СУЛЬФАМИНОВАЯ КИСЛОТА: ПРОИЗВОДСТВО, СВОЙСТВА И ПРИМЕНЕНИЕ В СУХОКИСЛОТНЫХ СОСТАВАХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

SULFAMIC ACID: PRODUCTION, PROPERTIES AND APPLICATION AS SOLID ACID COMPOSITIONS IN THE OIL-PRODUCING INDUSTRY

М. А. Силин**Mikhail A. Silin**

РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
г. Москва, Российская Федерация

National University of Oil and Gas
«Gubkin University»,
Moscow, Russian Federation

К. А. Потешкина**Kira A. Poteshkina**

РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
г. Москва, Российская Федерация

National University of Oil and Gas
«Gubkin University»,
Moscow, Russian Federation

Л. А. Магадова**Lyubov A. Magadova**

РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
г. Москва, Российская Федерация

National University of Oil and Gas
«Gubkin University»,
Moscow, Russian Federation

З. Р. Давлетов**Zaur R. Davletov**

РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
г. Москва, Российская Федерация

National University of Oil and Gas
«Gubkin University»,
Moscow, Russian Federation

Л. Ф. Давлетшина**Lyutsiya F. Davletshina**

РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
г. Москва, Российская Федерация

National University of Oil and Gas
«Gubkin University»,
Moscow, Russian Federation

Интерес к сухокислотным составам в качестве реагентов для кислотных обработок постоянно повышается, что связано, прежде всего, с удобством их хранения и транспортировки в удаленные и труднодоступные нефтепромысловые регионы. В статье представлен литературный обзор по свойствам и технологиям применения сульфаминовой (аминосульфоновой) кислоты, которая широко применяется как в нефтегазодобыче, так и в других отраслях промышленности.

Ограничение применения сухокислотных составов на основе сульфаминовой кислоты связано с неустойчивостью реагента при температурах выше 60 °С, так как происходит частичный гидролиз, который может стать причиной осаждения гипса. Однако разработаны несколько подходов по увеличению допустимой температуры применения реагента.

Особенности поведения сульфаминовой кислоты при проведении кислотных обработок обусловлены ее способностью находиться в растворе в цвиттер-ионной форме.

По сравнению с соляной кислотой сульфаминовая кислота отличается низкой скоростью реакции с карбонатной породой и меньшей коррозионной агрессивностью по отношению к нефтепромысловому оборудованию. Реагент совместим с пластовыми нефтями, образует фильтрующиеся нефтекислотные эмульсии с меньшей вязкостью, снижает вероятность формирования шлама, положительно влияет на межфазную активность синтетических ПАВ, которые добавляются в кислотные составы. Помимо этого, сульфаминовая кислота способна предотвращать процессы вторичного осадкообразования и отмывать асфальтеносмолопарафиновые отложения. В терригенных пластах применяются сухокислотные составы на основе сульфаминовой кислоты и фторида или бифторида аммония.

Ключевые слова

кислотная обработка;
сухокислотный состав;
сульфаминовая кислота;
аминосульфоновая кислота;
фторид аммония; бифторид
аммония; поверхностно-активное
вещество; нефтекислотная
эмульсия; кислотная коррозия

Наряду с кислотными обработками, применение растворов сульфаминовой кислоты было предложено для разрушения фильтрационной корки после бурения скважин, удаления отложений неорганических солей, разрушения водонефтяных эмульсий.

The interest to the solid acid compositions as acidizing reagents is increasing, because of their easy storage and transport to remote and hard-to-reach oil-producing regions. Review of scientific and patent information about properties and application technologies of sulfamic (aminosulfonic) acid, that is widely used for the oil and gas production and other industries, is presented in this paper.

Application of solid acid compositions containing sulfamic acid is limited due to the reagent instability at temperatures above 60 °C, as partial hydrolysis takes place that could lead to gypsum precipitation. However, several approaches to increase maximum allowable temperature for the reagent usage have been developed.

Activity particularities of sulfamic acid during acidizing are determined by its ability to form zwitter-ions in aqueous solutions.

Compared with hydrochloric acid, sulfamic acid is characterized by slow rate of reaction with carbonate minerals and less corrosion activity for the oilfield equipment. The reagent is compatible with crude oils, forms filtering low-viscous oil-acid emulsions, reduces the possibility of sludge formation, has a positive effect on interfacial activity of synthetic surfactants that are added to the acid compositions. Furthermore, sulfamic acid is able to prevent secondary sedimentation processes and wash off the deposits of asphaltenes, resins, and paraffins. Solid acid compositions based on sulfamic acid and ammonium fluoride or bifluoride are used in terrigenous reservoirs.

In addition to acidizing, applying the sulfamic acid solutions was suggested to break the filter cake after well drilling, remove the inorganic salt depositions, demulsify the oil-water emulsions.

Метод кислотных обработок в настоящее время широко востребован для интенсификации нефтедобычи. Для обработок в условиях карбонатного коллектора наиболее распространенными составами являются жидкости на основе растворов соляной кислоты, в условиях терригенного коллектора часто применяют грязевую кислоту — техническую смесь, содержащую в растворе плавиковую и соляную кислоты.

Использование указанных минеральных кислот характеризуется рядом недостатков, таких как коррозионная активность по отношению к стальным конструкциям, высокая скорость растворения карбонатных и глинистых минералов породы, интенсивное образование осадков, шламов и эмульсий при контакте с пластовыми флюидами и т.д., что, в свою очередь, обуславливает дальнейшее развитие исследований в области усовершенствования рецептур эффективных составов и технологий кислотных обработок.

Одним из перспективных направлений является замена HCl на менее реакционно-активные кислоты. Применение более слабой кислоты позволяет увеличить срок службы оборудования, повысить совместимость кислотных составов с нефтью, увеличить глубину проникновения кислоты в пласт. Важное ме-

Keywords

acidizing; solid acid compositions; sulfamic acid; aminosulfonic acid; ammonium fluoride; ammonium bifluoride; surfactant; oil-acid emulsion; acid corrosion

The acid treatment method is currently in wide demand for the intensification of oil production. For treatments in a carbonate reservoir, the most common compositions are liquids based on hydrochloric acid solutions; in terrigenous reservoirs, mud acid — a technical mixture containing hydrofluoric and hydrochloric acids in solution — is often used.

The use of these mineral acids is characterized by a number of disadvantages, such as corrosiveness to steel structures, high dissolution rate of carbonate and clay minerals of the rock, intensive formation of sediments, sludge and emulsions upon contact with formation fluids, etc., which, in turn, determines the further development of research in improvement formulations of effective compositions and technologies for acidizing.

One of the promising directions is the replacement of HCl with less reactive acids. The use of a weaker acid makes it possible to increase the service life of the equipment, increase the compatibility of acid compositions with oil, and increase the depth of acid

сто среди подобных реагентов занимает сульфаминовая (аминосульфоновая) кислота $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ [1, 2].

Сульфаминовая кислота выпускается в кристаллическом виде, характеризуется негигроскопичностью, отсутствием запаха. Наряду с применением в нефтепромысловой практике, данный реагент имеет различное промышленное назначение [3]: например, очистка оборудования от накипи, синтез моющих средств, удаление избытка азотистой кислоты при производстве красителей.

Сухая товарная форма сульфаминовой кислоты повышает технологичность и безопасность обращения с ней при проведении кислотных обработок, значительно облегчает условия хранения и транспортировки вещества. Так, в отличие от водных растворов кислот, для хранения сульфаминовой кислоты не требуются коррозионно-стойкие емкости больших объемов. Удобство работы с сухими реагентами становится более актуальным в случае удаленных и труднодоступных нефтепромысловых объектов, а также площадок со сложной транспортной инфраструктурой. Отмеченные достоинства обуславливают повышение исследовательского интереса в последнее время к сульфаминовой кислоте [4–8] и в целом к сухокислотным составам — одно- или многокомпонентным химическим системам, находящимся в твердом агрегатном состоянии, водные растворы которых используют для проведения кислотных обработок.

Сульфаминовую кислоту получают в результате сульфирования карбамида (мочевины) под действием олеума, содержащего 24 % масс. SO_3 , при 60–70 °C. Выделение целевого продукта ведут при 10–20 °C:

Отечественные мощности производства сульфаминовой кислоты могут обеспечить имеющиеся в стране потребности. Однако в силу более высокого качества, обусловленного меньшим содержанием примесей, потребители предпочитают реагенты, импортируемые из Китая, Индии и Индонезии [9]. Согласно результатам анализа отдельных образцов (таблица 1), импортные продукты характеризуются более высоким содержанием основного вещества (до 99,5 % масс.) и меньшей концентрацией сульфат-ионов (до 0,05 % масс.).

Содержание основного вещества в продукте определяется главным образом протеканием стадии кристаллизации [10, 11], но

penetration into the formation. An important place among similar reagents is occupied by sulfamic (aminosulfonic) acid $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ [1, 2].

Sulfamic acid is produced in a crystalline form, characterized by non-hygroscopicity, odorless. Along with its application in oilfield practice, this reagent has various industrial purposes [3]: for example, scouring-out of equipment, synthesis of detergents, nitrite removal in dye production.

