



Сальников С.А.
Генеральный директор
ООО «НОВА технолоджиз»
salnikov@n-tlg.ru



Ашигян Д.Г.
к.т.н., заместитель генерального
директора по науке и скважинным
технологиям ООО «НОВА технолоджиз»
ashigyan@n-tlg.ru



Ильин А.С.
заместитель генерального директора
по геологии и производству
ООО «Сервис-нафта»
ilyin@snafta.ru



Рудаковская С.Ю.
к.т.н., Генеральный директор
ООО «Арктик-ГЕРС»
ru@arctic-gers.ru



Ашигян К.Д.
Магистрант
МГУТХТ им. Ломоносова
kashigyan@gmail.com

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ: СОВРЕМЕННЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И КОЛЛЕКТОРОВ В СЛОЖНЫХ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

В настоящее время уделяется большое внимание вопросам, связанным с разработкой трудноизвлекаемых запасов. Статья посвящена рассмотрению одного из аспектов этой многогранной проблемы, а именно: интенсификации притока из низкопроницаемых карбонатных коллекторов различной литологии расположенных в сложных термобарических условиях. В статье рассмотрены результаты лабораторных исследований различных солянокислотных и иных кислотных составов на образцах кернового материала породы и опытно-промысловых работ на объектах (пластах), расположенных на глубине а.о. от -2500 м и более, с проницаемостью ниже 8 мД, имеющих трещиноватый или трещиновато-кавернозный тип коллектора. Рассматриваемые образцы приурочены к нефтекумской свите (республика Калмыкия), майкопским горизонтам и отложениям мелового периода (Чеченская республика), и силурийским отложениям (республика Коми), и верхней юре (республика Узбекистан) и на железистых известняках месторождений (Оренбургская область) с пластовым давлением от 36 до 95 МПа и пластовой температурой от 125 до 197 °С. Уделено внимание важности достижения малой скорости нейтрализации кислотного состава матрицей породы, что позволяет ему проникать глубоко в пласт и формировать в трещиноватых карбонатных коллекторах зоны проницаемости сравнимые с получаемыми при выполнении гидроразрыва пласта. Рассмотрены также вопросы коррозии внутрискважинного оборудования и влияния кислотных составов на прочность цементного камня.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, химические методы интенсификации притока, доломитизированные известняки, низкопроницаемый коллектор, скорость коррозии в кислоте, длина трещины при ГРП.

В настоящее время уделяется большое внимание вопросам, связанным с разработкой трудноизвлекаемых запасов. Статья посвящена рассмотрению одного из аспектов этой многогранной проблемы, а именно: интенсификации притока из низкопроницаемых карбонатных коллекторов различной литологии расположенных в сложных термобарических условиях. В статье рассмотрены результаты лабораторных исследований на образцах породы и промысловых работ на объектах (пластах), расположенных на глубине а.о. от -2500 м и более, с проницаемостью ниже 8 мД, имеющих трещиноватый или трещиновато-кавернозный тип коллектора. Рассматриваемые образцы приурочены к нефтекумской свите (республика Калмыкия), майкопским горизонтам и отложениям мелового периода (Чеченская республика), и силурийским отложениям (республика Коми), и верхней юре (республика Узбекистан) и на железистых известняках месторождений (Оренбургская область) с пластовым давлением от 36 до 95 МПа и пластовой температурой от 125 до 197 °С.

В статье рассмотрены наиболее распространенные карбонатные породы: доломиты, доломитизированные известняки, глинистые и железистые карбонаты (сидериты $FeCO_3$, анкериты $CaMgFe(CO_3)_2$), а также терригенные породы с карбонатным типом цемента.

Широко применяемая, в настоящее время, для интенсификации притока, соляно кислотная обработка (СКО), не всегда обеспечивает достижение положительного результата в силу ряда общеизвестных причин:

- Высокие температуры в пласте приводят к кратному увеличению скорости взаимодействия соляной кислоты с горной породой и глубинным скважинным оборудованием, что влечет за собой негативные последствия для результатов

ОПЗ. Это объясняется правилом Вант-Гоффа – ростом кинетической энергии молекул при сохранении энергии активации.

Эмпирическое Правило Вант-Гоффа: при повышении температуры на каждые 10 °С константа скорости реакции возрастает в 2 – 4 раза:

$$\gamma = \frac{k_{T+10}}{k_T} = 2 \div 4$$

При повышении на n десятков градусов

$$\gamma^n = \frac{k_{T+n10}}{k_T} \quad \text{или} \quad k_{T_2} = k_{T_1} \cdot \gamma^{\frac{T_2-T_1}{10}}$$

Величина γ называется температурным коэффициентом Вант-Гоффа.

