



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

C09K 8/52 (2020.02); C09K 8/54 (2020.02); C09K 8/70 (2020.02); Y10S 507/929 (2020.02); Y10S 507/939 (2020.02); C09K 2208/00 (2020.02); C09K 2208/32 (2020.02)

(21)(22) Заявка: 2019144197, 24.12.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
24.12.2019Дата регистрации:
12.08.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 24.12.2019

(45) Опубликовано: 12.08.2020 Бюл. № 23

Адрес для переписки:

350063, г. Краснодар, ул. Кубанская
Набережная, 62, Администрация ООО
"Газпром добыча Краснодар"

(72) Автор(ы):

Захаров Андрей Александрович (RU),
Молодан Дмитрий Александрович (RU),
Мастабай Игорь Валерьевич (RU),
Молодан Евгений Александрович (RU),
Чуприна Юрий Александрович (RU),
Федоров Константин Юрьевич (RU),
Левенко Анастасия Васильевна (RU),
Бугаевская Ольга Андреевна (RU),
Белова Маргарита Яновна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "Газпром добыча
Краснодар" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2304637 C2, 20.08.2007. RU
2612164 C2, 02.03.2017. RU 2504571 C2,
20.01.2014. RU 2328515 C2, 10.07.2008. RU
2134775 C1, 20.08.1999. RU 2001090 C1,
15.10.1993. RU 2226210 C2, 27.03.2004. RU
2323244 C1, 25.08.2006. US 4237977 A, 09.12.1980.

(54) ТВЕРДОФАЗНЫЙ СОСТАВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЙ ДЛЯ ВСПЕНИВАНИЯ И УДАЛЕНИЯ ИЗ НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ И ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к области добычи газа, а именно к твердым химическим реагентам для вспенивания и удаления жидкости из скважин газовых месторождений и защиты внутрискважинного оборудования от коррозии. Технический результат - обеспечение эффективного вспенивания и удаления жидкости для поддержания стабильной эксплуатации низкодебитных скважин газовых месторождений и дополнительная эффективная защита внутрискважинного оборудования от коррозии. Твердофазный состав для вспенивания и удаления

пластовой жидкости из низкодебитных скважин газовых месторождений и защиты внутрискважинного оборудования от коррозии, содержащий неионогенное поверхностно-активное вещество полиэтиленгликоль-4000, дополнительно содержит анионное поверхностно-активное вещество - альфа-олефинсульфонат натрия, сульфонол и ингибитор коррозии - уротропин при следующем соотношении компонентов, масс. %: полиэтиленгликоль-4000 60,0, триполифосфат натрия 5,0, сульфонол 30,0, уротропин 5,0. 4 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
C09K 8/52 (2006.01)
C09K 8/54 (2006.01)
C09K 8/70 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC

C09K 8/52 (2020.02); C09K 8/54 (2020.02); C09K 8/70 (2020.02); Y10S 507/929 (2020.02); Y10S 507/939 (2020.02); C09K 2208/00 (2020.02); C09K 2208/32 (2020.02)

(21)(22) Application: **2019144197, 24.12.2019**(24) Effective date for property rights:
24.12.2019Registration date:
12.08.2020

Priority:

(22) Date of filing: **24.12.2019**(45) Date of publication: **12.08.2020 Bull. № 23**

Mail address:

**350063, g. Krasnodar, ul. Kubanskaya
Naberezhnaya, 62, Administratsiya OOO
"Gazprom dobycha Krasnodar"**

(72) Inventor(s):

**Zakharov Andrej Aleksandrovich (RU),
Molodan Dmitrij Aleksandrovich (RU),
Mastabaj Igor Valerevich (RU),
Molodan Evgenij Aleksandrovich (RU),
Chuprina Yuriy Aleksandrovich (RU),
Fedorov Konstantin Yurevich (RU),
Levenko Anastasiya Vasilevna (RU),
Bugaevskaya Olga Andreevna (RU),
Belova Margarita Yanovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**OBSCHESTVO S OGRANICHENNOJ
OTVETSTVENNOSTYU "Gazprom dobycha
Krasnodar" (RU)**

(54) SOLID-PHASE COMPOSITION INTENDED FOR FOAMING AND REMOVAL FROM LOW PRODUCTION RATE WELLS OF GAS DEPOSITS OF FORMATION FLUID AND PROTECTION OF DOWNHOLE EQUIPMENT FROM CORROSION

(57) Abstract:

FIELD: gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to production of gas, namely, to solid chemical reagents for foaming and removal of liquid from wells of gas deposits and protection of downhole equipment against corrosion. Solid-phase composition for foaming and removal of formation fluid from low-yield gas wells and protection of downhole equipment from corrosion, containing polyethylene glycol-4000 nonionic surfactant, additionally contains an anionic surfactant – sodium

alpha-olefin sulphonate, alkylbenzene sulfonate and a corrosion inhibitor – urotropin, with the following ratio of components, wt%: polyethylene glycol-4000 60.0, sodium tripolyphosphate 5.0, alkylbenzene sulfonate 30.0, urotropin 5.0.