The dry commercial form of sulfamic acid increases the processibility and safety of handling it during acidizing, greatly facilitates the storage and transportation of the substance. So, unlike aqueous solutions of acids, corrosion-resistant containers of large volumes are not required for storage of sulfamic acid. Convenience of working with dry reagents becomes more relevant in the case of remote and inaccessible oil field facilities, as well as sites with complex transport infrastructure. The noted advantages cause an increase in research interest recently in sulfamic acid [4–8] and, in general, in dry acid compositions — single or multicomponent chemical systems in a solid state of aggregation, aqueous solutions of which are used for acidizing.

Sulfamic acid is obtained as a result of sulfonation of carbamide (urea) under the action of oleum containing 24 % wt. SO_3 , at 60–70 °C. Isolation of the target product is carried out at 10–20 °C:

Domestic facilities for the production of sulfamic acid can meet the country's needs. However, due to the higher quality caused by lower content of impurities, consumers prefer the reagents imported from China, India and Indonesia [9]. According to the results of the analysis of individual samples (Table 1), imported products are characterized by a higher content of the basic substance (up to 99.5 % wt.) and a lower concentration of sulfate ions (up to 0.05 % wt.).

The content of the main substance in the product is mainly determined by the course of the crystallization stage [10, 11], but also

Таблица 1. Физико-химические свойства образцов сульфаминовой кислоты [9]

Наименование показателя	Россия	Индонезия	Индия	Китай
Содержание основного вещества, % масс.	97,5	98,8	99,0	99,5
Содержание сульфат-ионов, % масс.	0,41	0,28	0,12	0,05
Насыпная плотность, кг/м ³	1000	1250	1250	1300
Сыпучесть, с	4,0–5,0	2,5–3,0	2,5–3,0	2,0–2,5

Table 1. Physicochemical properties of sulfamic acid samples [9]

Indicator name	Russian Federation	Indonesia	India	China
The content of the main substance, % wt.	97.5	98.8	99.0	99.5
The content of sulfate ions, % wt.	0.41	0.28	0.12	0.05
Bulk density, kg / m ³	1000	1250	1250	1300
Flowability, s	4.0–5.0	2.5–3.0	2.5–3.0	2.0–2.5

также зависит от параметров вспомогательных процессов выделения и очистки (стадии фильтрации и промывки). При изменении характеристик стадии кристаллизации можно регулировать полноту извлечения сульфаминовой кислоты и формирование ее кристаллической структуры, что определяет такие качественные показатели продукта, как насыпную плотность и сыпучесть [3]. Данная стадия во многом обуславливает технико-экономическую характеристику всего производства.

Для обработок скважин сульфаминовая кислота была предложена в конце 30-х гг. прошлого века, что нашло отражение в патентах США [12, 13]. В работе [12] предложено использование растворов сульфаминовой кислоты для удаления известковых отложений, а также для реакции с минералами породы, при проведении работ по вскрытию продуктивного пласта. Позднее было предложено применение 20–40 % масс. растворов сульфаминовой кислоты в смеси с содержащими один или два атома азота алкил-, арилпроизводными сульфаминовой кислоты [13]. Данный способ обработки предусматривал использование растворов, содержащих одновременно HCl и NH₂SO₃H, причем общая концентрация кислот составляла 10–40 % масс., а содержание NH₂SO₃H — не менее 5 % масс.

Отечественные исследования в области применения сульфаминовой кислоты для обработок призабойной зоны пласта выполнены в 60-х гг. XX века под руководством В.А. Амiana, разработанные технологии были внедрены в промышленность [14, 15]. Однако продолжительный опыт применения накоплен не был вследствие обнаруженной термической неустойчивости реагента. Выше 60 °C сульфаминовая кислота подвергается частичному гидролизу с образованием гидросульфата аммония NH₄HSO₄ (2), который при

depends on the parameters of the auxiliary processes of separation and purification (stages of filtration and washing). By changing the characteristics of the crystallization stage, it is possible to regulate the completeness of the extraction of sulfamic acid and the formation of its crystalline structure, which determines such quality indicators of the product as the bulk density and flowability [3]. This stage largely determines the technical and economic characteristics of the entire production.

For well treatments, sulfamic acid was proposed in the late 1930s, which is fixed in US patents [12, 13]. In work [12], the use of sulfamic acid solutions for descaling, as well as for the reaction with rock minerals, when reservoir opening, was proposed. Later, it was proposed to use 20–40 % wt. solutions of sulfamic acid in a mixture with alkyl and aryl derivatives of sulfamic acid containing one or two nitrogen atoms [13]. This treatment method provided for the use of solutions containing simultaneously HCl and NH₂SO₃H, and the total concentration of acids was 10–40 % wt, and the NH₂SO₃H content was at least 5 % wt.

Domestic research in the field of sulfamic acid application for bottomhole formation zone treatment was carried out in the 1960s under the leadership of V.A. Amian, the developed technologies were introduced into the industry [14, 15]. However, no long-term experience has been accumulated due to the detected thermal instability of the reagent. Above 60 °C, sulfamic acid undergoes partial hydrolysis with the formation of ammonium hydrosulfate NH₄HSO₄ (2), which at high temperatures can further hydrolyze

высокой температуре далее может гидролизироваться до сульфата аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$. NH_4HSO_4 в результате последующего взаимодействия с карбонатной породой приводит к получению малорастворимого сульфата кальция CaSO_4 (3), способного затем образовывать гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (4):

Увеличение концентрации растворов кислоты, пластовой температуры и продолжительности обработки способствует протеканию гидролиза сульфаминовой кислоты, что, в свою очередь, повышает вероятность образования неорганических отложений [16].

Растворимость сульфаминовой кислоты является ограниченной: при 20 °C в 100 г воды растворяется 21,3 г реагента (или 17,57 % масс.) [17, 18]. С возрастанием температуры растворимость кислоты увеличивается (таблица 2).

An increase in the concentration of acid solutions, reservoir temperature and treatment duration promotes hydrolysis of sulfamic acid, which, in turn, increases the likelihood of inorganic deposits formation [16].

The solubility of sulfamic acid is limited: at 20 °C, 21.3 g of the reagent (or 17.57 % wt) dissolves in 100 g of water [17, 18]. With increasing temperature, the solubility of the acid increases (table 2).

Таблица 2. Растворимость сульфаминовой кислоты в воде при различных температурах

Температура, °C	20	40	60
Растворимость, г/100 г	21,3	29,5	37,1

Table 2. Solubility of sulfamic acid in water at different temperatures

Temperature, °C	20	40	60
Solubility, g/100 g	21.3	29.5	37.1

Сульфаминовая кислота, подобно другим веществам, содержащим одновременно кислотные и основные группы, способна вступать в реакцию протолитиза (процесс передачи протонов между молекулами), в результате данного взаимодействия происходит образование цвиттер-иона (5) [19, 20]:

Наличие группы $-\text{SO}_3\text{H}$ обуславливает силу сульфокислот в водных растворах. Вследствие высокой диэлектрической проницаемости воды и ее повышенной способности образовывать водородные связи молекулы сульфаминовой кислоты в растворах могут образовывать аквакомплексы, либо протонироваться с образованием аквакомплекса, либо диссоциировать с образованием сульфамат-иона и иона гидроксония [20].

Sulfamic acid, like other substances containing both acidic and basic groups, is capable of entering into a protolysis reaction (the process of transfer of protons between molecules), as a result of this interaction, the formation of a zwitter-ion occurs (5) [19, 20]:

The presence of the $-\text{SO}_3\text{H}$ group determines the strength of sulfonic acids in aqueous solutions. Due to the high dielectric constant of water and its increased ability to form hydrogen bonds, sulfamic acid molecules in solutions can form aqua complexes, or protonate with the formation of an aqua complex, or dissociate with the formation of sulfamate ion and hydronium ion [20].

Заряд молекул сульфаминовой кислоты определяется значением pH раствора: в кислой среде ($\text{pH} < \text{pI}$) преобладает катионная форма, а в щелочной среде ($\text{pH} > \text{pI}$) – анионная (6):

Сульфаминовая кислота нашла применение при обработках в условиях карбонатных коллекторов, в результате реакций с карбонатами образуются более растворимые, чем $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, соли — сульфаматы (7)–(9):

Однако сульфаминовая кислота по сравнению с соляной кислотой является более слабой, константа диссоциации при 25°C составляет $1,01 \cdot 10^{-1}$, а значения pH растворов равны: 1,18 (0,1 н); 0,63 (0,5 н); 0,41 (1 н) [18, 21].

Сравнительный анализ скоростей растворения мрамора в присутствии 10 % масс. растворов кислот показывает [22], что в случае HCl значение составляет $7,6 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$, а в случае $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ — $1,56 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. При увеличении концентрации растворов данное соотношение скоростей сохраняется. В связи с большей молярной массой сульфаминовой кислоты по сравнению с соляной кислотой для полного растворения 100 кг мрамора, согласно теоретическим расчетам, потребуется 73 кг HCl и 194 кг $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, что, в свою очередь, вызывает необходимость обеспечивать достаточную концентрацию $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ в рабочих растворах кислотных составов [22].

