



Республика Таджикистан

(19) **TJ** (11) **547**

(51) **МПК(2012.01)**
C04B103/61

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПАТЕНТНОЕ
ВЕДОМСТВО

(12) **Описание изобретения** К МАЛОМУ ПАТЕНТУ

(21) 1100635

(22) 04.07.2011

(46) Бюл.81, 2013

(71) Научно-исследовательский институт Таджикского национального университета (ТJ).

(72) Усманов У.Р. (ТJ); Каримов М.Б. (ТJ); Кучаров М.С. (ТJ); Шоев А.Н. (ТJ); Усманов Р. (ТJ).

(73) институт Научно-исследовательский Таджикского национального университета (ТJ).

(54) ИНГИБИРУЮЩИЙ СОСТАВ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИЙ КОРРОЗИЮ В СРЕДАХ СКЛОННЫХ К СОЛЕПАРАФИНО-СМОЛИСТЫМ ОТЛОЖЕНИЯМ.

(56) 1. Защита нефтепромышленного оборудования от коррозии, М., Недра, 1963, С 97-114.

2. Ю.И. Кузнецов и др. Исследование фосфорорганических соединений в качестве ингибиторов коррозии // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности, N 2, 1981.

3. Ибрагимов Г.З., Хисамидинов Н.И. Справочник пособие по применению химических реагентов в добыче нефти, Недра, 1983, С 312.

4. Усманов Р. и др. Коагулирующее и ингибирующее действие гудрона растительного масла при подготовки сточных вод для закачки в нефтяные месторождения. Известия АНРТ, 2009, №3 (136), с.38- 44

5. Шмидт В.А. и др. Комплексная защита нефтепромышленного оборудования от коррозии и солеотложения, //Сборник научных трудов СредазНИПИнефти, М.: ВНИИОЭНГ, 1988, С. 62.

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к составам, предотвращающим коррозии в средах склонных к солепарафино-смолистым отложениям в нефтепромышленном оборудовании. Состав комплексного действия изготавливается на основе продуктов взаимодействия растительного масла (ГРМ) и кубовый остаток моноэтаноламиновой очистки аммиака (МЭА), смесь нитрилотриметил - фосфоновой кислоты с ингибитором коррозии "Дигафен", моноалкилфениловый эфир полиэтилен гликоля (ОП-10) и добитумной широкой фракции высокосернистой нефти (ДШФВН) при следующем соотношении компонентов, масс. %:

Продукт взаимодействия гудрона растительного масла (ГРМ) и кубового остатка моноэтаноламиновой очистки аммиака (МЭА) -40 – 50

Смесь нитрилотриметил - фосфоновой кислоты (НТФ) с ингибитором коррозии "Дигафен" при массовом соотношении 1:19 - 15-20

Моноалкилфениловый эфир полиэтилен гликоля (ОП-10) - 10-20

Добитумная широкая фракция высокосернистой нефти (ДШФВН)-15-20

Полученный, таким путем, состав комплексного действия можно использовать при добычи, сборе, подготовке и транспорте нефтяных эмульсий, где необходимы пониженные процессы коррозии в средах склонных к солепарафино - смолистым отложениям.

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности, к составам, предотвращающим коррозию в средах склонных к солепарафино-смолистым отложениям.

Известны различные ингибиторы коррозии [1], соле- [2] и парафиноотложения [3]. Использование известных ингибиторов коррозии, солей и парафиноотложения (каждый в отдельности), даже в тех средах, для которых они предназначены не обеспечивают высокой защиты.

Известные промышленные ингибиторы коррозии ИКН-4, ГРМ, Ихфангаз, Север-1, АзНИ-ПИНЕФТЬ-72, ИКАР-1 и другие [1] в сероводородсодержащих пластовых водах месторождения Кичик-Бель и без сероводородной сточной воде Нефтебадского нефтегазодобывающего управления не достигли больших значений защитного эффекта или показали отрицательные результаты (см. табл.2 и 3.) и не обладают свойствами снижения солепарафино-смолистое отложений.

Промышленный ингибитор солеотложения ИСБ-1(НТФ) [2], составы ГРМ:МЭА (5:1) [4] и Дигазфен: ИСБ-1(НТФ) (19: 1)[5] в отдельном виде не достигли больших значений защитного эффекта по предотвращению отложения солей {табл. 4 и 6-(примеры 1.1-1.5 и 2.1-2.5)}.

