

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №6, Том 10 / 2018, No 6, Vol 10 <https://esj.today/issue-6-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/75NZVN618.pdf>

Статья поступила в редакцию 25.12.2018; опубликована 12.02.2019

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Зиновьев А.М., Карпунин Н.А. Особенности кислотных обработок в условиях высокотемпературных коллекторов // Вестник Евразийской науки, 2018 №6, <https://esj.today/PDF/75NZVN618.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**For citation:**

Zinov'ev A.M., Karpunin N.A. (2018). Features of acid treatment in conditions of high temperature collectors. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 6(10). Available at: <https://esj.today/PDF/75NZVN618.pdf> (in Russian)

УДК 55

**Зиновьев Алексей Михайлович**

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия  
Доцент кафедры «РиЭНиГМ»

Кандидат технических наук

E-mail: [lekso1988@yandex.ru](mailto:lekso1988@yandex.ru)

РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=327270](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=327270)

**Карпунин Никита Александрович**

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия  
Магистрант

E-mail: [knaem@mail.ru](mailto:knaem@mail.ru)

РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=795162](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=795162)

## Особенности кислотных обработок в условиях высокотемпературных коллекторов

**Аннотация.** В процессе разработки нефтяных месторождений проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП) с течением времени снижается в силу различных причин. Например, проницаемость ПЗП может ухудшиться в следствие: набухания глинистого цемента породы коллектора, особенно в случае преобладания в его составе монтмориллонита; выпадения солей или асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) на границах разделов фаз; проникания буровых растворов и жидкостей глушения и т. д. Снижение проницаемости в свою очередь негативно сказывается на дебите скважин, а иногда и вовсе приводит к его отсутствию.

При этом современные, постоянно развивающиеся, технологии бурения позволяют вскрывать всё более глубокие пласты, для которых характерны высокие температуры. Поэтому возрастает потребность в разработке и совершенствовании методов кислотной обработки в подобных условиях. Для снижения рисков при проведении кислотных обработок подобных скважин целесообразно изучить возможные осложнения, которым способствует рост температуры.

Авторами статьи был проведен анализ профильной литературы, на основании которого выделены и рассмотрены основные проблемы, возникающие в ходе кислотных обработок высокотемпературных пластов коллекторов. В числе рассмотренных проблем такие как: быстрая нейтрализация кислоты, интенсивные процессы осадкообразования, ускорение процесса коррозии металла, а также ограничения по термостабильности растворов.

Рассмотрены также и существующие методики решения приведенных проблем, уже нашедшие свое применение в нефтегазовой отрасли.

Представленные в статье материалы позволяют сделать вывод о том, что для проведения успешной кислотной обработки высокотемпературного коллектора необходимо на этапе выбора технологии учитывать целый ряд факторов. Особое внимание стоит обратить на проникающую способность кислотного состава, его коррозионную активность и совместимость с пластовыми флюидами, термостабильность.

**Ключевые слова:** кислотная обработка; высокотемпературный коллектор; призабойная зона пласта; соляная кислота; грязевая кислота; интенсификация притока; терригенный коллектор; карбонатный коллектор

## Введение

В процессе разработки нефтяных месторождений проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП) с течением времени снижается в силу различных причин. Например, проницаемость ПЗП может ухудшиться в следствие: набухания глинистого цемента породы коллектора, особенно в случае преобладания в его составе монтмориллонита [1]; выпадения солей или асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) на границах разделов фаз; проникания буровых растворов и жидкостей глушения и т. д. Снижение проницаемости в свою очередь негативно сказывается на дебите скважин, а иногда и вовсе приводит к его отсутствию.

