

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

2018, №5, Том 10 / 2018, No 5, Vol 10 <https://esj.today/issue-5-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/28NZVN518.pdf>

Статья поступила в редакцию 25.09.2018; опубликована 16.11.2018

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Карпунин Н.А., Рязанов А.А., Рошин П.В., Хромых Л.Н., Щукин Н.А. Подбор основы кислотного состава пролонгированного действия для терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатных минералов в условиях высоких пластовых температур // Вестник Евразийской науки, 2018 №5, <https://esj.today/PDF/28NZVN518.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**For citation:**

Karpunin N.A., Ryazanov A.A., Roshchin P.V., Khromykh L.N., Shukin N.A. (2018). Selection the basis of acid composition with prolonged action for terrigenous reservoirs with an increased content of carbonate minerals under conditions of high reservoir temperatures. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 5(10). Available at: <https://esj.today/PDF/28NZVN518.pdf> (in Russian)

УДК 55

**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)

**Рязанов Арсентий Алексеевич**

ТПП «РИТЭКБелоярскнефть», Белоярский, Россия  
Начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений  
E-mail: [aaryazanov@ritekbel.ru](mailto:aaryazanov@ritekbel.ru)

РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=878471](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=878471)

**Рошин Павел Валерьевич**

ООО «Акрибия Лаб», Самара, Россия  
Заместитель генерального директора по продвижению  
Кандидат технических наук  
E-mail: [info@akribialab.com](mailto:info@akribialab.com)

РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=699878](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=699878)

**Хромых Людмила Николаевна**

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия  
Доцент кафедры «РиЭНиГМ»  
Кандидат технических наук  
E-mail: [khromykh.lud@yandex.ru](mailto:khromykh.lud@yandex.ru)

РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=729944](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=729944)

**Щукин Никита Анатольевич**

ТПП «РИТЭКБелоярскнефть», Белоярский, Россия  
Ведущий инженер отдела разработки нефтяных и газовых месторождений  
E-mail: [nashukin@ritekbel.ru](mailto:nashukin@ritekbel.ru)

**Подбор основы кислотного состава пролонгированного действия для терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатных минералов в условиях высоких пластовых температур**

**Аннотация.** Кислотные обработки являются одним из основных видов геолого-технических мероприятий проводимых на эксплуатационном фонде скважин. Интенсификация притока кислотными составами стоит в одном ряду с такими методами как, например, гидравлический разрыв пласта. Однако, несмотря на достаточно большую изученность темы, общая эффективность обработок на отдельно взятых объектах зачастую остается не высокой. Это как правило можно объяснить сложным геологическим строением пласта, а именно широким спектром породообразующих минералов. Высокая пластовая температура также вызывает трудности как в процессе подбора основы кислотного состава, так и в процессе выбора технологии его применения. К примеру, на Средне-Хулымском месторождении в период 2014-2017 гг. было проведено 13 обработок добывающих скважин. Минимальный рентабельный прирост дебита нефти был достигнут только от 15 % проведенных работ.

Авторами работы был проведен анализ литературы, на основании которого определены факторы, оказывающие наибольшее влияние при выборе основы кислотного состава, а также сформирована группа лабораторных исследований для подбора оптимальной основы кислотного состава.

В ходе проведения исследований использовались общепринятые методики, а также современное лабораторное оборудование. Результаты исследований показали, что все четыре исследуемых состава обладают пролонгированным действием по отношению к карбонатной составляющей породы. Однако результаты дальнейших исследований с образцами изучаемых объектов показали, что небольшое отличие в минералогическом составе накладывает ограничения на использование некоторых из составов в связи с образованием осадков. По итогам экспериментов разработаны основы кислотного состава для двух объектов Средне-Хулымского месторождения.

Результаты проведенных исследований показали, что последовательный подбор компонентов кислотного состава с соблюдением всех необходимых требований приводит к ожидаемому положительному результату.