Известные ингибиторы парафинотложения ХТ-48 (США), СНПХ -7202, 7214 (Россия) так же дают низкие показатели. Недостатками известных ингибиторов является их большой расход, и действуют избирательно. Они даже в тех средах, для которых они предназначены не обеспечивают высокой защиты.

Известные промышленные ингибиторы и составы не могут быть прототипом для данного изобретения.

Цель изобретения – повышение эффективности одновременной защиты от коррозии и солепарафино-смолистые отложения (СПСО).

Указанная цель достигается тем, что в ингибирующем составе комплексного действия (ИСКД), **предотвращающий коррозию в средах склонных к солепарафино-смолистым отложениям**, содержит продукт взаимодействия гудрона растительного масла (ГРМ) и кубового остатка моноэтаноламиновой очистки аммиака, смесь нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ) с ингибитором коррозии "Дигазфен", моноалкилфениловый эфир полиэтилен гликоля (ОП-10) и растворителя - добитумная широкая фракция высокосернистой нефти (ДШФВН) при следующем соотношении компонентов, масс. %:

Продукт взаимодействия гудрона растительного масла (ГРМ) и кубового остатка моноэтаноламиновой очистки аммиака (МЭА) - 40 – 50;

Смесь нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ) с ингибитором коррозии "Дигазфен" при массовом соотношении 1:19 - 15-20;

Моноалкилфениловый эфир полиэтилен гликоля (ОП-10) - 10-20;

Добитумная широкая фракция высокосернистой нефти (ДШФВН)-15-20;

Предлагаемый состав по эффективности одновременной защиты от коррозии и солепарафино-смолистые отложения (СПСО) более, чем в несколько раз, превосходит эффективность входящих в него компонентов (см. табл. 1-6).

Кубовый остаток моноэтаноламина, используемый при очистки аммиака (МЭА) включает в себя следующие компоненты, %:

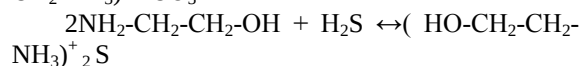
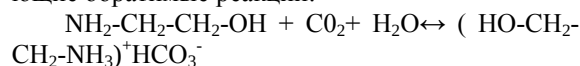
Смолистые вещества — продукт полимеризации МЭА -55,0

Моноэтаноламин —12,0

Муравьиная кислота -3,0

Вода - 30,0

Моноэтаноламин получают взаимодействием аммиака с окисью этилена. Моноэтаноламин используется для поглощения кислых газов и серосодержащих органических соединений. Моноэтаноламин в нефти и углеводородах не растворяется. Химическая формула моноэтаноламина $\text{NH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH}$. Для очистки природного газа и аммиака от кислых компонентов (например, CO_2 , H_2S) в качестве сорбента применяют раствор моноэтаноламина. При обработке газов моноэтаноламина при относительно низкой температуре и высоком давлении протекают следующие обратимые реакции:



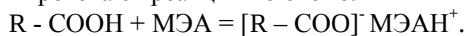
Образующиеся кислые соли не стойки к нагреванию, на чем и основана регенерация поглотительного раствора моноэтаноламина. При повышенных температурах соли начинают разлагаться. Регенерация моноэтаноламина осуществляется в десорбенте (отпарной колонне) при температуре более 100°C и редуцированном давлении.

Смола МЭА имеет следующий элементный состав, %: С 55,37; Н 8,97; N 26,42; О 9,24 (по разности). ИК-спектры смолы МЭА имеют следующие полосы поглощения. 3335 см^{-1} - валентные колебания NH-группы, 1504 см^{-1} - деформационные колебания NH-группы, 1117 см^{-1} - ассиметричные валентные колебания C-O-C - группы, 2940 см^{-1} - валентные колебания CH_2 -группы, 1438 см^{-1} - деформационные колебания CH_2 -группы.

Моноэтаноламин и его смолы являются не только поверхностно-активными веществами, но и хелатокомплексообразователями с поливалентными металлами. МЭА является отходом очистки

в дистиллированной, питьевой и минерализованной водах безгранична.