Обработка пластов кислотными композициями является простым в реализации, как в техническом, так и в экономическом плане, методом интенсификации притока и на сегодняшний день применяются повсеместно при этом демонстрируя высокую эффективность [2], при чем на некоторых объектах сопоставимую с результатами от проведения ГРП [3]. Однако, несмотря на большой накопленный промысловый и лабораторный опыт существует ряд факторов, которые при недостаточном внимании на этапе планирования способны в итоге свести эффект от обработки к нулю или же вовсе привести к отрицательному результату. К таким факторам можно отнести: образование первичных и вторичных осадков по мере протекания реакции кислоты с породообразующими минералами пласта [4]; высокую скорость коррозии скважинного оборудования; образование стойких нефтекислотных эмульсий повышенной вязкости; выпадение АСПВ на границе раздела фаз [5] и т. д.

## Анализ проблемы

Современные, постоянно развивающиеся, технологии бурения позволяют вскрывать всё более глубокие пласты, для которых характерны высокие температуры. Поэтому возрастает потребность в разработке и совершенствовании методов кислотной обработки в подобных условиях. Для снижения рисков при проведении кислотных обработок подобных скважин целесообразно изучить возможные осложнения, которым способствует рост температуры.

### 1. Быстрая нейтрализация кислоты

В виду высокой степени растворимости минералов карбонатных коллекторов соляной кислотой целью обработок коллекторов такого типа является создание сети разветвленных проводящих каналов или же расширение уже существующих. Однако известно, что с ростом температуры происходит увеличение скорости протекания химических реакций вследствие чего «традиционные» минеральные кислоты расходуются значительно быстрее и зачастую не могут обеспечить достаточной степени проникания кислотной композиции в пласт [6].

Авторами работы [7] установлено, что при температуре 149 °С время нейтрализации 15%-ой соляной кислоты в трещине диаметром 2,5 мм составляет 30 секунд. Очевидно, что прокачать кислоту на большое расстояние за такой промежуток времени невозможно и удаленные зоны, которые могут быть загрязнены, кислотному воздействию подвержены не будут.

Стоит учесть и то, что скорость реакции кислоты напрямую зависит от диаметра поровых каналов (уравнение 1), а трещины с большой раскрытостью встречаются в пластах достаточно редко, в связи с чем скорость нейтрализации кислоты будет выше [8].

$$\frac{\tau_1}{\delta_1} = \frac{\tau_2}{\delta_2} = \dots = \frac{\tau_n}{\delta_n} \quad (1)$$

где  $\tau$  время нейтрализации кислоты;  $\delta$  – раскрытость трещины.

## 2. Интенсивные процессы осадкообразования

В отличие от минералов образующих породы карбонатных коллекторов большинство минералов терригенных коллекторов почти не растворяется кислотами. Этот факт обуславливает то, что целью обработок пластов такого типа является не создание новых путей фильтрации, а удаление различного рода загрязнителей, колюматизирующих поровое пространство в области первых метров от ствола скважины. В ходе первичных реакций растворения полевых шпатов и глин растворами грязевой кислоты (смесь соляной и плавиковой кислот) образуются комплексные фтористые соединения кремния и алюминия, которые также могут вступать в дальнейшие реакции с возможностью обильного осадкообразования. Данные реакции принято называть вторичными. Стоит отметить, что при температурах до 50 °С они протекают достаточно медленно, при повышении температуры их скорость возрастает и реакции проходят практически полностью, при чем глинистые минералы реагируют значительно быстрее полевых шпатов [9]. Согласно данным работы [9] в диапазоне температур 65-105 °С также существует возможность образования осадка в виде фторсиликатов. Для пластов с температурой выше 120 °С главным источником колюматации пор коллектора является осажденный кремнезем, образующийся при растворении алюмосиликатов в кислотной среде в процессе предварительной промывки соляно-кислотными растворами. Помимо образования вторичных осадков при слишком быстрой реакции кислот с глинистым цементом может произойти разуплотнение породы с последующим ее разрушением.

