

# Инновационная технология пенокислотной ОПЗ для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов в ПАО «Татнефть»

**А.Ю. Дмитриева**  
к.т.н., научный сотрудник ЭРС<sup>1</sup>  
oav@tatnipi.ru

**М.Х. Мусабилов**  
д.т.н., зав. лабораторией ОПЗиВИР<sup>1</sup>  
musabirov@tatnipi.ru

**Э.М. Абусалимов**  
м.н.с.<sup>1</sup>  
ers@tatnipi.ru

**Н.М. Мусабирова**  
инженер 1-й категории<sup>1</sup>  
progs@tatnipi.ru

**В.В. Гаврилов**  
зам. генерального директора по науке<sup>2</sup>  
victorgavriloff@rambler.ru

<sup>1</sup>«ТатНИПнефть» ПАО «Татнефть»  
им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия  
<sup>2</sup>ООО НПЦ «Интехпромсервис», Казань, Россия

**Актуальной задачей интенсификации процессов добычи нефти является разработка новых технологий селективной кислотной стимуляции прискважинной зоны пласта. Данная статья посвящена лабораторным исследованиям пенокислотного состава новой рецептуры, изучению закономерностей изменения основных физико-химических, реологических и технологических характеристик пенокислотного состава (плотность, вязкость, вспениваемость, стабильность, дисперсность, смачиваемость, кинетика растворения, термовоздействие, восстановление  $Fe^{+3}$ , совместимость с нефтью и пластовой водой) в зависимости от концентрации ингредиентов, времени, температуры, скорости сдвига и компонентных соотношений. В результате проведенных исследований разработан пенокислотный состав с управляемыми физико-химическими свойствами, адаптированными для геолого-физических условий месторождений ПАО «Татнефть».**

Для решения этой задачи были исследованы пенокислотные составы, которые удачно сочетают в себе особые физико-химические свойства и технологические возможности, а именно регулирующую низкую плотность и повышенную вязкость, замедленную скорость реакции с поверхностью породы, структурно-механические свойства и дисперсность, обуславливающие возможность селективного, управляемого кислотного воздействия. Данный комплекс физико-химических свойств позволяет реализовывать инновационные способы саморегулируемых операций интенсификации добычи нефти за счет охвата большей толщины пласта и глубокого химического воздействия.

Вследствие высокой проникающей способности пены и более медленного действия кислоты на породу коллектора удается транспортировать активную кислоту вглубь пласта на большее расстояние, по сравнению с закачкой обычных жидких кислотных составов. За счет своей повышенной вязкости и реологии поведения пенокислотный состав равномерно контактирует как с высокопроницаемыми зонами, так и с низкопроницаемой «матрицей» карбонатного коллектора.

Более качественная очистка прискважинной зоны пласта от продуктов реакции происходит за счет энергичного выхода пузырьков газа из пласта при освоении и наличия в закачиваемых составах ПАВ. Следовательно, в процессе вызова притока из пласта продукты реакции легко извлекаются из прискважинной зоны. Этому способствует также эффект флотации — прилипание мельчайших частиц породы и продуктов реакции к газовым пузырькам.

Следует отметить, что в бывшем СССР технология пенокислотной обработки, разработанная во ВНИИнефть под руководством В.А. Амьяна, получила развитие и внедрение в 80-х гг. прошлого века — имеются положительные примеры на Украине, Башкирии, в Оренбургской области [1–9]. За рубежом использование пенокислот для интенсификации притока нефти началось в 60-е гг. прошлого века [2]. В настоящее время это одно из перспективных направлений развития техники и технологий стимуляции скважин, эксплуатирующихся при средних и низких пластовых давлениях в плотных трещинно-поровых и кавернозных карбонатных отложениях. Специальные пенные и пенокислотные составы успешно применяются также для гидравлического разрыва карбонатных коллекторов, а также в процессах ВИР и МУН.

Современные технологии пенокислотной ОПЗ подразделяются на два технологических вида в зависимости от механизма генерирования пенокислоты:

- устьевые схемы с использованием азратора, бустера и насосных агрегатов;

- забойное смешение химических компонентов с генерацией пенокислоты на забое скважины с последующей продавкой в пласт.