- Ограничение глубины проникновения активного вещества – соляной кислоты - (кавернообразование) в пласт, вследствие интенсивной нейтрализации солянокислотного состава при реакциях с чистыми карбонатными породами, представлены преимущественно солями кальция (известняк, мел, кальцит и т.п.), превышающую скорость обновления активного вещества и отведения продуктов реакции, что при их смешивании с активной кислотой приводит к росту плотности и вязкости кислотного раствора дополнительно затрудняя проникновение его в пласт.

- Формирование нерастворимых и слаборастворимых продуктов реакции (гидроокиси железа и т.п.), вследствие реакции соляной кислоты со смешанными железистыми (карбонатные пласты, содержащие в своем составе анкериты или сидериты) породами или при контакте с пластовой водой, содержащей в себе ионы железа.

Несмотря на применяемые в производстве улучшения солянокислотных составов, включающих в себя помимо соляной кислоты различные ингибиторы, загустители, ПАВы и т.п. в случае повышенных пластовых температур или дав-

лений эти составы не всегда обеспечивают достижение поставленного результата вследствие сложности учета взаимовлияния применяемых модификаций и их стабильности в условиях повышенных температур и давления.

Для снижения влияния указанных выше факторов специалисты ООО «НОВА технолджиз» в процессе разработки и создания кислотного состава пролонгированного действия «Компонекс-21 v.3» пошли по пути объединения различных кислот в единую синергетическую смесь, обеспечивающую последовательное включение в реакцию кислот смеси после полной или частичной нейтрализации предшествующих элементов смеси.

Результаты проведенной работы проиллюстрированы на **рисунке 1**, на котором представлены значения средних скоростей реакции Компонекс-21 v.3 и соляной кислоты с карбонатными породами различного состава. (Исследование выполнено в АО «Институт геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений» Республика Узбекистан, г. Ташкент)

Продолжительность реакции (время нейтрализации) кислотного раствора с образцом породы устанавливалась по времени выделения CO_2 . По результатам проведенных экспериментов (100 мл кислотного раствора на 100 гр образца) при температуре 60 °С. можно сделать следующие выводы:

- Скорость реакции породы с рассматриваемой синергетическим кислотным составом пролонгированного действия «Компонекс-21 v.3» на порядок ниже аналогичного параметра для соляных кислот разной концентрации
- Отсутствует существенное влияние состава горной породы (содержания карбоната кальция/

магния) на скорость реакции при использовании кислотного состава «Компонекс-21 v.3» – практически неотличимая скорость растворения как известняка 80, мела 19, кальцита 10, так и доломитизированного известняка 11 и доломита 18.

Схожие результаты по оценке скорости нейтрализации различных кислотных составов при взаимодействии с мрамором получены при исследованиях компанией ООО «Белкамнефть» г. Ижевск Россия (при нормальных условиях). Для повышения достоверности проведенных исследований, оценка скорости реакций проводилась параллельно.

Как видно из данных приведенных в **таблице 1** рассматриваемый состав «Компонекс-21 v.3» сохраняет свою активность на порядок дольше аналогичного показателя раствора чистой и модифицированной соляной кислоты.

Проведенный комплекс исследований в стандартных условиях подтверждает практическую применимость используемого подхода и наличие кратного снижения скорости нейтрализации состава «Компонекс-21 v.3» по сравнению с аналогичными параметрами для чистой и модифицированной соляной кислоты.

Исходя из этого утверждения, мы можем обоснованно предположить, что низкая скорость нейтрализации кислотного состава «Компонекс-21 v.3» в карбонатных коллекторах позволяет проводить технологические операции большей продолжительности и как следствие большей зоной охвата пласта кислотным составом.

Для проверки данного утверждения и анализа влияния термобарических факторов на скорость реакции рассматриваемого состава «Компонекс-21 v.3» в ядерной лаборатории ООО «Арктик-ГЕРС» (г. Тверь, Россия) проведен комплекс исследований по оценке степени изменения