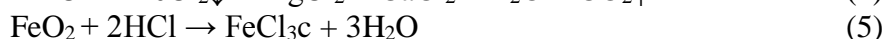
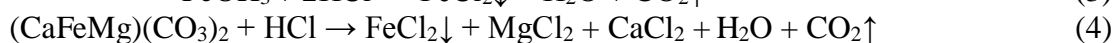
## 3. Ускорение процессов коррозии металла

С ростом температуры и/или концентрации кислоты увеличивается также и скорость кислотной коррозии металлов [4] (уравнение 2) скважинного оборудования, что можно нивелировать увеличением дозировки ингибиторов коррозии. Однако слишком большая их концентрация также может способствовать снижению проницаемости ПЗП [9]. В работе [10] представлены результаты экспериментов по подбору ингибитора кислотной коррозии, согласно которым один из тестируемых ингибиторов при увеличении концентрации сначала демонстрирует увеличение степени защиты от коррозии при малых, но затем наблюдается резкое снижение эффективности до значений ниже начальных. Подобные результаты подтверждают необходимость последовательного подбора компонентов кислотного состава с проведением необходимых лабораторных испытаний.



Помимо возрастания скорости коррозии с повышением температуры также снижается способность ингибиторов коррозии к адсорбции на поверхности металла. В связи с чем многие ингибиторы теряют свою эффективность, что также свидетельствует о необходимости проведения лабораторных испытаний [11]. Коррозия скважинного оборудования помимо снижения срока эксплуатации может привести к засолению почв пластовой водой, а также загрязнению почв и природных водоемов нефтью. Поэтому нефтяные компании уделяют большое внимание этой проблеме.

Согласно данным работы [7] при значениях пластовой температуры порядка 130-140 °С почти треть 15%-ой соляной кислоты может быть нейтрализована еще на этапе её прокачки через насосно-компрессорные трубы (НКТ). Увеличенная скорость процессов коррозии стального скважинного оборудования дополнительно способствует попаданию ионов железа в кислотный состав. В свою очередь соединения железа по мере снижения кислотности растворов сильных кислот ( $\text{pH} < 3$ ) способны образовывать осадки по уравнениям 3-6 [12].



#### 4. Ограничения по термостабильности растворов

Как известно, при повышении температуры химические вещества и материалы в некоторых случаях способны изменять химическое строение и физические свойства. В случае кислотных составов при нагревании может произойти разделение составляющих на фазы, выделение газов, а также выпадение осадков. Это всё в конечном итоге приводит к изменению первоначальных рабочих характеристик раствора.

В работе [13] установлено, что при повышении температуры среды и концентрации кислоты наблюдается одновременное образование эмульсии и осадков (рисунок 1). По мнению авторов осадок образуется при взаимодействии с кислотой в результате протонирования диспергированных коллоидных частиц асфальтенов, находящихся в нефти во взвешенном состоянии. При чем процессы осадкообразования более интенсивно протекают в присутствии солей металлов, а в частности хлоридов. Наибольшее влияние оказывает хлорид железа (III), который, предположительно, при взаимодействии с соляной кислотой образует более растворимый в углеводородной фазе комплекс  $\text{HFeCl}_4$  тем самым ускоряя протонирование и осадкообразование.



а



б

**Рисунок 1.** Осадкообразование при взаимодействии соляной кислоты 24 % масс и нефти при 80 °С [13]: а) Образовавшаяся неустойчивая эмульсия; б) Осадок после фильтрации эмульсии через сито 200 меш.

## Методы решения

В настоящее время специалистами нефтегазовой отрасли накоплен достаточно обширный опыт в решении перечисленных выше проблем, в этой статье представлена лишь часть существующих методов.

Существует возможность достичь увеличения проникающей способности кислоты в пласт и как следствие увеличения охвата обработкой путем создания более высоких давлений закачки (вплоть до давлений разрыва) в случае хорошей приемистости скважин. Данный способ применим в основном для высокопроницаемых, хорошо поглощающих интервалов и требует дополнительного использования специальных отклоняющих реагентов [1]. Так как форсированная закачка кислоты в пласт способствует увеличению охвата обработкой преимущественно высокопроницаемых каналов, при близком расположении водонефтяного контакта может происходить преждевременное обводнение скважин. В случае глубоких, низкопроницаемых пластов данный метод малоприменим в виду существенного увеличения давления нагнетания и больших гидравлических сопротивлений.

