

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.219-250>

EDN ISRGEO

УДК 622.276.63

## **Повышение эффективности кислотных обработок прискважинных зон карбонатных и терригенных коллекторов**

*Дмитриева А.Ю., Батуринов Н.И., Гарифов К.М., Фаттахов И.Г.*

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,  
Альметьевск, Россия*

## **Improvement of well acidizing efficiency in carbonate and terrigenous reservoirs**

*A.Y. Dmitrieva, N.I. Baturin, K.M. Garifov, I.G. Fattakhov*

*TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russia*

**E-mail: [baturinni@tatnipi.ru](mailto:baturinni@tatnipi.ru)**

**Аннотация.** Проведенная работа позволяет выработать определенный алгоритм для выбора кислотных составов (КС) в технологиях проведения обработок прискважинных зон (ОПЗ) карбонатных и терригенных коллекторов. Данная аналитическая работа основана на исследовании влияния физико-химических параметров КС на эффективность проведения кислотных ОПЗ пластов карбонатных и терригенных коллекторов в технологиях интенсификации работы добывающих и нагнетательных скважин. Для повышения эффективности кислотных ОПЗ пластов карбонатных и терригенных коллекторов рассматривается методический подход к выбору КС, который должен включать определение технико-технологических параметров, связанных с минералогическими особенностями пластов и физико-химическими свойствами нефти. Для разработки новых составов и технологий, а также для адаптации уже существующих к конкретным условиям, используется широкий спектр методов и ключевых параметров. Эти методы можно разделить на две основные категории: общие и специализированные. Общие методы включают в себя стандартные процедуры, направленные на определение физико-химических свойств вещества, таких как внешний вид, плотность, содержание основного компонента, межфазное натяжение, скорость растворения стали Ст.3 и температура кристаллизации. Специализированные методы фокусируются на изучении взаимодействия

составов с компонентами пласта, например, определение растворимости керна или отдельных минералов (мрамор, кварц). Также исследуется взаимодействие с пластовыми флюидами, включая совместимость с нефтью и пластовой водой, и проводятся фильтрационные испытания на моделях и образцах керна. В основе решения поставленных задач лежат теоретические и экспериментальные исследования, подкрепленные предварительным анализом как отечественного, так и зарубежного опыта, представленного в открытых источниках. Обработка результатов экспериментальных исследований проводилась с использованием аналитических методов. При написании данной работы необходимо обосновать применение основных нормативных параметров и их значений в технико-технологических требованиях и условиях по КС для карбонатных и терригенных коллекторов в технологиях ОПЗ: определить значимость, рассмотреть отечественный и зарубежный опыт исследований, описать методики их определения, определить основные технико-технологические требования и условия, предъявляемые к КС для успешного проведения технологий кислотных ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов, обозначить основные методики и параметры, определяющие эффективность технологий кислотных ОПЗ, а также обосновать выбор и значимость физико-химических параметров, и их количественные значения.

**Ключевые слова:** *кислотный состав, кислотная обработка, прискважинная зона пласта, карбонатные и терригенные коллекторы, физико-химические параметры, оптимальные значения*

**Для цитирования:** Дмитриева А.Ю., Батурин Н.И., Гарифов К.М., Фаттахов И.Г. Повышение эффективности кислотных обработок прискважинных зон карбонатных и терригенных коллекторов // Нефтяная провинция. -2026.-№1(45).-С. 219-250. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.219-250>. - EDN ISRGE0

**Abstract.** The research performed has resulted in the development of a specific algorithm to select acid systems for well treatment operations in carbonate and terrigenous reservoirs. This analytical study is based on analyzing the effect of physical and chemical characteristics of acid systems on treatment efficiency in carbonate and terrigenous reservoirs when used for injection and production well stimulation. To enhance the efficiency of well acidizing in carbonate and terrigenous reservoirs, a new approach to selecting acid systems is considered. This approach includes determination of technical and operational parameters related to the mineralogical features of reservoirs and physical-chemical properties of oil. A number of methods and key parameters are used to develop new technologies and acid systems, as well as to adjust the existing ones to specific reservoir conditions. These methods can be classified as general and specialized. General methods include standard procedures to determine physical and chemical properties, such as appearance, density and concentration of the basic component, interfacial tension (IFT), dissolution rate of St.3 steel, and freezing point. Specialized methods are focused on studying the interaction between acids and the reservoir rock, for example, solubility of core samples or individual minerals (such as marble, quartz, etc.). These methods also involve studying interaction between acids and reservoir fluids, including compatibility with

oil and formation water, as well as permeability tests using models and core samples. Solution to this problem is based on theoretical and experimental studies supported by preliminary review of domestic and foreign experience using public sources. The results of experimental studies were processed by analytical methods. This paper presents justification of the key standard parameters and their values used in technical and process requirements and conditions applied to acid systems for well acidizing operations in carbonate and terrigenous reservoirs. This includes determination of their significance, reviewing domestic and foreign research experience, description of procedures, determination of basic requirements for acid systems to ensure their efficiency during well acidizing operations in carbonate and terrigenous reservoirs, definition of key techniques and parameters to assess the efficiency of well acidizing, as well as justification of selection and significance of physical and chemical characteristics and their values.

**Key words:** *acid system, acidizing, wellbore zone, carbonate and terrigenous reservoirs, physical and chemical characteristics, optimum values*

**For citation:** A.Y. Dmitrieva, N.I. Baturin, K.M. Garifov, I.G. Fattakhov Povysheniye effektivnosti kislotnykh obrabotok priskvazhinnykh zon karbonatnykh i terrigennykh kollektorov [Improvement of well acidizing efficiency in carbonate and terrigenous reservoirs]. Neftyanaya Provintsiya, Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 219-250. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.219-250>. EDN ISRGE0 (in Russian)

## Введение

Ключевыми аспектами кислотной обработки карбонатных и терригенных коллекторов выступают методики ее осуществления и характеристики КС. Они должны отвечать множеству критериев, охватывающих как стандартные параметры КС, так и адаптированность к стимуляции производительности определенных добывающих или нагнетательных скважин.

К КС предъявляются следующие технологические требования:

- 1) КС должен реагировать с загрязнениями пласта и давать растворимые или дисперсные продукты;
- 2) КС должен реагировать с минералами, образующими пласт, и давать растворимые продукты реакции;
- 3) закачка КС не должна вызывать образования осадков гидроокиси железа;
- 4) закачка КС не должна приводить к коррозии;
- 5) КС не должен образовывать нежелательные осадки при контакте с пластовыми флюидами;

- 6) КС не должен образовывать эмульсии при контакте с пластовыми флюидами;
- 7) закачка КС не должна вызывать образование водяных блоков;
- 8) КС не должен вызывать набухания глин;
- 9) КС должен легко вымываться из пласта после кислотной ОПЗ;
- 10) технология применения КС должна быть как можно более простой и соответствовать требованиям безопасности.

Свойства горных пород и флюидов определяют геолого-физическую специфику залежей. Важно учитывать состав пород-коллекторов и жидкостей, заполняющих поры. Особое внимание уделяется взаимодействиям, протекающим в пласте на стыке сред: между породой и пластовыми флюидами (нефтью, водой, газом), нефтью и разными типами воды (пластовой, закачиваемой), пластовыми флюидами и технологическими жидкостями (реагентами для строительства и ремонта скважин), породой и технологическими жидкостями. На эти физико-химические процессы необходимо обращать внимание при моделировании разработки месторождения.

### **Методы**

Основой для решения сформулированных проблем служат теоретические и экспериментальные изыскания, подкрепленные данными, полученными непосредственно в полевых условиях. Предварительно проводится анализ и систематизация как российских, так и зарубежных наработок, представленных в открытых источниках. Такой подход позволяет комплексно оценить ситуацию и разработать наиболее эффективные решения.

### **Основная часть**

Рассмотрим такие важные с точки зрения проведения технологий кислотных ОПЗ параметры, как растворимость породы, определение совместимости КС для ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов с пластовыми флюидами и стабильности при концентрации ионов железа трехвалентного 2000–5000 мг/дм<sup>3</sup> (ppm), определение угла смачивания КС.

Карбонатные и терригенные породы являются распространенными типами горных пород, и более половины всех запасов нефти по всему миру находятся в карбонатных и терригенных месторождениях. В связи с различиями в составе, строении пор и факторах, снижающих проницаемость карбонатных и терригенных коллекторов, требуется индивидуальный подбор КС для воздействия на прискважинную зону пласта (ПЗП) в каждом конкретном случае. Разнообразие природных коллекторов, как карбонатных, так и терригенных, обуславливает необходимость учитывать их уникальные характеристики. К ним относятся вариации в минеральном составе, структуре порового пространства, а также множество причин, приводящих к уменьшению проницаемости. Поэтому для эффективной обработки ПЗП выбор КС должен быть адаптирован к специфическим условиям каждого пласта. Понимание механизмов и особенностей растворения карбонатных и терригенных пород имеет важное практическое значение при добыче углеводородов и закачке углекислого газа в пласты.

