



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**(21)(22) Заявка: **2012105501/03, 16.02.2012**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**16.02.2012**

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **16.02.2012**(45) Опубликовано: **10.06.2013** Бюл. № 16(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 230852 C2, 27.03.2008. RU 2087677 C1, 20.08.1997. RU 2070910 C1, 27.12.1996. SU 996721 A, 15.02.1973. SU 1268715 A1, 07.11.1986. US 2008/025755 A1, 23.10.2008. US 7712533 B2, 11.05.2010.**

Адрес для переписки:

**450078, г.Уфа, ул. Революционная, 96/2,  
ООО "РН-УфаНИПИнефть", пат.пов. РФ  
М.Б. Сафиной рег. №744**

(72) Автор(ы):

**Волошин Александр Иосифович (RU),  
Рагулин Виктор Владимирович (RU),  
Ганиев Ильгиз Маратович (RU),  
Мальшев Александр Сергеевич (RU),  
Ягудин Радик Аслямович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**ООО "РН-УфаНИПИнефть" (RU)****(54) СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для предупреждения образования отложений неорганических соединений солей в процессе добычи нефти в скважинах с исправным состоянием обсадных колонн и оборудованных УЭЦН. Технический результат - минимизация рисков повреждения пласта за счет изменения фазовых проницаемостей и набухания глин, снижение коррозионных рисков и рисков, связанных с образованием малорастворимых продуктов взаимодействия компонентов состава с породами пласта и попутно-добываемыми водами. В способе предотвращения отложения неорганических солей в нефтегазопромысловом оборудовании, включающем последовательную закачку в призабойную зону пласта оторочек растворителя, раствора ингибитора солеотложения и гидрофильной продавочной

жидкости, в качестве растворителя закачивают взаимный растворитель, ингибитор солеотложения закачивают в водном растворе хлорида калия и в качестве гидрофильной продавочной жидкости закачивают указанный водный раствор хлорида калия, причем в качестве взаимного растворителя закачивают бутилцеллозольв или смесь растворителей при следующем соотношении компонентов, % мас.: метанол 10, ацетон 50, бутилцеллозольв 35, диметил-сульфоксид 5, ингибитор солеотложения закачивают в водном растворе хлорида калия при соотношении компонентов, % мас.: ингибитор солеотложения 10, хлорид калия 1-2, пресная вода остальное, в качестве гидрофильной продавочной жидкости закачивают 1-2%-ный раствор хлорида калия в пресной воде, в качестве ингибитора солеотложения используют ингибитор фосфорорганического типа. 7 ил., 7 пр.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2012105501/03, 16.02.2012**(24) Effective date for property rights:  
**16.02.2012**

Priority:

(22) Date of filing: **16.02.2012**(45) Date of publication: **10.06.2013 Bull. 16**

Mail address:

**450078, g.Ufa, ul. Revoljutsionnaja, 96/2, OOO  
"RN-UfaNIPIneft", pat.pov. RF M.B. Safinoj reg.  
№744**

(72) Inventor(s):

**Voloshin Aleksandr Iosifovich (RU),  
Ragulin Viktor Vladimirovich (RU),  
Ganiev Il'giz Maratovich (RU),  
Malyshev Aleksandr Sergeevich (RU),  
Jagudin Radik Asljamovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**OOO "RN-UfaNIPIneft" (RU)**

**(54) METHOD FOR PREVENTING DEPOSITS OF NON-ORGANIC SALTS**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: in the method preventing the deposit of non-organic salts in commercial oil and gas equipment including series pumping to the bottomhole zone of formation of solution fringes, solution of inhibitor of salt deposition and hydrophilic displacement fluid; as a solvent, mutual solvent is pumped; salt deposition inhibitor is pumped in water solution of potassium chloride and as hydrophilic displacement fluid there pumped is the above water solution of potassium chloride; at that, as mutual solvent, there pumped is butyl cellosolve or mixture of solvents at the following component ratio, wt %: methanol 10, acetone 50, butyl cellosolve 35, dimethyl sulphoxide 5, salt deposition

inhibitor is pumped in water solution of potassium chloride at the component ratio, wt %: salt deposition inhibitor 10, potassium chloride 1-2, fresh water is the rest; as hydrophilic displacement fluid there pumped is 1-2% of potassium chloride solution in fresh water; as salt deposition inhibitor, inhibitor of organophosphorous type is used.