В качестве высокомолекулярных органических кислот используют гудрон растительного масла (ГРМ). Гудрон растительного масла (ГРМ) представляет собой кубовый остаток дистилляции жирных кислот и является побочным продуктом производства. ГРМ состоит из высокомолекулярных предельных и непредельных жирных соединений. В их составе имеются стеарины, их сложные эфиры госсипол (пигмент) и другие углеводородные и азотосодержащие соединения. Плотность 0,9-0,95 г/см³, вязкость при 51°С 65—70-сст, кислотное число 30-80 мг-КОН/г, содержание кислот и окислительных 50-65%. Нерастворим в дистиллированной, питьевой и минерализованной водах, ГРМ используется как ингибитор коррозии. Смесь МЭА с ГРМ при соотношении 0,2-1:(1 - 2) является однородным продуктом от жидкой до мажеобразной консистенции от коричневого до черного цвета. Растворимость при 20°С в питьевой воде около 300 г/л. ГРМ является производственным отходом масложиркомбината. При смешивании кубового остатка моноэтаноламиновой очистки аммиака (МЭА) с ГРМ протекают реакции по схеме:



В результате этой реакции образуются аминовые соли высокомолекулярных органических кислот.

Моноалкилфениловый эфир полиэтилен гликоля на основе полимердистиллята

$C_nH_{2n+1}C_6H_4O(C_2H_4O)_mH$, где $n = 8-10$, $m = 10-12$ (ОП-10) – ГОСТ 8433-81.

В качестве растворителя используют ДШФВН. Она является отходом битумного производства и в настоящее время не находит должного применения в связи с высоким содержанием органической серы. ДШФВН полученный после перегонки товарной нефти имеет следующий состав, мас. %: С-83,7-84,75; H₂- 11,1-15,2; серы общей 1,05-4,10 (в том числе сульфидной 0,75-3,15); При фракционной разгонке (до 350°С) выкипает на 91,0-94,0%. По углеводородному составу преобладающими являются нафтеновые углеводороды, затем ароматические (35,39) и парафиновые (21,1%). Структурно-групповой состав органических соединений серы ДШФВН состоит из циклических насыщенных сульфидов (75-80%) и тиофенов (20-25%). Ниже (см. табл.1) приведены физико-химические свойства ДШФВН, полученной из нефти месторождений Кичик-Бель и Ак-Баш-Адыр Республики Таджикистан.

ки аммиака и сжигается. МЭА представляет собой жидкость коричневого цвета с запахом аммиака, плотность 1,05 - 1,1 г/см³. Растворимость

Пример 1. Получение СКД осуществляют следующим образом.

Предварительно получают соль ГРМ и МЭА путем приливания к разогретому ГРМ до 90°С в количестве 40 мас. %, добавляют 10 мас % МЭА. Смесь перемешивают в течение 30 мин. Затем при перемешивании добавляют 20 мас. % смеси НТФ с ингибитором коррозии «Дигафен» при массовом соотношении 1:19, 15 мас % ПАВ (ОП-10), 15 мас. % ДШФВН для получения однородной массы.

Полученный раствор представляет собой подвижную жидкость коричневого цвета. Описанным выше образом были получены образцы (примеры 2-7) предлагаемого раствора следующего состава, масс. %:

Пример 2.

Моноэтаноламиновые соли гудрона растительного масла (МЭА соль ГРМ) - 50

Смесь нитрилотриметил-фосфоновой кислоты с ингибитором коррозии "Дигафен" при массовом соотношении 1:19 (Смесь НТФ - "Дигафен") 15

Моноалкилфениловый эфир полиэтилен гликоля (ПАВ ОП-10) - 15

Добитумная широкая фракция высокосернистой нефти (ДШФВН)-20

Пример 3.

МЭА соль ГРМ -48

Смесь НТФ - "Дигафен"-12

ПАВ ОП-10-12

ДШФВН-28

Пример 4.

МЭА соль ГРМ -40

Смесь НТФ - "Дигафен" -20

ПАВ ОП-10 -5

ДШФВН -35

Пример 5.

МЭА соль ГРМ -60

Смесь НТФ - "Дигафен" -20

ПАВ ОП-10 -5

ДШФВН -15

Пример 6.

МЭА соль ГРМ -40

Смесь НТФ - "Дигафен"-5

ПАВ ОП-10 -23

ДШФВН -32

Пример 7.

