

Подбор оптимальных кислотных композиций для стимуляции продуктивности терригенных и карбонатных пластов основных месторождений

НГДУ «Бавлынефть»

А.В. Облёзов

Научный консультант: М.Х. Мусабилов

Особое значение для повышения эффективности и конечной отдачи методов и технологий обработки прискважинной зоны (ОПЗ) и кислотной стимуляции скважин приобретают вопросы адресного подбора оптимальных кислотных композиций (КК) для каждого геолого-стратиграфического объекта разработки нефтяных месторождений.

В данной аналитической и экспериментальной работе использованы натурные (нативные) образцы кернов, нативная нефть и пластовые воды пяти месторождений (Бавлинского, Сабанчинского, Тат-Кандызского, Матросовского и Ромашкинского (Южная площадь)), по каждому из которых проведены относительно трудоемкие лабораторные эксперименты на 6 горизонтах (бобриковский, пашийский, воробьевский, кизеловский, фаменский, данково-лебедянский) с применением 13 кислотных составов для выбора наиболее оптимальных из них адресно для каждого из месторождений с дифференциацией по карбонатным и терригенным отложениям (подробно описана исследовательская работа по Сабанчинскому месторождению).

Для оценки интегральных технологических качеств тестируемых кислотных составов был применен известный в науке оптимизационный прием – метод численного ранжирования результатов исследований (основных физико-химических и технологических показателей).

Комплексно тестировались основные физико-химические свойства кислотных композиций (КК), которые наиболее важны для реализации кислотных обработок в условиях нефтяных месторождений ПАО «Татнефть»:

– скорость растворения карбонатной и терригенной породы, в том числе критерий «общая кислотная растворимость» и кинетический показатель (динамика растворяющей способности во времени);

– степень коррозионной активности по отношению к металлу (гравиметрический метод);

– взаимодействие с пластовой водой, возможность образования осадков;

– взаимодействие с нефтью, возможность образования стойких нефтекислотных эмульсий повышенной вязкости и осадков, в том числе в присутствии ионов железа.

Для выполнения работы по данной теме подготовлены образцы пластовой нефти и воды по указанным горизонтам (табл. 1).

Таблица 1 – Основные месторождения НГДУ «Бавлынефть»

Месторождение	Площадь	Горизонт	Тип коллектора
Ромашкинское	Южная	пашийский	терригенный
Бавлинское	Бавлинская, Ново-Бавлинская	пашийский	терригенный
	Крым-Сарайская	бобриковский	терригенный
		кизеловский	карбонатный
	998 площадь	бобриковский	терригенный
		кизеловский	карбонатный
Бавлинский участок	доманик	карбонатный	
Сабанчинское	-	бобриковский	терригенный
	-	фаменский ярус	карбонатный
Тат-Кандызское	-	бобриковский	терригенный
		кизеловский	карбонатный
		пашийский	терригенный
Матросовское	-	воробьевский	терригенный

В качестве материала исследований взяты типовые образцы пластовой нефти и воды девона и карбона вышеприведенных основных продуктивных горизонтов НГДУ «Бавлынефть».

Основными объектами исследований стали штатные и относительно новые образцы кислотных композиций (табл. 2).

Таблица 2 – Перечень кислотных композиций

Кислотная композиция	
Для карбонатов	Для терригенов
НСI инг. (22-24 % конц.)	НГТ-9030
НСI 24 МЛ	ГК НЛ
НСI 15 МЛ	ГК МЛ
НСI 24 НЛ	ГКК
НСI 15 НЛ	ГКК-1
ПАКС	ИТПС РС-(Б)
ПАКС-1	ИТПС 708 Г
КСМД	
КСМД-1	

ЗКС	
ИТПС-708 В	
ИТПС-КС А	
ИТПС-РС А	

Указанные в табл. 2 КК являются наиболее применяемыми в ПАО «Татнефть» при кислотных обработках прискважинной зоны пласта (ПЗП). Водный раствор ингибированной соляной кислоты 22-24 %-ной концентрации используется в качестве базы сравнения при исследовании свойств кислотных композиций.

Эффективность современной технологии кислотной обработки определяется следующими основными факторами: технологическими особенностями и приемами закачки в пласт и соответствие кислотной композиции ряду требований, включающих в себя как общие характеристики КК, так и возможность его применения для интенсификации работы конкретного месторождения.

Характеристиками КК, определяющими возможность его применения в соответствии с выбранной технологией проведения кислотной обработки, являются растворимость породы коллектора, совместимость с пластовыми флюидами, коррозионная активность и склонность к вторичному осадкообразованию.

Химический состав пластовой нефти и воды определяет склонность к образованию осадков и эмульсий при взаимодействии с КК и, следовательно, оказывает непосредственное влияние на решение о проведении кислотной обработки.