**Ключевые слова:** Баженовская свита; кислотная обработка; интенсификация притока; терригенный коллектор; трудноизвлекаемые запасы; высокотемпературный коллектор; высокая пластовая температура; призабойная зона пласта; АФИ

## Введение

Кислотные обработки (КО) являются одним из основных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ) проводимых на эксплуатационном фонде скважин. Интенсификация притока кислотными составами стоит в одном ряду с такими методами как, например, гидравлический разрыв пласта (ГРП). Однако, несмотря на достаточно большую изученность темы, общая эффективность обработок на отдельно взятых объектах зачастую остается не высокой. Это как правило можно объяснить сложным геологическим строением пласта, а именно широким спектром породообразующих минералов. Высокая пластовая температура также вызывает трудности как в процессе подбора основы кислотного состава, так и в процессе выбора технологии его применения. К примеру, на Средне-Хулымском месторождении в период 2014-2017 гг. было проведено 13 обработок добывающих скважин. Минимальный рентабельный прирост дебита нефти был достигнут только от 15 % проведенных работ.

В данной статье представлены результаты лабораторных работ, направленных на подбор основы кислотного состава (КС) для увеличения эффективности КО продуктивных пластов Средне-Хулымского месторождения, а также подробный анализ результатов экспериментов.

## 1. Лабораторные исследования и анализ результатов

После бурения скважины и вскрытия продуктивных отложений, на ее производительность не меняя конструкцию можно повлиять только за счет изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП) [1]. Данный факт связан с тем, что продуктивность скважин зависит главным образом от проницаемости пород. Практика разработки нефтяных и газовых месторождений показывает, что в процессе эксплуатации скважин проницаемость ПЗП снижается в силу различных причин, среди которых могут быть: проникновение фильтрата бурового раствора в процессе первичного и вторичного вскрытия, набухание глины при контакте с водой, воздействие тампонажных растворов при проведении работ по цементированию, воздействие жидкостей глушения при проведении ремонтных работ, выпадение в осадок солей из пластовой воды и т. д. Уменьшение проницаемости ПЗП приводит к снижению дебита скважин, а иногда и вовсе к его отсутствию.

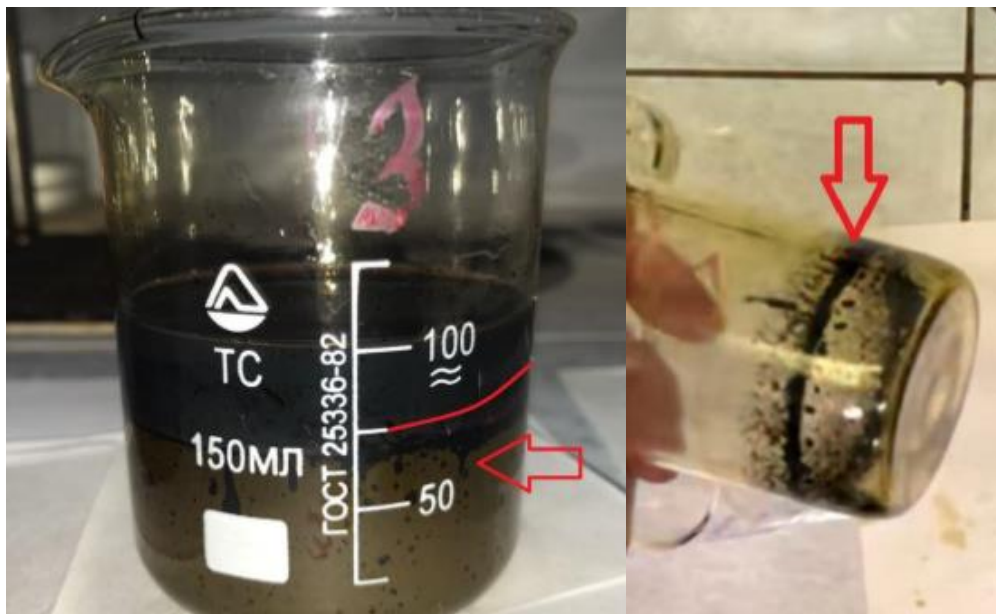
Для восстановления или же увеличения проницаемости ПЗП возможно прибегнуть к КО. В работе [2] отмечается, что в условиях коллекторов баженовской свиты на Средне-Назымском месторождении эффективность КО находится на уровне с ГРП и с каждым годом возрастает. Однако на многих месторождениях процент успешных операций остается не высоким, при чем как в терригенных [3], так и в карбонатных коллекторах [4]. Авторы работы [5] отмечают, что не редки случаи, когда специалисты при выборе КС и обосновании технологии КО опираются только на такой параметр, как эффективная мощность продуктивного интервала. Такой подход, в свою очередь, может привести к отсутствию эффекта или же вовсе ухудшить состояние ПЗП. Для достижения максимально эффективного результата от КО при подборе основы КС необходимо комплексно оценивать причину загрязнения ПЗП, параметры пласта, свойства пластовых флюидов, а также грамотно подбирать специальные добавки, такие как железостабилизирующая присадка, ингибитор коррозии и ПАВ [6, 7].