В 2015–16 гг. по заданию ПАО «Татнефть» проведен комплекс лабораторных исследований по подбору оптимальных компонентов пенокислотных композиций, изучению физико-химических свойств пенокислотных составов с целью их адаптации к притоку нефти из карбонатных коллекторов.

В основе получения пенокислотного состава лежит химическая реакция мочевины с нитритом натрия в присутствии соляной кислоты. Результаты лабораторных исследований показали, что оптимальное соотношение исходных реагентов (для получения максимального выхода реакции по газам (азот, углекислый газ, окислы азота) находится в диапазоне 1,5:1 — 2:1. В результате химических исследований оптимизирована рецептура ПКС: газогенерирующий раствор (ГГР) — 30%, кислотный состав (на основе соляной кислоты 24%-ной концентрации) — 70%, причем сами эти растворы содержат определенные количества облагораживающих ингредиентов-ингибиторов.

Исследованы основные физико-химические и технологические характеристики ПКС: вспениваемость и стабильность, дисперсность, смачиваемость, кинетика растворения, восстановление  $Fe^{+3}$ , совместимость с нефтью и пластовой водой.

Пенообразующая способность растворов (вспениваемость) характеризуется количеством пены, которое образуется при определенных условиях из постоянного объема раствора в течение данного времени. Вспениваемость характеризуется кратностью, т.е. отношением объема пены к объему раствора, пошедшего на приготвление пены. После смешения вспенивателя с соляной кислотой и добавления ГГР, экспериментально установлена кратность пены при н.у. — 40; расчетные значения в забойных условиях оцениваются 5–10. Для оценки величины стабильности пены измеряли период полураспада пены, т.е. время, за которое из объема пены выделится половина объема раствора. Опыты показали, что период полураспада характеризуется величиной 15–20 мин, что удовлетворяет технологическим требованиям доставки пенокислоты в пласт.

Реологические характеристики определяли с помощью вискозиметра «Fann-35 S». Было установлено, что эффективная вязкость ПКС уменьшается с ростом скорости сдвига и оценивается в диапазоне 40–120 мПа·с (в 4–5 раз выше чем у кислотного состава) при различных скоростях сдвига, что способствует стабильности образующейся пены и, как следствие, более глубокому

### Материалы и методы

Исследование пенокислотных составов. Опытнo-промышленные испытания новой технологии кислотной обработки с генерированием пенокислоты на забое скважины, с отработкой инновационных способов саморегулируемых операций по стимулированию притока нефти в гетерогенных порово-трещинных коллекторах за счет охвата большей толщины пласта и глубокого химического воздействия.

### Ключевые слова

пена, пенокислотный состав, карбонатный коллектор, физико-химические свойства, обработка прискважинной зоны пласта, дисперсность, краевогo угла смачивания

Жидкость	Поверхность до обработки $\theta$ , град.	Поверхность после обработки $\theta$ , град.
Вода	28,512	13,532
Соляная кислота	19,056	11,943

Таб. 1 — Краевые углы смачивания поверхности кварца после обработки кислотным составом

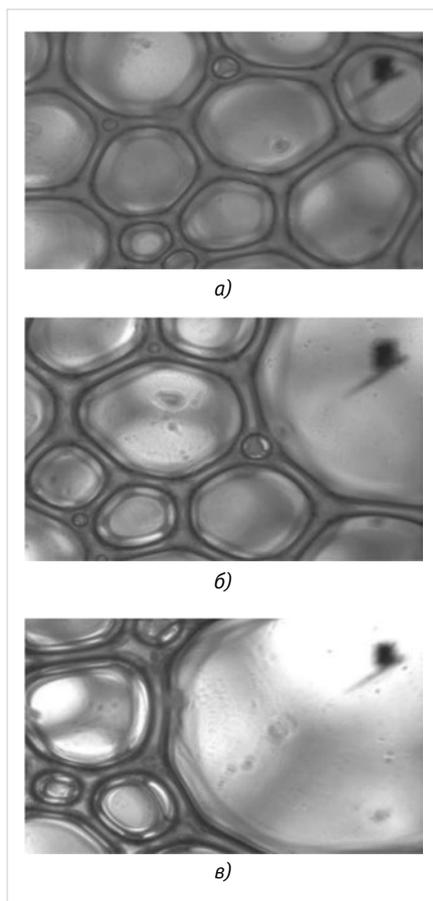


Рис. 1 — Микроскопия пробы пены (а — 1 мин, б — 9 мин, в — 15 мин)

проникновению пены в пласт.