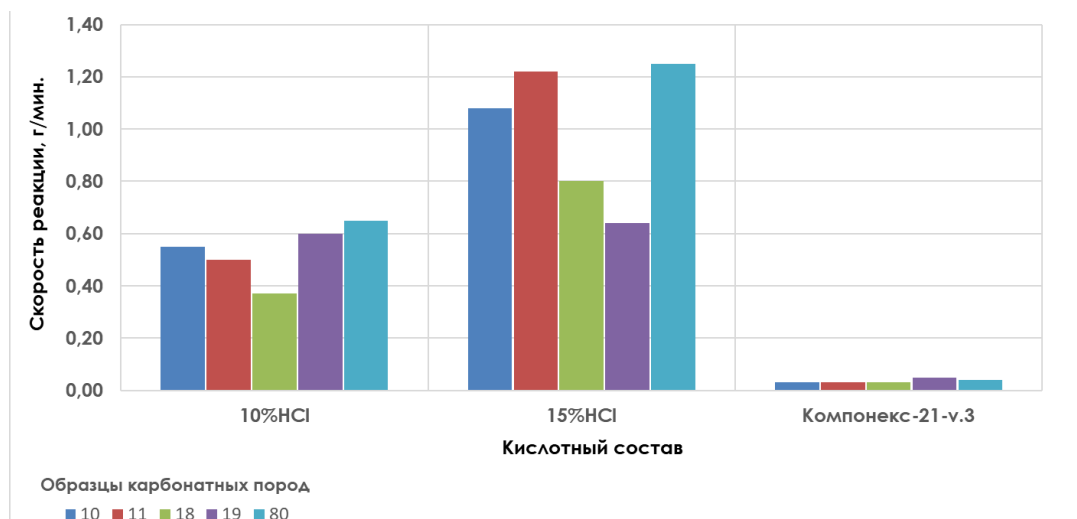


Рис. 1. Распределение средних скоростей реакции кислотных составов в зависимости от состава карбонатной породы (10-кальцит, 11-доломитизированный известняк, 18-доломит, 19-мел, 80-известняк)

Таблица 1.
Содержание кислоты в растворах в процессе растворения мрамора

Состав кислоты	Содержание активного вещества в растворе (в пересчете на соляную кислоту), %			Содержание активного вещества, через 24 часа, % отн. (от начального)
	До начала испытаний	Через 3,5 часа	Через 24 часа	
15 % раствор ингиб. соляной к-ты	15,7	0,07	0	0
15 % раствор ингиб. соляной к-ты + 3%(об.) КАТОЛ 22А*	15,6	0,29	0	0
15 % раствор ингиб. соляной к-ты + 5%(об.) КАТОЛ 22А*	15,4	0,44	0	0
Комплекнс-21 v.3 рабочий раствор	9,8	5,1	3,8	38,8
Комплекнс-21 v.3.+ 1%(масс.) DemulexС+ 1% (масс) FreeAnCor	9,6	5,25	3,8	39,6

* КАТОЛ 22 А комплексная присадка для кислотных композиций, замедляющая процесс нейтрализации соляной кислоты