По данным работы [23] диапазон концентраций сульфаминовой кислоты для обработки скважин изменяется в интервале 8–17 % масс. В некоторых источниках, например [24], этот интервал концентраций сужается до 10–15 % масс., при этом отмечается, что сульфаминовая кислота подходит для обработки сульфат- и железосодержащих коллекторов нагнетательных и добывающих скважин с температурой до 60°C . Однако добавление хлорида аммония в кислотные композиции, содержащие $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, смещает равновесие обратимого процесса, затрудняя

The charge of sulfamic acid molecules is determined by the pH value of the solution: in an acidic medium ($\text{pH} < \text{pI}$), the cationic form prevails, and in an alkaline medium ($\text{pH} > \text{pI}$), the anionic form (6):

Sulfamic acid has found application in treatments of carbonate reservoirs, as a result of reactions with carbonates, salts, which are more soluble than $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, are formed — sulfamates (7)–(9):

However, sulfamic acid is weaker than hydrochloric acid, the dissociation constant at 25°C is $1.01 \cdot 10^{-1}$, and the pH values of the solutions are: 1.18 (0.1 n); 0.63 (0.5 n); 0.41 (1 n) [18, 21].

Comparative analysis of the dissolution rates of marble in the presence of 10 % wt. solutions of acids shows [22] that in the case of HCl the value is $7.6 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$, and in the case of $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ — $1.56 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$. With an increase in the concentration of solutions, this ratio of rates remains. Due to the higher molar mass of sulfamic acid compared to hydrochloric acid, for the complete dissolution of 100 kg of marble, according to theoretical calculations, 73 kg of HCl and 194 kg of $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ will be required, which, in turn, necessitates ensuring a sufficient concentration of $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ in working solutions of acid compositions [22].

According to [23], the concentration range of sulfamic acid for well treatment varies in the range of 8–17 % wt. In some sources, for example [24], this concentration range is narrowed to 10–15 % wt, while it is noted that sulfamic acid is suitable for treating sulfate and iron-containing reservoirs of injection and production wells with temperatures up to 60°C . However, the addition of ammonium chloride to acidic compositions containing $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ shifts the equilibrium of the reversible process, hindering hydrolysis, which

протекание гидролиза, что позволяет применять кислоту для обработок высокотемпературных карбонатных коллекторов [4, 8].

С целью снижения скорости растворения породы в присутствии сульфаминовой кислоты было изучено влияние поверхностно-активных веществ (ПАВ) [25]. Исследования с образцами анионоактивного и неионогенного ПАВ показали, что для достижения необходимой степени замедления реакции растворения необходимы значительные концентрации. В частности, при использовании анионоактивного ПАВ ДС-РАС на основе алкиларилсульфонатов необходимая концентрация составляет 1 % масс., а для неионогенного ПАВ ОП-7, являющегося продуктом обработки смеси моно- и диалкилфенолов окисью этилена, – 0,5 % масс. Была показана необходимость дополнительных исследований взаимодействия смесей ПАВ с сульфаминовой кислотой.

При подборе эффективного ПАВ зачастую проводят определение межфазного натяжения на границе кислотного состава и углеводородной фазы. Закономерности изменения межфазного натяжения на границе растворов сульфаминовой кислоты, содержащих ПАВ различных классов, и углеводородных фаз (н-октана, керосина, нефти) изучены в работах [26, 27].

Критические концентрации мицеллообразования и значения межфазного натяжения зависят от типа углеводородной фазы, при этом было показано, что экономически целесообразное содержание изученных ПАВ в растворах сульфаминовой кислоты составляет 0,15–0,20% масс., так как при дальнейшем повышении концентрации не происходит значимого снижения межфазного натяжения [26].

Сравнение поведения ПАВ в растворах сульфаминовой кислоты и соляной кислоты на межфазной границе с углеводородными фазами свидетельствует о различном влиянии данных систем при увеличении концентрации кислот: $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ оказывает положительное действие на активность ПАВ, а HCl — негативное [27]. Наблюдаемые закономерности могут быть объяснены меньшим влиянием отрицательной адсорбции ионов гидроксония в растворах сульфаминовой кислоты, а также проявлением эффекта «высаливания» молекул ПАВ.

При использовании растворов соляной кислоты известно образование стойких труд-

allows the acid to be used for treating high-temperature carbonate reservoirs [4, 8].

In order to reduce the rate of rock dissolution in the presence of sulfamic acid, the effect of surfactants was studied [25]. Studies with samples of anionic and nonionic surfactants have shown that significant concentrations are required to achieve the required degree of inhibition of the dissolution reaction. In particular, when using the anionic surfactant DS-PAS based on alkylarylsulfonates, the required concentration is 1 % wt, and for the nonionic surfactant OP-7, which is the product of processing a mixture of mono- and dialkylphenols with ethylene oxide, is 0.5 % wt. The necessity for additional studies of the interaction of surfactants mixtures with sulfamic acid was shown.

When selecting an effective surfactant, the interfacial tension is often determined at the interface between the acid composition and the hydrocarbon phase. The patterns of change in interfacial tension at the interface between sulfamic acid solutions containing surfactants of various classes and hydrocarbon phases (n-octane, kerosene, oil) were studied in [26, 27].

Critical micelle concentration and interfacial tension values depend on the type of hydrocarbon phase, while it was shown that the feasible content of the studied surfactants in sulfamic acid solutions is 0.15–0.20 % wt, since with a further increase in concentration there is no significant decrease interfacial tension [26].

Comparison of the behavior of surfactants in solutions of sulfamic acid and hydrochloric acid at the interface with hydrocarbon phases indicates a different effect of these systems with increasing acid concentration: $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ has a positive effect on surfactant activity, while HCl has a negative effect [27]. The observed patterns can be explained by the lesser effect of negative adsorption of hydronium ions in sulfamic acid solutions, as well as by the manifestation of the effect of «salting out» surfactant molecules.

When using hydrochloric acid solutions, it is known the formation of persistent, difficult-to-break, high-viscosity emulsions and sludge upon contact with oil, which increases filtration

норазрушаемых высоковязких эмульсий и шламов при контакте с нефтью, что увеличивает фильтрационные сопротивления, снижая эффективность обработки. В случае сульфаминовой кислоты зачастую образуются устойчивые кислотонефтяные эмульсии, не расслаивающиеся в статических условиях, но характеризующиеся меньшей вязкостью и достаточно легко фильтрующиеся через мелкоячеистое сито без отложений шлама на его поверхности [26, 28–30].

Результаты исследований образования нефтекислотных эмульсий в свободном объеме нашли подтверждение в ходе фильтрационных экспериментов по закачке кислотных составов в пористую среду при термобарических условиях, близких к пластовым [28]. Фильтрация раствора сульфаминовой кислоты обеспечила значительно более высокую фазовую проницаемость по вытесняющему агенту в сравнении с растворами соляной кислоты, в том числе при добавлении ПАВ. Наблюдаемые закономерности во многом обусловлены различиями в устойчивости эмульсий к механическому разрушению при фильтрации через поровые каналы. В свою очередь, устойчивость эмульсий определяется дестабилизирующим действием кислот на полярные компоненты нефти, способные упрочнять бронирующие оболочки глобул.

Меньшее дестабилизирующее действие сульфаминовой кислоты на агрегативную устойчивость асфальтенов в нефти по сравнению с соляной кислотой объясняется преобладанием процессов протонирования полярных групп молекул асфальтенов над разрушением их агрегатов, интенсивно протекающим в присутствии растворов HCl [31].

Деэмульгирующие свойства ПАВ в растворах сульфаминовой кислоты по отношению к эмульсиям, образующимся при смешении кислотного состава и нефти, изучены в работе [26]. Эффективность разделения исследованных эмульсий отмечена в случае ряда ПАВ (Нефтенол ВВД, Фосфол-10, Сульфол, Катасол-28-6). По результатам сравнительного анализа деэмульгирующих свойств и межфазной активности для проведения кислотных обработок с применением растворов сульфаминовой кислоты рекомендовано использование ПАВ Нефтенол ВВД на основе оксиэтилированных алкилфенолов и их сульфэтоксилатов.

Растворы сульфаминовой кислоты, дополнительно содержащие гидроксид и карбонат

resistance, reducing the treatment efficiency. In the case of sulfamic acid, stable oil-acid emulsions are often formed that do not delaminate under static conditions, but are characterized by a lower viscosity and are rather easily filtered through a fine mesh sieve without sludge deposits on its surface [26, 28–30].

The results of studies of the formation of oil-acid emulsions in a free volume were confirmed during filtration experiments on the injection of acid compositions into a porous medium under thermobaric conditions close to reservoir [28]. Filtration of the sulfamic acid solution provided a significantly higher phase permeability with respect to the displacing agent in comparison with hydrochloric acid solutions, including the addition of surfactants. The observed patterns are largely due to differences in the stability of emulsions to mechanical destruction during filtration through pore channels. In turn, the stability of emulsions is determined by the destabilizing effect of acids on the polar components of oil, which can strengthen the armor shells of the globules.