МЭА соль ГРМ -55

Смесь НТФ - "Дигафен"-5

ПАВ ОП-10-17

ДШФВН-23

Методика 1. Испытание СКД в качестве ингибитора коррозии осуществляли гравиметрическим методом. Коррозионной активной средой

служила сероводородсодержащая пластовая вода месторождения Кичик-Бель. В качестве образца исследовали ст.3. Исследования проводили при температуре от 20 до 60°C.

В приведенном примере эффективность защиты от коррозии определена в пластовой воде месторождения Кичик-Бель следующего состава: $(\text{Na}^+ + \text{K}^+) - 7692.81$ мг/л; $\text{NH}_4^+ - 100.0$ мг/л;

$\text{Ca}^{+2} - 2254.5$ мг/л; $\text{Mg}^{+2} - 304.0$ мг/л; $\text{Cl}^- - 11297.47$ мг/л; $\text{SO}_4^{-2} - 4205.5$ мг/л; $\text{HCO}_3^- - 805.2$ мг/л; $\text{HS}^- - 85.7$ мг/л; $\text{H}_2\text{S}_{\text{общ}} - 238.0$ мг/л. Тип воды по Сулину сульфато-натриевый. Характеристика ингибиторов дана в таблице 2.

Известные промышленные ингибиторы ИКН-4, ГРМ, Ихфангаз, Север-1, АзНИПИнефть-72, ИКАР-1 и другие в сероводородсодержащих пластовых водах месторождения Кичик-Бель не достигли больших значений защитного эффекта или показали отрицательные результаты.

Методика 1а. Определение эффективности защиты от коррозии проводили на высокоминерализованной без сероводородной сточной воде Нефтебадского нефтегазодобывающего управления состава, мг/л: $(\text{K}^+ + \text{Na}^+) 44589,7$; $\text{NH}_4^+ - 36,0$; $\text{Ca}^{+2} - 4308,6$; $\text{Mg}^{+2} - 1216,0$; $\text{Fe}^{+2} + \text{Pb}^{+3} - 1,6$; $\text{Cl}^- - 79410,54$; $(\text{I} + \text{Br})^- - 42,0$; $\text{SO}_4^{-2} - 488,3$; $\text{HCO}_3^- - 219,6$.

Общая минерализация 130202 мг/л.

Тип воды по Супину - хлоркальциевый. Результаты приведены в таблице 3.

Промышленные ингибиторы Север-1, И-1-А, КИ-1, ИКБ-2-2, ИКБ-6, АзНИПИнефть-73 проявили низкие защитные свойства.

Методика 2. Для исследования эффективности защиты от отложения солей реагентами и композициями на их основе взята пластовая вода месторождения Кичик-Бель следующего состава: $(\text{Na}^+ + \text{K}^+) - 7692.81$ мг/л; $\text{NH}_4^+ - 100.0$ мг/л; $\text{Ca}^{+2} - 2254.5$ мг/л; $\text{Mg}^{+2} - 304.0$ мг/л; $\text{Cl}^- - 11297.47$ мг/л; $\text{SO}_4^{-2} - 4205.5$ мг/л; $\text{HCO}_3^- - 805.2$ мг/л; $\text{HS}^- - 85.7$ мг/л; $\text{H}_2\text{S}_{\text{общ}} - 238.0$ мг/л. Тип воды по Сулину сульфато-натриевый. Как видно, содержание ионов кальция составляет в исходной пластовой воде 2254.5 мг/л. Опыты проводились при температуре 80°C. Содержание Ca^{+2} определяли до опыта и через 24 часа после добавления ингибитора или композиции на их основе. Результаты испытаний приведены в табл.4

Как видно из табл. 4 и 6 (примеры 1.1-1.5 и 2.1-2.5), промышленный ингибитор солеотложения ИСБ-1, составы ГРМ:МЭА (5:1) и Дигазфен: ИСБ-1 (19: 1) в отдельном виде не достигли больших значений защитного эффекта по предотвращению отложения солей.

Методика 3. Испытания эффективности комплексного состава от парафинотложения проводились методом «холодного стержня», по которому

нефть в определенном количестве нагревается в стакане до 75°C.

При этой температуре в нее вводится расплавленный парафин и раствор реагента. Парафин вводится в количестве, чтобы содержание его в нефти достигало 10%. Затем в стакан с нефтью отпускается металлический полный стержень (размеры стержня d -2,5 см, H - 20 см). Стержень охлаждается водой, циркулирующей через термостат. Температура охлаждающей воды поддерживается в пределах 12-14°C. Опыт заканчивается при температуре нефти в стакане около 25°C. Продолжительность опыта 30 мин. Затем стержень вынимается из стакана, отложившиеся соединения собирают в фарфоровую чашку и взвешивают.