Изучение процессов растворения в карбонатных и терригенных образцах позволяет лучше понимать изменения в пористой структуре горных пород и их влияние на проницаемость. Низкая проницаемость коллекторов любого типа всегда накладывала серьезные ограничения на проводимые в них кислотные обработки, требуя применения специальных КС замедленного действия, большинство из которых содержит незначительное количество сильной кислоты или различные слабые кислоты, медленно реагирующие с породой в единицу времени. В случае же высокопроницаемого коллектора такие замедленные КС могут оказаться просто неэффективными в связи с низкой кислотной емкостью применяемого КС.

Таким образом, определение растворимости образца керна в КС необходимо для проведения матричных и селективных ОПЗ карбонатных коллекторов и определение растворимости образца кварцевого

стекла (ТУ 9464-012-52876859-2014, СП-7102) в КС необходимо для проведения ОПЗ терригенных коллекторов, поскольку полученные значения данного параметра позволяют подобрать именно те КС, которые помогут обеспечить наибольшую эффективность кислотных обработок на конкретных скважинах определенных объектов разработки месторождений.

Технический результат определения данного параметра заключается в установлении степени взаимодействия КС с поровым пространством породы-коллектора, а также для эффективного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта и избежания негативного влияния побочных факторов, таких как кольматация пласта продуктами взаимодействия КС с породой и др.

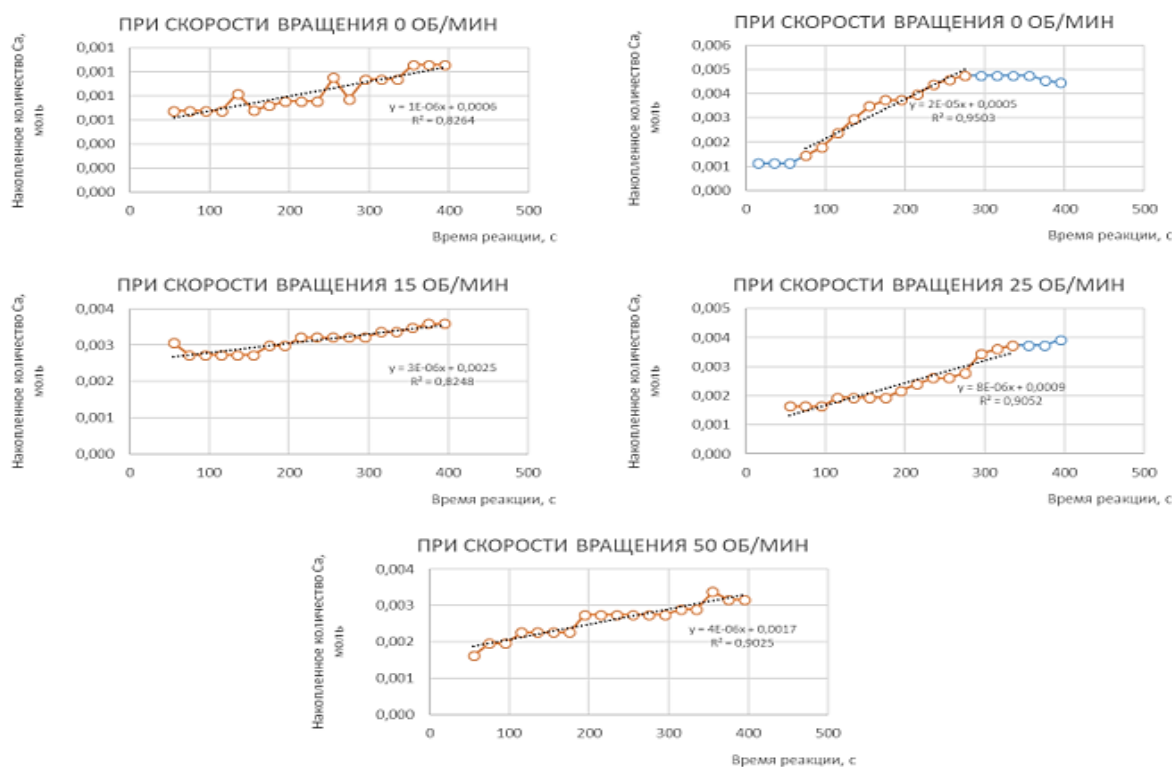
Качественное определение растворимости является неотъемлемой частью комплексного процесса исследований свойств КС, позволяющего определить их сравнительную эффективность и осуществить выбор оптимальных составов, повысив тем самым эффективность кислотного воздействия как метода интенсификации добычи нефти.

В настоящее время отсутствует унифицированный метод изучения взаимодействия КС с карбонатными и терригенными породами. Причиной тому служит широкий спектр переменных, чьи вариативные комбинации затрудняют повторение результатов опытов. В частности, используются следующие методологические приемы:

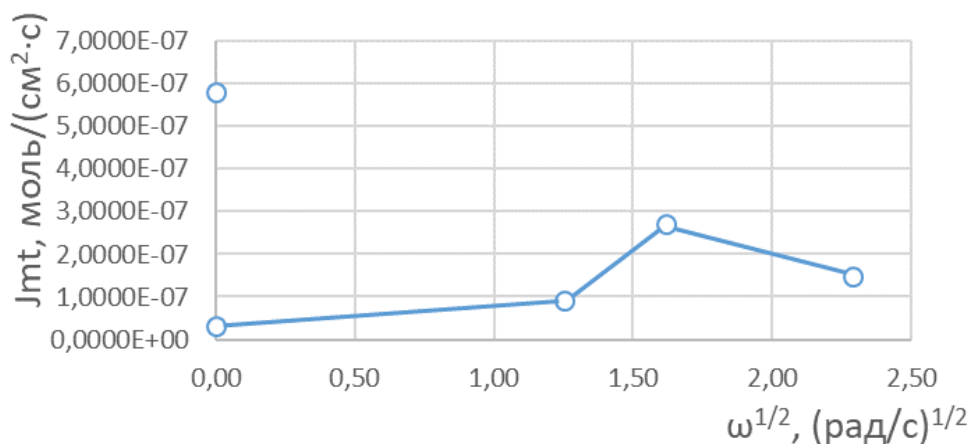
- гравиметрический метод [1];
- метод с использованием мраморных кубиков [2–4];
- метод вращающегося диска [5–10];
- метод кинетики газовыделения [11–14].

Как правило, при анализе итогов изысканий исходят из посылки, что протекание реакции КС с осадочной и обломочной горной средой соответствует фундаментальным принципам, определяющим топохимическую динамику.

Наиболее точным методом измерения кинетики реакции КС с породой нефтяного пласта является метод вращающегося диска, особенно при использовании гелеобразных или эмульгированных КС. В аппарате с вращающимся диском диск из минерала размещается в большом контейнере, содержащем раствор КС. Вращение осуществляется таким образом, чтобы скорость переноса КС была выше по сравнению со скоростью реакции на поверхности. Применение вращающегося диска для изучения растворения пород карбонатных и терригенных коллекторов в КС принципиально отличается от применения его в электрохимии, где реагирующая площадь остается постоянной. Для примера проведено базовое тестирование КС, результаты которого представлены на рис. 1 и 2.



**Рис. 1. Накопленное количество кальция от времени реакции в зависимости от скорости вращения для образца керна с КС**

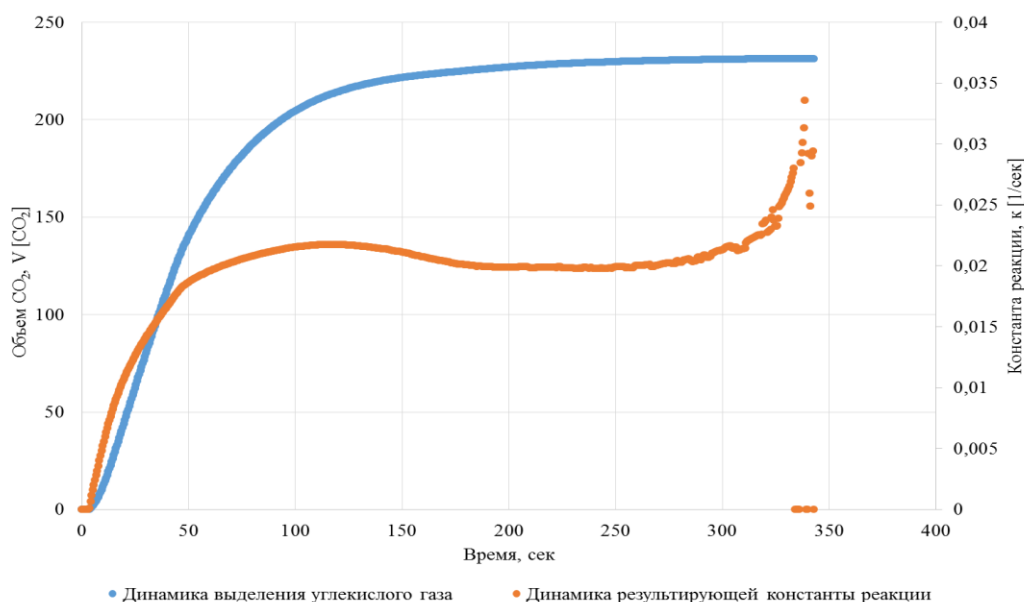


**Рис. 2. Фактическая зависимость скорости реакции от корня квадратного углового скорости вращения диска для керна с КС**

Вместе с тем у этого подхода обнаруживаются определенные минусы, обусловленные значительными расходами на производство и техническую поддержку аппаратуры, инвестициями в научные изыскания, а также потребностью в осуществлении обширного количества экспериментов для уменьшения неточностей.