Следующий этап в работе — исследование пенокислотных составов с помощью микроскопии. Важнейшей характеристикой пены является ее дисперсность и ее динамика во времени. С использованием современной аппаратуры с микрофотосъемкой вели расчет основных характеристик ячеек (размер и толщину). Толщина стенок между ячейками пены непосредственно влияет на ее прочность и сопротивление «старению». Пенокислота, стабилизированная пенообразователем и загелителем, имеет наибольшую толщину стенок, причем, толщина их увеличивается при выдерживании во времени. Полученные результаты исследований указывают на синергетический эффект взаимодействия ПАВ (пенообразователя и загелителя), обуславливающий повышение агрегативной стабильности пенной системы.

Для оценки дисперсности пены использовался микроскоп с программным обеспечением. Использование современных автоматизированных установок позволило определять не только качественную картину динамики ячеек пены во времени, но и оценить динамику количественных параметров (размеры ячеек пены  $D$  за счет контроля площади  $S$ ). Микрофотографирование проводилось в течение 15 мин через каждые 3 мин, что позволило в реальном времени исследовать процессы образования и коалесценции ячеек пены (рис. 1).

После статистической обработки результатов опытов (рис. 2) выделено три типа ячеек по диаметру: зафиксирована полидисперсность в диапазоне 24–200, 200–375, 375–550 мкм, что соизмеримо с большинством типов природных микротрещин.

Исследование смачиваемости пластового материала с обрабатывающими

флюидами имеет важное значение в понимании механизма селективной обработки при интенсификации добычи нефти. Влияние ПКС на смачивание породы было оценено на поверхности кварцевой пластины, моделирующей гидрофильную поверхность. Методика исследования включала выдержку пластины в течение часа в ПКС, кварц вынимался и сушился. Далее наносилась капля обрабатывающей жидкости, и замерялся краевой угол смачивания.

Результаты исследований свидетельствуют об увеличении смачиваемости поверхности после обработки ПКС на границе раздела кислота/кварц, а значит, более полного реагирования кислоты в процессе ее расходования на карбонатную породу, что увеличивает эффективность обработки.

Методика исследований кинетики растворения ядерного материала основана на фиксации динамики массы образца до и после контакта с кислотными растворами (гравиметрический метод). Установлено, что использование ПКС уменьшает скорость растворения карбонатной породы в 45 раз при н.у. и в 11 раз при температуре 80°C относительно соляной кислоты 24%-ой концентрации. Этот кинетический эффект позволяет регулировать глубину обработки карбонатного пласта, что очень важно в технологическом аспекте транспортировки активной кислоты в глубь коллектора.

Современные кислотные композиции содержат в рецептурах нейтрализаторы (восстановители) ионов железа. Эти агенты предотвращают (минимизируют) негативный процесс образования смолистых осадков при контакте кислоты с нефтью. Проведенные нами исследования показали перспективность применения восстановителей и катализаторов класса органических кислот.