Основные методики лабораторных испытаний

Определение совместимости КК с пластовыми флюидами

1. Методика тестирования КК на совместимость с пластовой водой

С помощью мерного цилиндра с ценой деления 1 см³ наливают 50 см³ КК и 50 см³ пластовой воды, смешивают соответствующие пропорции КК и пластовой воды, перемешивают в пластиковой лабораторной посуде на лопастной мешалке в течение 10 мин со скоростью 250-300 об/мин. Полученную смесь переливают в мерную бутылочку из термостойкого стекла с завинчивающейся крышкой, объем которой превышает суммарный объем смешиваемых компонентов не менее чем на 20 %. Оставляют при комнатной температуре в течение часа, визуально отмечая однородность смеси и фиксируя результат с помощью фотоаппарата.

2. Методика тестирования КК на совместимость с нефтью

В мерную бутылочку из термостойкого стекла с завинчивающейся крышкой, объем которой превышает суммарный объем смешиваемых компонентов не менее чем на 20 %, с помощью мерного цилиндра с ценой деления 1 см³ наливают 50 см³ КК и 50 см³ нефти. Смешивают соответствующие пропорции КК и нефти, перемешивают в пластиковой лабораторной посуде на лопастной мешалке в течение 10 мин со скоростью 100-110 об/мин. Полученную смесь переливают в мерную бутылочку из термостойкого стекла с завинчивающейся крышкой, объем которой превышает суммарный объем смешиваемых компонентов не менее чем на 20 %. Оставляют при комнатной температуре в течение четырех часов. Каждый час визуально отмечают изменение уровня разделения фаз и фиксируют результат с помощью фотоаппарата. По истечении необходимого времени смеси проливают через металлическое сито с размером ячейки 0,2 мм, отмечая при этом легкость прохождения и наличие/отсутствие углеводородных коллоидных образований на сите. В случае наличия на сите нефтяных сгустков отфильтровывают в течение 10 минут и делают снимки.

3. Методика тестирования КК на совместимость с нефтью в присутствии ионов железа (III)

Для проведения опыта хлорное железо тщательно растирают с помощью ступки в фарфоровой чашке до порошкообразного состояния. На аналитических весах взвешивают 0,521 г хлорного железа из расчета содержания 2000 долей ед. железа (III) и 1,321 г из расчета содержания 5000 долей ед. железа (III) (необходимо провести 3 параллельных взвешивания). В мерную бутылочку из термостойкого стекла с завинчивающейся крышкой, объем которых превышает суммарный объем смешиваемых компонентов не менее чем на 20 %, с помощью мерного цилиндра с ценой деления 1 см³ наливают 50 см³ КК и растворяют в нем FeCl₃. Дают постоять 10 - 15 минут для прохождения восстановительной реакции до образования ионов железа (II) в случае присутствия стабилизатора железа восстанавливающего действия в КК. Далее наливают 50 см³ нефти, закрывают герметично крышкой, перемешивают несколькими переворачиваниями бутылочки и оставляют при комнатной температуре в течение четырех часов. Каждый час визуально отмечают изменение уровня разделения фаз и фиксируют результат с помощью фотоаппарата.

Исследование кинетики реакции КК с конкретным образцом керна

Навеску кернового материала взвешивают на аналитических весах (с точностью 0,01 г), осторожно опускают в стакан с КК вместимостью 70-100 см³. Засекают время начала реакции. Отмечают характер реакции (медленный, бурный или др. характерный

признак). Через установленное время навеску вынимают пинцетом, помещают на салфетку (хлопок) на 15-20 с. После взвешивания остаток навески опускают в стакан с КК, опыт продолжают. Каждый раз фиксируют время от начала реакции и остаточную массу навески. Окончанием опыта считается момент полного растворения остатка образца керна. По результатам опыта строят график зависимости «изменение массы навески – время».

Исследование общей растворимости образцов керна

Методика гранулометрического анализа по оценке критерия «Общая растворимость» включает в себя:

–навеску кернового материала взвешивают на аналитических весах (с точностью 0,01 г);

–навеску осторожно опускают в стакан с КК вместимостью 70-100 см³. Засекают время начала реакции;

–после окончания реакции (время полной реакции варьируется от минут до нескольких часов в зависимости от состава керна и КК) измеряют остаток навески кернового материала. Для этого проводят операцию высушивания остатка на фильтровальной бумаге до постоянной массы. Расчет проводят по формуле (1):

$$P_{\text{спос.}} = (M_0 - M_{\text{ост}})/M_0 \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $P_{\text{спос.}}$ – растворяющая способность кислоты, %;

M_0 – первоначальная масса навески, г.;

$M_{\text{ост}}$ – масса остатка, г.