Определение скорости реакции КС с карбонатными и терригенными породами методом измерения скорости газовыделения отмечается простотой, высокой представительностью результатов исследований, отсутствием дорогостоящего оборудования, несложным процессом подготовки образцов керна и проведения исследований, возможностью выполнения большого количества экспериментов за короткий промежуток времени, что снижает погрешность исследований. Значительное завышение погрешности измерений наблюдается из-за перехода вещества в газообразное состояние при повышенных температурах. Вместе с тем, при понижении температуры, образование кристаллов КС, сопровождающееся формированием льда, резко замедляет доставку реагента к зоне реакции. В результате, общая скорость химической реакции ощутимо уменьшается, вплоть до ее полной остановки. Повторные эксперименты проводятся с целью минимизации погрешности

газовыделения, вызываемой нестационарными периодами протекания реакции. Для примера проведен базовый эксперимент, по результатам которого получены кинетическая кривая выделения  $\text{CO}_2$  и результирующая константа скорости реакции для КС (Рис. 3). Результаты приведены в виде зависимости количества выделившегося  $\text{CO}_2$  от времени реакции.



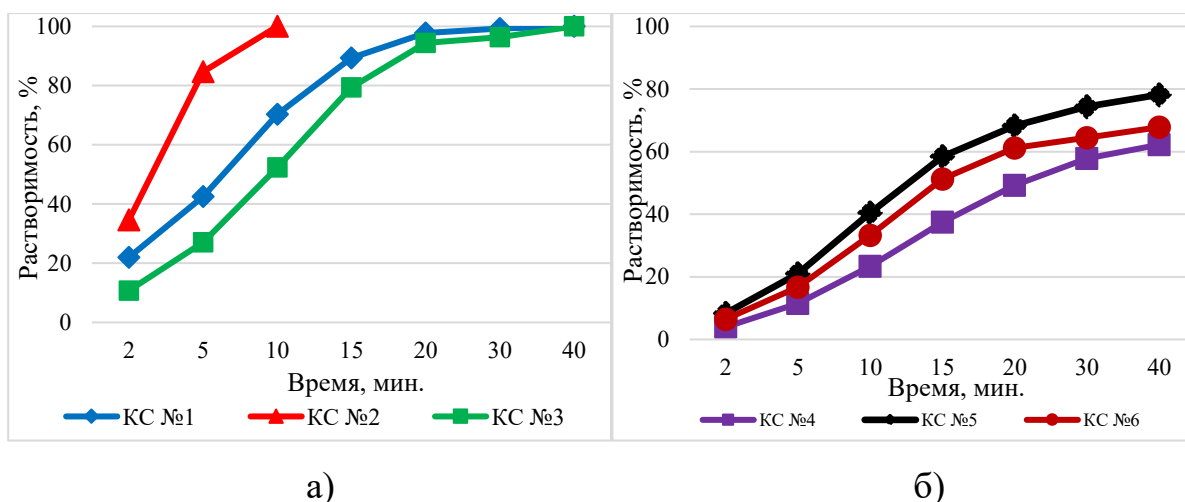
**Рис. 3. Динамика кинетики выделения газа и расчетная константа равновесия по результатам исследований КС на образце керна, насыщенного нефтью 25 °С**

Существует также гравиметрический метод анализа в статическом режиме. Он используется для сопоставления реакционной способности растворов КС. В данном методе регистрация убыли массы образца керна/кварцевого стекла происходит при протекании химической реакции за счет растворения образца керна/кварцевого стекла в КС. По результатам строятся зависимости убыли массы образца керна/кварцевого стекла от времени обработки. Уменьшение массы за счет растворения образца керна/кварцевого стекла в КС показывает, какое количество породы в процентах растворилось за определённый промежуток времени. К преимуществам данного метода относятся высокая точность по сравнению с объемными методами (абсолютная ошибка определения составляет от 0,01 до 0,02%); отсутствие каких-

либо стандартизаций или градуировок по стандартным образцам, необходимых в любом другом аналитическом методе; простота (метод не требует сложной аппаратуры и специальных знаний); доступность (возможность проведения анализа практически в любой химической лаборатории). К недостаткам данного метода можно отнести в отдельных случаях значительную трудоемкость и низкую чувствительность (трудно определять малое количество образца керна).

Проведенный анализ распределения минералов в образцах кыновского и пашийского горизонтов показал высокое содержание кварца, что указывает на решение задачи по определению такого параметра, как «растворимость». Также с учетом опыта и данных по проведению растворимости образцов керна терригенных коллекторов, где были отмечены случаи не только минимального снижения массы, но и её увеличения по причине прохождения всего перечня вышеописанных реакций с образованием осадков и скапливания КС внутри образца, для получения корректных данных изменена методика проведения тестирования параметра «растворимость».

Для проведения лабораторных тестирований по определению растворимости образца керна в КС для матричных и селективных ОПЗ карбонатных коллекторов гравиметрическим методом используют цилиндрические образцы диаметром 2,5 см, высотой 0,8 см неэкстрагированного кернового материала карбонатных пород-коллекторов со средней плотностью  $2500 \text{ кг/м}^3 (\pm 100 \text{ кг/м}^3)$ . Таким образом, необходимая масса кернового материала составляет 10 г. Время, при котором рассчитывают значение данного параметра, – 10 мин (Рис. 4), поскольку в первые 10 мин протекает наиболее активная химическая реакция растворения образца керна в КС, а затем наблюдается её стабилизация.



**Рис. 4. Кинетика реакций образцов керн с КС для матричных и селективных ОПЗ карбонатных коллекторов**

На рис. 5 представлено распределение КС по их предельным значениям растворимости образцов керн.



**Рис. 5. Распределение КС для матричных и селективных ОПЗ карбонатных коллекторов по их предельным значениям растворимости образцов керн**

Из рис. 5 видно, что КС для матричных и селективных ОПЗ карбонатных коллекторов (10,04% от общего числа протестированных КС) имеют значения растворимости образцов керн до 40%, а 89,96% от общего числа протестированных КС – более 40%. Растворимость образца керн в КС для

матричных и селективных ОПЗ карбонатных коллекторов должна составлять не менее 40%, поскольку исходя из полученных данных по лабораторным тестированиям при значении менее 40% в кинетике реакций КС с образцами керна у КС появляется замедление реакции, что не требуется для КС, предназначенных для матричных и селективных ОПЗ карбонатных коллекторов.

Преимуществом КС для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов является то, что данные КС обладают замедленным действием по отношению к пластам, сложенным из карбонатных пород, что обеспечивает более глубокое проникновение и, как следствие, создает разветвленную сеть червоточин, а также происходит перераспределение КС в менее проницаемые и более нефтенасыщенные, закольматированные участки ПЗП с увеличением области дренирования скважин. При этом скорость замедления реакций карбонатных пород с КС достигает 2 и более раз по сравнению с чистой соляной кислотой HCL 15%. Использование специальных добавок и поверхностно-активных веществ (ПАВ) при соответствующем научно-обоснованном выборе их природы и концентрации позволяет включать их в КС, тем самым улучшая значения данного параметра.

Необходимость определения данного параметра состоит в том, что он позволяет определить количественные значения скорости замедления реакции образцов керна с КС по сравнению с HCL 15%, тем самым дает возможность смоделировать процессы прохождения КС в карбонатных пластах и обеспечить глубинную доставку КС в отдаленные участки карбонатных пластов.

КС для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов обладают свойством выравнивать скорости реакции в пласте, а именно замедлять скорости реакции в водонасыщенных пропластках и ускорять их в нефтенасыщенных пропластках за счет введения в них различных реагентов, обладающих поверхностно-активными свойствами, замедляющими

скорость реакции КС с карбонатной породой, позволяющей снизить поверхностное натяжение КС на границе с углеводородом. Благодаря замедленной реакции КС с карбонатными отложениями при температуре пласта, увеличивается зона воздействия при ОПЗ. Это также минимизирует риск образования нежелательных осадков, что в совокупности повышает результативность кислотных обработок с использованием КС. Таким образом, замедленная скорость взаимодействия КС с карбонатной породой обеспечивает более глубокое проникновение реагента в пласт в процессе кислотной обработки. Уменьшение скорости реакции способствует более равномерному распределению кислоты в пористой среде, что расширяет область воздействия и улучшает охват пласта.

Чтобы уменьшить интенсивность взаимодействия кислотного состава с карбонатными породами и расширить область его воздействия, рекомендуется использовать кислотные обработки, основанные на кислотах, которые реагируют с породой медленнее, чем соляная кислота. К таким кислотам относятся, например, уксусная, муравьиная, лимонная кислоты, а также смеси органических кислот и спиртов. В качестве альтернативы, можно применять комплексные кислотные обработки. При таком подходе в скважину закачивают кислотный состав с замедленной реакцией для обработки удаленных участков, после чего его проталкивают вглубь растворами соляной кислоты. При проведении комплексных обработок необходимо обеспечить достаточное время для взаимодействия кислотного состава, которое должно составлять не менее 4–6 часов. Это позволит кислоте эффективно воздействовать на породу и достигнуть желаемого результата [15].