EFFECT: minimisation of risks of damage to the formation owing to changing phase permeabilities and swelling of clays, reduction of corrosion risks and risks due to formation of slightly soluble products of interaction of components of the composition with rocks of the formation and occasionally produced water.

7 ex, 7 dwg

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для предупреждения образования отложений неорганических соединений солей в процессе добычи нефти в скважинах с исправным состоянием обсадных колонн и оборудованных УЭЦН.

5 Процессы добычи нефти сопровождаются нежелательными образованиями отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта, на подземном и надземном оборудовании, на стенках скважин, в нефтегазопромысловых коммуникациях системы сбора и подготовки продукции. Для предотвращения  
10 отложений солей широко применяют химическую обработку скважин ингибиторами солеотложения, вводимыми в пласт. Технология обработки заключается в периодической продавке водного раствора ингибитора отложения солей в ПЗП в виде оторочки продавочной жидкостью, адсорбции ингибитора на поверхности породы и постепенной десорбции его в процессе отбора продукции из скважины. Вынос  
15 ингибитора добываемой жидкостью (после продавки и пуска скважины в эксплуатацию) до минимально необходимых концентраций, требуемых для ингибирования, предопределяет период последствия и срок защиты нефтепромыслового оборудования от отложения солей и время между продавками  
20 ингибитора.

Известен способ предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании путем ввода в призабойную зону скважины следующего состава, % мас.:

25	Нитрилотриметилфосфоновая кислота	4,97-13,57
	Соляная кислота	11,24-23,74
	Вода	остальное,

и продавки его в пласт продавочной жидкостью попутно добываемой водой (а.с. СССР N996721, E21B 43/12, 1980).

30 Известен способ предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, который осуществляют следующим образом. В обрабатываемый пласт закачивают 0,5-5,0% мас. предварительно подготовленного раствора ингибитора на пластовой воде, подкисленной до pH менее 2,0 соляной кислотой и содержащей не менее 2,0 г/л ионов кальция. До или после закачки раствора ингибитора в пласт  
35 закачивают 0,5-2,0% мас. раствора соды или щелочи. В качестве буферной прослойки во избежание преждевременного реагирования между раствором соды или щелочи и раствором ингибитора закачивается инертная (гидрофобная) жидкость. Затем закачивается гидрофобная продавочная жидкость газовый конденсат для продавки  
40 смеси вглубь пласта. Применение гидрофобной продавочной жидкости придает известному способу бифункциональный характер, направленный одновременно на обработку нефтенасыщенных коллекторов от асфальтосмолопарафиновых отложений (а.с. СССР N1268715, E21B 37/06, 1983).

45 Известен способ (RU 2070910, C09K 3/00, 1996), в котором для обработки скважины вводится состав, содержащий нитрилотриметиленфосфоновую кислоту, соляную кислоту, кремнефтористоводородную кислоту (КФВК) и воду при следующем соотношении компонентов, % мас.:

50	Нитрилотриметиленфосфоновая кислота	0,2-0,5
	Соляная кислота	8,0-13,0
	Кремнефтористоводородная кислота	1,0-3,0
	Вода	- остальное.

Однако указанные способы не всегда обеспечивают долговременную защиту оборудования скважин от солеотложения, основной залповый вынос ингибитора происходит в течение первых суток, при обработке существует риск повреждения пласта и изменения его фазовых проницаемостей, что приводит к снижению продуктивности, поэтому являются в отдельных случаях малоэффективными и экономически не оправданными.

Наиболее близким к предлагаемому техническому решению по назначению и технической сущности, взятым за прототип, является способ предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, который осуществляют следующим образом (RU 2320852, E21B 37/06, 2007). В скважину осуществляется последовательная закачка оторочки растворителя, оторочки ингибирующего раствора, оторочки щелочи и оторочки гидрофильной продавочной жидкости. При этом в качестве растворителя используют: алифатические, ароматические углеводороды (гексан, петролейный эфир, нефрас), органические растворители (бензольная, толуольная фракции). Композиция ингибирующего раствора включает, % мас.:

Фосфорорганические соединения	1÷15
Соляная кислота	6÷23
Плавиковая кислота	0,1÷5
Вода	57÷92,9

В качестве фосфорорганических соединений используются: нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ), кислота оксиэтилидендифосфоновая (ОЭДФ), натриевые соли нитрилометиленфосфоновых кислот, полиаминометиленфосфонаты, гексаметафосфат натрия, плав солей.