The lesser destabilizing effect of sulfamic acid on the aggregate stability of asphaltenes in oil in comparison with hydrochloric acid is explained by the predominance of the processes of protonation of polar groups of asphaltene molecules over the destruction of their aggregates, which occurs intensively in the presence of HCl solutions [31].

The demulsifying properties of surfactants in sulfamic acid solutions with respect to emulsions formed by mixing an acidic composition and oil were studied in [26]. The separation efficiency of the studied emulsions was noted in the case of a number of surfactants (Neftenol VVD, Phosphol-10, Sulfonol, Katasol-28-6). Based on the results of a comparative analysis of demulsifying properties and interfacial activity for acid treatments using sulfamic acid solutions, it is recommended to use Neftenol VVD surfactants based on oxyethylated alkyl phenols and their sulfoethoxylates.

Sulfamic acid solutions, additionally containing sodium hydroxide and sodium

натрия, также проявляют деэмульгирующие свойства в отношении водонефтяных эмульсий, что обусловлено особенностями строения молекул кислоты [32]. Авторы работы отмечают, что указанные водные растворы могут быть использованы для создания деэмульгаторов для обезвоживания нефти.

Одним из самых очевидных осложнений при кислотных обработках является коррозия оборудования. Подробные исследования скорости коррозии стали под действием сульфаминовой кислоты, где сравнивалась агрессивность соляной и серной кислот по отношению к сульфаминовой, показали, что данная кислота ближе к H_2SO_4 , чем к HCl [33]. Также были отмечены следующие закономерности поведения $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$:

- увеличение концентрации кислоты в интервале 5–15 % масс. практически не влияет на скорость коррозии;
- увеличение скорости коррозии наблюдается в первые часы взаимодействия кислоты с металлом, при последующем воздействии скорость коррозии снижается из-за образования гидрофильной пленки.

Снижение скорости коррозии с течением времени объясняется авторами проявляющимися поверхностно-активными свойствами $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ в водном растворе. Данные свойства вносят свои ограничения по применению ингибиторов и обуславливают точное дозирование реагентов, так как избыток ингибитора может привести к увеличению скорости коррозии.

Неоднозначное поведение ингибиторов коррозии в растворах сульфаминовой кислоты также изучено в работе [34], было показано, что подбор ингибитора для кислотных составов на основе сульфаминовой кислоты требует комплексного подхода. Следует отметить, что определение коррозионной агрессивности кислотных составов целесообразно проводить не только в статических, но и в динамических условиях, так как скорость потока значительно снижает ингибиторную защиту ПАВ [35].

При исследовании взаимодействия породы терригенного коллектора с грязевой кислотой было установлено, что замена HF на ее аммонийные соли обеспечивает менее интенсивное осаждение продуктов реакции в силу действия солевого эффекта [36]. Дальнейшая замена HCl на менее реакционно-активную $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ в составе грязевой кислоты обеспе-

carbonate, also exhibit demulsifying properties in relation to water-in-oil emulsions, which is due to the peculiarities of the structure of acid molecules [32]. The authors of the work note that these aqueous solutions can be used to create demulsifiers for oil dehydration.

One of the most obvious complications of acidizing is equipment corrosion. Detailed studies of the corrosion rate of steel under the action of sulfamic acid, where the aggressiveness of hydrochloric and sulfuric acids with respect to sulfamic acids was compared, showed that this acid is closer to H_2SO_4 than to HCl [33]. The following patterns of behavior of $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ were also noted:

- an increase in acid concentration in the range of 5–15 % wt practically does not affect the corrosion rate;
- an increase in the corrosion rate is observed in the first hours of the interaction of the acid with the metal; with subsequent exposure, the corrosion rate decreases due to the formation of a hydrophilic film.

The decrease in the corrosion rate over time is explained by the authors of the manifested surfactant properties of $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ in an aqueous solution. These properties impose their own restrictions on the use of inhibitors and determine the precise dosage of reagents, since an excess of inhibitor can lead to an increase in the corrosion rate.

The ambiguous behavior of corrosion inhibitors in sulfamic acid solutions was also studied in [34]; it was shown that the selection of an inhibitor for acid compositions based on sulfamic acid requires an integrated approach. It should be noted that it is advisable to determine the corrosiveness of acid compositions not only under static, but also under dynamic conditions, since the flow rate significantly reduces the inhibitory protection of surfactants [35].

When studying the interaction of the rock of the terrigenous reservoir with mud acid, it was found that replacing HF with its ammonium salts provides less intensive precipitation of the reaction products due to the action of the salt effect [36]. Further replacement of HCl with less reactive $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ in the composition of mud acid

чивает ещё большее снижение интенсивности осадкообразования.

Анализ литературных данных свидетельствует о том, что в случае терригенных коллекторов сульфаминовая кислота не используется в чистом виде, а применяется в смеси с фторидом и бифторидом аммония [37–42]. В основе применения данных составов лежат реакции взаимодействия компонентов с образованием фтористоводородной кислоты (10), (11), способной растворять кольматанты и минералы терригенной породы:

Составы подобной композиции реагентов, помимо сульфаминовой кислоты, фторида и бифторида аммония, могут содержать фосфоновые кислоты и хлористый аммоний и используются для обработки терригенных коллекторов и разглинизации призабойной зоны скважин. В сухокислотном составе [38] предложено использовать эквимолекулярное соотношение сульфаминовой кислоты и фторида или бифторида аммония, что позволяет реагентам расходоваться только на образование плавиковой кислоты и предотвращает гидролиз сульфаминовой кислоты, расширяя температурный диапазон применения данного кислотного состава.

В работах [25, 43, 44] приведены результаты применения в промышленных условиях сульфаминовой кислоты для обработок карбонатных коллекторов. Согласно анализу эффективности технологии, на нагнетательных скважинах увеличение приемистости составило 1,1–4,7 раза с продолжительностью эффекта до 540 дней. Обработка добывающих скважин проводилась на месторождениях «Пермнефть», где увеличение производительности скважин оценивалось до 6 раз с продолжительностью эффекта до 120 дней. При дополнительной оценке авторы отметили, что полученный результат превысил эффект от гидроразрыва пласта при стоимости обработки вдвое меньше.

Интересным с точки зрения технологического решения является особенность приготовления раствора сульфаминовой кислоты, имеющей эндотермический эффект при растворении. Тривиальным вариантом является приготовление раствора кислоты в емкости при интенсивном перемешивании и подогреве. По другому варианту кристаллы кис-

provides an even greater decrease in the intensity of sedimentation.

Analysis of literature data indicates that in the case of terrigenous reservoirs, sulfamic acid is not used in its pure form, but is used in a mixture with fluoride and ammonium bifluoride [37–42]. The application of these compositions is based on the interaction reactions of the components with the formation of hydrofluoric acid (10), (11), capable of dissolving bridging agents and minerals of terrigenous rocks:

Compositions of such a composition of reagents, in addition to sulfamic acid, fluoride and ammonium bifluoride, may contain phosphonic acids and ammonium chloride and are used for treating terrigenous reservoirs and de-claying the bottomhole zone of wells. In the dry acid composition [38], it was proposed to use the equimolecular ratio of sulfamic acid and ammonium fluoride or bifluoride, which allows the reagents to be consumed only for the formation of hydrofluoric acid and prevents the hydrolysis of sulfamic acid, expanding the temperature range of application of this acid composition.

The works [25, 43, 44] show the results of using sulfamic acid in the field conditions for treating carbonate reservoirs. According to the analysis of the efficiency of the technology, the increase in injectivity at injection wells was 1.1–4.7 times with the effect duration up to 540 days. Treatment of production wells was carried out at the Permneft fields, where the increase in well productivity was estimated up to 6 times with the effect duration up to 120 days. In an additional assessment, the authors noted that the result obtained exceeded the effect of hydraulic fracturing at a cost of treatment half as much.

An interesting feature from the point of view of a technological solution is the peculiarity of preparing a solution of sulfamic acid, which has an endothermic effect upon dissolution. A trivial option is to prepare an acid solution in a container with vigorous stirring and heating. Alternatively, crystals of acid with water can be fed to the intake of the

лоты с водой могут подаваться на прием цементирующего агрегата и закачиваться в скважину. Особенностью данного способа является то, что кристаллы только частично растворялись, а часть нерастворенных кристаллов в виде временно колюматирующего материала накапливается на забое скважины. После задавливания кислоты скважину переводят в режим нагнетания воды, вследствие чего кристаллы растворяются и постепенно реагируют с породой. Одним из преимуществ такого способа авторы данных работ отмечают длительное поддержание низкого значения pH, в результате чего снижается набухание глин и образование гидроокиси железа.

Помимо непосредственно кислотных обработок пласта, в нефтяной промышленности существуют разработки применения сульфаминовой кислоты для удаления фильтрационной корки, где первая часть кислоты с ПАВ добавляется в буровой раствор на последней стадии, а вторая часть с добавлением перекисных соединений идет на обработку пласта [45].