Важным фактором повышения эффективности КС для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов является увеличение глубины стимуляции. В карбонатных коллекторах с повышенной температурой замедление реакции КС с породой достигается различными способами. Ключе-

выми факторами, регулируемыми указанный процесс, являются: уменьшение скорости проникновения КС в структуру породы, снижение содержания ионов  $H^+$  в растворе, а также формирование барьерного сорбционного слоя на поверхности породы. На эти параметры оказывают влияние концентрация, объем, состав и физико-химические характеристики КС, температура и давление в системе, минералогический состав породы, особенности строения коллектора, скорость подачи КС, а также использование специальных добавок. Влияние этих факторов необходимо учитывать для оптимизации процесса обработки и предотвращения нежелательных последствий. Таким образом, регулируя указанные факторы, можно контролировать скорость реакции и тем самым увеличивать эффективность обработки пласта и минимизировать негативное воздействие на коллектор [16].

Для замедления взаимодействия КС с карбонатными породами широкое распространение получило использование специальных добавок, что является одним из наиболее экономичных и действенных решений. Подбор оптимальной формулы КС требует предварительного тестирования на реальных образцах карбонатной породы. Идеальный КС должен демонстрировать более медленную реакцию с породой, насыщенной водой, по сравнению с нефтенасыщенной, что позволит технологической жидкости глубже проникать в пласт [17].

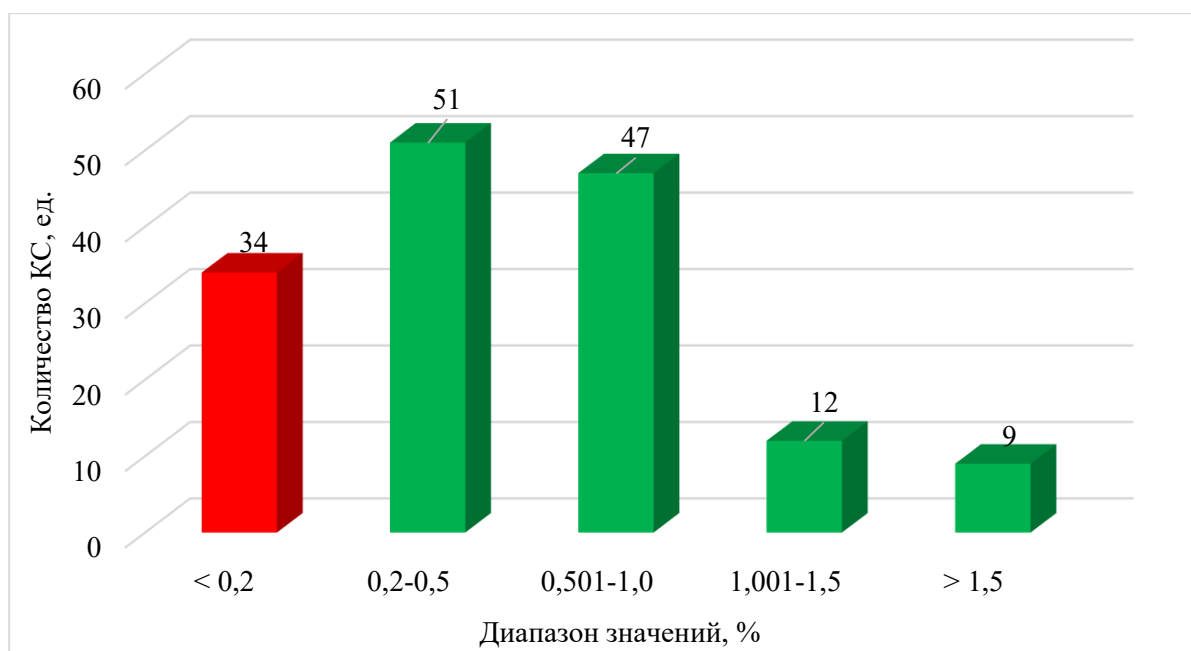
Использование КС с ПАВ при глубокой обработке карбонатных коллекторов приводит к заметному улучшению эффективности и экономических показателей процесса. Такой эффект достигается благодаря замедлению скорости растворения карбонатных пород аэрированным КС с ПАВ. Это обусловлено снижением площади контакта КС с породой из-за наличия газовых пузырьков и затруднением диффузии свежего КС к поверхности породы. Стабилизация аэрированных КС с ПАВ играет ключевую роль в данном процессе [18].

Введение загущающих компонентов (таких как растворы ПАВ, искусственные полимеры и биополимеры) в КС снижает скорость кислотно-карбонатного реагирования. Повышение вязкости КС замедляет конвективный перенос реакционной смеси, содержащей глобулы диоксида углерода. В этих обстоятельствах, реакции протекают почти без перемешивания и ограничиваются исключительно диффузионными процессами. Использование вязких КС для обработки карбонатных пластов с неоднородной проницаемостью оказывается результативным, так как обработке подвергаются зоны с низкой проницаемостью, ранее не затронутые водой [19].

По сравнению с 15%-ным раствором соляной кислоты, самоотклоняющиеся кислотные составы (КС) демонстрируют более медленную реакцию с карбонатными породами. Эффективность их применения требует дополнительного исследования, особенно в контексте минералогического состава целевых пород. В частности, наличие доломита в продуктивном пласте может существенно влиять на результат, поскольку доломит реагирует с самоотклоняющимися КС медленнее, чем известняк. Дальнейшие исследования должны быть направлены на оптимизацию применения самоотклоняющихся КС с учетом минералогических особенностей коллектора для повышения эффективности обработки призабойной зоны скважин [20].

Скорость замедления реакций образцов кернов с КС для глубокопроникающей ОПЗ карбонатного коллектора по сравнению с HCL 15% определяют путем соотношения растворения образца керна в исследуемом КС к растворению образца керна в HCL 15%.

На рис. 6 представлено распределение КС по их предельным значениям растворимости образцов керна.



**Рис. 6. Распределение КС для ОПЗ терригенных коллекторов по их предельным значениям растворимости образцов керн**

Из рис. 6 видно, что КС для ОПЗ терригенных коллекторов (22,22% от общего числа протестированных КС) имеют значения растворимости образцов керн менее 0,2%, а 77,78% от общего числа протестированных КС – более 0,2%.

Анализ распределения минералов в образцах кыновского и пашийского горизонтов показал высокое содержание кварца, что указывает на решение задачи по определению такого параметра, как «растворимость».

Также, используя опыт и данные по определению растворимости образцов керн терригенных коллекторов, где были отмечены случаи не только минимального снижения массы, но и её увеличения по причине прохождения всего перечня вышеописанных реакций с образованием осадков и скапливания КС внутри образца, логично для получения корректных данных изменить методику тестирования параметра «растворимость».

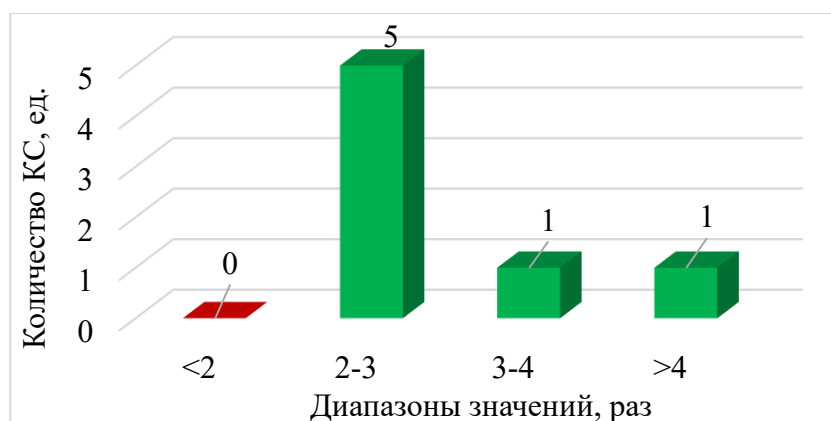
Для проведения лабораторных тестирований по определению растворимости образца кварцевого стекла в КС для ОПЗ терригенных коллекторов

гравиметрическим методом используют кварцевое стекло со средней плотностью  $2500 \text{ кг/м}^3$  ( $\pm 100 \text{ кг/м}^3$ ). Таким образом, необходимая масса кварцевого стекла составляет 5 г. Время, при котором рассчитывают значение данного параметра, составляет 240 мин для терригенных пород-коллекторов, поскольку в первые 240 мин протекает наиболее активная химическая реакция растворения образца керна в КС, а затем наблюдается её стабилизация. Растворимость образца кварцевого стекла в КС для ОПЗ терригенных коллекторов должна составлять не менее 3–5%, поскольку исходя из полученных данных по лабораторным тестированиям при значении менее 3–5% в кинетике реакций КС с образцами кварцевого стекла у КС появляется замедление реакции, что не требуется для КС, предназначенных для ОПЗ терригенных коллекторов.