Рассмотрим более подробно факторы, оказывающие наибольшее влияние при подборе основы КС.

## 2. Причина загрязнения ПЗП и совместимость КС с насыщающими пласт флюидами

По мнению авторов работы [8] основу КС необходимо подбирать на основании анализа загрязнений, при чем существует два пути устранения кольматантов, а именно их растворение или же удаление с поверхности с последующим удержанием в объеме КС. Авторы той же работы [8] ссылаясь на результаты своих, а также сторонних исследований сделали вывод, что зачастую кольматантами являются неорганические соли, соединения железа в виде окарины и гидроокиси 3-валентного железа, частицы песка, глины и углеводороды представленные асфальтосмолопарафиновыми веществами (АСПВ). Некоторые из этих веществ могут образовываться в ПЗП непосредственно в процессе КО в виду несовместимости пластовых флюидов с КС, в частности АСПВ, которые в кислоте не растворяются. По результатам теста на совместимость пластовой нефти объекта АС<sub>9</sub><sup>3</sup> с 15 % раствором HCl (рисунок 1), проведенного специалистами компании ТПП «РИТЭКБелоярскнефть», установлено что сразу после смешения двух жидкостей происходит образование эмульсии, при чем на границе контакта эмульсии со стеклянным стаканом наблюдается налипание АСПВ, которые после встряхивания становятся твердыми как асфальт. Подобные эффекты могут негативно сказаться на результатах обработки даже в случае высокой растворяющей способности КС по отношению к породам ПЗП. В связи с чем целесообразно дополнительно использовать специальные реагенты растворители, которые способны предотвращать образования отложений данного типа и удалять уже имеющиеся. Также растворители дополнительно способствуют снижению вязкости нефти [9, 10]. Для снижения вероятности образования эмульсии возможно

использовать ПАВ [6, 11]. Также целесообразным является использование хелатных агентов для предотвращения коагуляции ПЗП в процессе обработки осадками соединений железа [6, 11, 12].



*Рисунок 1. Тест на совместимость пластиковой нефти объекта Б с 15 % растворов HCl (фото с отчета ТПП «РИТЭКБелоярскнефть»)*

### 3. Минералогический состав пласта коллектора

Большое разнообразие минералов, входящих в состав терригенных пластов коллекторов, обуславливает протекание различных химических реакций, в ходе которых происходит образование многочисленных продуктов. Некоторые из них способны выпадать в осадок коагулируя при этом каналы фильтрации [3, 13]. Зачастую при КО терригенных коллекторов используют так называемую грязевую кислоту, которая представляет собой ни что иное, как смесь плавиковой и соляной кислот. Однако стоит обратить внимание, что при реакции плавиковой кислоты с силикатами, в частности с глинистыми минералами, способны образовываться малорастворимые и нерастворимые соединения (фторалюминаты щелочных и щелочноземельных металлов, фторсиликаты, студенистый гель гидроксида кремния, гидроксид железа III). Данные соединения, по мере нейтрализации кислоты (снижении pH раствора) или при достижении критической концентрации, могут выпадать в осадок [5, 14].

В работе [11] говорится об исследовании, согласно которому при взаимодействии алюмосиликатов с минеральной кислотой происходит деструкция их структуры, сопровождающаяся осаждением кремнекислоты или алюмокремнекислоты. При взаимодействии минеральной кислоты с высококремнистыми силикатами также способен образовываться осадок водного кристаллического кремнезема [11]. Присутствие в составе пород большого количества карбонатных минералов накладывает ограничение на применение фторсодержащих кислот [3, 11]. Как видно из таблицы 1 исследуемые коллектора представляют собой конгломерат различных минералов. Высокое содержание алюмосиликатов одновременно с большим количеством карбонатных включений (кальцит), а также наличие железосодержащих минералов (пирит) усложняет выбор КС, делая этот процесс нетривиальной задачей.