–по результатам анализа оценивают критерий «общая растворимость» кернового материала.

Результаты исследований КК на соответствие критерию «общая химическая растворимость» с керовыми образцами данного объекта приведены в таблицах 3, 4 и на рис. 1, 2.

Таблица 3 – Результаты испытаний по определению растворяющей способности кислотных составов с образцами кернов

Кислотная композиция	m _{нач.}	Время реагирования (мин)						
		1	5	10	30	60	360	1440
ГКК	5,41	5,59	5,56	5,52	5,50	5,45	5,42	5,42
ГК МЛ	6,46	6,71	6,62	6,56	6,35	6,27	6,07	5,81
ГК НЛ	4,95	5,03	5,01	4,98	4,88	4,82	4,77	2,98
НГТ 90-30	10,65	11,07	11,03	10,9	10,85	10,82	10,8	10,7
ГКК 1	9,44	10,02	10,03	10,0	9,89	9,59	9,42	8,79
ИТПС РС-(Б)	6,52	6,85	6,67	6,60	6,57	6,56	6,53	6,43
ИТПС 708Г	7,60	8,0	7,87	7,86	7,74	7,63	7,46	6,54

В случае использования кислотных растворов ГК НЛ и ИТПС 708Г наблюдается распад общего объема образца керна на небольшие кусочки. Соответственно, в таблицу заносили данные по сумме масс кусочков.

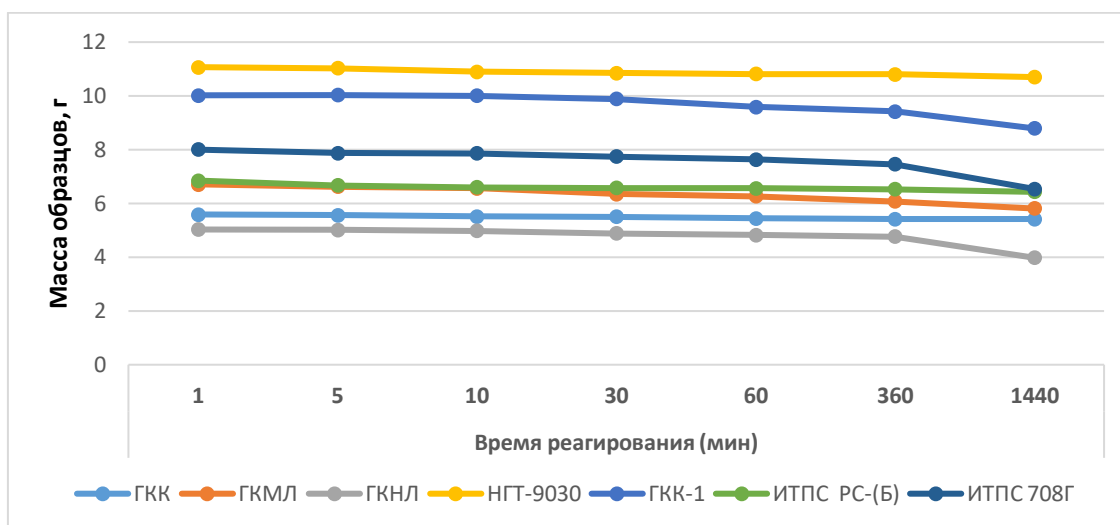


Рис. 1. Зависимость изменения массы исследуемых образцов кернов от времени реагирования с различными КК

Для детального исследования скорости воздействия составов, образцы кернов перевели в порошкообразное состояние, увеличив тем самым площадь соприкосновения их с кислотными составами. Масса навески составляла 9 г.

Таблица 4 – Результаты испытаний по определению растворяющей способности КК с образцами кернов в порошкообразном состоянии

Кислотная композиция	m _{нач.}	Время реагирования (240 мин)	Растворяющая способность КК, %
		m ₁	P
ГКК	9	7,31	18,78
ГК МЛ	9	7,29	19
ГК НЛ	9	7,73	14,11
НГТ 90-30	9	7,58	15,78
ГКК 1	9	7,31	18,78
ИТПС РС-(Б)	9	7,10	21,11
ИТПС 708Г	9	6,81	24,33
HCl (24%)	9	8,56	4,89