Лабораторные исследования показали, что данный параметр позволяет повысить достоверность определения растворимости горных пород-коллекторов в КС для ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов, подобрать для них наиболее оптимальные КС, их концентрацию и время растворения с целью повышения эффективности проведения ОПЗ на скважинах с дальнейшим увеличением продуктивности скважин.

На рис. 7 представлено распределение КС для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов по их предельному значению скорости замедления реакции по сравнению с HCL 15%.

Из рис. 7 видно, что КС для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов (100% от общего числа протестированных КС) имеют значения скорости замедления реакции по сравнению с HCL 15% более 2 раз.



**Рис. 7. Распределение КС для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов по их предельным значениям скорости замедления реакции по сравнению с HCL 15%**

Значения скорости замедления реакции образцов керна с КС для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов по сравнению с HCL 15% должны быть не менее 2 раз, поскольку исходя из полученных данных по лабораторным тестированиям, при значениях менее 2 раз в кинетике реакций скорость реагирования КС с карбонатными коллекторами повышается, что способствует уменьшению глубины проникновения КС в пласт и не требуется для КС, предназначенных для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов.

Проведенные лабораторные исследования показали, что данный параметр позволяет выявить преимущества, а также обеспечить возможность адресного подбора оптимального КС для глубокопроникающих ОПЗ карбонатных коллекторов под конкретные объекты разработки.

Образование отложений сульфида железа в скважинах, особенно богатых серой, представляет собой серьезную проблему. Хотя КС, применяемые для очистки скважин, эффективно растворяют данные отложения, этот процесс влечет за собой высвобождение сероводорода – токсичного газа, усугубляющего коррозию оборудования. Кроме того, растворенное железо, по мере нейтрализации кислоты и повышения рН рабочей жидкости, имеет

тенденцию к повторному осаждению. Осаждение происходит в виде гидроксида железа или сульфида железа, что сводит на нет эффект от кислотной обработки. Осаждение железных соединений может ухудшить проницаемость пласта. Кроме того, высвобождение ионов  $Fe^{3+}$  может усилить асфальтеновое шламообразование, т.к. они работают в качестве фазопереносящего катализатора HCl. Шламообразование происходит при движении кислотного состава в пласте с железосодержащими минералами (сидеритом, лимонитом, гетитом и т.д.); в результате реакции ионов железа с полярными группами асфальтенов, содержащихся в нефти коллектора [21].

Наиболее опасными являются соединения трёхвалентного железа, которые в кислой среде растворяются, а при уменьшении кислотности при растворении карбонатной породы могут выпасть в осадок в виде геля гидроксида железа в ПЗП, вызывая вторичную кольматацию. Гелеобразование начинается при  $pH = 1,9$  и продолжается до  $pH = 3,2$

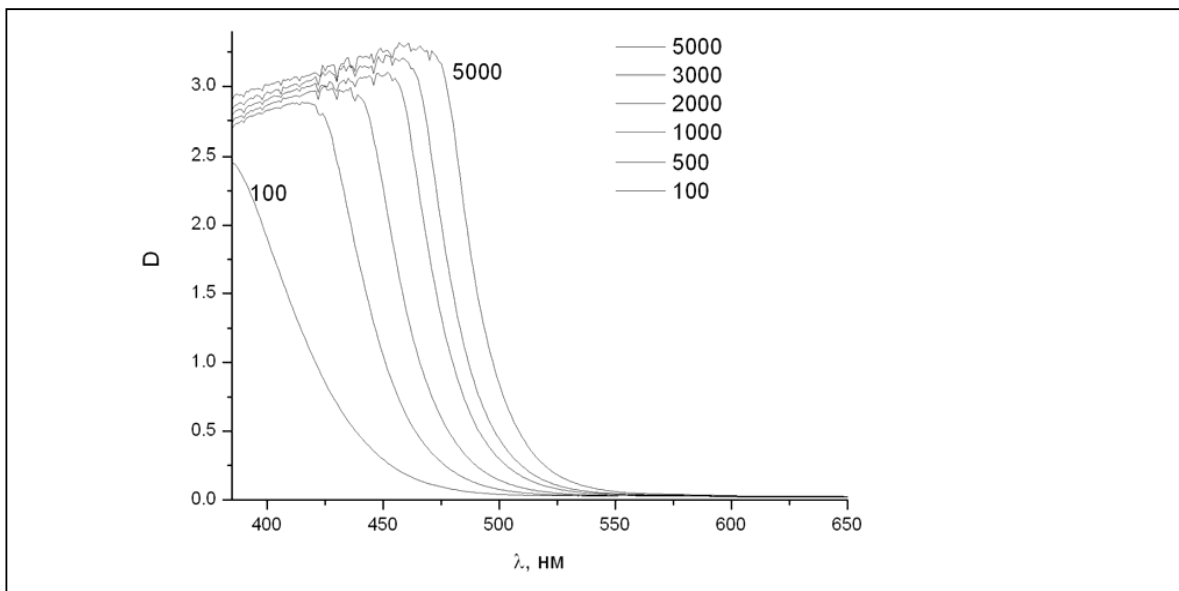
Особую угрозу представляют железосодержащие соединения в степени окисления +3. В кислой среде они переходят в растворённое состояние, однако при нейтрализации, например, при взаимодействии с карбонатными породами, происходит их осаждение в виде гелеобразного гидроксида железа в ПЗП. Это приводит к вторичной кольматации. Процесс гелеобразования инициируется при достижении  $pH = 1,9$  и продолжается до значения  $pH = 3,2$ . Таким образом, изменение кислотности является ключевым фактором, влияющим на выпадение трёхвалентного железа в осадок и, как следствие, на снижение проницаемости ПЗП [11].

Определение совместимости КС для ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов с пластовыми флюидами в «свободном объеме» и отмыв асфальтосмолопарафинового отложения моделирует причину снижения эффективностей кислотных ОПЗ в результате взаимодействия КС с углеводородами и обеспечивают прогнозирование процесса на границе кислотного состава и пластового флюида.

В стандартных протоколах оценки совместимости кислотных составов с пластовыми жидкостями, включая нефть, обычно используют ионы  $Fe^{3+}$  в качестве источника железа. Это делается для имитации ситуаций, когда железо либо поступает в кислоту из-за коррозии труб при закачке, либо уже присутствует в пласте и растворяется в кислоте. Присутствие железа может усугубить образование осадка при контакте кислоты с нефтью [22–27].

В исследовании, проведенном авторами [28], изучалось уменьшение концентрации ионов трехвалентного железа в 15%-ном растворе соляной кислоты. Использовался спектрофотометрический метод, основанный на измерении ослабления полосы поглощения железа (III). Для измерений применялся спектрофотометр Lambda-35 производства PerkinElmer Instruments.

На рис. 8 приведены спектры поглощения раствора хлорида железа (III) в 15%-ных соляных кислотах в диапазонах концентраций ионов железа от 100 до 5000 ppm.



**Рис. 8. Спектры поглощения растворов железа (III) (от 100 до 5000 ppm) в 15%-ной соляной кислоте (область от 385 до 650 нм)**

Спектр поглощения позволяет определить диапазон концентраций анализируемого вещества, при котором соблюдается линейная зависимость

оптической плотности от концентрации, что необходимо при разработке методики определения количественного содержания веществ. Из рисунка 8 видно, что оптимальным значением оптической плотности ( $D$ ) по изменению содержания имеют растворы железа (III) в диапазоне 2000–5000 ppm.

В соответствии с корпоративными стандартами ТНК-ВР [29], регламентирующими контроль качества при гидроразрыве пласта и кислотной обработке, необходимо, чтобы КС, используемый для очистки насосно-компрессорных труб (НКТ), обеспечивал контроль содержания трехвалентного железа на уровне 5000 ppm (5 промилле). При этом предполагается, что протравочный раствор, применяемый для НКТ, будет извлечен на поверхность, а не направлен в пласт. Объем протравочного раствора должен составлять не менее 2 м<sup>3</sup> кислоты, концентрация которой соответствует концентрации основного кислотного состава. Если очистка НКТ невозможна или не планируется, то первые 7 м<sup>3</sup> кислоты должны содержать достаточное количество реагентов для поддержания концентрации трехвалентного железа на уровне 5000 ppm (нейтрализующих или понижающих реагентов, приоритет отдается понизителю железа). Оставшийся объем кислоты, используемой для обработки, должен обеспечивать контроль содержания железа на уровне не менее 2000 ppm (2 промилле). Исходя из результатов приведенных исследований и опыта отечественных и зарубежных специалистов, оптимальным является диапазон концентраций ионов железа от 2000 до 5000 ppm.

В контексте увеличения нефтеотдачи, ключевым фактором при разработке карбонатных и терригенных коллекторов выступает смачиваемость пород. Именно от этого параметра зависят фазовые превращения пластовых жидкостей, реагентов и кислотных составов в пористой структуре, что в свою очередь влияет на эффективность вытеснения нефти. Иными словами, смачиваемость породы оказывает значительное воздействие на поведение флюидов внутри пласта. От этого зависят взаимодействия между нефтью,

вытесняющим агентом и породой, определяя степень извлечения углеводородов. Эта взаимосвязь делает смачиваемость важнейшим параметром при оптимизации стратегий повышения нефтеотдачи. Понимание характера данного параметра играет важную роль в оптимизации извлечения нефти, особенно при ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов. Неверное предположение о характере смачиваемости породы пласта может привести к его необратимым повреждениям и осложнению разработки.