В качестве щелочи используют реагент для добычи нефти универсальный (РДН-У). Гидрофильная продавочная жидкость является водным раствором реагентов на основе алкилсульфонатов или реагентов на основе моноалкилфенилового эфира полиэтиленгликоля.

Однако применение подобного состава ингибирующего раствора ввиду наличия в нем кислотных реагентов может вызвать рост коррозионных процессов на скважинах. Наличие плавиковой кислоты в составе может привести к образованию труднорастворимого фторида кальция при возможном контакте композиции с пластовыми водами и породами пласта, содержащими ионы кальция. Ввиду того, что применяется предоторочка углеводородного растворителя, существует риск введения ингибирующего раствора в нефтенасыщенные интервалы и изменения фазовых проницаемостей по нефти и воде.

Задачей изобретения является минимизация рисков повреждения пласта за счет изменения фазовых проницаемостей и набухания глин, снижение коррозионных рисков и рисков, связанных с образованием малорастворимых продуктов взаимодействия компонентов состава с породами пласта и попутно-добываемыми водами. Использование предоторочки взаимного растворителя обеспечивает увеличение проникающей способности водных растворов ингибитора в низкопроницаемые зоны пласта, что приводит к повышению эффективности адсорбции ингибиторов солеотложения и к более длительному выносу ингибитора с добываемой жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

Поставленная задача решается тем, что предлагаемый способ предотвращения отложения неорганических солей в нефтегазопромысловом оборудовании,

включающий последовательную закачку в призабойную зону пласта оторочек растворителя, раствора ингибитора солеотложения и гидрофильной продавочной жидкости, отличается тем, что в качестве растворителя закачивают взаимный растворитель, ингибитор солеотложения закачивают в водном растворе хлорида калия и в качестве гидрофильной продавочной жидкости закачивают указанный водный раствор хлорида калия.

В качестве взаимного растворителя закачивают бутилцеллозольв или смесь растворителей при следующем соотношении компонентов, % мас.:

метанол	10
ацетон	50
бутилцеллозольв	35
диметил-сульфоксид	5,

ингибитор солеотложения закачивают в водном растворе хлорида калия при соотношении компонентов, % мас.:

ингибитор солеотложения	10,
хлорид калия	1-2,
пресная вода	остальное,

и в качестве гидрофильной продавочной жидкости закачивают (1-2)-%-ный раствор хлорида калия в пресной воде, в качестве ингибитора солеотложения используют ингибитор фосфорорганического типа.

В качестве взаимного растворителя используют органические растворители, имеющие широкий диапазон совместимости с водной и нефтяной фазами, например:

вариант 1 - бутилцеллозольв

вариант 2 - смесь органических растворителей следующего состава:

метанол	10%
ацетон	50%
бутилцеллозольв	35%
диметил-сульфоксид	5%

Для снижения риска набухания глинистой составляющей коллекторов в задавливаемых в пласт водных растворах предлагается использовать подавитель набухания глин хлорид калия [Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин: Монография. - М.: НПО «Бурение», 2006. - 230 с.] в количестве 1-2% мас.

Ввиду отсутствия в составе кислот данный способ не является коррозионно-опасным.

Технический результат - снижение рисков повреждения пласта и минимизация процессов коррозии оборудования скважин при проведении обработок пласта. За счет использования взаимного растворителя происходит увеличение проникающей способности водных растворов ингибитора в низкопроницаемые зоны пласта, что приводит к повышению эффективности адсорбции ингибиторов солеотложения и к более длительному выносу ингибитора с добываемой жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

Заявляемый способ представляет собой последовательное введение в пласт следующих оторочек:

- предварительная стадия - взаимный растворитель, например:

вариант 1 - бутилцеллозольв

вариант 2 - смесь органических растворителей следующего состава:

5	метанол	10%
	ацетон	50%
	бутилцеллозольв	35%
	диметил-сульфоксид	5%

- основная стадия - водный раствор ингибитора солеотложения  
 10 фосфорорганического типа, состава:  
 10% мас. ингибитора солеотложения, 1-2% мас. хлорида калия, пресная вода -  
 остальное;

- продавка - раствор 1-2% мас. хлорида калия, пресная вода - остальное.