Таблица 1

Минералогический состав объектов разработки

Минералогический состав		Химический состав	АС <sub>10</sub>	АС <sub>9</sub> <sup>3</sup>
Зёрна кварца		SiO <sub>2</sub>	40-45 %	35-40 %
Полевые шпаты (представлены средними и кислыми плагиоклазами и ортоклазами)		Na[AlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> ] и Ca[Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>8</sub> ] K[AlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> ]	35-40 %	40-45 %
Обломки пород (представлены эффузивами и кремнистыми разностями)		SiO <sub>2</sub>	15-20 %	15-20 %
Слюды		K(Mg,Fe) <sub>3</sub> [AlSi <sub>3</sub> O <sub>10</sub> ](OH) <sub>2</sub> и KAl <sub>2</sub> [AlSi <sub>3</sub> O <sub>10</sub> ](OH) <sub>2</sub>	1-2 %	1-2 %, реже 5-7 %
Акцессорные минералы (гранат, эпидот, турмалин, титанистые минералы).		-	<1 %	
Аутигенные минералы	Лейкоксен	-	<0.5 %	<1 %
	Пирит	FeS <sub>2</sub>	<1 %	<2 %
	Кальцит	CaCO <sub>3</sub>	<25 %	<10 %
Глинистый цемент		-	5-10 %	
Каолинит		Al <sub>4</sub> [Si <sub>4</sub> O <sub>10</sub> ](OH) <sub>8</sub>	58-91 %	40-66 %
Смешаннослойные образования		-	3-5 %	

Составлено авторами

#### 4. Пластовая температура

Высокая пластовая температура является одним из главных факторов, способствующих снижению проникающей способности КС. Как известно, с повышением температуры увеличиваются скорости диффузии и протекания химических реакций, что способствует быстрой нейтрализации КС и как следствие приводит к уменьшению охвата пласта обработкой. В работе [15] говорится о двукратном возрастании скорости реакции при увеличении температуры с 93°C до 121°C. Помимо уменьшения глубины проникновения в пласт КС высокая температура способствует ускорению процессов коррозии скважинного оборудования, а также увеличивается интенсивность процессов осадкообразования.

На основании комплексного анализа описанных выше факторов было принято решение отказаться от использования фторсодержащих кислот в составе основы КС. В силу необходимости подобрать составы, способные эффективно растворять представленные в таблице 1 минералы при этом, не образуя нерастворимых осадков. Принято решение исследовать ранее разработанные основы для кислотных составов из линейки «АFI», представляющие собой смесь различных минеральных и органических кислотно кислот. Использование органических кислот обеспечивает более глубокое проникание КС в ПЗП и способствует поддержанию кислотности раствора.

В виду высокого содержания кальцита, особенно в составе объекта АС<sub>10</sub>, первый этап экспериментов проводился на карбонатных дисках. Целью эксперимента было установление двух наиболее эффективных составов, как с точки зрения общей растворяющей способности, так и способности состава обеспечить должный пролонгированный эффект. Исследования проводились по методике [12], описанной далее по тексту.

Образец карбонатной породы распиливался на диски, каждый из которых был отшлифован до одинаковой геометрической формы после чего производились измерения массы, высоты и диаметра. После измерений диски помещались в термошкаф и выдерживались



при температуре 85°C. Далее в стеклянные баночки отбиралось по 50 мл исследуемых кислотных растворов, затем с помощью пинцета в баночки помещались карбонатные диски, после чего каждая из баночек была плотно закрыта крышкой и помещена в термошкаф на время эксперимента. Время экспериментов для каждого из исследуемых растворов составляло 15, 30, 60, 120 и 180 минут, соответственно. По истечению установленного времени баночки с мраморными цилиндрами вынимались из термошкафа, диски промывались водой и помещались в термошкаф для высушивания до постоянной массы, после чего производилось повторное измерение массы образца. Интерпретация результатов проводилась по формулам 1-3 после чего были построены зависимость количества растворенной карбонатной породы от времени (рисунок 2) и зависимость скорости растворения карбонатной породы от времени (рисунок 3).

$$S = 2\pi r(h + r) \quad (1)$$

где  $S$  – площадь поверхности диска, м<sup>2</sup>;

$r$  – радиус диска, м<sup>2</sup>;

$h$  – высота диска, м<sup>2</sup>.

