристики призабойной зоны; при кислотной обработке призабойной зоны добывающих скважин; при кислотной обработке нагнетательных скважин с целью повышения уровня приемистости и/или выравнивания профилей приемистости; в качестве поверхностно-активного компонента водного состава, закачиваемого в нагнетательную скважину для рассеяния продуктов реакции по пласту. Технический результат, достигаемый при реализации предлагаемого изобретения, заключается в предотвращении выпадения солей в порах пласта вследствие смещения термодинамического равновесия при соприкосновении пластовых вод с закачиваемыми, водными составами, содержащими заявленный стабилизатор, в удалении капиллярно-связанной воды из пор пласта, удалении продуктов реакции, асфальтенов, смол и парафинов из призабойной зоны добывающей и нагнетательной скважин, гидрофобизации обработанной поверхности.

Для достижения поставленного технического результата предлагается стабилизатор коллекторских свойств продуктивного пласта, состоящий из смеси ингибиторов солеотложения, поверхностно-активного вещества (ПАВ), гидрофобизатора и поглотителя влаги, при этом в качестве ингибиторов солеотложения используют нитрилотриметилфосфоновую (НТФ) и оксиэтилидендифосфоновую (ОЭДФ) кислоты, в качестве ПАВ - катионноактивное ПАВ, а в качестве гидрофобизатора - гидрофобную кремнийорганическую жидкость, при этом указанные компоненты могут содержаться в стабилизаторе в следующих количествах, мас. %:

45	гидрофобизатор	0,5÷10,0
	НТФ	2,5÷20
	ОЭДФ	2,5÷60
	ПАВ	1,0÷40
	поглотитель влаги	5,0÷50

50 В состав предложенного стабилизатора коллекторских свойств продуктивного пласта нефтяной скважины входят следующие компоненты:

водорастворимые кислоты - ингибиторы солеотложения кислоты ОЭДФ и НТФ, их товарный вид - порошок; катионноактивное поверхностно-активное вещество (например, ГФ) и гидрофобизатор ГКЖ, их товарный вид - жидкость, имеющая щелочную реакцию;

поглотитель влаги.

Перечисленные компоненты противоположны по химической природе, их прямое смешение для получения комплексного состава невозможно, т.к. кислоты, растворяясь в щелочах, немедленно вступят с ними в реакцию и результатом этого будет продукт данной
 5 реакции, а не комплексный состав, содержащий в себе все необходимые компоненты. Следствием этого стала необходимость решения проблемы соединения в составе указанных разнородных по химической природе веществ. Результатом решения явился вывод о том, что для предотвращения химической реакции между компонентами стабилизатора все они должны быть в твердом состоянии, поскольку в этом состоянии
 10 вещество наиболее химически инертно. Для достижения этого результата был разработан технологический процесс приращения жидких ПАВ и гидрофобизатора в сухие формы этих же веществ. После получения сухих форм всех компонентов стабилизатора и был разработан их количественный состав, обеспечивающий ингибирование процессов солеотложения даже при содержании ингибиторов солеотложения в составе водной смеси
 15 в количестве до 5 мг/л и уменьшение межфазного натяжения вследствие внесения катионноактивного ПАВ.

Введение в состав заявленного стабилизатора коллекторских свойств продуктивного пласта НТФ и ОЭДФ в качестве ингибиторов солеотложения обусловлено следующим: известно, что, например, при смешении жидкости глушения с гидрокарбонатно-натриевой и
 20 хлоркальциевой пластовыми водами при выводе скважины на режим "из глушения" происходит солеобразование из-за смешения пластовой воды с компонентами раствора глушения. В частности, пластовые воды месторождений нефти Западно Сибирского региона содержат солеобразующие катионы кальция, бария и стронция, которые дают осадки с гидрокарбонат и сульфат анионами. Возможность выпадения кальцита при
 25 выводе скважины из глушения связана со снижением содержания растворенного диоксида углерода (углекислоты), содержащегося в пластовой воде, из-за смешения с раствором глушения и смещения равновесия реакции в правую сторону - $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 \leftrightarrow \text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$. Кроме того, в процессе смешения пластовых вод месторождений нефти, в частности Ноябрьского региона с растворами глушения, возможно солеобразование кальцита,
 30 целестина и барита в условиях скважины.