15 Пример 1. При проведении ремонта по скважине 674 Комсомольского  
 месторождения провели задавку в пласт следующих оторочек:  
 5 м<sup>3</sup> взаимного растворителя, представляющего собой смесь органических  
 растворителей следующего состава:

20	метанол	10%
	ацетон	50%
	бутилцеллозольв	35%
	диметил-сульфоксид	5%

25 25 м<sup>3</sup> 10% раствора ингибитора солеотложения фосфорорганического типа  
 Ипроден С-1 (ТУ 2458-001-45305665-2006), в 1% растворе хлорида калия,  
 45 м<sup>3</sup> 1% раствора хлорида калия.

Динамика добычи воды и нефти до и после применения заявляемого способа  
 приведена на фиг.1. Стрелкой обозначена дата проведения обработки скважины,  
 30 сплошной линией обозначен дебит скважины по жидкости до и после проведения  
 обработки, пунктирной линией обозначен дебит скважины по нефти до и после  
 проведения обработки, треугольниками - обводненность продукции скважины до и  
 после проведения обработки.

35 Видно, что после применения заявляемого способа увеличился дебит жидкости и  
 нефти, обводненность снизилась.

Пример 2. При проведении ремонта на скважине 651 Южного купола  
 Харампурского месторождения провели задавку в пласт следующих оторочек:  
 взаимный растворитель не применялся;

40 28 м<sup>3</sup> 10% раствора ингибитора солеотложения фосфорорганического типа  
 Ипроден С-1 (ТУ 2458-001-45305665-2006) в 1% растворе хлорида калия;  
 40 м<sup>3</sup> 1% раствора хлорида калия.

Динамика добычи воды и нефти до и после проведения задавки в пласт приведена  
 на фиг.2. Стрелкой обозначена дата проведения обработки скважины, сплошной  
 45 линией обозначен дебит скважины по жидкости до и после проведения обработки,  
 пунктирной линией обозначен дебит скважины по нефти до и после проведения  
 обработки, треугольниками - обводненность продукции скважины до и после  
 проведения обработки.

50 Сравнение результатов обработок, приведенных в примерах 1 и 2, показывают, что  
 при применении взаимного растворителя негативных изменений в добыче жидкости и  
 нефти не произошло, в то время как без взаимного растворителя наблюдается  
 снижение дебита по нефти и рост обводненности продукции скважины. Объяснение

этому следующее. Так как взаимный растворитель закачивается в самой первой оторочке, то при запуске скважины в эксплуатацию он выходит из пласта самым последним и восстанавливает фазовые проницаемости по воде и нефти, что

5           значительно снижает риск нарушения проницаемости пласта по нефти.  
 Пример 3. Сравнение выноса ингибитора солеотложения фосфорорганического типа Ипроден С-1 (ТУ 2458-001-45305665-2006) из модели керна с применением взаимного растворителя, представляющего собой смесь органических растворителей следующего состава:

10	метанол	10%
	ацетон	50%
	бутилцеллозольв	35%
	диметил-сульфоксид	5%

15           по предлагаемому способу и без его использования (фиг.3) в лабораторных условиях.

Как видно, добавление взаимного растворителя позволяет снизить первоначальный залповый вынос ингибитора и, соответственно, обеспечить более длительный вынос ингибитора во времени до минимальной рабочей концентрации.

20           Пример 4. При проведении ремонта на скважине 6389 Приобского месторождения провели задавку в пласт следующих оторочек:

4,2 м<sup>3</sup> взаимного растворителя WAW85202, представляющего собой  
 25           бутилцеллозольв,  
 50 м<sup>3</sup> 10% раствора раствора ингибитора солеотложения фосфорорганического типа SCW82697 в 1% растворе хлорида калия,  
 150 м<sup>3</sup> 1% раствора хлорида калия.