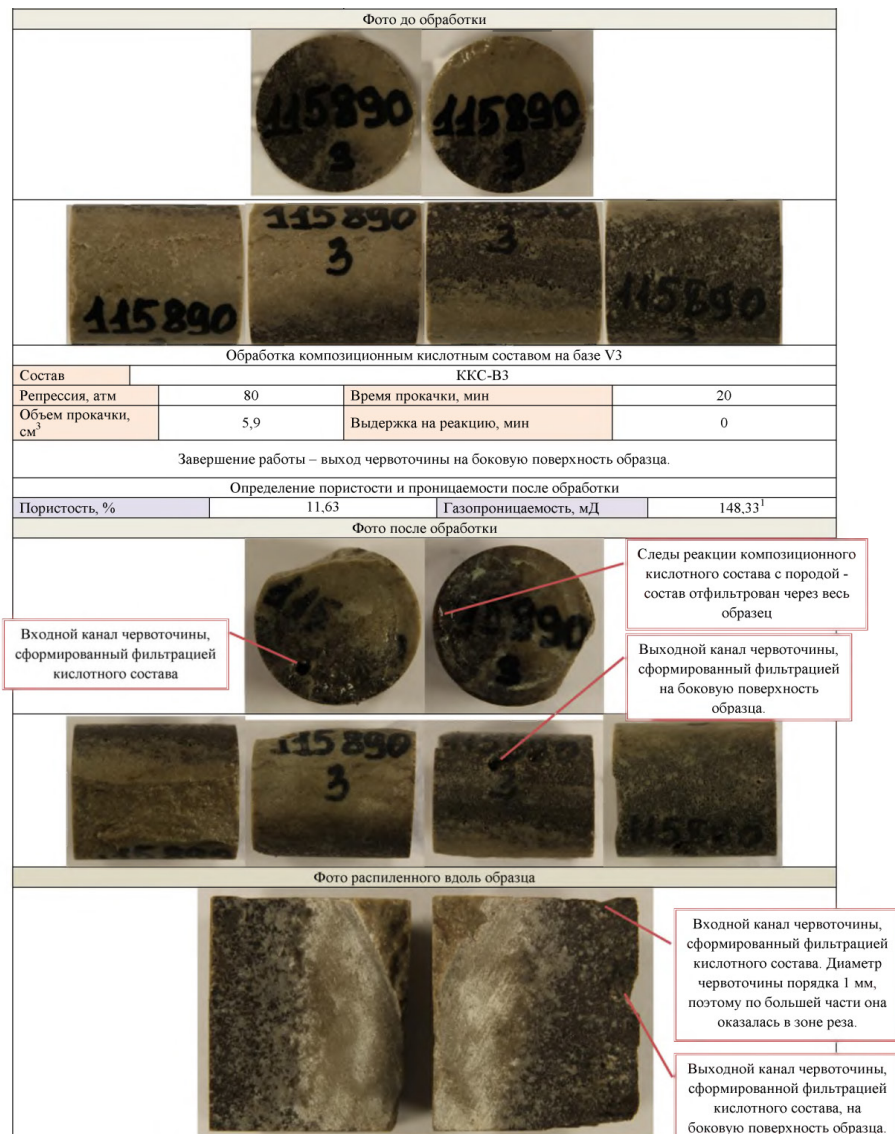


Рис 1.
Селективность воздействия кислоты Комплекнс-21 v.3 на низкопроницаемом трещиноватом известняке при T=155 °C (кern месторождения Республики Калмыкия)

фильтрационно-емкостных свойств низкопроницаемых трещиноватых доломитизированных известняков (нефтекумской свиты, Республика Калмыкия) до и после обработки образцов рассматриваемым составом «Компонекс-21 v.3»

Результаты проведенных исследований приведены на **рисунках 2-3** и в **таблице 2**.

На основании результатов исследований в сложных термобарических условиях можно сделать вывод о наличии изменений фильтрационно-емкостных свойств образцов (увеличение общей пористости в 1,7-1,8 раза и проницаемости по червоточине 100-300 раз, а также общей проницаемости в 2,2-2,6 раза) после обработки составом «Компонекс-21 v.3». Отметить также, что при обработке составом «Компонекс-21 v.3» отмечается увеличение проницаемости породы за границами каверны.

Как уже отмечалось выше, в случае наличия солей железа в составе матрицы пласта или в пластовых водах, при выполнении солянокислотной обработки часто образуется гель – гидроксид железа, который ухудшает проницаемость пласта даже в сравнении с первоначальной.

В этой связи в ООО «Арктик-ГЕРС» были выполнены исследования на керне нефтяного месторождения Оренбургской области. Продуктивные слои этого месторождения сложены в основном из анкерита 76-84%, кварцита 4,1-5,4%, иллита 2,5% и кварца 7,7-16,8%. Были проведены исследования кислотных составов, созданных для таких железистых известняков. Результаты определения изменения ФЕС образцов керна Оренбургской области в при (T=25 °C, P=10 МПа) приведены в **таблице 3**; и **Рис.2 и 3**;

Резкий рост проницаемости для всех видов пластовых флюидов после кислотной обработки составом Компонекс-21 v.3 показывает отсутствие образования гидроксида железа. Для более полной проверки этого предположения в



Рис 2.
Селективность воздействия кислоты Компонекс-21 v.3 на низкопроницаемый анкерит при T=25 °C (керна месторождения Оренбургской области)

лаборатории ООО «Арктик-ГЕРС» были выполнены более детальные исследования на терригенных образцах породы чокракских отложений Чеченской Республики, в состав которых входит сидерит – железистый известняк.

Согласно данным рентгеноструктурного анализа (**таб. 4**) после обработки породы составом «Компонекс-21 v.3» отмечается снижение содержания на 50-70% основных глинистых минералов и полное растворение карбонатной части цемента.

Как видно из приведенных данных до и после кислотной обработки изменилось не только содержание солей кальция: кальцита, сидерита и ангидрита, но и значительно уменьшилось содержание глин всех слагающих глинистый цемент породы. Рассмотрим более подробно полученные результаты:

Во-первых, интересен факт растворения ангидрита представляющего собой сульфат кальция CaSO₄. В отличие от карбонатов – в рассматриваемом нами случае, кальциевых солей угольной кислоты это принципиально другой минерал по своим свойствам. И его успешное растворение подсказывает аналогичное решение в отношении ещё одного сульфата из той же группы s элементов – сульфата бария.

Во-вторых – уменьшение содержания глин в породе, как результат воздействия кислоты, может быть объяснен реакцией некоторых составляющих кислоты «Компонекс-21 v.3» с породой, в результате чего возникают комплексные соединения иона металла, входящего в состав глинистого минерала, с комплексообразователем – лигандом, что приводит в итоге к разрушению структуры глинистых минералов. Как правило, это работает с ионами металлов относящихся к d или p элементам «длинной формы» периодической системы элементов (термин ИЮПАК). В результате выхода ионов металлов из состава глин в возникающие комплексные соединения – после воздействия на глины кислотой – происходит разрушения их структуры, что и приводит к уменьшению их содержания в оставшихся частях породы. Также, в результате РСА не обнаружено никаких новых соединений железа в обработанных образцах породы, что подтвердило версию об отсутствии гидроксида железа, как результата взаимодействия с кислотой «Компонекс -21 v.3».