EFFECT: effective foaming and removal of liquid to maintain stable operation of low-yield gas wells and additional effective protection of downhole equipment against corrosion.

1 cl, 4 tbl

Заявляемое изобретение относится к области добычи газа, а именно, к твердым химическим реагентам для вспенивания и удаления жидкости из скважин газовых месторождений и защиты внутрискважинного оборудования от коррозии.

Актуальными проблемами на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, являются истощение продуктивных пластов и, как следствие, снижение добычных возможностей скважин, обводнение залежей, разрушение призабойной зоны пласта, интенсивные водопроявления вследствие создания повышенной депрессии на пласт при работе низкодебитных скважин газовых месторождений, и коррозия внутрискважинного оборудования.

Известен патент RU 2328515 (опубликован 10.07.2008) «Технологическая смесь для удаления жидкого пластового флюида из газоконденсатных скважин с аномально низкими пластовыми давлениями». Недостатком указанного состава является недостаточная эффективность вспенивания и удаления из низкодебитных скважин газовых месторождений пластовой жидкости. Это обусловлено невысокой степенью образования и устойчивостью пены. Указанная технологическая смесь не защищает внутрискважинное оборудование от коррозии.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является «Твердофазный состав для защиты внутрискважинного оборудования от коррозии» - защищен патентом RU 2304637, опубликованным 20.08.2007. Недостатком указанного состава является недостаточная эффективность вспенивания и удаления пластовой жидкости из низкодебитных скважин газовых месторождений. Твердофазный состав состоит из трех компонентов, имеющих разное время растворения. Как следствие этого, для достижения синергетического эффекта, необходимо увеличивать расход реагента. Также состав имеет низкие показатели ингибирующих свойств при защите внутрискважинного оборудования от коррозии

Результатом настоящего изобретения является обеспечение эффективного вспенивания и удаления жидкости для поддержания стабильной эксплуатации низкодебитных скважин газовых месторождений и дополнительная эффективная защита внутрискважинного оборудования от коррозии.

Указанный результат достигается применением твердофазного состава, состоящего из смеси неионогенных и анионных поверхностно-активных веществ (далее - ПАВ), умягчителя жесткости воды, а также ингибитора коррозии: полиэтиленгликоль - 4000, триполифосфат натрия, сульфенол, уротропин при следующем соотношении компонентов, масс. %:

полиэтиленгликоль - 4000	60,0
триполифосфат натрия	5,0
сульфенол	30,0
уротропин	5,0

Полиэтиленгликоль (полиэтиленоксид) - это основной поверхностно-активный компонент-эмульгатор настоящего изобретения. Полиэтиленоксид высокомолекулярный с молекулярной массой 4000, представляющий собой продукты полимеризации окиси этилена с низшими гликолями (или полиэтиленгликолем с пониженной молекулярной массой). Структурная формула $\text{H}-(\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2)_n-\text{OH}$, где $n =$ от 30 до 200. Выпускается в виде воскообразных чешуек белого цвета по ТУ 2483-008-71150986-2006 с изм. 1,2,3.

Триполифосфат натрия $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ - порошок белого цвета, вводится в состав в качестве

щелочной добавки. Важной особенностью триполифосфата натрия является его способность образовывать хелатные соединения с катионами кальция и магния, обуславливающими жесткость. Помимо этого, триполифосфат натрия оказывает влияние на поверхностное натяжение и смачивание, способствует образованию пены и ее стабилизации. Выпускается в виде порошка по ГОСТ 13493-86.

Сульфонол - натрий алкилбензолсульфонат смесь изомеров натриевых солей алкилбензолсульфокислот, выпускается ФКП завод им. Я.М. Свердлова г. Дзержинск по ТУ 2481-135-02510508-2007, представляет собой белый или светло-желтый порошок. Химическая формула $R-C_6H_4NaO_3S$, где R - радикал, соответствующий общей формуле $C_nH_{2n+1}C_6H_4SO_3Na$, где $n=12-18$.

Уротропин используется в настоящем изобретении в качестве ингибитора коррозии. Химическая формула: $(CH_2)_6N_4$. Выпускается в виде кристаллического порошка по ГОСТ 1381-73.

Причинно-следственная связь между существенными признаками заявляемого технического решения и техническим результатом следующая: заявляемое в составе соотношение компонентов на основе неионогенных и анионных ПАВ обеспечивает усиление вспенивания жидкости, способствует увеличению устойчивости пены из-за синергетического эффекта действия ПАВ, что способствует выносу жидкости из скважины, и, тем самым, стабилизирует работу скважин, а уротропин обеспечивает эффективную защиту внутрискважинного оборудования от коррозии.