В патентах [46, 47] рассматривается использование сульфаминовой кислоты для борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми (АСПО) и солевыми отложениями в сочетании с другими реагентами. Например, для восстановления продуктивности скважин, заблокированных АСПО, предложена технология обработки растворителем (хлор-, фторпроизводных метанового ряда) в сочетании с кислотной обработкой сульфаминовой кислотой, где до закачки растворителя проводят обработку 14–18 % масс. раствором кислоты, а после — 7–9 % масс. [46]. Для удаления солевых отложений возможно использование сульфаминовой кислоты в концентрации 8–11 % масс. в сочетании с трихлоруксусной кислотой, ингибитором коррозии КПИ-19 и ПАВ ОП-10 [47].

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина разработка комплексной технологии для нагнетательных скважин была начата в 2007 г. [48], на основании исследований предложен комплекс работ, состоящий из трех этапов. Для обработки пласта применялся сухокислотный состав СК-ТК-4 на основе сульфаминовой кислоты. По итогам работы было обработано порядка 200 скважин, эффективность воздействия составила порядка 85 % [49].

Сухокислотные составы на основе сульфаминовой кислоты и фторида и бифторида аммония использовались при разработке многоэтапной технологии стимуляции добывающих

cementing unit and pumped into the well. A feature of this method is that the crystals are only partially dissolved, and part of the undissolved crystals in the form of a temporary clogging material accumulates at the bottom of the well. After crushing the acid, the well is transferred to the water injection mode, as a result of which the crystals dissolve and gradually react with the rock. One of the advantages of this method, the authors of these works note the long-term maintenance of a low pH value, as a result of which the swelling of clays and the formation of iron hydroxide are reduced.

In addition to directly acidizing the formation, in the oil industry there are developments in the use of sulfamic acid to remove the filter cake, where the first part of the acid with surfactant is added to the drilling fluid at the last stage, and the second part, with the addition of peroxide compounds, is used to treat the formation [45].

The patents [46, 47] consider the use of sulfamic acid to combat asphaltene-resin-paraffinic (ARPD) and salt deposits in combination with other reagents. For example, to restore the productivity of wells blocked by ARPD, a solvent treatment technology (chlorine and fluorine derivatives of the methane series) in combination with acid treatment with sulfamic acid, where 14–18 % wt acid solution, and after — 7–9 % wt [46]. To remove salt deposits, it is possible to use sulfamic acid at a concentration of 8–11 % wt in combination with trichloroacetic acid, corrosion inhibitor KPI-19 and surfactant OP-10 [47].

At the National State University of Oil and Gas «Gubkin University», the development of an integrated technology for injection wells was started in 2007 [48], based on the research, a set of works was proposed, consisting of three stages. A dry acid composition SK-TK-4 based on sulfamic acid was used to treat the formation. As a result of the work, about 200 wells were treated, the impact efficiency was about 85 % [49].

Dry acid compositions based on sulfamic acid and ammonium fluoride and bifluoride were used in the development of a multi-stage technology for stimulating production wells

скважин [50]. Разработанная кислотная система удерживает большее количество вторичных осадков при нейтрализации, препятствует образованию эмульсий и осадков при взаимодействии с нефтью, эффективно отмыкает АСПО, характеризуется низкой коррозионной активностью по отношению к стали и замедленной скоростью реакции с кварцевой составляющей коллектора, что обеспечивает более глубокое проникновение кислотного состава в глубь пласта и обработку отдаленных зон.

Выводы

Интерес к сухокислотным составам в нефтегазовой промышленности ведет к росту внимания к сульфаминовой кислоте, которая, по сравнению с соляной кислотой, отличается низкой скоростью реакции с породой и меньшей агрессивностью по отношению к стальному оборудованию. Сульфаминовая кислота совместима с пластовыми нефтями и положительно влияет на активность синтетических ПАВ, которые добавляются в кислотные составы.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 120 с.
2. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. Т. 4. 703 с.
3. Яценко А.Г., Орлова Н.В., Пятакова Н.В. Исследование процесса кристаллизации сульфаминовой кислоты // *Theoretical and Applied Science*. 2014. № 7 (15). С. 43–45.
4. Пат. 2689937 РФ, МПК С 09 К 8/74. Сухокислотный состав для кислотной обработки карбонатных и терригенных коллекторов и способ его применения / Д.Ю. Елисеев, Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, М.Д. Пахомов, Е.М. Силина, В.А. Цыганков. 2018124552, Заявлено 05.07.2018; Оpubл. 29.05.2019. Бюл. 16.
5. Пат. 2618547 РФ, МПК Е 21 В 33/138. Способ разработки карбонатного нефтяного пласта (варианты) / Р.С. Хисамов, М.Р. Хисаметдинов, З.М. Ганеева, А.В. Федоров, Д.В. Нуриев. 2016106803, Заявлено 25.02.2016; Оpubл. 04.05.2017. Бюл. 13.
6. Пат. 2614832 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Способ освоения нефтедобывающей скважины и устройство для его осуществления / Р.Х. Саетгарсав, И.Х. Кашапов, Е.Ю. Звездин, Е.А. Андаева, Д.З. Кадыров. 2015132341, Заявлено 03.08.2015; Оpubл. 29.03.2017. Бюл. 10.
7. Федоров А.В., Нуриев Д.В., Хисаметдинов М.Р., Ганеева З.М. Поиск путей увеличения эффективности кислотных композиций в карбонатных породах различного минерального состава // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2015. № 5. С. 9–21.
8. Магадова Л.А., Цыганков В.А., Пахомов М.Д., Юнусов Т.И. Разработка термостабильного сухокислотного состава на основе сульфаминовой кислоты // *Труды*
9. Яценко А.Г., Орлова Н.В., Пятакова Н.В. Исследование процесса кристаллизации сульфаминовой кислоты с улучшением качественных показателей // *Актуальные направления научных исследований XXI века: теория и практика*. 2014. Т. 2. № 6 (11). С. 273–278. DOI: 10.12737/6865.
10. Лебедев И.В., Эльцуфен М.И., Коган В.В. Кристаллизация из растворов в химической промышленности. М.: Химия, 1986. 304 с.
11. Воякина Н.В., Коновалов В.И. Исследование кинетики кристаллизации беллофора ОБ, осложненной химической реакцией // *Вестник Тамбовского государственного технического университета*. 2008. Т. 14. № 3. С. 513–516.
12. Pat. 2225294 US. Cleaning Process / E.K. Bolten, J.K. Hunt. 188924, Application 05.02.1938; Patented 17.12.1940.
13. Pat. 2148006 US. Acidizing Wells / M.H. Averson. 236318, Application 21.10.1938; Patented 21.02.1939.
14. А.С. 314883 СССР, МПК Е 21 В 43/27. Способ кислотной обработки скважин / А.В. Амиян, В.С. Уголев, В.П. Шалинов. 1064320/22-3, Заявлено 26.03.1966; Оpubл. 21.09.1971. Бюл. 28.
15. Амиян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. М.: Недра, 1970. 279 с.
16. Гасумов Р.А., Климов А.А., Гасумов Э.Р. Солеотложения при эксплуатации газоконденсатных скважин // *Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета*. 2010. № 2. С. 12–16.
17. Патокина О.Ю., Хижняк Г.П., Глущенко В.Н., Гладких Е.А. Сухокислотные составы для нефтегазовой промышленности // *Нефтепромысловое дело*. 2019. № 8

[50]. The developed acid system retains a greater amount of secondary sediments during neutralization, prevents the formation of emulsions and sediments when interacting with oil, effectively launders ARPD, is characterized by low corrosivity towards steel and a slow reaction rate with the quartz component of the reservoir, which ensures deeper penetration of the acid composition into the depth of the reservoir and the processing of remote zones.

Conclusions

Interest to dry acid compositions in the oil and gas industry leads to increased attention to sulfamic acid, which, in comparison with hydrochloric acid, is characterized by a slow reaction rate with the rock and less aggressive towards steel equipment. Sulfamic acid is compatible with formation oils and has a positive effect on the activity of synthetic surfactants that are added to acid compositions.

Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2019. № 4 (297). С. 186–198. DOI: 10.33285/2073-9028-2019-4(297)-186-198.

(608). С. 19–24. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-19-24.

18. Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology. New York: John Wiley and Sons, 2006. Vol. 23. 912 p.

19. Максин В.И., Стандритчук О.З. Кинетика и механизм гидролиза сульфаминовой кислоты // Журнал физической химии. 1995. Т. 69. № 6. С. 974–979.

20. Амерханова Ш.К., Шляпов Р.М., Уали А.С. Особенности процессов протолиза сульфаминовой кислоты в водно-органических растворителях // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Химия. Биология. Фармация. 2014. № 3. С. 5–8.

21. Новый справочник химика и технолога. Химическое равновесие. Свойства растворов / Под ред. С.Н. Симановой. СПб.: АНО «НПО» Профессионал, 2004. 998 с.

22. Амиян В.А., Уголев В.С., Панкратова М.Н. Влияние температуры на эффективность обработок карбонатных коллекторов сульфаминовой кислотой // Нефтяное хозяйство. 1971. № 2. С. 35–38.

23. Кристиан М., Сокол С., КонстантINESКУ А. Увеличение продуктивности и приёмистости скважин. М.: Недра, 1985. 185 с.

24. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. 455 с.