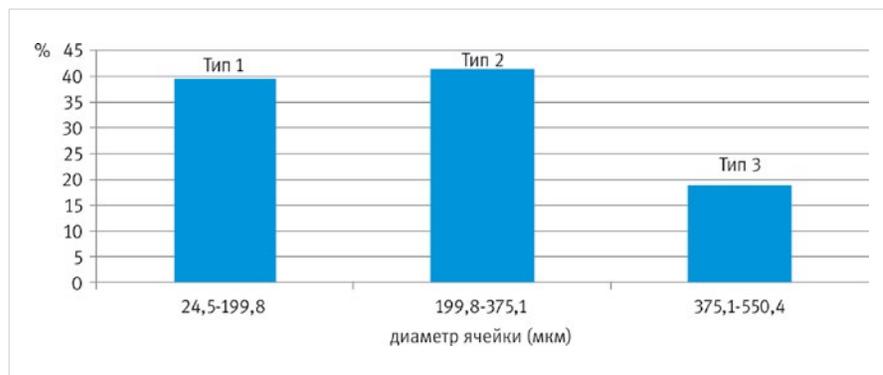


Рис. 2 — Процентное распределение размеров ячеек пены

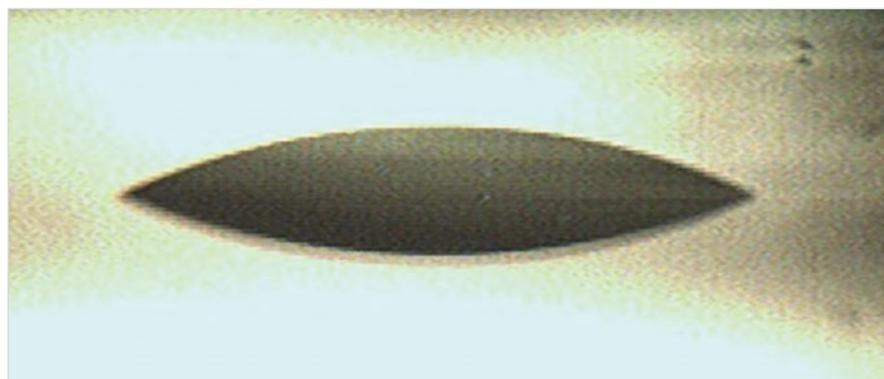


Рис. 3 — Фотография капли при концентрации кислоты 12%



## КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

Т./ф.: +7 (3412) 43-53-86  
+7-912-751-47-92  
info@konferenc-neft.ru  
www.konferenc-neft.ru

### Методы увеличения нефтеотдачи. Различные ГТМ на нефтяных месторождениях.

14-15 сентября 2016  
г. Ижевск

### Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗид, ВСП. Увеличение эффективности его эксплуатации.

Ноябрь 2016  
г. Пермь

Мероприятия будут проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.

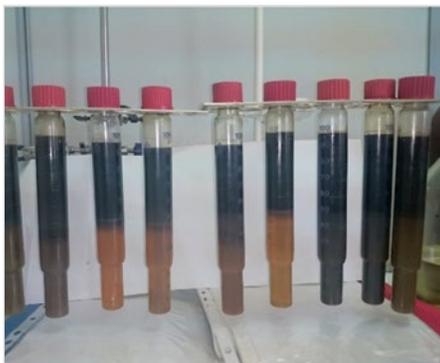


Рис. 4 — Тестирование нефти ЦДНГ-1 Бавлинского месторождения

Была оценена скорость коррозии ПКС и его компонентов при разных температурах: газогенерирующий раствор – коррозии нет, кислотный состав при 20°C — 0,07 г/м<sup>2</sup>·ч, ПКС при 20°C — 0,032 г/м<sup>2</sup>·ч. Коррозионные показатели соответствуют современным требованиям.

Исследована совместимость ПКС с образцами нефти и воды добывающих скважин ПАО «Татнефть». На всех испытанных 84 образцах нефти отсутствуют смолистые осадки и высоковязкие эмульсии, все смеси проходят тест на фильтре с ячейками 0,2 мм (рис. 4).

На момент написания статьи выполнены две обработки с применением по 25 м<sup>3</sup> рабочих жидкостей с образованием ПКС непосредственно на забое скважин. По первой условно-вертикальной скважине наблюдается увеличение дебита нефти за первый месяц эксплуатации почти в 2 раза при стабилизации попутно добываемой пластовой воды на прежнем уровне. Вторая скважина, имеющая открытый горизонтальный ствол длиной около 100 м, находится на текущий момент в освоении. В процессе освоения обеих скважин наблюдался интенсивный выход реакционных газов, что подтверждает факт образования пены в интервале обработки.

#### Итоги

По итогам исследований на период опытно-промышленных работ разработана инструкция на технологию ОПЗ карбонатного пласта с применением новой рецептуры ПКС, включающая различные технологические варианты доставки газогенерирующего раствора и кислотного состава в интервал обработки. В рамках ОПР в текущем году планируется проведение работ на пяти скважинах, четыре из которых — с открытым горизонтальным стволом длиной от 100 до 300 м.