Смачивающая способность КС – физическое взаимодействие КС с поверхностью породы пласта. Она зависит от соотношения между силами сцепления молекул КС с молекулами породы пласта (адгезия) и силами взаимного сцепления молекул КС (когезия). Смачивающая способность КС на основе ПАВ – это способность смачивать породу пласта или растекаться по ней.

Мерой смачивающей способности, определяющей смачиваемость породы пласта КС на основе ПАВ, служит угол смачивания. Угол смачивания (левый/правый) – это угол, образованный касательными плоскостями к межфазным поверхностям, ограничивающим смачивающие КС, а вершина угла лежит на линии раздела трёх фаз. Чем больше угол смачивания, тем хуже смачивание, и наоборот.

В карбонатных коллекторах сконцентрировано 42% остаточных запасов углеводородов, а в терригенных – 58%. Одной из ключевых особенностей большинства карбонатных и терригенных коллекторов является высокая гидрофобность матрицы породы.

Одним из перспективных направлений для увеличения нефтеизвлечения из карбонатных и терригенных коллекторов является повышение гидрофилизирующей способности закачиваемых КС путем введения в них различных ПАВ, обладающих высокими показателями поверхностной активности и моющей способности. Посредством изменения смачиваемости можно влиять на фазовое поведение пластовых флюидов и вытесняющих

агентов в пористой среде (распределение флюидов в поровом пространстве, относительная фазовая проницаемость и т.д.), таким образом, увеличивая конечную нефтеотдачу.

Изученные методы и технологии изменения смачиваемости карбонатных и терригенных коллекторов для увеличения нефтеотдачи позволили выделить КС на основе ПАВ как класс наиболее перспективных агентов для гидрофилизации породы пласта при проведении ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов.

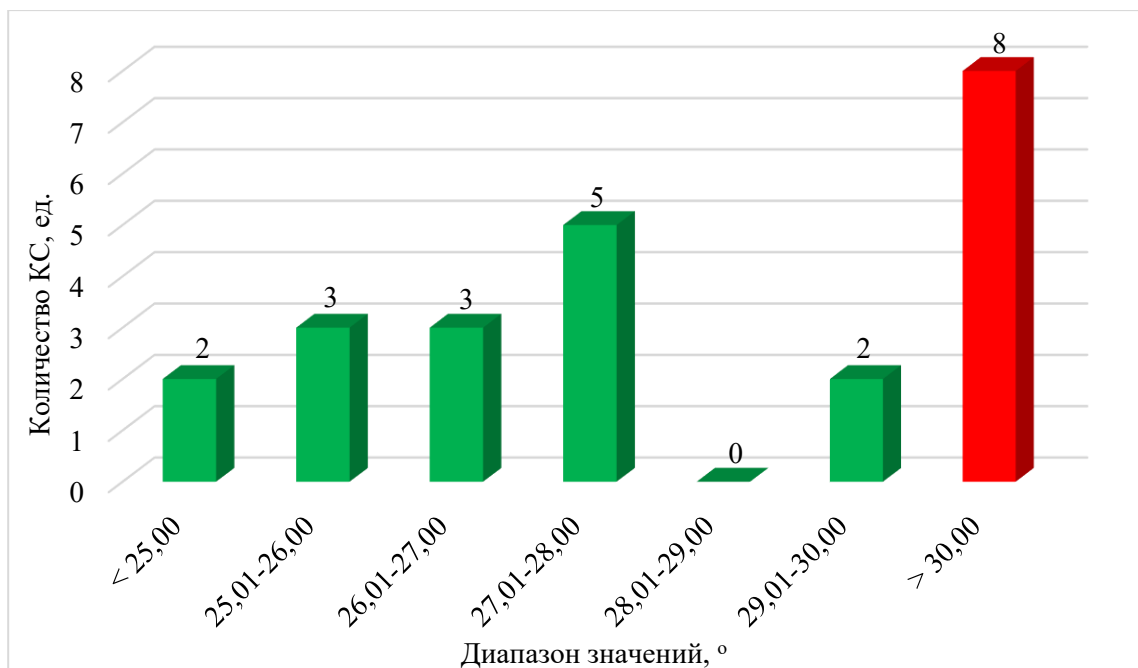
Для определения краевого угла разработано несколько подходов, среди которых: метод анализа наклонных мембран, метод неподвижной капли, тензометрический анализ и способ капиллярного подъема.

Однако, большинство указанных методик ограничены в практическом применении. Это обусловлено тем, что они не позволяют адекватно учитывать неоднородность минерального состава и сложную геометрию пор, характерных для пород-коллекторов. В результате, полученные измерения часто не отражают реальных свойств породы-коллектора в целом.

Измерение и расчет угла смачивания КС методом покоящейся лежащей капли является наиболее распространенным при определении угла смачивания и измеряется в том случае, когда капля КС находится в неподвижном состоянии на твердой поверхности породы с помощью оптического анализатора. По сравнению с другими данный метод является достаточно простым и точным, и поэтому он используется для вычисления угла смачивания в диапазоне 0–180 °. Несмотря на стабильность размера капли в ходе измерений, угол смачивания КС не является величиной постоянной. Внешние условия способны вызвать его изменения с течением времени. Угол смачивания КС подвержен спонтанным изменениям под влиянием таких процессов, как седиментация, испарение и другие физико-химические воздействия.

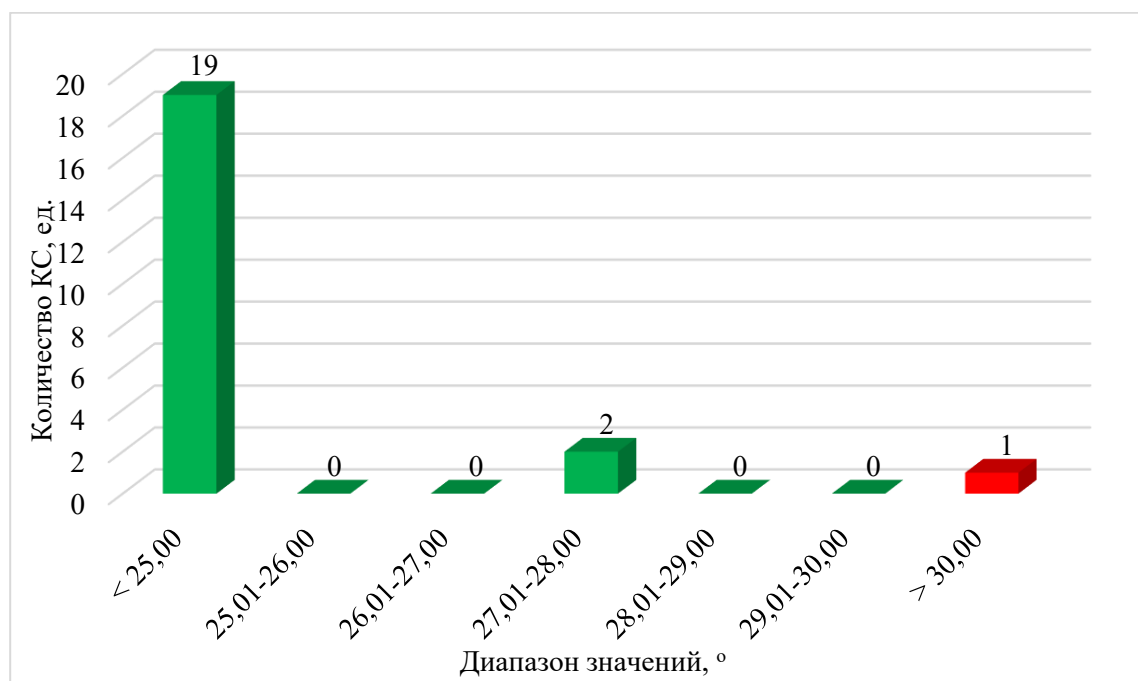
Хотя краевой угол смачивания не дает полной картины свободной энергии твердой поверхности горной породы, он полезен для отслеживания динамики абсорбции и адсорбции контактной жидкости на поверхности породы. С одной стороны, метод краевого угла смачивания не позволяет получить исчерпывающую оценку свободной энергии поверхности твердого тела, представленного горной породой. С другой стороны, его применение позволяет изучать процессы, изменяющиеся во времени, такие как поглощение и прилипание контактной жидкости к породе.

Зачастую исследования затрудняются из-за временной нестабильности свойств, например, растекания капли. Точность измерений также снижается из-за дефектов образца, таких как царапины, пятна или неоднородности поверхности. Однако, метод покоящейся лежащей капли позволяет минимизировать влияние этих факторов. Этот метод позволяет получить более точные результаты даже при наличии вышеупомянутых проблем. Использование данного подхода способствует повышению надежности и воспроизводимости научных данных. Лабораторные тестирования по определению угла смачивания данным методом проводят с помощью оптического анализатора DataPhysics OCA20. На рис. 9 и 10 представлено распределение КС для ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов по их предельным значениям угла смачивания.