25. Уголев В.С., Шалинов В.П., Южанинов П.М. Повышение приёмистости нагнетательных скважин путем их обработки сульфаминовой кислотой // Нефтепромысловое дело. 1971. № 7. С. 9–11.

26. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Давлетов З.Р., Власова В.Д. Исследование межфазного натяжения на границе между углеводородной фазой и кислотными составами на основе сульфаминовой кислоты и поверхностно-активных веществ // Территория «Нефтегаз». 2017. № 9. С. 72–78.

27. Силин М.А., Магадова Л.А., Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф., Власова В.Д., Юнусов Т.И., Макарова А.М. Аспекты взаимодействия ПАВ-кислотных составов на межфазной границе с углеводородами // Журнал прикладной химии. 2019. Т. 92. № S13. С. 1732–1741. DOI: 10.1134/S0044461819130139.

28. Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Губанов В.Б., Михайлова П.С., Власова В.Д. Исследование особенностей взаимодействия нефти и кислотных систем в условиях пористой среды // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2017. № 4 (289). С. 132–142.

29. Ганеева Ю.М., Барская Е.Е., Охотникова Е.С., Юсупова Т.Н., Давлетшина Л.Ф., Гуськова И.А. Распределение парафиновых углеводородов и асфальтенов в кислотной водонефтяной эмульсии // Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 6. С. 742–750. DOI: 10.1134/S0028242118050052.

30. Давлетшина Л.Ф., Власова В.Д., Вагапова Ю.Ж. Характеристики эмульсий, образующихся при взаимодействии кислоты с нефтью // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: матер. IV Международ. науч.-практ. конф. Альметьевск: АГНИ, 2019. С. 51–55.

31. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Власова В.Д., Юнусов Т.И., Мерзляков К.К. Особенности

межфазных явлений на границе углеводородных систем с кислотами // Химия и технология топлив и масел. 2020. № 2 (618). С. 25–30.

32. Едигарьев Р.С., Батыршина Н.Х., Очередко Ю.А. Исследование деэмульгирующих свойств растворов на основе сульфаминовой кислоты // Инновации и перспективы современной науки. Естественной науки: матер. конф. Астрахань: Изд-во Астраханский университет, 2018. С. 130–133.

33. Амиян В.А., Уголев В.С., Кузнецов Г.Н. Результаты исследования коррозии металла в растворах сульфаминовой кислоты // Нефтяное хозяйство. 1969. № 10. С. 62–65.

34. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Пахомов М.Д., Тимербулатова Ю.М., Самсоненко Е.А. Изучение работы современных ингибиторов коррозии в кислотных системах // Практика противокоррозионной защиты. 2016. № 4 (82). С. 22–30.

35. Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Ефанова О.Ю., Потешкина К.А. Проблема исследования коррозии гибких труб, возникающая при кислотных обработках // Технологии нефти и газа. 2012. № 2 (79). С. 12–15.

36. Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Пахомов М.Д., Давлетов З.Р. Исследование растворения породы терригенных пластов во фторсодержащих кислотных составах // Территория «Нефтегаз». 2015. № 12. С. 94–100.

37. Глазков А.А., Маричев Ф.Н. О возможности применения сульфаминовой кислоты для обработки терригенных коллекторов // Нефтепромысловое дело. 1980. № 7. С. 35–37.

38. Пат. 2101482 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Кислотный состав для обработки терригенных коллекторов / Р.С. Магадов, М.А. Силин, Е.Г. Гаевой, М.И. Рудь, Л.А. Магадова, Г. Чекалина, С.В. Максимова, Ю.А. Поддубный, Ф.Х. Галеев, А.Г. Дябин, В.А. Кан, А.Я. Соркин. 96103096/03, Заявлено 16.02.1996; Опубл. 10.01.1998.

39. Пат. 2182963 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Кислотный состав для обработки терригенных коллекторов / И.Д. Ахметшин, И.С. Кольчугин, В.М. Лимановский, М.В. Литвинов, О.Г. Лышко, Н.Л. Осенов, Е.В. Осипов, Н.Е. Самородская, В.Т. Филипов. 2001100138/03, Заявлено 03.01.2001; Опубл. 27.05.2002. Бюл. 15.

40. Пат. 2272904 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Сухокислотный состав для обработки терригенных коллекторов и разглинizations призабойной зоны скважин / Е.А. Румянцев, К.В. Стрижнев, М.В. Лапшина. 2004129513/03, Заявлено 07.10.2004; Опубл. 27.03.2006. Бюл. 9.

41. Пат. 2301248 РФ, МПК С 09 К 8/74. Базовая основа состава для кислотной обработки терригенного коллектора и разглинizations призабойной зоны пласта / С.Н. Веселков, В.Т. Гребенников, А.И. Миков, А.И. Шипилов. 2005133759/03, Заявлено 01.11.2005; Опубл. 20.06.2007. Бюл. 17.

42. Пат. 2337126 РФ, МПК С 09 К 8/74. Кислотный состав для обработки терригенных коллекторов и удаления солейложений / В.А. Волков, В.Г. Беликова, А.Н. Турапин, Е.С. Калинин, Л.Н. Баландин, И.В. Царьков, Н.М. Данилова, С.М. Соломонов. 2006135924/03, Заявлено 10.10.2006; Опубл. 27.10.2008. Бюл. 30.

43. Амиян В.А., Уголев В.С., Шалинов В.П., Южанинов П.М. Обработка скважин сульфаминовой

кислотой на промыслах объединения «Пермнефть» // Нефтепромысловое дело. 1970. № 4. С. 22–24.

44. Амиан В.А., Уголев В.С., Шалинов В.П., Южанинов П.М. Основные результаты обработок скважин сульфаминовой кислотой на промыслах объединения «Пермнефть» // Нефтяное хозяйство. 1974. № 3. С. 55–57.

45. Пат. 2540767 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Способ удаления кольматирующих образований из призабойной зоны пласта после первичного вскрытия для восстановления фильтрационно-емкостных свойств коллектора / В.Л. Воеводкин, А.М. Нацепинская, О.В. Гаршина, С.Е. Ильясов, К.В. Кохан, Ф.Н. Гребнева. 2013152314/03, Заявлено 25.11.2013; Опубл. 10.02.2015. Бюл. 4.

46. Пат. 2103477 РФ, МПК Е 21 В 37/00. Способ обработки призабойной зоны пласта / П.И. Кононенко, В.А. Богуслаев, К.К. Квитчук, О.А. Макаров. 96124458/03, Заявлено 27.12.1996; Опубл. 27.01.1998.

47. Пат. 2482153 РФ, МПК С 09 К 8/528. Раствор для регенерации фильтров гидрогеологических скважин / А.Я. Третьяк, М.Л. Бурда, С.А. Онофриенко, А.А. Третьяк. 2011137732/03, Заявлено 13.09.2011; Опубл. 20.05.2013. Бюл. 14.

48. Давлетшина Л.Ф., Магадова Л.А., Силин М.А., Ефанова О.Ю., Исмагилов Ф.З., Ахметшин Р.М. Кислотная обработка нагнетательных скважин. Старые проблемы — новые решения // Территория «Нефтегаз». 2009. № 3. С. 38–41.

49. Давлетшина Л.Ф., Гуськова И.А., Гарипова Л.И., Ахметшина А.С. Комплексный подход к созданию технологии обработки призабойной зоны нагнетательных скважин и оценка ее эффективности // Нефтяное хозяйство. 2020. № 7. С. 40–42. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-7-40-42.

50. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Ефанова О.Ю. Стимуляция терригенных коллекторов по межтрубному пространству добывающих скважин // Нефтепромысловое дело. 2012. № 7. С. 27–30.

REFERENCES

1. Silin M.A., Magadova L.A., Tsygankov V.A., Mukhin M.M., Davletshina L.F. *Kislotnye obrabotki plastov i metodiki ispytaniya kislotnykh sostavov* [Reservoir Acidizing and Acid Systems Test Methods]. Moscow, RGU nefti i gaza imeni I.M. Gubkina Publ., 2011. 120 p. [in Russian].
2. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftpromyslovaya khimiya. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield Chemistry. Acid Well Treatment]. Moscow, Interkontakt Nauka Publ., 2010, Vol. 4. 703 p. [in Russian].
3. Yashchenko A.G., Orlova N.V., Pyatakova N.V. Issledovanie protsessa kristallizatsii sul'faminovoi kisloty [The Research of the Crystallization Process of Sulfamic Acid]. *Theoretical and Applied Science*, 2014, No. 7 (15), pp. 43–45. [in Russian].
4. Eliseev D.Yu., Magadova L.A., Malkin D.N., Pakhomov M.D., Silina E.M., Tsygankov V.A. *Sukhokislotnyi sostav dlya kislotnoi obrabotki karbonatnykh i terrigenykh kolektorov i sposob ego primeneniya* [Dry Acid Composition for Acid Treatment of Carbonate and Terrigenous Reservoirs and Method of its Application]. Patent RF, No. 2689937, 2019. [in Russian].