$$Q = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100 \quad (2)$$

где  $Q$  – количество растворенной породы, %;

$m_1$  – масса образца до опыта, г;

$m_2$  – масса образца в результате эксперимента, г.

$$V = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t} \cdot 100 \quad (3)$$

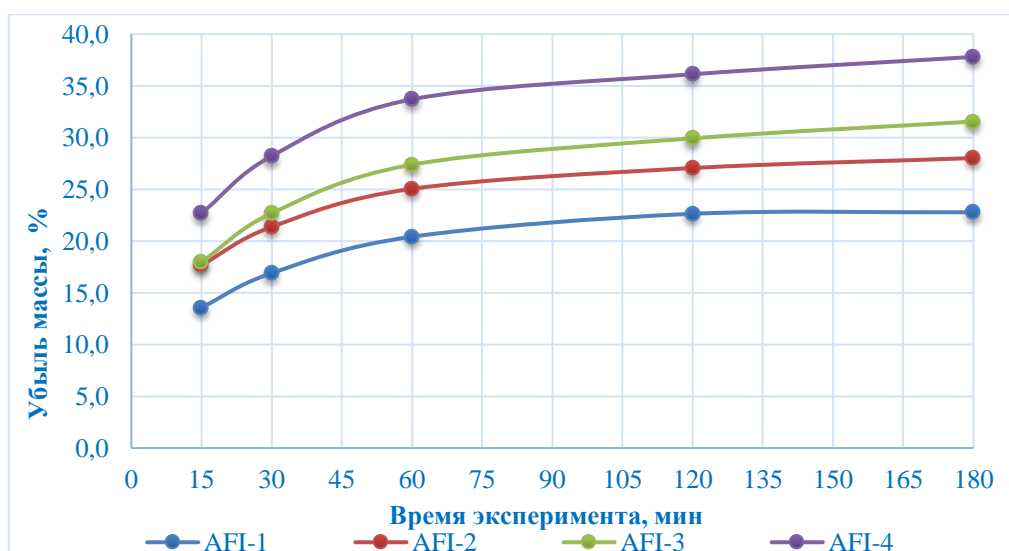
где  $V$  – скорость растворения, г/(м·ч);

$m_1$  – масса образца до опыта, г;

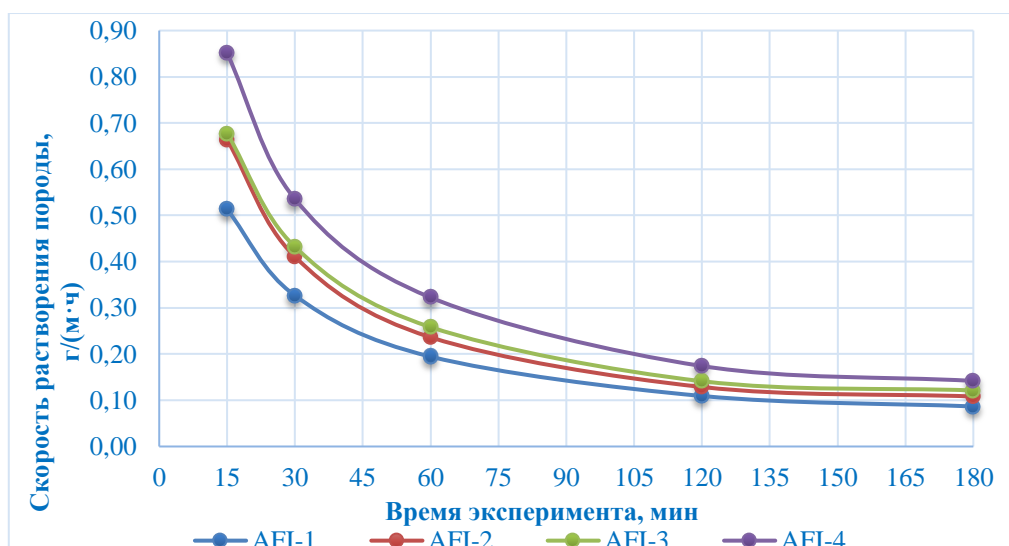
$m_2$  – масса образца в результате эксперимента, г;

$t$  – время опыта, час;

$S$  – площадь поверхности образца, м<sup>2</sup>.