Известны случаи, когда для снижения скорости взаимодействия соляной кислоты с карбонатными породами и металлом НКТ производилась предварительная промывка скважины холодной водой. Однако в работе [8] отмечено, что значительному охлаждению подвергается только оборудование скважины, при этом эффективность метода резко снижается с увеличением глубины скважины. В ряде случаев данный метод и вовсе неприемлем в связи с возможностью ухудшения коллекторских свойств пласта и снижения фазовой проницаемости для нефти. Также является трудоемким и требует большого количества закачиваемой воды.

Существует ряд методов, направленных на уменьшение скорости реакции кислоты с породой при помощи модификации кислотных составов другими химическими веществами [14]. Так, придание более высокой проникающей способности кислотным составам возможно путем добавления в раствор слабых органических кислот. Например, на рисунках 2 и 3 представлены зависимости степени растворения и скорости растворения чистого мрамора различными кислотными составами, которые представляют собой смеси минеральных и органических кислот различной концентрации, от времени. Как видно из графиков добавление органических кислот в правильной пропорции способствует значительному увеличению времени растворения породы кислотой. В работе [15] авторы со ссылкой на сторонние исследования отмечают, что в случае замены части соляной кислоты на уксусную можно добиться увеличения времени нейтрализации кислоты вплоть до 4,5 раз.

Согласно данным работы [16] органические кислоты на ряду с органическими соединениями с двумя функциональными группами (спирты, альдегиды, амины) также дополнительно способствуют предотвращению осаждения железа.

В ряде работ [4, 18, 19] для растворения отложений, а также удержания железа используются так называемые «хелатные» соединения, которые как правило представляют собой сложные органические кислоты. Составы на основе хелатных соединений обладают рядом привлекательных свойств, к которым можно отнести низкую коррозионную активность, невысокую скорость реакции, а также большее соответствие требованиям охраны труда и охране окружающей среды. Авторы работы [20] условно подразделили применяемые в нефтегазовой отрасли хелатные соединения на две группы: полиаминокарбоновые кислоты, широко используемые для связывания металлов и гидроксиминополикарбоновые кислоты, используемые преимущественно при кислотных обработках ПЗП.