Введение в стабилизатор в качестве ПАВ гексановой фракции связано с тем, что в процессе добычи нефти, вследствие нарушения термодинамического равновесия в призабойной зоне, происходит отложение на стенках скважины и в порах пласта асфальтено-смолистых и парафиновых отложений, которые, забивая поры пласта,
 35 препятствуют притоку нефти. Для их эффективного удаления и используют ГФ. Кроме того, наличие ГФ в растворе глушения позволяет ему оказывать дополнительное воздействие на призабойную зону пласта путем удаления из нее не только загрязнений, но и капиллярно связанной воды.

Использование в качестве гидрофобизатора поверхности скважины ГЖ обусловлено
 40 необходимостью облегчения прохождения в порах пласта нефти за счет снижения межфазного натяжения на границах раздела фаз нефть/вода.

Ниже представлено несколько примеров, отображающих конкретные варианты применения заявленного стабилизатора.

Пример 1. В ОАО «Сургутнефтегаз» применялся стабилизатор коллекторских свойств
 45 нефтяного пласта следующего состава, мас. %:

- гидрофобная кремнийорганическая жидкость (ГЖ-11) - 2,0;
- нитрилотриметилфосфоновая кислота - 16,0;
- оксиэтилидендифосфоновая кислота - 34,0;
- поверхностно-активное вещество (ГФ-1) - 10;
- 50 - поглотитель влаги (неосил) - 38,0.

Стабилизатор указанного состава использовался как добавка к раствору глушения скважин на основе технической поваренной соли. Концентрация стабилизатора составляла 0,05 мас. %. Глушения проводились на скважинах с достаточно высокой проницаемостью

(выше 50 мД, пласт БС-10), незначительным содержанием глин и высоким риском образования нерастворимых осадков в поровом пространстве и рабочих органах глубинно-насосного оборудования. Использование стабилизатора позволило максимально сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта, что выразилось в увеличении дебита жидкости на 5÷7%; увеличении в 1,5÷2 раза периода работы скважин без снижения дебита жидкости; сокращении на 20÷25% времени выхода на установившейся режим.

Пример 2. В ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» стабилизатор коллекторских свойств нефтяного пласта использовался следующего состава, мас. %:

- гидрофобная кремнийорганическая жидкость (Пента 811) - 4,0;
- нитрилотриметилфосфоновая кислота - 15,0;
- оксиэтилидендифосфоновая кислота - 33,0;
- поверхностно-активное вещество (нефтенол К) - 12,0;
- поглотитель влаги (селикагель КСМ) - 36,0.

Стабилизатор использовался в качестве добавки к растворам глушения скважин на основе технической поваренной соли. Концентрация стабилизатора составляла 0,055 мас. %. Глушения проводились на скважинах с достаточно высокой проницаемостью (40-60 мД, пласты БС 0, БС 6, БС 10-1), небольшим содержанием глин и высокой вероятностью образования нерастворимых осадков в поровом пространстве и рабочих органах глубинно-насосного оборудования. Использование стабилизатора позволило увеличить дебит по нефти на 8%; дебит по жидкости на 19,3%; коэффициент продуктивности на 4%.

Пример 3. В ОАО «Юганскнефтегаз» стабилизатор коллекторских свойств нефтяного пласта использовался следующего состава, мас. %:

- гидрофобная кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-10) - 7,0;
- нитрилотриметилфосфоновая кислота - 8,0;
- оксиэтилидендифосфоновая кислота - 14,0;
- поверхностно-активное вещество (Дон 96) - 30;
- поглотитель влаги (аэросил) - 41,0.