5. Khisamov R.S., Khisametdinov M.R., Ganeeva Z.M., Fedorov A.V., Nuriev D.V. *Sposob razrabotki karbonatnogo neflyanogo plasta (varianty)* [Method for the Development of a Carbonate Oil Reservoir (Options)]. Patent RF, No. 2618547, 2017. [in Russian].
6. Saetgaraev R.Kh., Kashapov I.Kh., Zvezdin E.Yu., Andaeva E.A., Kadyrov D.Z. *Sposob osvoeniya nefteobryvayushchei skvazhiny i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya* [A Method of Developing an Oil Producing Well and a Device for its Implementation]. Patent RF, No. 2614832, 2017. [in Russian].
7. Fedorov A.V., Nuriev D.V., Khisametdinov M.R., Ganeeva Z.M. Poisk putei uvelicheniya effektivnosti kislotnykh kompozitsii v karbonatnykh porodakh razlichnogo mineral'nogo sostava [Search for the Methods to Increase Acid Compositions Efficiency in Carbonate Rocks of Various Mineral Composition]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa — Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2015, No. 5, pp. 9–21. [in Russian].
8. Magadova L.A., Tsygankov V.A., Pakhomov M.D., Yunusov T.I. Razrabotka termostabil'nogo sukhokislotnogo sostava na osnove sul'faminovoi kisloty [Development of Thermostable Dry Acid Composition Based on Sulfamic Acid]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza im. I.M. Gubkina — Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2019, No. 4 (297), pp. 186–198. DOI: 10.33285/2073-9028-2019-4(297)-186-198. [in Russian].
9. Yashchenko A.G., Orlova N.V., Pyatakova N.V. Issledovanie protsessa kristallizatsii sul'faminovoi kisloty s uluchsheniem kachestvennykh pokazatelei [Investigation of the Process of Crystallization of Sulfamic Acid with an Improvement in Quality Indicators]. *Aktual'nye napravleniya nauchnykh issledovaniy XXI veka: teoriya i praktika — Aktual'nye Napravleniya Nauchnykh Issledovaniy XXI Veka: Teoriya i Praktika*, 2014, Vol. 2, No. 6 (11), pp. 273–278. DOI: 10.12737/6865. [in Russian].
10. Lebedev I.V., Eltsufen M.I., Kogan V.V. *Kristallizatsiya iz rastvorov v khimicheskoi promyshlennosti* [Crystallization from Solutions in the Chemical Industry]. Moscow, Khimiya Publ., 1986. 304 p. [in Russian].
11. Voyakina N.V., Kononov V.I. Issledovanie kinetiki kristallizatsii belofofa OB, oslozhnennoi khimicheskoi reaktsei [Research into Crystallization Kinetics of Belophor OB Complicated by Chemical Reaction]. *Vestnik Tambovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta — Transactions of TSTU*, 2008, Vol. 14, No. 3, pp. 513–516. [in Russian].
12. Bolten E.K., Hunt J.K. *Cleaning Process*. Patent US, No. 2225294, 1940.
13. Averson M.H. *Acidizing Wells*. Patent US, No. 2148006, 1939.
14. Amian A.V., Ugolev V.S., Shalinov V.P. *Sposob kislotnoi obrabotki skvazhin* [Well Acidizing Method]. Patent USSR, No. 314883, 1971. [in Russian].
15. Amian V.A., Ugolev V.S. *Fiziko-khimicheskie metody povysheniya proizvoditel'nosti skvazhin* [Physicochemical Methods for Increasing Well Productivity]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 279 p. [in Russian].
16. Gasumov R.A., Klimov A.A., Gasumov E.R. Soleotlozheniya pri ekspluatatsii gazokondensatnykh skvazhin [Salt Deposits During the Operation of Gas Condensate Wells]. *Vestnik Severo-Kavkazskogo*

gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta — Newsletter of North-Caucasus State Technical University, 2010, No. 2, pp. 12–16. [in Russian].

17. Patokina O.Yu., Khizhnyak G.P., Glushchenko V.N., Gladikh E.A. Sukhokislotsnye sostavy dlya neftegazovoi promyshlennosti [Dry Acid Compositions for Oil-And-Gas Producing Industry]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2019, No. 8 (608), pp. 19–24. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-19-24. [in Russian].

18. Kirk-Othmer *Encyclopedia of Chemical Technology*. New York, John Wiley and Sons, 2006, Vol. 23. 912 p.

19. Maksin V.I., Standritchuk O.Z. Kinetika i mekhanizm gidroliza sul'faminovoi kisloty [Kinetics and Mechanism of Sulfamic Acid Hydrolysis]. *Zhurnal fizicheskoi khimii — Russian Journal of Physical Chemistry*, 1995, Vol. 69, No. 6, pp. 974–979. [in Russian].

20. Amerkhanova Sh.K., Shlyapov R.M., Uali A.S. Osobennosti protsessov protoliza sul'faminovoi kisloty v vodno-organicheskikh rastvoritelyakh [Features of the Dissociation Process of Sulfamic Acid in Aqueous-Organic Solvents]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Khimiya. Biologiya. Farmatsiya — Proceedings of Voronezh State University. Series: Chemistry. Biology. Pharmacy*, 2014, No. 3, pp. 5–8. [in Russian].

21. *Novyi spravochnik khimika i tekhnologa. Khimicheskoe ravновесие. Svoystva rastvorov* [New Handbook of Chemist and Technologist. Chemical Equilibrium. Properties of Solutions]. Ed. by S.N. Simanovoi. St. Petersburg, ANO «NPO» Professional Publ., 2004. 998 p. [in Russian].

22. Amiyani V.A., Ugolev V.S., Pankratova M.N. Vliyaniye temperatury na effektivnost' obrabotok karbonatnykh kollektorov sul'faminovoi kislotoy [Influence of Temperature on the Efficiency of Treatments of Carbonate Reservoirs with Sulfamic Acid]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1971, No. 2, pp. 35–38. [in Russian].

23. Kristian M., Sokol S., Konstantinesku A. Uvelicheniye produktivnosti i priemistosti skvazhin [Increase in Productivity and Injectivity of Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 185 p. [in Russian].

24. *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdenii* [Oil Field Development and Operations Design Reference Guide]. Ed. by Sh.K. Gimatudinova. Moscow, Nedra Publ., 1983. 455 p. [in Russian].

25. Ugolev V.S., Shalinov V.P., Yuzhaninov P.M. Povysheniye priemistosti nagnetatel'nykh skvazhin putem ikh obrabotki sul'faminovoi kislotoy [Increasing the Injectivity of Injection Wells by Treating them with Sulfamic Acid]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 1971, No. 7, pp. 9–11. [in Russian].

26. Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Davletov Z.R., Vlasova V.D. Issledovanie mezhfaznogo natyazheniya na granitse mezhdu uglevodorodnoi fazoy i kislotnymi sostavami na osnove sul'faminovoi kisloty i poverkhnostno-aktivnykh veshchestv [Study of Interfacial Tension at the Boundary Between Hydrocarbon Phase and ND Acid Compositions Based on Sulfamic Acid and Surfactants]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2017, No. 9, pp. 72–78. [in Russian].

27. Silin M.A., Magadova L.A., Tolstykh L.I., Davletshina L.F., Vlasova V.D., Yunusov T.I., Makarova A.M. Aspekty vzaimodeistviya PAV-kislotnykh sostavov na mezhfaznoi granitse s uglevodorodami [Aspects

of Interaction of Surfactant-Acid Compositions at Phase Boundary with Hydrocarbons]. *Zhurnal prikladnoi khimii — Zhurnal Prikladnoi Khimii*, 2019, Vol. 92, No. S13, pp. 1732–1741. DOI: 10.1134/S0044461819130139. [in Russian].

28. Magadova L.A., Davletshina L.F., Gubanov V.B., Mikhailova P.S., Vlasova V.D. Issledovanie osobennosti vzaimodeistviya nefiti i kislotnykh sistem v usloviyakh poristoi sredy [Research of Specific Aspects in Interaction Between Oil and Acid Compositions in Porous Medium]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefiti i gaza im. I.M. Gubkina — Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2017, No. 4 (289), pp. 132–142. [in Russian].

29. Ganeeva Yu.M., Barskaya E.E., Okhotnikova E.S., Yusupova T.N., Davletshina L.F., Gus'kova I.A. Raspreделение parafinovykh uglevodorodov i asfal'tenov v kislotnoi vodoneftyanoy emul'sii [Distribution of Paraffin Hydrocarbons and Asphaltenes in Acidic Water-Oil Emulsion]. *Neftekhimiya — Neftekhimiya*, 2018, Vol. 58, No. 6, pp. 742–750. DOI: 10.1134/S0028242118050052. [in Russian].

30. Davletshina L.F., Vlasova V.D., Vagapova Yu.Zh. Kharakteristiki emul'sii, obrazuyushchikhsya pri vzaimodeistvii kisloty s nef'tyu [Characteristics of Emulsions Formed by the Interaction of Acid and Oil]. *Materialy IV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoi otrasli»* [Materials of the IV International Scientific and Practical Conference «Achievements, Problems and Prospects for the Development of the Oil and Gas Industry»]. Almet'yevsk, AGNI Publ., 2019, pp. 51–55. [in Russian].