**Рисунок 2.** Зависимость степени растворения карбонатной породы от времени (составлено авторами)



**Рисунок 3.** Зависимость скорости растворения карбонатной породы от времени (составлено авторами)

На основании полученных зависимостей для дальнейших исследований выбраны составы AFI-2 и AFI-4. Состав AFI-1 не был использован в дальнейших экспериментах по оценке растворимости шлама с целевых объектов, т. к. его растворяющая способность значительно ниже, чем у остальных. Это объясняется наименьшей концентрацией кислот среди всех тестируемых составов. AFI-3 отклонен в связи с незначительно большей способностью растворять карбонатную породу по отношению к AFI-2. При этом скорость растворения карбонатной породы практически равна, а большая концентрация кислот в составе AFI-3 приведет к удорожанию КО.

Эксперименты с образцами шлама объектов АС<sub>10</sub> и АС<sub>9</sub><sup>3</sup> проводились по методике схожей с методикой описанной в [11]. Далее по тексту.

Образцы шлама экстрагировались смесью различных растворителей после чего в стеклянные баночки помещалось по четыре грамма навески предварительно высушенной при 85°С, затем баночки с навеской помещались в термощкаф и выдерживались в термощкафу при температуре 85°С в течение 14 часов. После термостатирования в баночку с помощью шприца добавлялось 15 мл кислоты, выдержанной при температуре 85°С более часа. Баночка плотно закрывалась и устанавливалась в термощкаф на время эксперимента – 5, 15, 30, 60 и 120 минут, соответственно. По истечению времени, баночка заполнялась дистиллированной водой и ее содержимое переносилось на предварительно взвешенный бумажный фильтр типа «синяя лента» и высушивалась до постоянной массы при температуре 85°С. Затем по формуле 4 определялась общая растворяющая способность кислоты по отношению в образцам шлама и были построены зависимости степени растворения шлама объектов АС<sub>10</sub> и АС<sub>9</sub><sup>3</sup> от времени (рисунки 4 и 5).

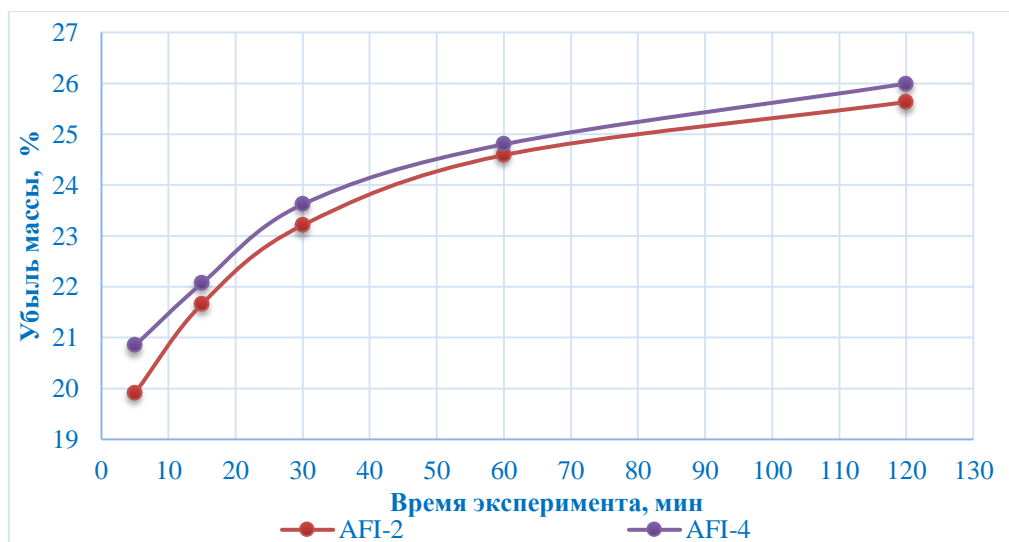
$$P = \frac{(m_{\Gamma} + m_{\Phi}) - m_{\Phi\Gamma}}{m_{\Gamma}} \cdot 100 \quad (4)$$

где  $P$  – степень растворения шлама, %;