Способ применения состава на скважине - твердые стержни цилиндрической формы с геометрическими размерами $300\div 400$ мм в длину и $30\div 40$ мм в диаметре. Плотность $0,95\div 0,98$ г/см³. Концентрация ПАВ в пластовой жидкости - 1,0% масс, объем подачи зависит от объема скопившейся в скважине жидкости, интенсивности притока пластовой жидкости на забой.

Результаты тестовых испытаний приведены в таблицах.

Полученные данные свидетельствуют о высокой эффективности заявленного состава. Применение данного состава обеспечивает наивысшую степень пенообразования, стойкости пены, удаление пластовой жидкости и стабилизации работы низкодебитных скважин газовых месторождений, а также обеспечивает эффективную защиту от коррозии.

Использование указанного твердофазного состава позволит улучшить условия эксплуатации скважин, стабилизировать добычу газа, повысить эффективность разработки месторождений за счет снижения стоимости скважино-операций, ликвидации продувок и минимизации себестоимости добычи углеводородного сырья, также обеспечит защиту внутрискважинного оборудования от коррозии.

Результаты лабораторных испытаний пенообразующей способности составов

Таблица 1

№ п/п	Тип ПАВ	Формула ПАВ, %	Концентрация ПАВ в ПЖ, масс. %	К*	У*	Примечание, режим вспенивания ПЖ
Пластовая жидкость скважин Расшеватского газового месторождения						
1	Технологическая смесь по патенту RU № 2328515	100	1,0	2,5	25	Малозффективный
2	Состав по патенту RU № 2304637	100	1,0	2,5	25	Малозффективный
3	полиэтиленгликоль - 4000 триполифосфат натрия сульфонол уротропин	60 5 30 5	1,0	4,5	82	Эффективный
Примечание к таблице: К* – кратность пенообразования, безразмерная величина. Показывает во сколько раз объем пены больше объема исходной жидкости. У* - Устойчивость пены, %.						

Результаты промысловых испытаний составов на Расшеватском газовом месторождении

Таблица 2

№ скв.	Параметры работы скважины				Периодичность ввода ПАВ, сутки	Суточный дебит газа тыс. м³/сут	Суточный дебит жидкости м³/сут	Примечание
	Давление до ввода ПАВ, МПа		Давление после ввода ПАВ, МПа					
	Дата ввода	Ртр/Рзтр (Δ P)	Дата замера	Ртр/Рзтр (Δ P)				
ТПАВ - состав по патенту RU № 2328515								
47	14.01.2019	0,45/1,3 (0,85)	14.01.2019	0,46/1,2 (0,74)	1 раз в сутки	7,16	1,26	Продувка 20 мин.
	15.01.2019	0,45/1,2 (0,75)	15.01.2019	0,46/1,1 (0,64)		7,01	1,28	Продувка 20 мин.
	16.01.2019	0,45/1,4 (0,95)	16.01.2019	0,45/1,3 (0,85)		7,13	1,32	Продувка 20 мин.
	17.01.2019	0,45/1,2 (0,75)	17.01.2019	0,45/1,1 (0,65)		6,81	1,22	Продувка 20 мин.
	18.01.2019	0,45/1,2 (0,75)	18.01.2019	0,45/1,1 (0,65)		6,92	1,25	Продувка 20 мин.
	19.01.2019	0,45/1,3 (0,85)	19.01.2019	0,45/1,2 (0,75)		6,54	1,18	Продувка 20 мин.
	20.01.2019	0,45/1,3 (0,85)	20.01.2019	0,45/1,2 (0,75)		7,21	1,46	Продувка 20 мин.
	21.01.2019	0,45/1,4 (0,95)	21.01.2019	0,45/1,3 (0,85)		6,87	1,34	Продувка 20 мин.
	22.01.2019	0,45/1,2 (0,75)	22.01.2019	0,45/1,1 (0,65)		6,98	1,29	Продувка 20 мин.
	23.01.2019	0,45/1,3 (0,85)	23.01.2019	0,45/1,2 (0,75)		7,2	1,27	Продувка 20 мин.
ТПАВ - состав по патенту RU № 2304637								
47	24.01.2019	0,45/1,3 (0,85)	24.01.2019	0,46/0,8 (0,34)	1 раз в сутки	7,66	1,36	Продувка 20 мин.
	25.01.2019	0,45/1,0 (0,55)	25.01.2019	0,46/0,9 (0,44)		7,51	1,38	Продувка 20 мин.
	26.01.2019	0,45/1,1 (0,65)	26.01.2019	0,45/0,8 (0,34)		7,63	1,42	Продувка 20 мин.
	27.01.2019	0,45/1,0 (0,55)	27.01.2019	0,45/0,9 (0,44)		6,81	1,32	Продувка 20 мин.
	28.01.2019	0,45/1,1 (0,65)	28.01.2019	0,45/0,8 (0,34)		6,92	1,25	Продувка 20 мин.
	29.01.2019	0,45/1,0 (0,55)	29.01.2019	0,46/0,9 (0,44)		6,54	1,28	Продувка 20 мин.
	30.01.2019	0,45/1,1 (0,65)	30.01.2019	0,45/0,8 (0,35)		7,21	1,46	Продувка 20 мин.
	31.01.2019	0,45/1,0 (0,55)	31.01.2019	0,45/0,9 (0,45)		6,87	1,34	Продувка 20 мин.
	01.02.2019	0,45/1,1 (0,65)	01.02.2019	0,45/0,8 (0,35)		6,98	1,39	Продувка 20 мин.
	02.02.2019	0,45/1,0 (0,55)	02.02.2019	0,45/0,9 (0,45)		7,20	1,37	Продувка 20 мин.