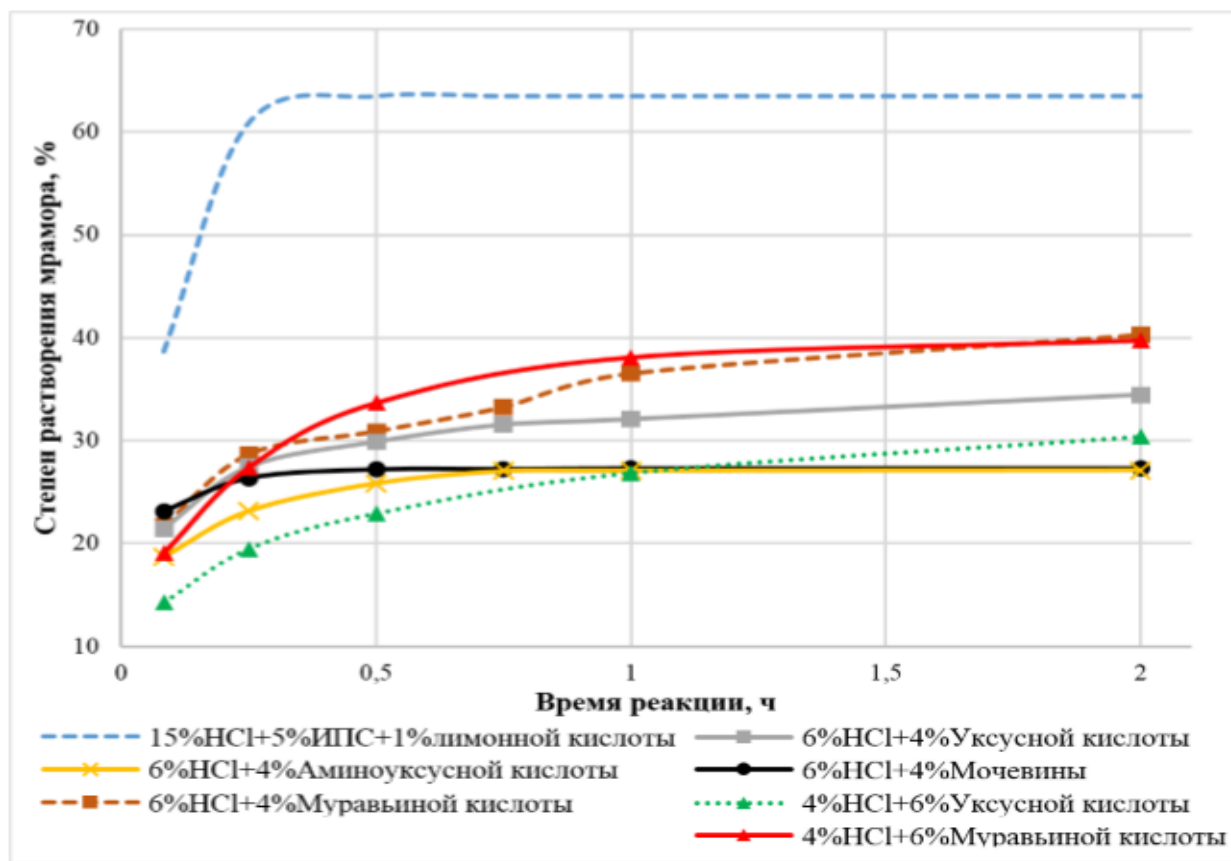


Рисунок 2. Зависимость степени растворения чистого мрамора различными кислотными составами от времени [17]