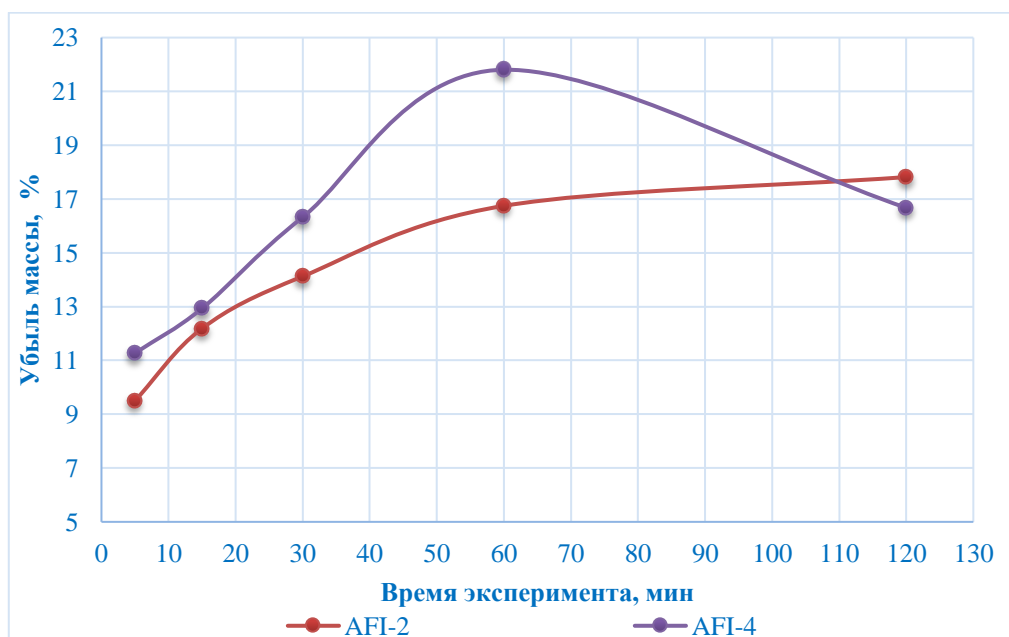
$m_{\Gamma}$  – масса навески шлама до эксперимента, г;

$m_{\Phi}$  – масса фильтра до эксперимента, г;

$m_{\Phi\Gamma}$  – масса фильтра со шламом после эксперимента, г.



**Рисунок 4.** Зависимость степени растворения шлама объекта  $AC_{10}$  от времени (составлено авторами)



**Рисунок 5.** Зависимость степени растворения шлама объекта  $AC_9^3$  от времени (составлено авторами)

Как видно из полученных зависимостей с пробой объекта  $AC_{10}$  оба состава прореагировали без образования осадков, при чем на конец эксперимента (120 минут) оба кислотных состава продолжали растворять образцы, однако эффективность состава AFI-4 несколько выше. В то же время у данного состава с пробой объекта  $AC_9^3$  наблюдается выпадение осадков, что исключает возможность его использования на данном объекте.

Таким образом, в данной работе рассмотрены факторы влияющие на подбор основы КС, а также описаны методики и результаты лабораторных испытаний. Обобщая представленные данные и полученные результаты можно отметить, что выбор основы КС для обработки терригенных коллекторов со сложным минералогическим составом является сложной задачей, требующей индивидуального решения на каждом отдельно взятом объекте.



### Выводы

1. Разработаны основы КС пролонгированного действия для двух, сложных по минералогическому составу, высокотемпературных объектов Средне-Хулымского месторождения.
2. Для обработки объекта АС<sub>10</sub> рекомендуется к использованию состав АFI-4 представляющий собой смесь минеральной и органической кислот. Однако для объекта АС<sub>9</sub><sup>3</sup> его использование недопустимо ввиду наличия осадкообразования с пробой. В связи с этим, для объекта АС<sub>9</sub><sup>3</sup> рекомендован к использованию состав АFI-2, также представляющий собой смесь минеральной и органической кислот, но с меньшей концентрацией.
3. Существенное различие результатов полученных при проведении экспериментов с образцами объектов АС<sub>10</sub> и АС<sub>9</sub><sup>3</sup> в очередной раз доказывает, что даже несмотря на схожесть в минералогическом составе между объектами АС<sub>10</sub> и АС<sub>9</sub><sup>3</sup> один и тот же состав может быть не всегда эффективен. В связи с чем рекомендуется при выборе технологии КО опираться в первую очередь на результаты лабораторных экспериментов с образцами целевого объекта, а не только на результаты промышленных испытаний на похожих объектах.
4. Запланированы дальнейшие работы по подбору специальных добавок к выбранным основам КС.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Бекетов С.Б. Результаты интенсификации притока газа пенокислотными обработками продуктивных отложений на подземных хранилищах газа / Горный информационно-аналитический бюллетень, №5. 2004. М.: МГГУ. С. 320-324.
2. 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.
3. Litvin V.T. The acid treatment of the well on Bazhenov oil formation after hydraulic fracturing operation (Russian) / V.T. Litvin, K.V. Strizhnev, T.N. Shevchuk, P.V. Roshchin // Oil Industry Journal. – 2018. – №4. – С. 70-73.
4. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. – 688 с.
5. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. Пособие для студентов вузов / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.А. Цыганков и др. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
6. 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.
7. 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.