**Рис. 9. Распределение КС для ОПЗ карбонатных коллекторов по их предельным значениям угла смачивания**

Из рис. 9 видно, что КС для ОПЗ карбонатных коллекторов (61,9% от общего числа протестированных КС) имеют значения угла смачивания менее 30°, а 38,1% от общего числа протестированных КС – более 30°.



**Рис. 10. Распределение КС для ОПЗ терригенных коллекторов по их предельным значениям угла смачивания**

Из рис. 10 видно, что КС для ОПЗ терригенных коллекторов (95,45% от общего числа протестированных КС) имеют значения угла смачивания менее  $30^\circ$ , а 4,55% от общего числа протестированных КС – более  $30^\circ$ .

Угол смачивания (левый/правый) КС для ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов должен иметь значение не более  $30^\circ$ , поскольку, исходя из полученных данных по лабораторным тестированиям, при значении более  $30^\circ$  КС не смачивают поверхность породы пласта и не происходит гидрофилизация породы пласта при проведении ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов, что может привести к его необратимым повреждениям и осложнению разработки.

### **Результаты**

Результаты экспериментальных и промысловых исследований показали, что рассмотренные физико-химические параметры позволяют повысить достоверность их определения на горных породах-коллекторах КС для ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов и подобрать для них наиболее оптимальные КС на основе ПАВ и их концентрацию с целью повышения эффективности проведения ОПЗ на скважинах с дальнейшим увеличением продуктивности скважин.

### **Обсуждение**

В ходе выполнения данной работы на тему «Повышение эффективности кислотных обработок прискважинных зон карбонатных и терригенных коллекторов» была представлена информация по обсуждению, а именно:

- результатов работы, связанных с литературным обзором и обоснованием нормативных параметров и их значений в ТТУ КС в технологиях ОПЗ;
- сводных результатов по основным процессам при кислотных ОПЗ в карбонатных и терригенных коллекторах;
- анализ исследований по минералогии пород кыновского и пашийского горизонтов для выбора параметра «Растворимость».

## Выводы

Обосновано применение основных нормативных параметров и их значений в технико-технологических требованиях и условиях по КС для карбонатных и терригенных коллекторов в технологиях ОПЗ: определена значимость, рассмотрен отечественный и зарубежный опыт исследований, описаны методики их определения. Определены основные технико-технологические требования и условия, предъявляемые к КС для успешного проведения технологий кислотных ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов. Обозначены основные методики и параметры, определяющие эффективность технологий кислотных ОПЗ. Обоснованы выбор и значимости физико-химических параметров, и их количественные значения.

## Список литературы

1. Гравиметрический анализ: методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплине «Аналитическая химия», «Аналитическая химия и ФХМА» / Юго-Зап. гос. ун-т; сост.: Н.А. Борщ, Л.А. Горбачева. – Курск, 2017. – 21 с.
2. Кристиан М., Сокол С., Константианеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М.: Недра, 1985. – 184 с.
3. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глущенко [и др.]. – Уфа: Гилем, 2010. – 388 с.
4. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шипилов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 80-83.
5. Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Predicting of Flow and Reaction of HCl/HF Mixtures in Porous Sandstone Cores // SPE Journal. – 1976. – № 16 (05). – P. 248-260.
6. Mary S. Anderson Reactivity of San Andres Dolomite // SPE Production Engineering. – 1991. – № 6 (02). – P. 227-232. – SPE-20115.
7. Mumallah N.A. Factors Influencing the Reaction Rate of Hydrochloric Acid and Carbonate Rock // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Feb 20-22, Anaheim, California. – 1991. – SPE-21036-MS.
8. John de Rozières, Chang F.F., Sullivan R.B. Measuring Diffusion Coefficients in Acid Fracturing Fluids and Their Application to Gelled and Emulsified Acids // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Sep 25-28. 1994. – SPE-28552-MS.
9. Cheung S.K., Van Arsdan H. Matrix Acid Stimulation Studies Yield New Results With a Multitap Long-Core Permeameter // Journal of Petroleum Technology. – 1992. – № 44 (01). – P. 98-102. – SPE-19737-PA.
10. Frick T.P., Behdokht M., M.J. Economides Analysis of radial core experiments for hydrochloric acid interaction with limestones // SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, Feb 7-10, 1994. – SPE-27402-MS.
11. Комплексный подход к выбору оптимального кислотного состава для стимуляции

- скважин в карбонатных коллекторах / Р.Я. Харисов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 78-82.
12. Integrated Approach to Acid Treatment Optimization in Carbonate Reservoirs / R.Y. Kharisov [et al.] // Energy & Fuels. – 2011. – № 26 (5). – P. 2621-2630.
  13. Экспериментальное обоснование технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов с применением кислотных композиций на основе слабых кислот / А.Т. Горбунов [и др.] // Теория и практика разработки нефтяных месторождений. – М., 2003. – С. 5-13. – (Сб. науч. тр. / ВНИИнефть им. А.П. Крылова; вып. 129).
  14. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / А.Г. Телин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 69-74.
  15. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Ткачѳв Д.В. Технологии интенсификации добычи нефти. Перспективы и направления развития. – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2021. – 288 с.
  16. Исследование возможностей управления на наноуровне свойствами композиционных составов, повышающих эффективность кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / Р.Я. Харисов [и др.] // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям: тез. II Междунар. науч.-практ. конф., Москва, 21-22 окт. 2010 г. – М.: Нефть и газ, 2010. – С. 366-371.
  17. Солодовников А.О., Андреев О.В., Киселев К.В. Взаимодействие растворов кислотообразующих реагентов с минералами карбонатных коллекторов // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. – 2011. – № 5. – С. 149-155.
  18. Бекетов С.Б. Технология интенсификации притоков углеводородов путем репрессивно-депресссионного воздействия на призабойную зону пласта при капитальном ремонте скважин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 47-50.
  19. Фоломеев А.Е., Вахрушев А.С., Михайлов А.Г. Об оптимизации кислотных составов для применения в геолого-технологических условиях месторождений ОАО АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 108-112.
  20. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь» / С.С. Черепанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 19-28.
  21. Келанд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го издания. – СПб: Профессия, 2015. – 607 с.
  22. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 16. – С. 90-97.
  23. Мартюшев Д.А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.17. – Пермь, 2018. – 24 с.
  24. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – М.; Ижевск: РХД, 2005. – 687 с.
  25. Jacobs I.C., Thorne M.A. Asphaltene precipitation during acid stimulation treatments // SPE Formation Damage Control Symposium, Feb 26-27 1986, Lafayette, Louisiana. – SPE-14823-MS.
  26. Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltenic oil reservoir // Journal of Petroleum

- Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 880-890.
27. Martyushev D.A., J. Vinogradov Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2021. – Vol. 612. – P. 125998.
  28. Кислотные составы для обработки призабойной зоны пласта. Оптимизация по содержанию стабилизатора железа, применительно к некоторым нефтям поволжского региона / В.Ю. Федоренко [и др.] // *Вестник казанского технологического университета*. – 2011. – Т. 14, № 13. – С. 136-140.
  29. Объединенные стандарты ТНК-ВР по соблюдению контроля качества при проведении ГПП и кислотных обработок: version 11.1. – 2008. – URL: [https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/qaqc\\_version\\_11.1\\_final.pdf?ysclid=mf2kmrhtq1172705713](https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/qaqc_version_11.1_final.pdf?ysclid=mf2kmrhtq1172705713) (дата обращения: 02.09.2025).

### References

1. Borshch N.A., Gorbacheva L.A. Gravimetricheskij analiz: metodicheskie ukazaniya k vypolneniyu laboratornyh rabot po discipline «Analiticheskaya himiya», «Analiticheskaya himiya i FHMA [Gravimetric analysis: guidelines for lab sessions in Analytical Chemistry, Analytical Chemistry and Physical-Chemical Methods of Analysis]. Southwest State University. Kursk, 2017, 21 p. (in Russian)
2. Cristian M., Socol S., Constantinescu A. Uvelichenie produktivnosti i priemistosti skvazhin [Well productivity and injectivity enhancement]. Moscow: Nedra Publ., 1985, 184 p. (in Russian)
3. Glushchenko V.N. et al. Kislotnye obrabotki: sostavy, mekhanizmy reakcij, dizajn [Acidizing: acid systems, reaction mechanisms, design]. Ufa: Gilem Publ., 2010, 388 p. (in Russian)
4. Shipilov A.I. et al. Novye kislotnye sostavy dlya selektivnoj obrabotki karbonatnyh porovotreshchinovatykh kollektorov [New acid compositions for selective treatment of carbonate reservoirs]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2012, No. 2, pp. 80-83 (in Russian)
5. Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Predicting of Flow and Reaction of HCl/HF Mixtures in Porous Sandstone Cores // *SPE Journal*, 1976, No. 16 (05), pp. 248-260.
6. Mary S. Anderson Reactivity of San Andres Dolomite // *SPE Production Engineering*. 1991, No. 6 (02), pp. 227-232. – SPE-20115.
7. Mumallah N.A. Factors Influencing the Reaction Rate of Hydrochloric Acid and Carbonate Rock // *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, Feb 20-22, Anaheim, California. 1991. SPE-21036-MS.
8. John de Rozieres, Chang F.F., Sullivan R.B. Measuring Diffusion Coefficients in Acid Fracturing Fluids and Their Application to Gelled and Emulsified Acids // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, Sep 25-28. 1994. – SPE-28552-MS.
9. Cheung S.K., Van Arsdan H. Matrix Acid Stimulation Studies Yield New Results With a Multitap Long-Core Permeameter // *Journal of Petroleum Technology*, 1992, No. 44 (01), pp. 98-102. – SPE-19737-PA.
10. Frick T.P., Behdokht M., M.J. Economides Analysis of radial core experiments for hydrochloric acid interaction with limestones // *SPE Formation Damage Control Symposium*, Lafayette, Louisiana, Feb 7-10, 1994. – SPE-27402-MS.
11. Kharisov R.Ya. et al. Kompleksnyj podhod k vyboru optimal'nogo kislotnogo sostava dlya stimulyacii skvazhin v karbonatnykh kollektorah [The complex approach to the choice of the optimum acid composition for well stimulation in carbonate reservoirs]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2011, No. 2, pp. 78-82. (in Russian)