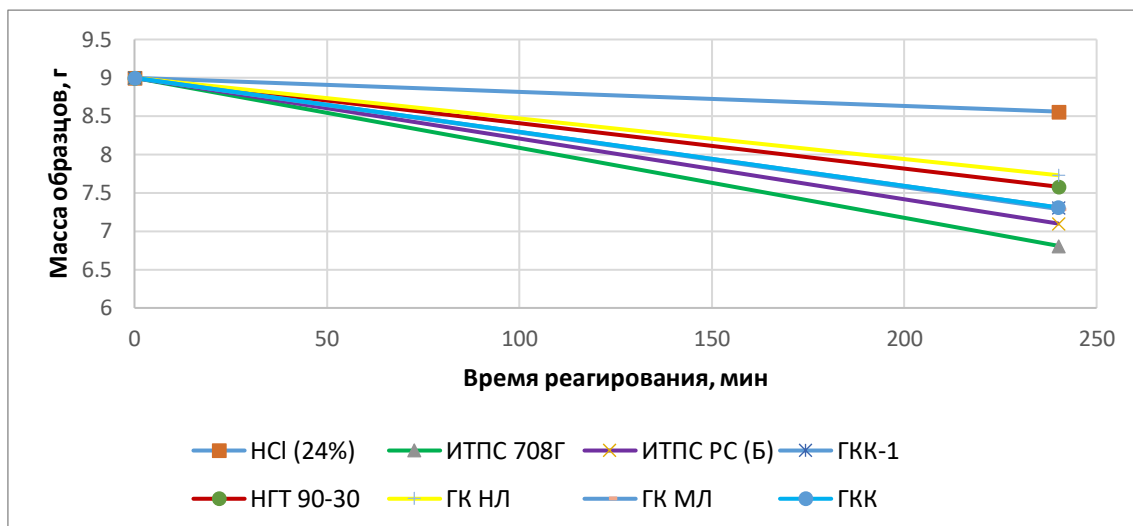


Рис. 2. Зависимость изменения массы исследуемых образцов кернов от времени реагирования с различными КК

Результаты исследований на кинетику химических реакций КК с керновыми образцами данного объекта представлены в табл. 5 и на рис. 3.

Таблица 5 – Результаты испытаний по определению скоростей реагирования КК с образцами кернов

Кислотная композиция	$m_{нач.}$	Время реагирования (мин)					Скорость реагирования, г/с
		5	10	20	60	120	
HCl инг. (22-24% конц)	12,46	3,66	0				0,02
HCl 24 МЛ	11,69	8,89	4,67	0,60	0		0,012
HCl 15 МЛ	7,41	6,15	4,06	1,26	0		0,006
HCl 24 НЛ	9,56	4,64	0				0,016
HCl 15 НЛ	12,04	8,29	3,82	0,72	0		0,014
ПАКС	11,28	3,09	0				0,019
ПАКС-1	9,36	7,34	1,09	0			0,014
КСМД	8,13	4,04	0,21	0			0,013
КСМД-1	10,97	10,18	8,74	6,53	1,73	0	0,004
ЗКС	12,16	10,15	9,23	7,92	5,60	3,48	0,005
ИТПС-708 В	12,05	10,09	7,07	3,36	0		0,008
ИТПС-КС А	11,00	10,53	10,00	8,75	5,22	2,24	0,002
ИТПС-РС А	9,40	8,63	7,17	4,61	0,97	0	0,004