8. Силин М.А., Магадова Л.А. и др. Проведение исследований глубинных проб из нагнетательных скважин с целью разработки составов и технологий для обработки призабойной зоны пласта // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №7. – С. 36-39.
9. Стручков И.А. Обоснование технологии предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ. диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / минерально-сырьевой ун-т “Горный”. Самара, – 2016.
10. Хромых Л.Н. Обзор применения растворителей в процессе добычи высоковязкой нефти и природного битума / Л.Н. Хромых, А.Т. Литвин, А.В. Никитин // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 7-4 (49). – С. 163-167.
11. 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.
12. 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.
13. Магадова Л.А. и др. Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора // Нефтепромысловое дело. 2015. № 9. С. 31-36.
14. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
15. 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.

**Karpunin Nikita Aleksandrovich**

Saint-Petersburg mining university, Saint-Petersburg, Russia  
E-mail: [knaem@mail.ru](mailto:knaem@mail.ru)

**Ryazanov Arseny Alekseyevich**

JSC RITEK, Beloyarskiy, Russia  
E-mail: [aaryazanov@ritekbel.ru](mailto:aaryazanov@ritekbel.ru)

**Roshchin Pavel Valer'evich**

LLC Akribia Lab, Samara, Russia  
E-mail: [info@akribialab.com](mailto:info@akribialab.com)

**Khromykh Lyudmila Nikolaevna**

Samara state technical university, Samara, Russia  
E-mail: [khromykh.lud@yandex.ru](mailto:khromykh.lud@yandex.ru)

**Shukin Nikita Anatolievich**

JSC RITEK, Beloyarskiy, Russia  
E-mail: [nashukin@ritekbel.ru](mailto:nashukin@ritekbel.ru)

## **Selection the basis of acid composition with prolonged action for terrigenous reservoirs with an increased content of carbonate minerals under conditions of high reservoir temperatures**

**Abstract.** Acid treatments are one of the main types of geological and technical measures. Intensification of the inflow of acidic compounds is in line with such methods as, for example, hydraulic fracturing of the formation. However, despite the fact that the topic is sufficiently well studied, the overall efficiency of treatments at individual sites is often not high. This can usually be explained by the complex geological structure of the formation, namely the wide spectrum of rock-forming minerals. High reservoir temperature also causes difficulties both in the process of selecting the basis of the acid composition, and in the process of choosing the technology of its application. For example, at the Sredne-Khulymskoye field in the period 2014-2017. 13 treatments of producing wells were carried out. The minimum cost-effective increase in oil production was achieved only from 15 % of the work done.

Authors of the work carried out an analysis of the literature on the basis of which the factors that have the greatest influence in the choice of the basis of the acid composition were determined, and a group of laboratory studies for selecting the optimal basis of the acid composition was formed.

In the course of the research, conventional methods were used, as well as modern laboratory equipment. The results showed that all four studied composition has a prolonged action in relation to the carbonate component of the breed. However, the results of further studies with samples of the studied objects showed that a slight difference in the mineralogical composition imposes restrictions on the use of some of the compositions in connection with the formation of precipitation. According to the results of experiments designed foundations acid composition for two objects of Sredne-Khulymskoye field.

The results of the navigated studies showed that a consecutive set of components of acid composition with observance of all necessary requirements leads to the expected positive result.

**Keywords:** Bazhenov Formation; acidizing; production stimulation; terrigenous reservoir; challenged reserves; high reservoir temperature; bottom-hole formation zone; AFI