31. Silin M.A., Magadova L.A., Davletshina L.F., Vlasova V.D., Yunusov T.I., Merzlyakov K.K. Osobennosti mezhfaznykh yavlenii na granitse uglevodorodnykh sistem s kislotami [Interfacial Phenomena on the Phase Boundary Between Hydrocarbon Systems and Acids]. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel — Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2020, No. 2 (618), pp. 25–30. [in Russian].

32. Edigarev R.S., Batyrshina N.Kh., Ocheredko Yu.A. Issledovanie deemul'giruyushchikh svoystv rastvorov na osnove sul'faminovoi kisloty [Study of Demulsifying Properties of Solutions Based on Sulfamic Acid]. *Materialy konferentsii «Innovatsii i perspektivy sovremennoi nauki. Estestvennoi nauki»* [Materials of the Conference «Innovations and Perspectives of Modern Science. Natural Science»]. Astrakhan, Astrakhanskii universitet Publ., 2018, pp. 130–133. [in Russian].

33. Amiyani V.A., Ugolev V.S., Kuznetsov G.N. Rezul'taty issledovaniya korrozii metalla v rastvorakh sul'faminovoi kisloty [Results of a Study of Metal Corrosion in Sulfamic Acid Solutions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1969, No. 10, pp. 62–65. [in Russian].

34. Silin M.A., Magadova L.A., Davletshina L.F., Pakhomov M.D., Timerbulatova Yu.M., Samsonenko E.A. Izuchenie raboty sovremennykh ingibitorov korrozii v kislotnykh sistemakh [Research of Current Corrosion Inhibitors Action in Acid Systems]. *Praktika protivokorroziionnoi zashchity — Practice Corrosion Protection*, 2016, No. 4 (82), pp. 22–30. [in Russian].

35. Magadova L.A., Davletshina L.F., Efanova O.Yu., Poteskina K.A. Problema issledovaniya korrozii gibkikh trub, vznikayushchaya pri kislotnykh obrabotkakh [The

Problem of Investigation of Coiled Tubing Corrosion During Acid Treatment]. *Tekhnologii nefiti i gaza — Oil and Gas Technologies*, 2012, No. 2 (79), pp. 12–15. [in Russian].

36. Magadova L.A., Davletshina L.F., Pakhomov M.D., Davletov Z.R. Issledovanie rastvoreniya porody terrigennykh plastov vo ftorsoderzhashchikh kislotnykh sostavakh [Terrigenous Reservoirs Rock Dissolution Investigation in the Fluorinated Acid Compounds]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2015, No. 12, pp. 94–100. [in Russian].

37. Glazkov A.A., Marichev F.N. O vozmozhnosti primeneniya sul'faminovoi kisloty dlya obrabotki terrigennykh kollektorov [On the Possibility of Using Sulfamic Acid for the Treatment of Terrigenous Reservoirs]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 1980, No. 7, pp. 35–37. [in Russian].

38. Magadov R.S., Silin M.A., Gaevoi E.G., Rud' M.I., Magadova L.A., Chekalina G., Maksimova S.V., Poddubnyi Yu.A., Galeev F.Kh., Dyabin A.G., Kan V.A., Sorkin A.Ya. Kislotnyi sostav dlya obrabotki terrigennykh kollektorov [Acidic Composition for the Treatment of Terrigenous Reservoirs]. Patent RF, No. 2101482, 1998. [in Russian].

39. Akhmetshin I.D., Kolchugin I.S., Limanovskii V.M., Litvinov M.V., Lyshko O.G., Osenov N.L., Osipov E.V., Samorodskaya N.E., Filipov V.T. Kislotnyi sostav dlya obrabotki terrigennykh kollektorov [Acidic Composition for the Treatment of Terrigenous Reservoirs]. Patent RF, No. 2182963, 2002. [in Russian].

40. Rummyantseva E.A., Strizhnev K.V., Lapshina M.V. Sukhokislotnyi sostav dlya obrabotki terrigennykh kollektorov i razglinizatsii prizaboinoi zony skvazhin [Dry Acid Composition for Treating Terrigenous Reservoirs and De-Claying of the Bottomhole Zone of Wells]. Patent RF, No. 2272904, 2006. [in Russian].

41. Veselkov S.N., Grebennikov V.T., Mikov A.I., Shipilov A.I. Bazovaya osnova sostava dlya kislotoi obrabotki terrigennogo kollektora i razglinizatsii prizaboinoi zony plasta [Basic Composition for Acidizing Terrigenous Reservoirs and De-Claying of the Bottomhole Formation Zone]. Patent RF, No. 2301248, 2007. [in Russian].

42. Volkov V.A., Belikova V.G., Turapin A.N., Kalinin E.S., Balandin L.N., Tsarkov I.V., Danilova N.M., Solomonov S.M. Kislotnyi sostav dlya obrabotki terrigennykh kollektorov i udaleniya soleotlozhenii [Acidic Composition for Treating Terrigenous Reservoirs and Removing Scale Deposits]. Patent RF, No. 2337126, 2008. [in Russian].

43. Amiyani V.A., Ugolev V.S., Shalinov V.P., Yuzhaninov P.M. Obrabotka skvazhin sul'faminovoi kislotoi

na promyslakh ob»edineniya «Permneft'» [Treatment of Wells with Sulfamic Acid at the Fields of the «Permneft» Association]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 1970, No. 4, pp. 22–24. [in Russian].

44. Amiyani V.A., Ugolev V.S., Shalinov V.P., Yuzhaninov P.M. Osnovnye rezul'taty obrabotok skvazhin sul'faminovoi kislotoi na promyslakh ob»edineniya «Permneft'» [The Main Results of Well Treatments with Sulfamic Acid at the Fields of the «Permneft» Association]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1974, No. 3, pp. 55–57. [in Russian].

45. Voevodkin V.L., Natsepinskaya A.M., Garschina O.V., Ilyasov S.E., Kokhan K.V., Grebneva F.N. Sposob udaleniya kol'matiruyushchikh obrazovaniy iz prizaboinoi zony plasta posle pervichnogo vskrytiya dlya vosstanovleniya fil'tratsionno-emkostnykh svoystv kollektora [Method for Removing Bridging Formations from the Bottomhole Formation Zone after the Initial Opening to Restore the Reservoir Properties]. Patent RF, No. 2540767, 2015. [in Russian].

46. Kononenko P.I., Boguslaev V.A., Kvitchuk K.K., Makarov O.A. Sposob obrabotki prizaboinoi zony plasta [Method of Treatment of Bottomhole Formation Zone]. Patent RF, No. 2103477, 1998. [in Russian].

47. Tretyak A.Ya., Burda M.L., Onofrienko S.A., Tretyak A.A. Rastvor dlya regeneratsii fil'trov gidrogeologicheskikh skvazhin [Solution for Regeneration of Filters of Hydrogeological Wells]. Patent RF, No. 2482153, 2013. [in Russian].

48. Davletshina L.F., Magadova L.A., Silin M.A., Efanova O.Yu., Ismagilov F.Z., Akhmetshin R.M. Kislotnaya obrabotka nagnetatel'nykh skvazhin. Starye problemy – novye resheniya [Acid Treatment of Injection Wells. Old Problems — New Solutions]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2009, No. 3, pp. 38–41. [in Russian].

49. Davletshina L.F., Guskova I.A., Garipova L.I., Akhmetshina A.S. Kompleksnyi podkhod k sozdaniyu tekhnologii obrabotki prizaboinoi zony nagnetatel'nykh skvazhin i otsenka ee effektivnosti [Integrated Approach to the Development of Technology of Injection Well Bottomhole Treatment and the Technology Efficiency Evaluation]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 7, pp. 40–42. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-7-40-42. [in Russian].

50. Silin M.A., Magadova L.A., Davletshina L.F., Efanova O.Yu. Stimulyatsiya terrigennykh kollektorov po mezhtrubnomu prostranstvu dobyvayushchikh skvazhin [Stimulation of Terrigenous Reservoirs Through Producing Wells Annulus]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2012, No. 7, pp. 27–30. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Силин Михаил Александрович, д-р хим. наук, профессор, заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, главный научный сотрудник Научно-образовательного центра «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

Mikhail A. Silin, Doctor of Chemical Sciences, Professor, Head of Department of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry, Chief Researcher of Research and Education Center «Field Chemistry», National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

e-mail: silin.m@gubkin.ru

Магадова Любовь Абдулаевна, д-р техн. наук, профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, директор Научно-образовательного центра «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

Lyubov A. Magadova, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Department of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry, Head of Research and Education Center «Field Chemistry», National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

e-mail: lubmag@gmail.com

Давлетишина Люция Фаритовна, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

Lyutsiya F. Davletshina, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Assistant Professor of Department of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

e-mail: luchiad@mail.ru

Потешкина Кира Анатольевна, канд. техн. наук, доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

Kira A. Poteshkina, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Department of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

e-mail: poteshkina.k@gubkin.ru

Давлетов Заур Растямович, канд. техн. наук, старший преподаватель кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

Zaur R. Davletov, Candidate of Engineering Sciences, Senior Lecturer of Department of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

e-mail: zaurdavletov@mail.ru