№ скв.	Параметры работы скважины				Периодичность ввода ПАВ, сутки	Суточный дебит газа тыс. м³/сут	Суточный дебит жидкости м³/сут	Примечание
	Давление до ввода ПАВ, МПа		Давление после ввода ПАВ, МПа					
	Дата ввода	Ртр/Рзтр (Δ P)	Дата замера	Ртр/Рзтр (Δ P)				
ТПАВ – разработанный твердофазный состав № 4								
47	03.02.2019	0,45/1,30 (0,85)	03.02.2019	0,46/0,55 (0,09)	1 раз в 2 суток	9,36	2,05	Стабильная работа скважины
	04.02.2019	0,45/0,60 (0,15)	04.02.2019	0,46/0,50 (0,04)		9,61	2,38	Стабильная работа скважины
	05.02.2019	0,45/0,60 (0,15)	05.02.2019	0,46/0,50 (0,04)		10,13	2,12	Стабильная работа скважины
	06.02.2019	0,45/0,60 (0,15)	06.02.2019	0,46/0,51 (0,05)		10,21	2,22	Стабильная работа скважины
	07.02.2019	0,45/0,55 (0,10)	07.02.2019	0,48/0,50(0,02)		10,17	2,35	Стабильная работа скважины
	08.02.2019	0,45/0,55 (0,10)	08.02.2019	0,48/0,50 (0,02)		10,54	2,38	Стабильная работа скважины
	09.02.2019	0,45/0,54 (0,09)	09.02.2019	0,46/0,50 (0,04)		10,21	2,36	Стабильная работа скважины
	10.02.2019	0,45/0,60 (0,15)	10.02.2019	0,46/0,51 (0,05)		10,37	2,24	Стабильная работа скважины
	11.02.2019	0,45/0,55 (0,10)	11.02.2019	0,47/0,50 (0,03)		10,28	2,19	Стабильная работа скважины
	12.02.2019	0,45/0,60 (0,15)	12.02.2019	0,46/0,51 (0,05)		10,29	2,21	Стабильная работа скважины

Результаты лабораторных испытаний твердофазных составов, показавших эффективные результаты вспенивания пластовой жидкости, по оценке защитного эффекта от коррозии

Таблица 3

№ п/п	Реагент	Расход реагента, % об.	Защитный эффект, %
1	Контрольный образец (Пластовая вода скв. № 47)	-	-
2	Технологическая смесь по патенту RU № 2328515	1,0	0
3	Состав по патенту RU № 2304637		25
4	полиэтиленгликоль – 4000 – 60,0 % триполифосфат натрия – 5,0 % сульфонол – 30,0 % уротропин – 5,0 %		60

Результаты промысловых испытаний твердофазных составов по оценке защитного эффекта от коррозии на Расшеватском газоконденсатном месторождении

Таблица 4

№ скв	№ п/п	Реагент	Расход реагента, % об.	Защитный эффект, %
47	1	Контрольный образец	1,0	-
	2	Технологическая смесь по патенту RU № 2328515		0
	3	Состав по патенту RU № 2304637		25
	4	полиэтиленгликоль – 4000 – 60,0 % триполифосфат натрия – 5,0 % сульфонол – 30,0 % уротропин – 5,0 %		60

(57) Формула изобретения

Твердофазный состав, предназначенный для вспенивания и удаления пластовой жидкости из низкодебитных скважин газовых месторождений и защиты внутрискважинного оборудования от коррозии, содержащий неионогенное поверхностно-активное вещество полиэтиленгликоль-4000, отличающийся тем, что дополнительно содержит анионное поверхностно-активное вещество альфа-олефинсульфонат натрия, сульфонол и ингибитор коррозии уротропин, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

полиэтиленгликоль-4000

60,0

триполифосфат натрия	5,0
сульфонол	30,0
уротропин	5,0

5

10

15

20

25

30

35

40

45