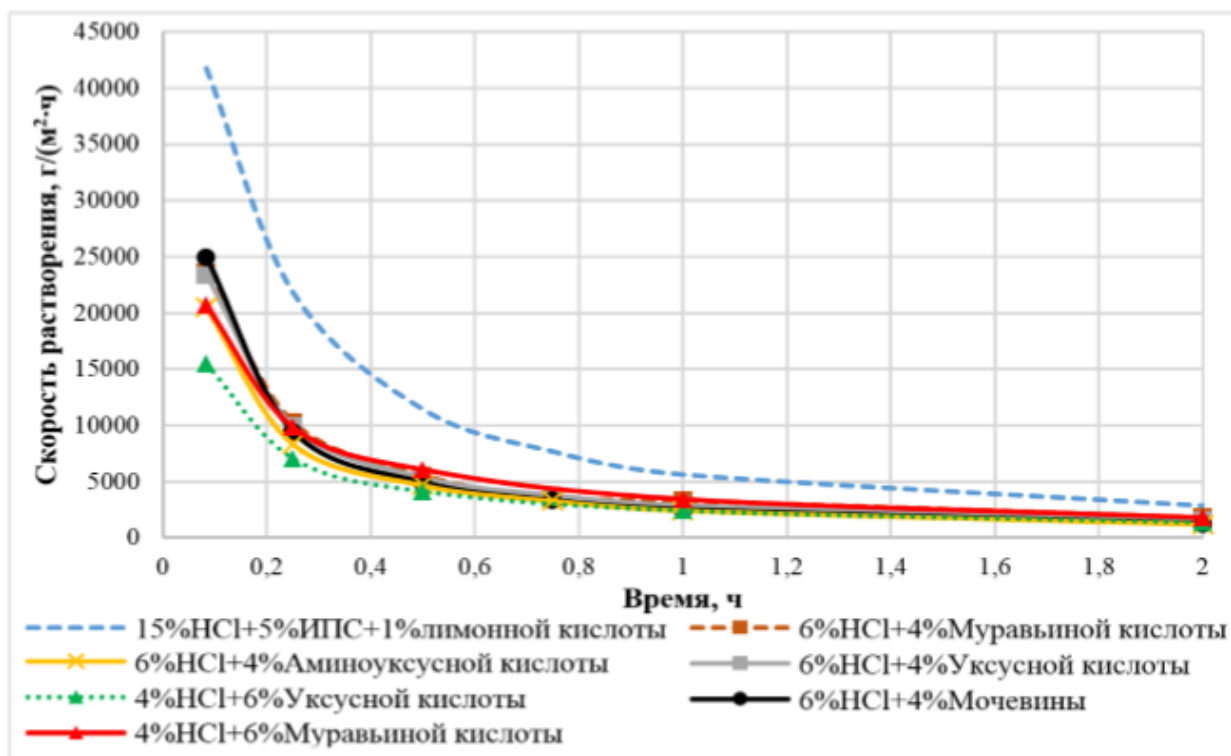


Рисунок 3. Зависимость скорости растворения чистого мрамора различными кислотными составами от времени [17]

Добиться снижения скорости реакции кислоты с породой можно также путем закачки нефтекислотной эмульсии типа «кислота в нефти» или же путем аэрирования кислотного состава с помощью ПАВ, т. е. закачки пенокислотного состава. По данным [8] с помощью аэрирования кислотного состава возможно снизить скорость реакции в 3-5 раз, но данный метод не всегда применим в связи с трудностью создания стабильной пены при температурах выше 80 °С. В свою очередь нефтекислотные эмульсии, являясь структурированными системами с более высокой вязкостью, поступают преимущественно в высокопроницаемые интервалы пласта и требуют повышения давления нагнетания.

Таким образом, в статье описан ряд проблем, способных возникать в процессе кислотной обработки высокотемпературных коллекторов и некоторые способы их решения.

### Выводы

В результате проведенного анализа литературы можно сделать следующие выводы:

1. Для достижения положительного результата целесообразно комплексно анализировать объект и на основании результатов анализа последовательно подбирать компоненты кислотного состава с соблюдением всех необходимых отраслевых требований и стандартов.
2. На основании обобщения материалов, представленных в статье, а также мнений множества специалистов возможно выделить факторы, достижение которых оказывает наибольшее влияние на успешность проведения кислотных обработок в условиях высокотемпературных коллекторов:
  - достаточная степень проникания кислотного состава за счет использования компонентов, снижающих скорость нейтрализации кислоты, и, как следствие, более высокий охват пласта воздействием;
  - хорошая совместимость кислотного состава с пластовыми флюидами;
  - не высокая коррозионная активность кислотного состава по отношению к скважинному оборудованию.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Ли Вьет Хай Повышение продуктивности скважин с высокими пластовыми температурами: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Ли Вьет Хай. – Уфа, 2017. – 128 с.
2. Семанов, А.С. Эффективность применения солянокислотной обработки призабойной зоны пласта в условиях Поточного месторождения / Семанов А.С., Петрова Л.В., Губанов С.И., Зиновьев А.М. // В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2015. – Уфа: УГНТУ. 2015. С. 140-145.
3. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Шевчук Т.Н., Роцин П.В. Кислотная обработка призабойной зоны пласта баженовской свиты после проведения гидроразрыва пласта. Нефтяное хозяйство. 2018. № 4. С. 70-73.
4. Цыганков В.А. Разработка кислотных составов для низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 02.00.11 / Цыганков Вадим Андреевич. – Москва, 2011. – 162 с.
5. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 4. С. 90-96.
6. Магадова, Л.А. Интенсифицирующий кислотный состав для обработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов и терригенных коллекторов с высокой карбонатностью / Л.А. Магадова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №6. – С. 80-83.
7. Лапшин, М.Е. Оценка неоднородности верхнемеловых отложений по распределению в них карбонатного вещества (мезозойские месторождения ЧР) / М.Е. Лапшин // Материалы изучения мезозойских залежей нефти Восточного Предкавказья: тр. СевКавНИПИнефти (ЦНИПР), вып. 10. – Грозный: Чечен.-Инг. кн. изд-во, 1971. – С. 53-61.
8. Халадов А.Ш. Современные представления существующих методов воздействия на призабойную зону высокотемпературного пласта в глубоких скважинах // УНИВЕРСИТЕТ им. В.И. Вернадского. №1(11). 2008. Том 2. С. 109-118.
9. Магадова Л.А. и др. Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора // Нефтепромысловое дело. 2015. № 9. С. 31-36.
10. Литвин В.Т., Рязанов А.А. Рациональный подход к модификации кислотного состава для низкопроницаемых продуктивных пропластков баженовской свиты // Вестник Евразийской науки, 2018 №3, <https://esj.today/PDF/80NZVN318.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
11. Харисов, Р.Я. 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. Ле Вьет Хай, Велиев М.М. Повышение продуктивности добывающих скважин на основе неокислотных компонентов с образованием кислотного состава на забое скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – Вып. 4 (102). – С. 52-59.



13. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 4. С. 90-96.
14. Фарманзаде А.Р., Литвин В.Т., Роцин П.В. Подбор основы кислотного состава и специальных добавок для обработки призабойной зоны пласта баженовской свиты. Международный научно-исследовательский журнал. 2015. № 3-4 (34). С. 68-72.
15. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Роцин П.В. Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженовской свиты Пальяновского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т.10. – № 3. – С. 12.
16. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711 с.
17. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Литвин Владимир Тарасович. – Санкт-Петербург, 2016. – 131 с.
18. Ты Тхань Нгиа, Велиев М.М., Ле Вьет Хай. Исследование новых композиционных составов на основе хелаторов и плавиковой кислоты для повышения продуктивности добывающих скважин с повышенными пластовыми температурами // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. No 10. С. 42-48.
19. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А. Сухокислотная композиция для интенсификации нефтедобычи низкопроницаемых терригенных коллекторов с высоким содержанием карбонатов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 2.
20. Frenier W.W., Wilson D., Crump D. and Jones L.: “Use of Highly Acid-Soluble Agents in Well Stimulation Services”, paper SPE 63242, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, October 1-4, 2000.

**Zinov'ev Aleksej Mihajlovich**

Samara state technical university, Samara, Russia  
E-mail: lekso1988@yandex.ru

**Karpunin Nikita Aleksandrovich**

Saint-Petersburg mining university, Saint-Petersburg, Russia  
E-mail: knaem@mail.ru

## **Features of acid treatment in conditions of high temperature collectors**

**Abstract.** During of developing oil fields, the permeability of the bottomhole formation zone (BHZ) decreases over time for various reasons. For example, the BHZ permeability may deteriorate as a result of: swelling of the clay cement of the reservoir rock, especially in the case of the prevalence of montmorillonite in its composition; the deposition of salts or asphaltene-resin-paraffin substances at the boundaries of the phases; penetration of drilling fluids and killing fluids, etc. Reduced permeability, in turn, adversely affects the production rate of wells, and sometimes even leads to its absence.

At the same time, modern, constantly evolving, drilling technologies allow revealing deeper layers, which are characterized by high temperatures. Therefore, there is an increasing need for the development and improvement of acid treatment methods in such conditions. To reduce the risks of acid treatments of such wells, it is advisable to study the possible complications that are promoted by the increase in temperature.

The authors of the article analyzed the profile literature, on the basis of which the main problems arising during the acid treatments of high-temperature reservoir layers were identified and considered. Among the problems addressed are: rapid acid neutralization, intensive precipitation processes, acceleration of the metal corrosion process, as well as limitations on the thermal stability of solutions. Existing methods of solving the above problems, which have already found their application in the oil and gas industry, are also considered.

The materials presented in the article allow us to conclude that for a successful acid treatment of a high-temperature collector, a number of factors should be taken into account at the technology selection stage. Particular attention should be paid to the penetrating ability of the acid composition, its corrosiveness and compatibility with reservoir fluids, thermal stability.

**Keywords:** acid treatment; high reservoir temperature; bottomhole formation zone; hydrochloric acid; mud acid; production stimulation; terrigenous reservoir; carbonate reservoir