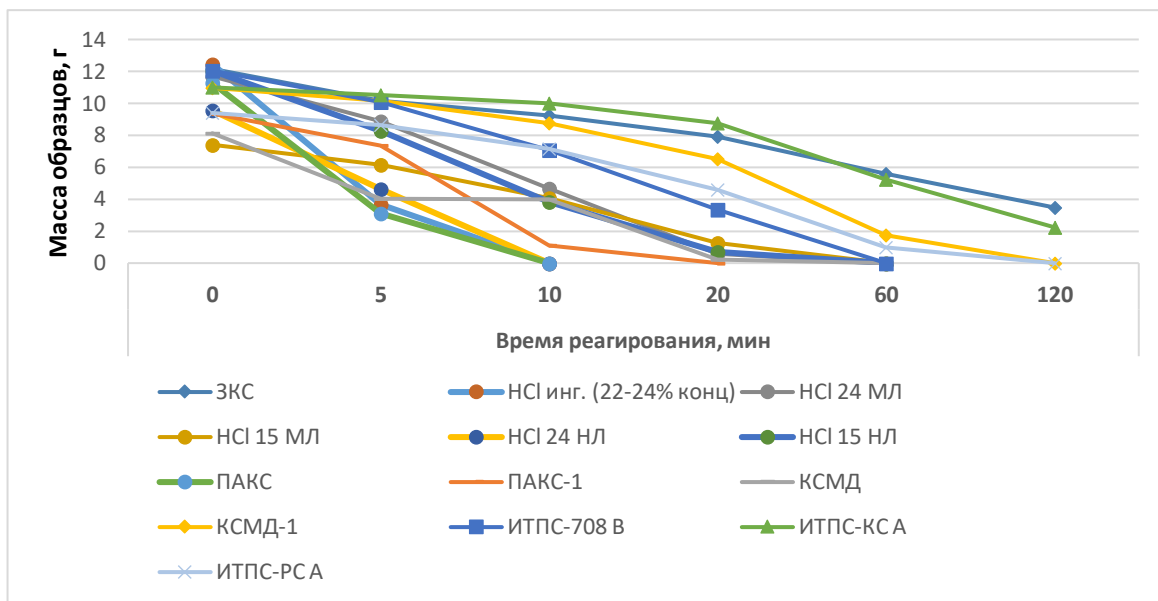


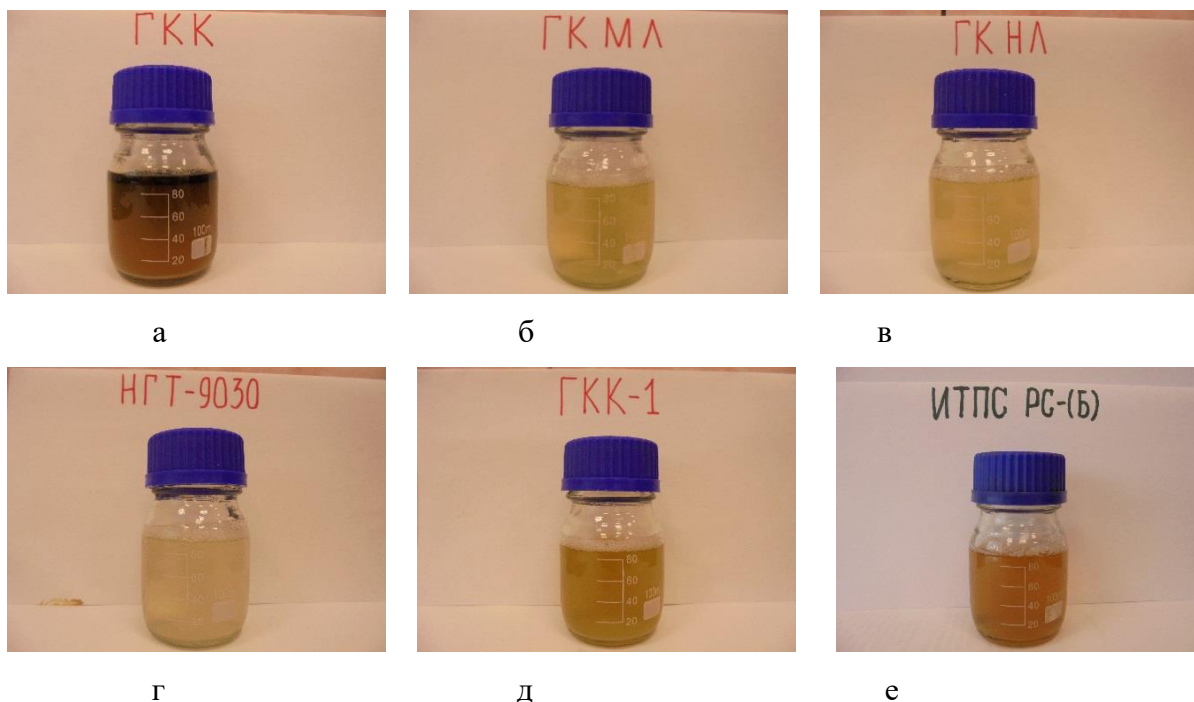
Рис. 3. Зависимость изменения массы исследуемых образцов кернов от времени реагирования с различными КК

Исследование кислотных композиций на соответствие критерию «отсутствие эмульсиеобразования» с нефтью и пластовыми водами основных месторождений НГДУ «Бавлынефть»

Сабанчинское месторождение, бобриковский горизонт:

а) тест на совместимость с пластовой водой.

Результаты исследований на совместимость КК с пластовой водой данного объекта изображены на рис. 4.





ж

Рис. 4. Результаты исследований на совместимость КК с пластовой водой

При смешении кислотных композиций с пластовой водой фазовое расслоение компонентов наблюдается только при перемешивании пластовой воды с кислотной композицией ГКК.

б) тест на совместимость с нефтью.

Результаты исследований на совместимость КК с нефтью данного объекта изображены на рис. 5, 6 и в табл. 6.



а



б



в



г



д



е



ж

Рис. 5. Результаты исследований на совместимость КК с нефтью

Таблица 6 – Результаты исследований по критериям «эмульсиеобразование» и «ситовый анализ»

Кислотная композиция	Соотношение н/к через 30 мин после перемешивания	Результаты ситового анализа (оценка по пятибальной шкале)
ГКК	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ГК МЛ	60/40	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ГК НЛ	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
НГТ-9030	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ГКК-1	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ИТПС РС-(Б)	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ИТПС 708 Г	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)

Композиции ГКК, ГК НЛ, НГТ-9030, ГКК-1 показывают разделение фаз, близкое к полному. Граница раздела фаз четкая.