Стабилизатор использовался в качестве добавки к растворам глушения скважин на основе технической поваренной соли. Концентрация стабилизатора составляла 0,057 мас. %. Глушения проводились на скважинах со средней проницаемостью (30 мД), значительным содержанием глин и средней вероятностью образования нерастворимых осадков. Результатом использования стабилизатора явилось сокращение времени выхода скважины на установившейся режим в среднем на 1,5 суток, увеличение коэффициента продуктивности в среднем на 9%.

Пример 4. В ОАО «Юганскнефтегаз» также использовали стабилизатор коллекторских свойств нефтяного пласта следующего состава, мас. %:

- гидрофобная кремнийорганическая жидкость (ИВВ-1) - 9,5;
- нитрилотриметилфосфоновая кислота - 3,0;
- оксиэтилидендифосфоновая кислота - 7,0;
- поверхностно-активное вещество (сульфанол) - 38,5;
- поглотитель влаги (хлористый аммоний) - 42,0.

Стабилизатор использовался в качестве добавки к растворам глушения скважин на основе смеси хлористого натрия и хлористого калия. Концентрация стабилизатора составляла 0,058 мас. %. Глушения проводились на скважинах с низкой проницаемостью (до 8 мД, юрские отложения), высокой заглинизированностью коллектора и невысокой вероятностью образования нерастворимых осадков. Результатом использования стабилизатора явилось сокращение времени выхода скважины на установившейся режим в среднем на 1,0 сутки, увеличении коэффициента продуктивности в среднем на 6%.

Обобщенные данные промышленного применения стабилизатора представлены в следующей таблице.

Таблица

№ п/п	Место применения	Проницаемость пласта/содержание глин/образование нерастворимых осадков	Полученный эффект
1	ОАО «Сургутнефтегаз»	≥ 50 мД/невысокое/высокое	1. Увеличение дебита жидкости на 5-7 %. 2. Увеличение в 1,5-2 раза времени работы без снижения дебита. 3. Сокращение времени выхода на установившейся режим на 20-25 %.
2	ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»	40-60мД/невысокое/высокое	1. Увеличение дебита по нефти на 8 %. 2. Увеличение дебита по жидкости на 19,3 %. 3. Увеличение коэффициента продуктивности на

			4 %.
5	3	ОАО «Юганскнефтегаз»	~30мД/значительное/среднее
10			1. Сокращение времени выхода на установившейся режим на 1,5 суток. 2. Увеличение коэффициента продуктивности на 9 %.
15			
20	4	ОАО «Юганскнефтегаз»	≤8мД/высокое/невысокое
25			1. Сокращение времени выхода на установившейся режим на 1 сутки. 2. Увеличение коэффициента продуктивности на 6 %.
30			

Граничные значения содержания компонентов предлагаемого стабилизатора обусловлены характеристиками продуктивных нефтяных пластов, такими как проницаемость, содержание глин в коллекторе, вероятностью образования нерастворимых осадков.

Применение заявленного стабилизатора в качестве компонента жидкости глушения обеспечивает в силу синергетического сложения всех описываемых эффектов неизменность фильтрационных характеристик нефтеносных пластов, а в ряде случаев и увеличение такой характеристики, как проницаемость по нефти, приводящей к увеличению дебета скважины.

Формула изобретения

Стабилизатор коллекторских свойств продуктивного пласта, состоящий из смеси ингибиторов солеотложения - нитрилотриметилфосфоновой НТФ и оксиэтилидендифосфоновой ОЭДФ кислот, катионоактивного поверхностно-активного вещества ПАВ, гидрофобизатора - гидрофобной кремнийорганической жидкости ГЖ и поглотителя влаги, содержит указанные компоненты в следующих количествах, мас. %:

ГЖ	0,5-10,0
НТФ	2,5-20
ОЭДФ	2,5-60
катионоактивное ПАВ	1,0-40
поглотитель влаги	5-50