Расчет эффективности (Э) комплексного раствора производится по формуле;

$$\text{Э} = (\text{Р}_0 - \text{Р}_п) \times 100\% / \text{Р}_0$$

Р_0 – вес парафиноотложений до добавления ингибитора.

$\text{Р}_п$ – вес парафиноотложений после добавления ингибитора.

Концентрация химреагентов в нефти 0,01 и 0,02 % (100 - 200 г/т).

Для проведения лабораторных испытаний использована нефть месторождений Бештентяк и Кичик-Бель и ингибиторы парафинотложения ХТ-48 (США), СНПХ -7202, 7214 (Россия), СКД. Результаты лабораторных исследований по определению эффективности ингибитора парафиноотложения представлены в таблице 5.

Исходя из таблицы 5, можно сказать, что предлагаемый комплексный состав по предупреждению смоло-парафиноотложения в нефти месторождений Бештентяк и Кичик-Бель не уступают известным ингибиторам парафиноотложения типа ХТ-48 и СНПХ.

Предлагаемый состав комплексного действия (примеры 1-7) по эффективности превосходит известные реагенты. Они хорошо снижают одновременно коррозию и солепарафиносмолистые отложения на 74,5-100%. Для известных же реагентов эти показатели ниже и действуют избирательно. Из приведенных в таблице данных 1-6 следует, что оптимальная рабочая дозировка состава составляет 100-200 г на тонну добываемой эмульсии.

При дозировке состава более 200г/т защита от коррозии и солепарафино-смолистые отложения остаются на том же уровне, а при дозе менее 100 г/т эти показатели значительно ухудшаются.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Ингибирующий состав комплексного действия, предотвращающий коррозию в средах склонных к солепарафино-смолистым отложениям в нефтепромысловом оборудовании, содержит продукт взаимодействия гудрона растительного масла (ГРМ) и кубового остатка моноэтаноламиновой очистки аммиака (МЭА), смесь нитрилотриметил-фосфоновой кислоты с ингибитором коррозии "Дигазфен", моноалкилфениловый эфир полиэтиленгликоля (ОП-10) и добитумной широкой фракции высокосернистой нефти

(ДШФВН) при следующем соотношении компонентов, масс. %:

Продукт взаимодействия гудрона растительного масла (ГРМ) и кубовый остаток моноэтаноламиновой очистки аммиака (МЭА) -40 – 50

Смесь нитрилотриметил-фосфоновой кислоты (НТФ) с ингибитором коррозии "Дигазфен" при массовом соотношении 1:19 - 15-20

Моноалкилфениловый эфир полиэтиленгликоля (ОП-10) - 10-20

Добитумная широкая фракция высокосернистой нефти (ДШФВН)-15-20

Компьютерный набор: Фатхуллоева М.С.

Заказ

Тираж

Подписное

Национальный патентно-информационный центр РТ
734042, г. Душанбе, ул. Айни, 14а. ль

Таблица. 1.

**Физико-химические свойства ДШФВН, полученной из нефти месторождений
Кичик-Бель и Акбаш-Адыр**

Плотность, г/м ³	0,8672
Показатель преломления, n _д ²⁰	1,4800
Сера	3,95
Температура, °С Начало кипения Конец кипения	120°С 400°С
Вязкость, сСт	5,9

Т а б л и ц а 2

**Эффективность защиты промышленных ингибиторов в сероводородсодержащих
пластовых водах месторождения Кичик-Бель**

Ингибитор	Концентрация инги- битора, мг/л	Защитный эффект, %, при температуре, °С	
		20°С	60°С
Предлагаемый СКД опти- мального состав	50	95,5	95,8
	200	97,5	98,5
Известный Л-1	50	72,0	-
	200	90,0	-
ТАЛ-2	50	59,0	-
	200	90,0	-
КИ-1	50	33,0	-
	200	62,0	-
ИКБ-6	50	59,0	-
	200	71,0	-
ИКБ-2-2	50	16,0	-
	200	38,0	-
ИКБ-4В	50	52,0	-
	100	65,0	-
	200	54,0	-

Таблица 3.