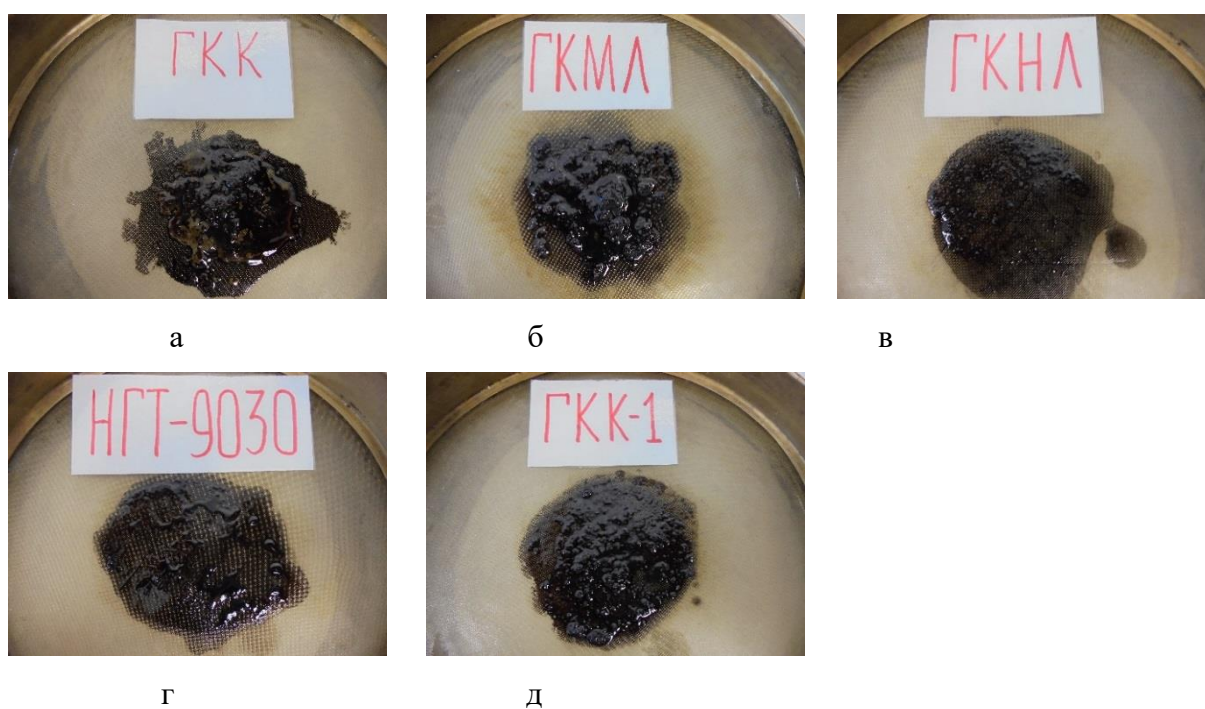


Рис. 6. Результаты ситового анализа на совместимость КК с нефтью

Все смеси КК с нефтью проходят через сито свободно.

в) тест на совместимость с нефтью в присутствии ионов железа (III).

Результаты исследований по критериям «эмульсиеобразование» и «ситовый анализ» в присутствии ионов железа (III) представлены в табл. 7.

Таблица 7 – Результаты исследований по критериям «эмульсиеобразование» и «ситовый анализ» в присутствии ионов железа (III)

Кислотная композиция	Соотношение н/к через 30 мин после перемешивания	Результаты ситового анализа (оценка по пятибальной шкале)
ГКК	50/50	Наличие жидких сгустков на сите (3)
ГК МЛ	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ГК НЛ	50/50	Небольшое количество жидких сгустков на сите (4)
НГТ-9030	50/50	Наличие большого количества крупных жидких сгустков на сите (2)
ГКК-1	50/50	Небольшое количество жидких сгустков на сите (4)
ИТПС РС-(Б)	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ИТПС 708 Г	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)

Определение совместимости КК с пластовыми флюидами карбонатных коллекторов основных месторождений НГДУ «Бавлынефть»

Сабанчинское месторождение, горизонт фаменский ярус

а) тест на совместимость с пластовой водой.

При смешении кислотных составов с пластовой водой фазовое расслоение компонентов не наблюдается.

б) тест на совместимость с нефтью.

Результаты исследований на совместимость КК с нефтью данного объекта изображены в табл. 8.