12. Integrated Approach to Acid Treatment Optimization in Carbonate Reservoirs / R.Y. Kharisov [et al.] // *Energy & Fuels*, 2011, No. 26 (5), pp. 2621-2630. (in Russian)
13. Gorbunov A.T. et al. Eksperimental'noe obosnovanie tekhnologii intensivatsii dobychi nefi iz karbonatnykh kollektorov s primeneniem kislotnykh kompozitsiy na osnove slabyykh kislot [Experimental justification of oil production stimulation using weak acid systems]. *Sbornik nauchnykh trudov / VNIIneft' im. A.P. Krylova – Proceedings of Krylov VNIIneft, No.129. Theory and Practice of Reservoir Engineering*. Moscow, 2003, pp. 5-13. (in Russian)
14. Telin A.G. et al. Kompleksnyj podhod k uvelicheniyu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kollektorah [Integrated approach to improving well acidizing efficiency in carbonate reservoirs]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2001, No. 8, pp. 69-74. (in Russian)
15. Demyanenko N.A., Povzhik P.P., Tkachev D.V. Tekhnologii intensivatsii dobychi nefi. Perspektivy i napravleniya razvitiya [Oil production stimulation technologies. Possibilities and tendencies]. Gomel: Sukhoi State Technical University of Gomel, 2021, 288 p. (in Russian)
16. Kharisov R.Ya. et al. Issledovanie vozmozhnostej upravleniya na nanourovne svoystvami kompozitsionnykh sostavov, povyshayushchih effektivnost' kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kollektorah [Studying the possibility of nanoscale control of acid system properties to enhance well acidizing efficiency in carbonate reservoirs]. *Nanoyavleniya pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya: ot nanomineralogii i nanohimii k nanotekhnologiyam: tez. II Mezhdunar. nauch-prakt. konf. – Nano-phenomena during oil field development: from nano-mineralogy and nano-chemistry to nano-technologies. Proceedings of II International Research and Practice Conference*. Moscow, October 21-22, 2010. M: Oil and Gas Publ., 2010, pp. 366-371. (in Russian)
17. Solodovnikov A.O., Andreev O.V., Kiselev K.V. Vzaimodejstvie rastvorov kislotoobrazuyushchih reagentov s mineralami karbonatnykh kollektorov [Interaction between acid-producing agents and carbonate rock]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Ekologiya i prirodopol'zovanie – Bulletin of Tyumen State University. Environmental Studies and Natural Resources Management*. 2011, No. 5, pp. 149-155. (in Russian)
18. Beketov S.B. Tekhnologiya intensivatsii pritokov uglevodorodov putem repressionno-depressionnogo vozdejstviya na prizabojnuyu zonu plasta pri kapital'nom remonte skvazhin [Stimulation of oil production through overbalance-underbalance technique during well workover operations]. *Neftpromyslovoe delo – Oilfield Engineering*, 2009, No. 5, pp. 47-50. (in Russian)
19. Folomeev A.E., Vakhrushev A.S., Mikhailov A.G. Ob optimizatsii kislotnykh sostavov dlya primeneniya v geologo-tekhnologicheskikh usloviyakh mestorozhdenij OAO ANK «Bashneft'» [On the optimization of acid compositions for geotechnical conditions of oilfields of Bashneft JSOC]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2013, No. 11, pp. 108-112. (in Russian)
20. Cherepanov S.S. et al. Rezul'taty promyshlennogo tirazhirovaniya tekhnologij kislotnykh obrabotok s primeneniem otklonyayushchih sistem na mestorozhdeniyah OOO «Lukoil-Perm'» [Results of industrial replication of acid treatment technologies by using deflection systems at the deposits of LLC LUKOIL-Perm]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij – Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2019, No. 6, pp. 19-28. (in Russian)
21. Keland M.A. Promyslovaya himiya v neftegazovoj otrasli [Upstream chemistry in oil and gas industry]. Translated from English. St.Petersburg: Professiya Publ., 2015, 607 p.
22. Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Mikhailova P.S. O neobhodimosti izucheniya osobennostej

- povedeniya uglevodorodov dlya povysheniya effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin [On the necessity of studying hydrocarbon behavior to improve well acidizing efficiency]. *Territoriya Neftegaz – Oil and Gas Territory*, 2016, No. 16, pp. 90-97 (in Russian)
23. Martynushev D.A. Issledovanie vliyaniya treshchinovatosti na osobennosti razrabotki neftyanykh zalezhey v karbonatnykh kollektorah: avtoref. dis. kand. tekhn. nauk [Studying the effect of rock fracturing on oil production from carbonate reservoirs. Abstract of a PhD Thesis: 25.00.17]. Perm, 2018, 24 p. (in Russian)
  24. Suchkov B.M. Dobycha nefti iz karbonatnykh kollektorov [Oil production from carbonate reservoirs]. Moscow; Izhevsk: RKhD Publ., 2005, 687 p. (in Russian)
  25. Jacobs I.C., Thorne M.A. Asphaltene precipitation during acid stimulation treatments // SPE Formation Damage Control Symposium, Feb 26-27 1986, Lafayette, Louisiana. – SPE-14823-MS.
  26. Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltenic oil reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019, Vol. 174, pp. 880-890.
  27. Martynushev D.A., J. Vinogradov Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2021, Vol. 612, pp. 125998.
  28. Fedorenko V.Yu. et al. Kislotnye sostavy dlya obrabotki prizabojnoj zony plasta. Optimizatsiya po sodержaniyu stabilizatora zheleza, primenitel'no k nekotorym neftyam povolzhskogo regiona [Acid systems for bottomhole zone treatment. Optimization of iron stabilizer concentration for some oils of the Volga region]. *Vestnik kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta – Bulletin of Kazan University of Technology*. 2011, Vol. 14, No. 13, pp. 136-140. (in Russian)
  29. Ob"edinennyye standarty TNK-VR po soblyudeniyu kontrolya kachestva pri provedenii GRP i kislotnykh obrabotok [TNK-VR unified standards for quality control during frac jobs and acidizing: version 11.1]. 2008. URL: [https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/qaqc\\_version\\_11.1\\_final.pdf?ysclid=mf2kmrhtql172705713](https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/qaqc_version_11.1_final.pdf?ysclid=mf2kmrhtql172705713) (in Russian)

### Сведения об авторах

*Дмитриева Алина Юрьевна*, кандидат технических наук, заведующий сектором, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 216  
E-mail: [audmitrieva@tatnipi.ru](mailto:audmitrieva@tatnipi.ru)

*Батури́н Никита Игоревич*, инженер 1-й категории сектора организации промысловых работ лаборатории обработки призабойной зоны пласта и водоизоляционных работ отдела эксплуатации и ремонта скважин, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А  
E-mail: [baturinni@tatnipi.ru](mailto:baturinni@tatnipi.ru)

*Гарифов Камиль Мансурович*, доктор технических наук, начальник отдела эксплуатации и ремонта скважин, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
Россия, 423241, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 64  
E-mail: [garifov@tatnipi.ru](mailto:garifov@tatnipi.ru)

*Фаттахов Ирик Галиханович*, доктор технических наук, директор по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А  
E-mail: [fattakhovig@tatneft.ru](mailto:fattakhovig@tatneft.ru)

#### **Authors**

*A.Y. Dmitrieva*, PhD (Engineering), Head of Sector, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft  
216 Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: [audmitrieva@tatnipi.ru](mailto:audmitrieva@tatnipi.ru)

*N.I. Baturin*, Engineer, Well stimulation and water shutoff laboratory, Well operation and workover department, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft  
186A Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: [aturinni@tatnipi.ru](mailto:aturinni@tatnipi.ru)

*K.M. Garifov*, DSc, Head of well operation and workover department, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft  
64 Djalil Str., Bugulma, 423241, Russian Federation  
E-mail: [garifov@tatnipi.ru](mailto:garifov@tatnipi.ru)

*I.G. Fattakhov*, DSc, Director for EOR, wave and bio-technologies, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft  
186A Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: [fattakhovig@tatneft.ru](mailto:fattakhovig@tatneft.ru)

*Статья поступила в редакцию 24.12.2025*

*Принята к публикации 27.03.2026*

*Опубликована 30.03.2026*