Эффективность защиты от коррозии промышленных ингибиторов в высокоминерализованной без сероводородной сточной воде Нефтебадского нефтегазодобывающего управления

Ингибитор	Концентрация ингибитора, мг/л	Защитный эффект, %, при температуре, °С	
		20°С	60°С
Предлагаемый РКД оптимального состава	50	92,7	93,30
	200	95,3	97,77
Известные Д-1	50	34,7	16,4
	250	45,2	37,8
ИКБ-4	50	40,0	-
	250	45,0	-
ГРМ	50	22,0	-
	200	52,0	-
ИКБ-4/ГРМ	50/150	71 ,4	-
	100/200	84,0	-
	200/200	67,0	-
ИКАР-1	300	57,0	-

Таблица 4.

Эффективность защиты от отложения солей ингибиторов коррозии, солеотложения и композиций на их основе на пластовых водах месторождения Кичик - Бель.

Наименование реагента	Концентрация г/т	Содержание Ca^{+2} , мг/л		Эффективность %
ГРМ:МЭА 5:1 5:1	50 100 200	1227. 4 - -	1397. 9 1541. 7 1595. 4	16.6 30.6 31.5
ИСБ-1	0.5 1.0 2.0	1227. 4 - -	1495. 0 1795. 4 2009. 0	17.9 55.3 76.1
Дигафен+ ИСБ-1	50 100 200	1227. 4 - -	2100. 0 2158. 0 2210. 3	85.0 90.6 95,7
Предлагаемый СКД оптимального состава	50 100 200	1227, 4 1227, 4 1227, 4	2220, 3 2226, 0 2254, 5	96, 7 97,2 100

Таблица 5.

Эффективность ингибиторов парафиноотложений по снижению отложения парафина из нефти

Месторождение	Ингибитор	Дозировка, %	Эффективность, %
Бештентяк	ХТ-48	0,01 (100 г/т)	58,0
		0,02 (200 г/т)	68,9
	СНПХ-7202	0,01	44,8
		0,02	62,7
	СКД оптимального состава	0,01	68,2
		0,02	74,4
Кичик-Бель	СНПХ-7202	0,01	38,8
		0,02	52,7
	СНПХ-7214	0,01	44,3
		0,02	55,5
	ХТ-48	0,01	45,0
		0,02	57,3
	СКД оптимального состава	0,01	68,0