Уменьшение содержания глинистых минералов подтверждает воздействие рассматриваемого состава «Компонекс 21 v3» на соли широкого спектра металлов (щелочноземельных, парамагнитических и т.п.) без формирования нерастворимых осадков. Отсутствие признаков увеличения хлоритов и монтмориллонитов подтверждает версию об отсутствии гидроксида

Таблица 2.

Изменения ФЭС низкопроницаемых известняков (T=170 °C, P=70 МПа)

№ п/п	Интервал глубин, м	До обработки		Кислотный состав	После обработки	
		Кп, %	Кпр, 10 ⁻³ мкм ²		Кпр ¹ , 10 ⁻³ мкм ²	Кп, %
1	5287,50 – 5294,30	5,25	33,04	КОМПОНЕКС-21 v.3	86,21 (>10000 проницаемость по червоточине)	9,03
2	5287,50 – 5294,30	8,18	65,43	КОМПОНЕКС-21 v.3	148,33 (>8000) Возникла сеть множественных вторичных трещин	11,63

1. Коэффициент проницаемости после обработки: в числителе – от торца к торцу, в знаменателе – по направлению червоточки или трещин

Таблица 3.

Результаты фильтрационных работ

Глубина, м	До обработки					Кислотный состав	После обработки				Увеличение пористости	Увеличение газопроницаемости
	Пористость	Газопроницаемость	Прониц. по модели пластовой воды	Остаточная водонасыщенность	Эф. прониц. по нефти		Эф. прониц. по нефти	Пористость	Газопроницаемость	Прониц. по модели пластовой воды		
м	%	10 ⁻³ мкм ²	10 ⁻³ мкм ²	%	10 ⁻³ мкм ²		10 ⁻³ мкм ²	%	10 ⁻³ мкм ²	10 ⁻³ мкм ²	%	%
3000,35	11,2	5,445	0,224	27,3	0,521	Компонекс-21 v.3	выше 5000, сквозные каналы	Не отр.	∞	выше 5000, сквозные каналы		∞
2994,93	5,16	0,044	0,002	85,3	0	14% HCl + 3% уксусная к-та	0	6,18	2,185	0,006	19,7	4867
2994,93	5,49	0,029	0,001	82,2	0	Флаксокор 210 марка С	0	6,9	2,229	0,003	25,7	7585
2995,13	5,69	0,046	0	84,3	0	Персп. Состав для Бажена	0	6,66	1,335	0,001	17	2802

железа в продуктах реакции и возможное применение указанных составом в глинистых карбонатах и ряде терригенных коллекторов с монтмориллонитовым типом цемента.

В результате проведенных научно-исследовательских работ по тестированию кислотного состава пролонгированного действия «Компонекс-21 v.3» можно предварительно сделать заключение:

1. Скорость реакции рассматриваемого состава, в стандартных и пластовых условиях кратно ниже аналогичных параметров стандартных и модифицированных кислотных составов на основе соляной кислоты;

2. Отсутствие существенно дифференциации скорости нейтрализации состава в зависимости

от массового состава карбонатов (вещественного содержания породы);

3. Наличие признаков воздействия состава на различные соли металлов, а не только соли угольной кислоты – карбонаты.

На ряду с основными свойствами кислотного состава «Компонекс-21 v.3» по растворяющей способности и минимизации (отсутствие) осадкообразования с ионами железа необходимо рассмотреть и практические параметры применения различных кислотных составов как степень негативного воздействия составов на глубинное оборудование скважины.:

Степень влияние рассматриваемого состава на глубинное оборудование оценено на примере исследований лаборатории Иркутской нефтя-

Таблица 4.

Результаты определения минералогического состава образцов до обработки кислотой «Комплекс-21 v.3» методом PCA по стандартной методике

N п/п	N лаб.	Признак	глинистые минералы					сумма, %	олевые шпаты кварц			сумма Qz+ШШ, %	карбонаты			сумма, %	прочие минералы	
			Chl	Ill	Kaol	Sm	Mont		Alb	Mc	Qz		Cal	Dol	Sid		Anh	Pyr
			%	%	%	%	%		%	%	%		%	%	%		%	%
3	78/1	1	3,7	6,5	7,6	0,6	0,7	19,1	11,8	7,6	55,9	75,3	3	0	0,3	3,3	2,3	0

Примечание: Alb – альбит, Anh – ангидрит, Cal – кальцит, Chl – хлорит, Dol – доломит, Ill – иллит, Kaol – каолинит, Mc – микроклин, Mont – монтмориллонит, Pyr – пирит, Sid – сидерит, Sm – смектит, Qz – кварц