Таблица 8 – Результаты исследований по критериям «эмульсиеобразование» и «ситовый анализ»

Кислотная композиция	Соотношение н/к через 30 мин после перемешивания	Результаты ситового анализа (оценка по пятибальной шкале)
НС1 инг. (22-24% конц.)	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
НС1 24 МЛ	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
НС1 15 МЛ	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
НС1 24 НЛ	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
НС1 15 НЛ	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ПАКС	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
ПАКС-1	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
КСМД	Не наблюдается	Наличие обильных жидких сгустков на сите (2)
КСМД-1	Не наблюдается	Незначительное количество жидких сгустков (4)
ЗКС	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ИТПС-708 В	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
ИТПС-КС А	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ИТПС-РС А	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)

в) тест на совместимость с нефтью в присутствии ионов железа (III).

Результаты исследований по критериям «эмульсиеобразование» и «ситовый анализ» в присутствии ионов железа (III) данного объекта представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты исследований по критериям «эмульсиеобразование» и «ситовый анализ»

Кислотная композиция	Соотношение н/к через 30 мин после перемешивания	Результаты ситового анализа (оценка по пятибальной шкале)
НС1 инг. (22-24% конц.)	Не наблюдается	Наличие обильных жидких сгустков на сите (2)

НС1 24 МЛ	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
НС1 15 МЛ	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
НС1 24 НЛ	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
НС1 15 НЛ	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ПАКС	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
ПАКС-1	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
КСМД	Не наблюдается	Наличие обильных жидких сгустков на сите (2)
КСМД-1	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
ЗКС	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ИТПС-708 В	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)
ИТПС-КС А	50/50	Эмульсиеобразование отсутствует (5)
ИТПС-РС А	60/40	Незначительное количество жидких сгустков (4)

Обобщение результатов комплексных исследований по подбору оптимальных кислотных композиций для стимуляции продуктивности терригенных и карбонатных пластов основных месторождений НГДУ «Бавлынефть»

Для качественной оценки эффективности (адресной рекомендации) использования кислотных композиций для каждого геологического объекта месторождений с учетом исследованных показателей использован метод ранговой (балльной) классификации; интегральное ранжирование проведено путем суммирования всех баллов при оценке четырех численных показателей. Балльная оценка физико-химических свойств кислотных композиций и их ранжирование для терригенных пластов Сабанчинского месторождения НГДУ «Бавлынефть» приведена в табл. 10, 11. Выделены лучшие по показателям кислотные составы, которые рекомендуются для адресного использования в первую очередь на конкретных горизонтах и ярусах основных месторождений НГДУ «Бавлынефть».

Таблица 10 – Сабанчинское месторождение, бобриковский горизонт

Кислотная композиция	Растворяющая способность КК	Совместимость с пластовой водой	Совместимость с нефтью	Совместимость с нефтью в присутствии ионов железа (III)	Коррозионная активность	Суммарный балл
ИТПС 708Г	5	5	5	5	5	25
ГК МЛ	4	5	5	5	4	23
ИТПС РС-(Б)	5	5	5	5	2	22
ГК НЛ	3	5	5	4	4	21
ГКК 1	4	5	5	4	3	21
НГТ 90-30	4	5	5	2	3	19
ГКК	4	2	5	3	3	17

Таблица 11 – Сабанчинское месторождение, фаменский ярус

Кислотная композиция	Скорость реагирования	Совместимость с пластовой водой	Совместимость с нефтью	Совместимость с нефтью в присутствии ионов железа (III)	Коррозионная активность	Суммарный балл
ЗКС	5	5	5	5	5	25
НС1 15 НЛ	4	5	5	5	5	24
НС1 24 МЛ	4	5	5	4	5	23
ИТПС-РС А	5	5	4	4	5	23
НС1 15 МЛ	4	5	4	4	5	22
НС1 24 НЛ	2	5	5	5	5	22
ИТПС-708 В	4	5	4	4	5	22
ИТПС-КС А	5	5	5	5	2	22
ПАКС	2	5	4	4	5	20
ПАКС-1	3	5	4	4	4	20
КСМД-1	5	5	4	4	2	20
НС1 инг. (22-24 % конц.)	2	5	4	2	5	18
КСМД	3	5	2	2	4	16

Таким образом, к применению рекомендуются следующие кислотные составы и композиции:

– Сабанчинское месторождение, бобриковский горизонт – ИТПС 708Г, ГК МЛ, ИТПС РС-Б;