#### Выводы

1. Разработана рецептура пенокислотного состава с улучшенными и регулируемым физико-химическими свойствами.
2. ПКС за счет пенной структуры и наличия ПАВ имеет низкие скорости реагирования с карбонатной породой и выполняет основную транспортную функцию — доставку кислотного раствора с ПАВ в глубь пласта.
3. Высокая смачивающая способность, регулируемая вязкость и структурно-механические свойства обеспечивают селективность, равномерность обработки и максимальную полноту использования кислотного состава.

4. Пенокислота характеризуется полидисперсным состоянием, с преобладанием мелко- и среднеячеистых структур, размеры которых сопоставимы с геометрическими характеристиками микротрещин природного карбонатного коллектора.

5. Образование ПКС осуществляется смешением двух компонентов: газогенерирующего раствора и кислотного состава в определенном соотношении; базовым скважинным вариантом является их доставка по двум гидравлическим каналам с образованием ПКС на забое скважины с последующей закачкой в пласт.

6. Предполагается в ходе ОПР оптимизировать технологические аспекты порционной закачки пенокислоты и других рабочих жидкостей.

#### Список литературы

1. Силин М.А. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. 120 с.
2. Глазова В.И., Трахтман Г.И. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забоям скважин путем кислотных обработок. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. 61 с.
3. Сучков Б.М. Повышение производительности малодобитных скважин. Ижевск: УдмуртНИПИнефть, 1999. 550 с.
4. Пантелеев В.Г., Лозин Е.В., Скороход А.Г. Приоритеты коэффициента вытеснения нефти из песчаных и карбонатных коллекторов для различных по размеру оторочек пены. Уфа: БашНИПИнефть, 1990. С. 71–79.
5. Телин А.Г. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2001. №8. С. 69–74.
6. Глуценко В.Н., Поздеев О.В. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 52 с.
7. Мусабиров М.Х. Сохранение и увеличение продуктивности нефтяных пластов. Казань: ФЭН. 2007. 424 с.
8. Глуценко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Том 4. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. 703 с.
9. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2004. 711 с.

## Innovative foam-acid technology of bottom-hole area for intensification of oil production from carbonate reservoirs in PJSC "Tatneft"

### Authors:

**Alina Yu. Dmitrieva** — Ph.D., research associate<sup>1</sup>; [oaav@tatnipi.ru](mailto:oaav@tatnipi.ru)

**Munavir Kn. Musabirov** — Sc.D., head. laboratory OPZiVIR<sup>1</sup>; [musabirov@tatnipi.ru](mailto:musabirov@tatnipi.ru)

**Eduard M. Abusalimov** — junior researcher<sup>2</sup>; [ers@tatnipi.ru](mailto:ers@tatnipi.ru)

**Natalia M. Musabirova** — 1st category engineer<sup>2</sup>; [progs@tatnipi.ru](mailto:progs@tatnipi.ru)

**Victor V. Gavrilov** — deputy general director for science<sup>2</sup>; [victorgavriloff@rambler.ru](mailto:victorgavriloff@rambler.ru)

<sup>1</sup>"TatNIPIneft" PJSC "Tatneft" named after . V.D. Shashin, Bugulma, Russian Federation

<sup>2</sup>Ltd. SPC "Intehpromservis", Kazan, Russian Federation

### Abstract

The development of new technologies of selective acid-foam stimulation the near-wellbore zone of formation is an urgent task to intensification the processes of oil production. The article is devoted to laboratory tests foam-acid composition of the new formulation, the study of patterns of changes of physico-chemical, rheological and technological characteristics of the foam-acid composition (density, viscosity, foaming, stability, dispersion, wettability, the kinetics of dissolution-heat, recovery of Fe<sup>3+</sup>, the compatibility with the oil and formation water), depending on the concentration of ingredients, time, temperature, and shear rate ratios of the component. The studies developed foam-acid composition with controlled physicochemical properties adapted to geological and physical conditions of deposits PJSC "Tatneft".