N лаб.	Признак	глинистые минералы					сумма, %	олевые шпаты кварц			сумма Qz+ШШ, %	карбонаты			сумма, %	прочие минералы	
		Chl	Ill	Kaol	Sm	Mont		Alb	Mc	Qz		Cal	Dol	Sid		Anh	Pyr
		%	%	%	%	%		%	%	%		%	%	%		%	%
78/1	1	0,8	3,7	3,2	0	0	7,7	12,9	6,3	73,1	92,3	0	0	0	0	0	0

Примечание: Alb – альбит, Anh – ангидрит, Cal – кальцит, Chl – хлорит, Dol – доломит, Ill – иллит, Kaol – каолинит, Mc – микроклин, Mont – монтмориллонит, Pyr – пирит, Sid – сидерит, Sm – смектит, Qz – кварц

ной компании степени воздействия рабочего состава «Комплекс-21 v.3» и модифицированных растворов соляной кислоты на:

1. Скорость растворения и степень растворимости цементного камня в данной кислоте в сравнении с 12% HCl + 4% Нефтенол К2. На низколегированную сталь 36Г2С по ГОСТ 51245, применяемую в трубной продукции для нефтяной и газовой промышленности

Как видно по результатам испытаний проведенных (Таблица 5) скорость растворения и объём растворения цементного камня в растворах «Комплекс-21 v.3» в 1,5-2,0 раза ниже аналогичного параметра при реакции с растворами соляной кислоты;

Оценка коррозионного воздействия составов выполнены в специализированных лабораториях ООО «НЕФТЕГАЗСЕРВИС» и Национального исследовательского технологического университета «МИСиС».

Исследование воздействия кислотных составов выполнено в два этапа, первый этап включал исследование кислотного состава на основе соляной кислоты и подбор ингибитора коррозии, для применения в условиях высокотемпературных скважин.

Согласно рекомендациям Американского нефтяного института API максимальные потери металла от коррозии при проведении кислотной обработки должны составлять 0,0244 г/см³, что при средней плотности углеродистой стали 7,8 г/см³ соответствуют 0,031 мм/год убыли толщины металла, что условно соответствует к поражениям питтингами рангом не выше 3 не влияющих на грузонесущие и прочностные свойства стали;

Для снижения коррозионной активности кислотного состава на базе соляной кислоты при моделировании работ на высокотемпера-

турных объектах использованы модифицированные солянокислотные составы с добавлением ингибиторов ВНПП-2, ФЛОЕТ-ИБ (опытная партия) и ВНПП-ФЛЭК-ИК-001, рекомендованных для проведения кислотных обработок в условиях высоких температур и применяемых при работах на объектах Астраханского ГКМ (температура пласта 110°C).

Коррозионной воздействию кислотного состава на основе соляной кислоты и степень защиты предложенных ингибиторов определена в лабораторных условиях гравиметрическим методом в соответствии с ГОСТ 9.505.86. В опытах использовались образцы-свидетели углеродистой стали НКТВ 73*7,0 группы прочности «М» ОАО «Первоуральского новотрубного завода» размером (50*20*2,5 мм) с отверстием диаметром 4,5 мм и соляная кислота марки «ХЧ» по ГОСТ 3118-77, лабораторные исследований проведены при двух концентрация соляной кислоты (15 %вес и 30 %вес) и рабочий состав Комплекс-21 v.3 (без ингибиторов коррозии). Время экспозиции каждого опыта составляло 2 часа (для высоких температур 82, 97, 99°C) и 4 часа (для стандартных условий 20°C).

Согласно полученным результатам (таблица 6) максимально допустимое время технологических операций (время коррозии углеродистой стали до уровня 0,0244 г/см³) при проведении обработки пласта кислотным составом на основе соляной кислоты с добавлением 2% ингибитора коррозии ВНПП-2 составляет 2,6 часа, аналогичный параметр при использовании кислотного состава на основе «Комплекс-21 v.3» достигает уровня 15 часов (без применения специальных ингибиторов коррозии).

В результате проведенных научно-исследовательских работ по тестированию кислотного со-

Таблица 5.
Скорость растворения и растворимость цементного камня

Наименование и объем раствора кислоты + время выдержки, ч	Масса цементного камня до теста, г	Масса цементного камня после теста, г	Растворяющая способность, %	Скорость растворения цементного камня, г/ч	Растворимость цементного камня, г/л
25 см ³ HCl (10 часов)	13,54	7,25	46,5	0,26	251,60
25 см ³ HCl (24 часа)	12,64	6,88	45,6	0,24	230,40
90 см ³ HCl (10 часов)	9,71	2,72	72,0	0,29	77,67
90 см ³ HCl (24 часа)	8,13	2,42	70,2	0,24	63,44
25 см ³ «К-21 v3» (10 часов)	12,51	9,83	21,4	0,11	107,20
25 см ³ «К-21 v3» (24 часа)	11,43	9,16	19,9	0,09	90,80
90 см ³ «К-21 v3» (10 часов)	9,05	5,31	41,3	0,16	41,56
90 см ³ «К-21 v3» (24 часа)	9,20	5,28	42,6	0,16	43,56