- Тат-Кандызское месторождение, бобриковский горизонт – ИТПС 708Г, ГК МЛ, ГКК;
- Тат-Кандызское месторождение, пашийский горизонт – ИТПС 708Г, ГК МЛ, ГК НЛ;
- Матросовское месторождение, воробьевский горизонт – ИТПС 708Г, ГК НЛ, ГК МЛ;
- Ромашкинское месторождение, Южная площадь, пашийский горизонт – ГК НЛ, ИТПС 708Г, ГК МЛ;
- Бавлинское месторождение, Ново-Бавлинская площадь, пашийский горизонт – ИТПС 708Г, ГК НЛ, НГТ 9030;
- Бавлинское месторождение, Крым-Сарайская площадь, бобриковский горизонт – ИТПС 708Г, ГК МЛ, ГК НЛ;
- Бавлинское месторождение, 998 площадь, бобриковский горизонт – ИТПС 708Г, ГК НЛ, ГК МЛ;
- Бавлинское месторождение, Крым-Сарайская площадь, кизеловский горизонт – НС1 15 МЛ, НС1 15 НЛ, ИТПС 708В, ИТПС РС А;
- Бавлинское месторождение, 998 площадь, кизеловский горизонт – ЗКС, ИТПС 708В, ИТПС РС А;
- Бавлинское месторождение, Бавлинский участок, горизонт данково-лебединский (доманик) – ИТПС 708В, КСМД, НС1 24НЛ, НС1 15 НЛ;
- Сабанчинское месторождение, фаменский ярус – ЗКС, НС1 15НЛ, НС1 24 МЛ;
- Тат-Кандызское месторождение, кизеловский горизонт – ИТПС РС А, ИТПС 709 В, НС1 15 МЛ.

В результате проведенных научно-исследовательских работ по тестированию кислотных композиций последние ранжированы в ряд по убыванию качественных показателей-критериев: растворимость породы, совместимость с нативной нефтью, совместимость с нативной пластовой водой, минимизация (отсутствие) осадкообразования с ионами железа (III), скорость коррозии. На основе ранговой (балльной) оценки физико-химических свойств КК выбраны кислотные композиции для конкретных геологических объектов НГДУ «Бавлынефть». В реестр кислотных композиций попадают составы из серии ИТПС последнего поколения, содержащие оптимальный комплекс ингредиентов-ингибиторов всех осложняющих факторов осадкообразования и регуляторов кинетики реакций с терригенными и карбонатными породами. Наряду с этими составами по некоторым коллекто-

рам девона признаны композиции серии ГК НЛ, ГК МЛ, для карбонатных коллекторов – составы серии НС1 15 НЛ, НС1 15 МЛ.

Целесообразно продолжить подобные оптимизационные работы с учетом специфики геологических объектов каждого НГДУ ПАО «Татнефть», т.к. результаты исследований позволят повысить эффективность и отдачу ОПЗ и ГТМ, связанных с закачкой в продуктивные пласты-коллекторы кислотных композиций различных рецептов с конкретной целью и функциональным технологическим предназначением. При этом следует учитывать сегодняшние практические тенденции по частой корректировке рецептов КК с целью замены авторских ингредиентов на более дешевые аналоги. В связи с этим физико-химические свойства известных КК серии ПАКС, ГКК и особенно КСМД (давно и эффективно внедряемых авторских рецептов в ПАО «Татнефть» по направлению МУН) в данных тестовых исследованиях показали недостаточную прогнозируемую эффективность, в основном из-за замены авторских ингредиентов более дешевыми препаратами (аналогами).

К сожалению, исследования по физическому моделированию ОПЗ на естественных кернах не проведены из-за отсутствия в ПАО «Татнефть» фильтрационной установки в кислотостойком исполнении.

Список литературы

1. Бурдынь Т.А., Кузменкова О.М., Лютин Л.В. Лабораторные исследования оптимальных условий ОПЗ кислотой // Обработка призабойной зоны скважин : тр. / ВНИИ. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – Вып. 16. – С. 166-171.
2. Эфишев А.М. К вопросам технологии кислотных обработок нефтяных и нагнетательных скважин // Обработка призабойной зоны скважин : тр. / ВНИИ. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – Вып. 16. – С. 157-165.
3. Бабаян Э.В., Шурыгин М.Н., Яковенко В.И. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 3. – С. 30-32.
4. Сучков Б.М. Интенсификация работы скважин. – М. ; Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Ин-т компьютерных исследований, 2007. – 612 с.
5. Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Ахметов Н.З. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 69-74.

6. Гейхман М.Г., Исаев Г.П., Серeda Н.Е. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов. – М. : ИРЦ Газпром, 2007. – 104 с.
7. Кустышев А.В., Паникаровский Е.В., Кустышев Д.А. Поинтервальная кислотная обработка низкопроницаемых терригенных коллекторов на завершающей стадии разработки многопластовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 122-124.
8. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин месторождения им. Р. Трeбса / А.Е. Фоломеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72-75.
9. Подбор оптимальной кислотной композиции для интенсификации притока в низкопроницаемых карбонатных коллекторах в НГДУ «Лениногорскнефть» [Текст] / Н.А. Медведева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 39-43.