Сравнение наработки на отказ до и после обработки показано на фиг.4.  
 30           Заштрихованным столбцом слева указана средняя наработка на отказ оборудования скважины до проведения обработки скважины, столбцом справа указана наработка на отказ оборудования скважины после обработки. Цифрами указана наработка на отказ оборудования, выраженная в сутках. Как видно, после проведения обработки предлагаемым способом наработка на отказ оборудования скважины увеличилась.

35           Пример 5. При проведении ремонта на скважине 939 Приразломного месторождения провели задавку в пласт следующих оторочек:

3 м<sup>3</sup> взаимного растворителя, представляющего собой смесь органических растворителей следующего состава:

40	метанол	10%
	ацетон	50%
	бутилцеллозольв	35%
	диметил-сульфоксид	5%;

45           28 м<sup>3</sup> 10% раствора раствора ингибитора солеотложения фосфорорганического типа SCW82697 в 1% растворе хлорида калия;  
 70 м<sup>3</sup> 1% раствора хлорида калия.

Сравнение наработки на отказ до и после обработки показано на фиг.5.  
 50           Заштрихованным столбцом слева указана средняя наработка на отказ оборудования скважины до проведения обработки скважины, столбцом справа указана наработка на отказ оборудования скважины после обработки. Цифрами указана наработка на отказ оборудования, выраженная в сутках. Как видно, после проведения обработки

предлагаемым способом наработка на отказ оборудования скважины увеличилась.

Пример 6. При проведении ремонта на скважине 8760 Приобского месторождения провели задавку в пласт следующих оторочек:

6 м<sup>3</sup> взаимного растворителя, представляющего собой смесь органических растворителей следующего состава:

метанол	10%
ацетон	50%
бутилцеллозольв	35%
диметил-сульфоксид	5%;

85 м<sup>3</sup> 10% раствора раствора ингибитора солеотложения фосфорорганического типа Ипроден С-1 (ТУ 2458-001-45305665-2006) в 1% растворе хлорида калия; 210 м<sup>3</sup> 1% раствора хлорида калия.

Сравнение наработки на отказ до и после обработки показано на фиг.6. Заштрихованным столбцом слева указана средняя наработка на отказ оборудования скважины до проведения обработки скважины, столбцом справа указана наработка на отказ оборудования скважины после обработки. Цифрами указана наработка на отказ оборудования, выраженная в сутках. Как видно, после проведения обработки предлагаемым способом наработка на отказ оборудования скважины увеличилась.

Пример 7. При проведении ремонта на скважине 12376 Комсомольского месторождения провели задавку в пласт следующих оторочек:

5 м<sup>3</sup> взаимного растворителя, представляющего собой смесь органических растворителей следующего состава:

метанол	10%
ацетон	50%
бутилцеллозольв	35%
диметил-сульфоксид	5%;

20 м<sup>3</sup> 10% раствора раствора ингибитора солеотложения фосфорорганического типа Ипроден С-1 (ТУ 2458-001-45305665-2006) в 2% растворе хлорида калия; 45 м<sup>3</sup> 2% раствора хлорида калия.

Сравнение наработки на отказ до и после обработки показано на фиг.7. Заштрихованным столбцом слева указана средняя наработка на отказ оборудования скважины до проведения обработки скважины, столбцом справа указана наработка на отказ оборудования скважины после обработки. Цифрами указана наработка на отказ оборудования, выраженная в сутках. Как видно, после проведения обработки наработка на отказ оборудования скважины увеличилась.

Таким образом, способ минимизирует риски повреждения пласта за счет изменения фазовых проницаемостей и набухания глин, снижает коррозионные риски и риски, связанные с образованием малорастворимых продуктов взаимодействия компонентов состава с породами пласта и попутно-добываемыми водами. Предотвращение взаимного растворителя обеспечивает увеличение проникающей способности водных растворов ингибитора в низкопроницаемые зоны пласта, что приводит к повышению эффективности адсорбции ингибиторов солеотложения и к более длительному выносу ингибитора с добываемой жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