става пролонгированного действия «Комплексы 21 v.3» и оценки его качественных показателей-критериев: Минимальная скорость нейтрализации, практически одинаковая растворимость карбонатов различной литологии, отсутствие: осадкообразования, скорости негативного воздействия на цементный камень и глубинное оборудование рассматриваемый состав можно отнести к составу, содержащему оптимальный комплекс ингредиентов-ингибиторов всех осложняющих факторов осадкообразования и регулирования кинетики реакций с карбонатными породами.

Полученные результаты лабораторных работ нашли подтверждение при опытно-промышленных испытаниях состава на ряде скважин расположенных в низкопроницаемых трещиноватых карбонатных коллекторах, результаты которых приведены в **таблице 7**.

На 1 объекте пласта С₂b по результатам проведения большеобъемной кислотной обработки (>20 м³/п.м эффективной толщины перфорации) кислотным составом «Комплексы-21 v.3» на низкопористом (~4.0 %) и низкопроницаемом (0,4 мД) трещиноватом коллекторе зафиксировано формирование трещины длиной (~700 м) сопоставимой с результатами классического ГРП сопоставимого объема. При этом средняя приемистость пласта увеличилась более чем в 1,5 раза с 280 м³/сут до 440 м³/сут при репрессии 20-25 Мпа. Результаты гидродинамических испытаний приведены ниже в **таблице 8**.

Как видно из результатов ОПИ кислотный состав «Комплексы-21 v.3» показал хорошую корреляцию результатов, полученных в лаборатории и в реальных скважинных условиях.

Таким образом, по результатам, как лабораторных исследований, так и промысловых испытаний можно сделать вывод о перспективности

кислотного состава «Комплексы 21 v.3» для повышения эффективности кислотных обработок низкопористых и низкопроницаемых трещиноватых карбонатных коллекторов сложного литологического состава при любых, в том числе и в сложных термобарических условиях.

С точки зрения геологии:

Кислотный состав «Комплексы-21 v.3» активно использует проницаемые зоны, крайне медленно растворяя матрицу породы, вследствие чего его плотность, кислотность и вязкость крайне незначительно изменяются за время закачки, что позволяет ему проникать в коллектор насыщенный углеводородами в пределах от десятков и даже в случае низкопроницаемых трещиноватых коллекторов – сотни метров, что адекватно по результату гидроразрыву пласта (см.табл.8). При этом глубина проникновения и зона охвата кислотой мало зависит от температуры и давления и их влияния на скорость её нейтрализации и зависит только от закачиваемого объема кислоты и продавочной жидкости.

С точки зрения технического применения:

Кислотный состав «Комплексы-21 v.3» обладает относительно низкой коррозионной активностью, что позволяет проводить более длительные воздействия на призабойную зону пласта без ущерба для внутрискважинного оборудования. Кислотный состав «Комплексы-21 v.3» обладая меньшей растворяющей способностью по отношению к цементному камню и меньшей по порядку скоростью реакции с карбонатной породой, позволяет проникать кислоте в удаленные зоны пласта, предотвращая образование каверн в ближней зоне и разрушение цементного камня, что исключает возможность получения заколонных перетоков в результате кислотной обработки скважины. ❶

Таблица 6.

Допустимое время воздействия кислоты на глубинное оборудования, обеспечивающее потерю металла менее 0,0244 г/см³ (часов)

Температура °С	20	50	98	99	150
		30%	HCl		
Без ингибитора	1,04				
ФЛОЕТ ИБ	522.23	2.49	1.25	0.93	
ВНПП-2	512.38	2.47	0.94	0.91	
		15%	HCl		
Без ингибитора	6.03				
ФЛОЕТ ИБ			2.59		
ВНПП-2			2.64		
Комплексы-21 v.3					
Без ингибитора					15.17

Таблица 7.

Сравнительная таблица промысловых показателей после селективной обработки скважины кислотой «Комплексы-21 v.3»

Сравнительная таблица промысловых скважин					
Тип скважины	Глубина, м по а.о.	Мощность ИП, м	Температура °С	Дебит	
				до	после
Газовая скважина, республика Калмыкия	5120	35	157	0 м ³ /сут	20 тыс. м ³ /сут
Газовая скважина, республика Калмыкия*	5414	17	125	0 м ³ /сут	2*тыс.м ³ /сут
Нефтяная скважина, Чеченская республика	5453	24	185	0,15 м ³ /сут	7,6 м ³ /сут
Нефтяная скважина, Чеченская республика	4850	18	192	0 м ³ /сут	14,4 м ³ /сут

* Кратковременный режим фонтанирования, истощение ближней зоны пласта.