Таблица 6.
Результаты испытаний различных составов

При- меры	Состав РКД, масс. %				Коррозия			Солеотложение			Парафино-оложения
	Дозировка, мг/л				Без инги- би- тора, г/м ² ч	С инги- би- то- ром, г/м ² ч	Защитный эф- фект от корро- зии, %	Содержания Са ²⁺ , мг/л			Защитный эффект от парафино- отложения, %
	МЭА соль ГРМ	Смесь НТФ - "Ди- газфен"	ПАВ ОП-10	ДШФВН				Без инги- битора с содержа- нием ионов Са ²⁺ мг/л	С ингибито- ром с содер- жанием ионов Са ²⁺ , мг/л	Защитный эффект от солеотгло- жения, %	
1	0	-	-	-	1,3	-	-	1227,4	-	-	-
1.1	30	-	-	-		1,16	11,0	-	-	-	-
1.2	50	-	-	-		1,06	18,0	-	1397,9	16,6	20,7
1.3	100	-	-	-		0,63	51,5	-	1541,7	30,6	22,3
1.4	150	-	-	-		0,45	65,4	-	-	-	-
1.5	200	-	-	-		0,32	75,4	-	1595,4	31,5	24,4
2	-	0	-	-	1,3	-	-	1227,4	-	-	-
2.1	-	50	-	-		0,60	53,8	-	1816,0	57,3	10,0
2.2	-	100	-	-		0,42	67,0	-	2090,1	84,0	17,0
2.3	-	150	-	-		0,32	75,4	-	2207,3	95,4	18,0
2.4	-	200	-	-		0,26	80,0	-	2225,7	97,2	16,0
3	-	-	0	-	1,3	-	-	1227,4	-	-	-
3.1	-	-	50	-		1,29	-	-	1227,4	-	25,0
3.2	-	-	100	-		1,32	-	-	-	-	35,0
3.3	-	-	150	-		1,34	-	-	-	-	42,0
3.4	-	-	200	-		1,38	-	-	-	-	57,0
4	-	-	-	0	1,3	-	-	1227,4	-	-	-
4.1	-	-	-	50		0,62	51,0	-	1227,4	-	15,0
4.2	-	-	-	100		0,48	63,5	-	-	-	18,0
4.3	-	-	-	150		0,46	65,0	-	-	-	22,0
4.4	-	-	-	200		0,43	67,7	-	-	-	27,0
5	-	-	-	Дозировка состава № 5-9 200 мг/л	-	-	-	-	-	-	-
5.1	50%	20 %	10 %	20 %	1,30	0,035	97,3	1227,4	2254,5	100	74,5
5.2	50%	15%	15%	20%	1,30	0,033	97,4	- "- "	- "- "	- "- "	74,4
5.3	48%	12%	12%	28%		0,040	96,9	- "- "	- "- "	- "- "	74,0
5.4	40%	20%	5%	35%		0,038	97,0	- "- "	- "- "	- "- "	68,5
5.5	60%	20%	5%	15%		0,032	97,5	1227,4	2226,3	97,25	66,5
5.6	40%	5%	23%	32%		0,076	94,2	1227,4	2210,3	95,7	68,0
5.7	55%	5%	17%	23%		0,043	96,7	1227,4	2247,3	99,7	68,9
6.1	45%	-	15%	40 %	1,30	0,10	92,3	1227,4	2158,0	90,6	65,3
6.2	50%	-	15%	35%		0,086	93,2	- "- "	- "- "	- "- "	65,7
6.3	48%	-	12%	40%		0,090	93,0	- "- "	- "- "	- "- "	66,0
6.4	40%	-	5%	55%		0,080	93,9	- "- "	- "- "	- "- "	56,9
6.5	60%	-	5%	35%		0,074	94,2	- "- "	- "- "	- "- "	54,3
6.6	40%	-	23%	37%		0,131 %	90,2	- "- "	- "- "	- "- "	67,3
6.7	55%	-	17%	28%		0,094	92,8	- "- "	- "- "	- "- "	65,0
7.1	45%	20%	-	35%	1,30	0,15	88,5	1227,4	2254,5	100	55,5
7.2	50%	15%	-	35%		0,035	97,3	- "- "	- "- "	- "- "	44,3
7.3	48%	12%	-	40%		0,033	97,4	- "- "	- "- "	- "- "	38,8
7.4	40%	20%	-	40%		0,040	96,9	- "- "	- "- "	- "- "	44,8
7.5	60%	20%	-	20%		0,038	97,0	- "- "	- "- "	- "- "	45,0
7.6	40%	5%	-	55%		0,032	97,5	- "- "	- "- "	- "- "	43,3
7.7	55%	5%	-	40%		0,076	94,2	- "- "	- "- "	- "- "	43,0
8.1	-	20%	15%	65%	1,30	0,26	80,0	1227,4	2226,3	97,25	42,3
8.2	-	15%	15%	70%		0,33	74,2	- "- "	- "- "	- "- "	43,0
8.3	-	12%	12%	76%		0,32	75,4	- "- "	- "- "	- "- "	40,0
8.4	-	20%	10%	70%		0,15	88,5	1227,4	2210,3	95,7	38,0
8.5	-	20%	5%	75%		0,26	80,0	- "- "	- "- "	- "- "	35,0
8.6	-	5%	23%	72%		0,60	53,8	- "- "	- "- "	- "- "	39,0
8.7	-	5%	17%	78%		0,42	67,0	- "- "	- "- "	- "- "	37,0
9.1	65%	20%	15%	-	1,30	0,043	96,7	- "- "	- "- "	- "- "	58,2
9.2	70%	15 %	5%	-		0,078	94,0	- "- "	- "- "	- "- "	55,0
9.3	76%	12%	12%	-		0,070	94,6	- "- "	- "- "	- "- "	58,2
9.4	70%	20%	10%	-		0,038	97,0	- "- "	- "- "	- "- "	57,8
9.5	75%	20%	5%	-		0,036	97,2	1227,4	2158,0	90,6	56,2
9.6	72%	5%	23%	-		0,084	93,5	- "- "	- "- "	- "- "	62,7
9.7	78%	5%	17%	-		0,081	93,7	- "- "	- "- "	- "- "	60,7