### Materials and methods

Research of foam-acid compounds. It was conducted pilot testing of a new acid processing technology to generate foam-acid at the bottom of the well, with working innovative ways of self-regulatory operations to stimulate the flow of oil in

heterogeneous porous fractured reservoirs by covering a greater layer thickness and deep chemical exposure.

### Results

According to the results of research on the period of pilot projects designed to guide the technology SCR of carbonate formation with the new formulation of the PCB, which includes various technological options for delivering gas generating solution and acid composition in the treatment interval. As part of ODA in the current year it is planned to carry out works on five wells, four of which with an open horizontal barrel length of 100 to 300 m.

### Conclusions

1. The formula has been developed foam-acid composition with improved and adjustable physical and chemical properties;
2. Foam-acid composition due to the foam structure and the presence of surfactants has a low speed of reaction with carbonate rocks and performs basic transportation function – delivery of the acidic solution with a surfactant into the formation;
3. High wetting ability, adjustable

viscosity and structural-mechanical properties provide the selectivity and uniformity of processing and maximum utilization of acidic composition;

4. Foam-acid condition is characterized by polydisperse, with a predominance of small and middle cellated structures whose dimensions are comparable with the geometric characteristics of microcracks in natural carbonate reservoir;
5. Education DCC is a mixture of two components: a gas-generating solution and the acidic composition in a specific ratio; reference borehole option is delivery via two hydraulic channels with the formation of the PCB at the bottom of the well followed by injection into the reservoir;
6. It is assumed in the course of ODA to optimize the technological aspects of the batch injection foam-acid or other fluids, with the aim of obtaining the planned levels of oil production.

### Keywords

foam, foam-acid composition, a carbonate reservoir, the physicochemical properties of the formation near borehole zone processing, dispersion, contact angle

### References

1. Silin M.A. *Kislotnye obrabotki plastov i metodiki ispytaniya kislotnykh sostavov: uchebnoe posobie* [Acid treatment of formations and methods of testing acid solutions: a training manual]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011, 120 p.
2. Glazova V.I., Trakhtman G.I. *Sovershenstvovanie metodov intensifikatsii pritoka nefi k zaboyu skvazhin putem kislotnykh obrabotok* [Improvement of methods of stimulation of inflow of oil to the bottom of the wells by acid treatment]. Moscow: VNIIOENG, 1985, 61 p.
3. Suchkov B.M. *Povyshenie proizvoditel'nosti malodebitnykh skvazhin* [Improving the productivity of marginal wells]. Izhevsk: UdmurtNIPIneft', 1999, 550 p.
4. Pantelev V.G., Lozin E.V., Skorokhod A.G. *Prirosty koeffitsienta vytesneniya nefi iz peschanykh i karbonatnykh kollektorov dlya razlichnykh po razmeru otorochek peny* [The Growth coefficient of oil displacement from sand and carbonate reservoirs for different size rims foam]. Ufa: *BashNIPIneft'*, 1990, pp. 71–79.
5. Telin A.G. *Kompleksnyy podkhod k uvelicheniyu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kollektorakh* [An Integrated approach to increase the efficiency of acid treatment of wells in carbonate reservoirs]. Oil industry, 2001, issue 8, pp. 69–74.
6. Glushchenko V.N., Pozdeev O.V. *Voprosy povysheniya effektivnosti kislotnykh sostavov dlya obrabotki skvazhin* [Improving the efficiency of acid solutions for well treatment]. Moscow: VNIIOENG, 1992, 52 p.
7. Musabirov M.Kh. *Sokhranenie i uvelichenie produktivnosti neftyanykh plastov* [Maintaining and increasing the productivity of oil reservoirs]. Kazan: *FEN*, 2007, 424 p.
8. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftpromyslovaya khimiya. Tom 4. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield chemistry. Volume 4. Acid treatment of wells]. Moscow: *Interkontakt Nauka*, 2010, 703 p.
9. Tokunov V.I., Saushin A.Z. *Tekhnologicheskie zhidkosti i sostavy dlya povysheniya produktivnosti neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Technological fluids and compositions for improving the productivity of oil and gas wells]. Moscow: *Nedra*, 2004, 711 p.