Тип скважины	Литология пласта	Глубина по а.о.	Мощность ИП, м	Температура °С	Дебит	
					До	После
Нефтяная скважина, Республика Коми	S _{1sn} Силлурийские отложения	3866	6		0 м ³ /сут	7,9 м ³ /сут
Нефтяная скважина, Республика Коми	S _{1sn} Силлурийские отложения	3866	6		7,6 м ³ /сут; период. режим работы	15 м ³ /сут пост. Режим работы
Нефтяная скважина Республика Коми	S _{1sn} Силлурийские отложения	3900	35		2,0 м ³ /сут	12,3 м ³ /сут
Нефтяная скважина Республика Коми	1-й объект C _{2b}	3796,07	2,0	50	0 м ³ /сут	9,1 м ³ /сут

Таблица 8.

Гидродинамические исследования

Регистрация КПД производилась 30.68 часов и была остановлена при изменении давления за последний час на КПД ~ 0.062 МПа/час. Установка прибора при регистрации на КПД, Н=2000.0м. Конечное давление 28.84 МПа. Обработка данных проведена в программе Сапфир, с целью прогноза пластового давления.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ОБРАБОТКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГДИ (КПД)

Вязкость воды	0.95 МПа*сек
Объемный коэффициент	1
Сжимаемость	8.84 *10 ⁻⁴ 1/МПа
Пористость	0.04 доли ед.
Эффективная толщина	2 м
Точка записи 2000.0 м	-1925.75 м (абс. отм.)
Пересчет давления на ВДП, глубина 3875.0 м	-3796.07 м (абс.отм.)
Забойное давление (пересчет от глубины 2000.0 м на кровлю интервала перфорации 3875.0 м (-3796.07 м), конечное по КПД	47.18
1 цикл нагнетания м ³ /сут	288
2 цикл нагнетания м ³ /сут	436.8

Вариант модели	Стандартная модель
Скважина	Вертикальная
Пласт	Трещина бесконечной проводимости
Граница	Бесконечная

Параметр:	Значение:	Ед. изм.:
Пластовое давление на кровлю интервала перфорации 3875.0 м (-3796.07 м), (метод наилучшего совмещения, Сапфир)	43.46	МПа
Проницаемость	0.49	мД
Полудлина трещины	718	м
Скин-фактор общий (геометрический)	-8.41	б.р.

UDC 622.276.63:552.543

S.A. Salnikov, General Director NOVA technology LLC, salnikov@n-tlg.ru

D.G. Ashigyan, ph.D, Deputy General Director for Science and Borehole Technology NOVA technology LLC, ashigyan@n-tlg.ru

A.S. Ilyin, Manager for geological department Service-nafta LLC, ilyin@snafta.ru

S.Yu. Rudokovskaya, ph.D., General Director Arctic-Gers LLC, ru@arctic-gers.ru

K.D. Ashigyan, Graduate student of Moscow State University of Fine Chemical Technology, kashigyan@gmail.com

HARD-TO-RECOVER RESERVES: MODERN CHEMICAL METHODS OF INTENSIFICATION OF INFLOW FROM LOW-PERMEABLE CARBONATE RESERVOIRS AND RESERVOIRS IN DIFFICULT THERMOBARIC CONDITIONS

Abstract: Currently, much attention is paid to issues related to the development of hard-to-recover reserves. The article is devoted to the consideration of one of the aspects of this multifaceted problem, namely: stimulation of the inflow from low-permeability carbonate reservoirs of various lithologies located in difficult thermobaric conditions. The article discusses the results of laboratory studies of various hydrochloric acid and other acidic compositions on samples of rock core material and pilot work on objects (layers) located at a depth of a.o. from -2500 m and more, with a permeability below 8 mD, having a fractured or fractured-cavernous reservoir type. The considered samples are confined to the Neftekum Formation (Republic of Kalmykia), Maikop Horizons and Cretaceous deposits (Chechen Republic), and Silurian deposits (Komi Republic), and the Upper Jurassic (Republic of Uzbekistan) and on ferruginous limestone deposits (Orenburg Region) with reservoir pressure from 36 to 95 MPa and reservoir temperature from 125 to 197 °C. Attention is paid to the importance of achieving a low rate of neutralization of the acid composition by the rock matrix, which allows it to penetrate deep into the reservoir and form permeability zones in fractured carbonate reservoirs comparable to those obtained by hydraulic fracturing. The issues of downhole equipment corrosion and the effect of acid compositions on the strength of cement stone are also considered.

Keywords: hard-to-recover reserves, chemical stimulation methods, dolomitic limestones, low-permeability reservoir, acid corrosion rate, fracture length during hydraulic fracturing.