#### Формула изобретения

Способ предотвращения отложения неорганических солей в



нефтегазопромысловом оборудовании, включающий последовательную закачку в призабойную зону пласта оторочек растворителя, раствора ингибитора солеотложения и гидрофильной продавочной жидкости, отличающийся тем, что в качестве растворителя закачивают взаимный растворитель, ингибитор солеотложения закачивают в водном растворе хлорида калия и в качестве гидрофильной продавочной жидкости закачивают указанный водный раствор хлорида калия, причем в качестве взаимного растворителя закачивают бутилцеллозольв или смесь растворителей при следующем соотношении компонентов, мас. %:

10

Метанол	10
Ацетон	50
Бутилцеллозольв	35
Диметил-сульфоксид	5,

15

ингибитор солеотложения закачивают в водном растворе хлорида калия при соотношении компонентов, мас. %:

20

Ингибитор солеотложения	10
Хлорид калия	1-2
Пресная вода	Остальное,

и в качестве гидрофильной продавочной жидкости закачивают 1-2%-ный раствор хлорида калия в пресной воде, в качестве ингибитора солеотложения используют ингибитор фосфорорганического типа.

25

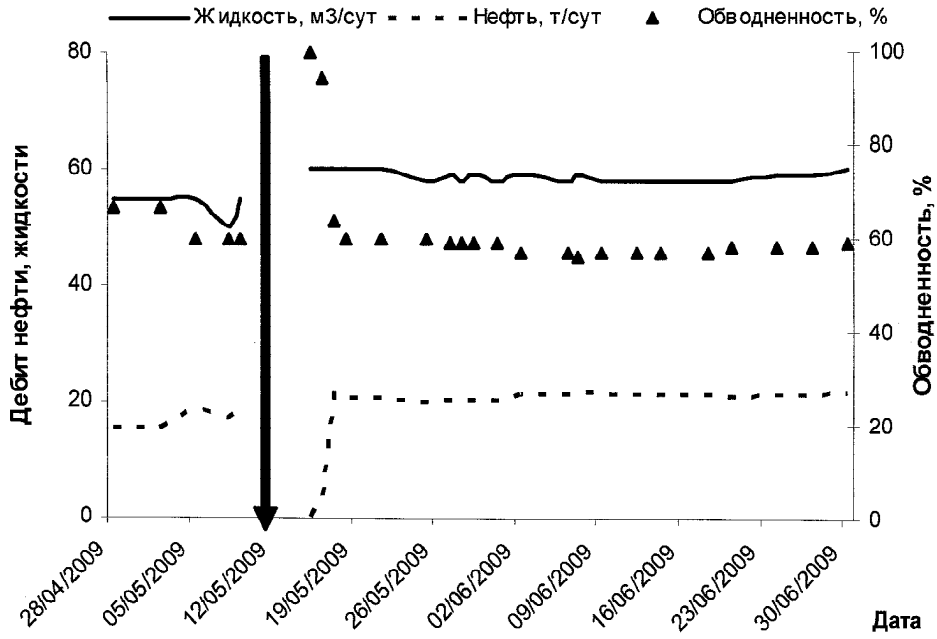
30

35

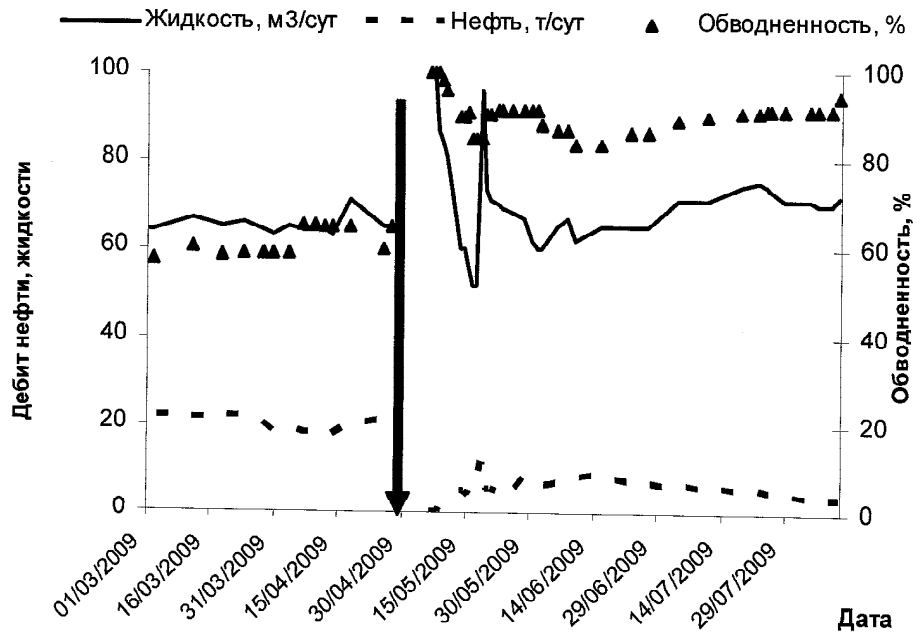
40

45

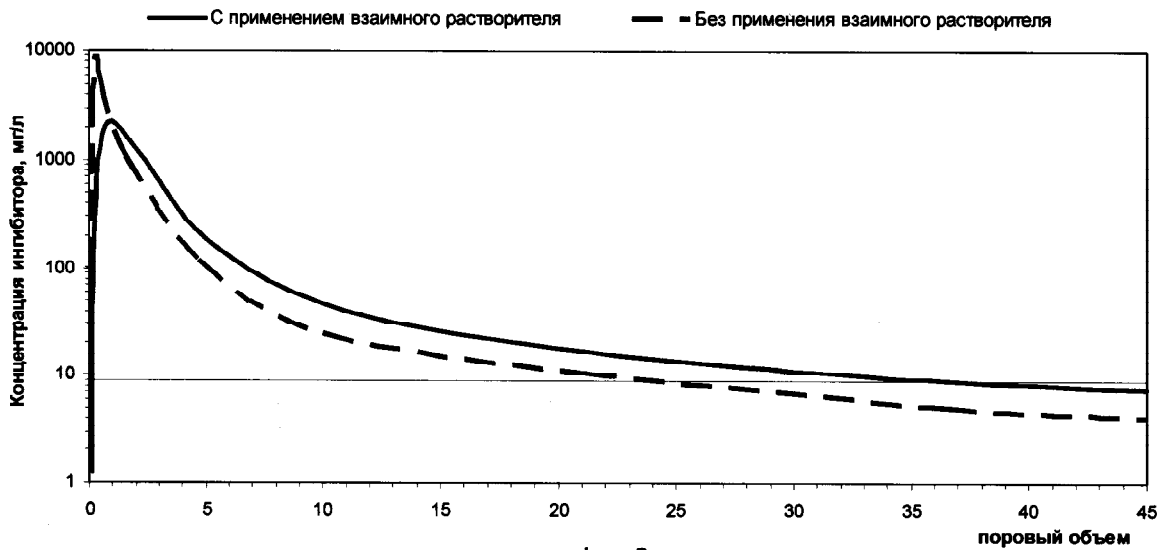
50



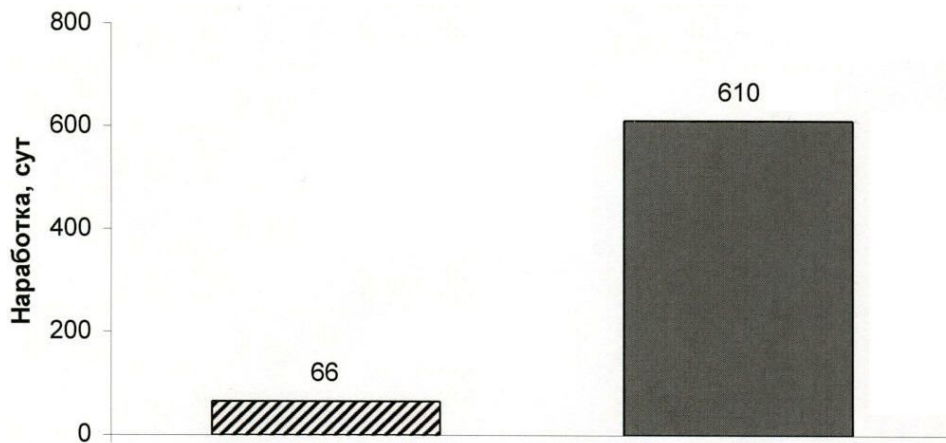
фиг. 1



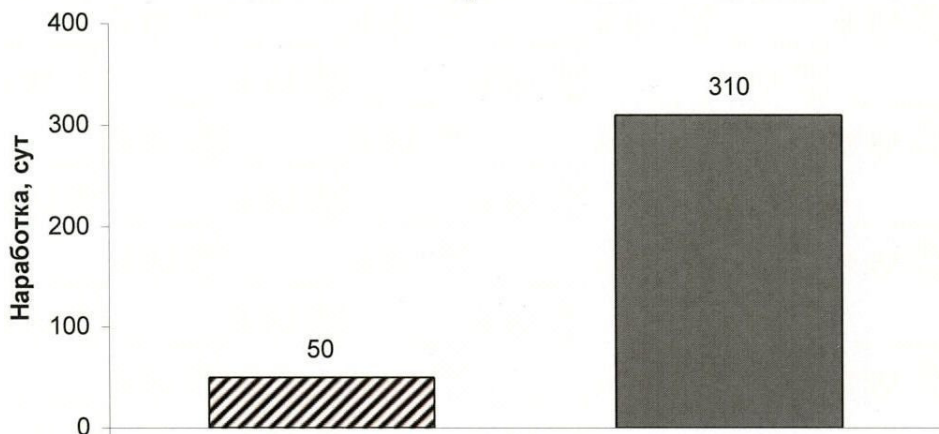
фиг. 2



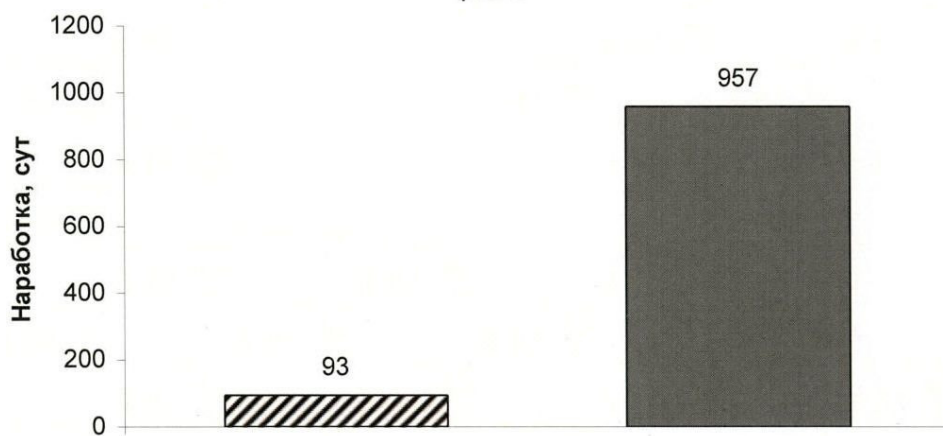
фиг. 3



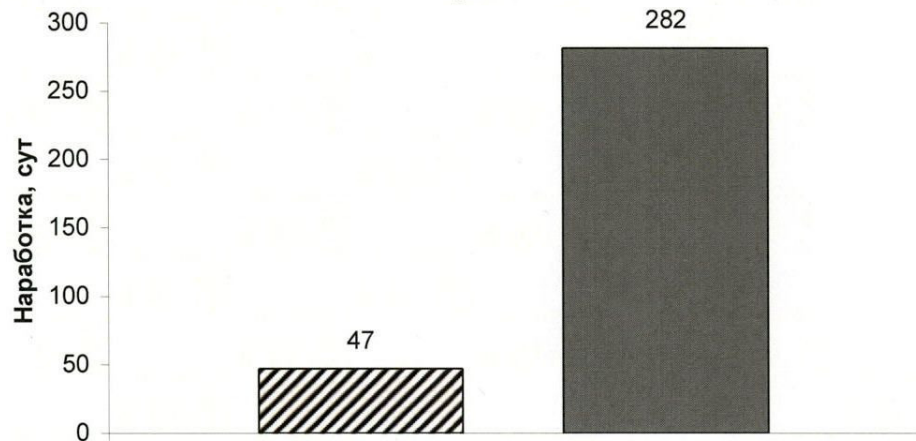
фиг. 4



фиг. 5



фиг. 6



фиг. 7