

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.223-237>

УДК 622.276.63

Оптимизация подходов к выбору кислотных составов и выбора режима закачки на основе фильтрационных экспериментов при моделировании кислотного воздействия на образцы керна

¹Маннанов И.И., ²Таипов К.С., ²Гиля-Зетинов А.Г., ³Ганиев Д.И.

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²ООО «Таграс-ХимСервис», Альметьевск, Россия

³Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

Optimizing approach to selecting acid systems and injection conditions based on core acidizing experiments

¹I.I. Mannanov, ²K.S. Taipov, ²A.G. Gilya-Zetinov, ³D.I. Ganiev

¹Kazan Federal University, Kazan, Russia

²Tagras-KhimServis LLC, Almeteyevsk, Russia

³TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

E-mail: ildarmannanov@mail.ru

Аннотация. Одним из направлений оптимизации кислотного воздействия на призабойную зону скважины является физическое моделирование обработки, в условиях имитирующих пластовые. В статье изучаются результаты лабораторного моделирования кислотного воздействия в фильтрационных экспериментах с применением индивидуальных кислотных композиций. На основе комплекса исследований предлагаются варианты оптимизации кислотного воздействия с учетом дифференцированности пластов по ёмкостно-коллекторским свойствам и с учетом возможностей регулирования свойств кислотных композиций.

Ключевые слова: экспресс-оценка, кислотная обработка, фильтрационный эксперимент, кислотная композиция, регулирование свойств, темп закачки, скорость реакции, оптимизация воздействия

Для цитирования: Маннанов И.И., Таипов К.С., Гиля-Зетинов А.Г., Ганиев Д.И. Оптимизация подходов к выбору кислотных составов и выбора режима закачки на основе фильтрационных экспериментов при моделировании кислотного воздействия на образцы керна//Нефтяная провинция.-2022.-№1(29).-С.223-237. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.223-237>

Abstract. One of the ways to optimize matrix acidizing is its physical modeling under simulated reservoir conditions. The paper discusses the results of laboratory modeling of matrix acidizing during core flood tests using unique acid systems. Based on set of studies, various options of acidizing optimization are offered considering reservoir differentiation in terms of porosity and permeability and with regard to possibility of acid system properties control.

Key words: *rapid analysis, acidizing, flood test, properties control, injection rate, rate of reaction, stimulation optimization*

For citation: I.I. Mannanov, K.S. Taipov, A.G. Gilya-Zetinov, D.I. Ganiev Optimizacija podhodov k vyboru kislotnyh sostavov i vybora rezhima zakachki na osnove fil'tracionnyh jeksperimentov pri modelirovanii kislotnogo vozdejstvija na obrazcy kerna [Optimizing approach to selecting acid systems and injection conditions based on core acidizing experiments]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(28), 2021. pp. 223-237. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.223-237> (in Russian)

Одним из наиболее информативных методов для экспресс - оценки эффективности кислотного воздействия являются фильтрационные эксперименты при имитации пластовых условий. В отечественной и зарубежной литературе уделено большое внимание моделированию процессов кислотного воздействия при условиях фильтрационных экспериментов. Ключевыми показателями имитации кислотного воздействия на образцы керна являются скорость закачки раствора кислоты в образец карбонатного керна, объем и свойства кислотного состава. В зависимости от скорости закачки диапазон форм червоточин может изменяться от однородных пустот во входящем торце вблизи области закачки (полное растворение карбонатной матрицы) при низких скоростях фильтрации до сильно разветвленных структур при высоких скоростях закачки. Взаимное влияние процессов переноса кислоты и химической реакции, определяет нестабильное поведение червоточин. По мере проведения кислотного воздействия возможна смена режима. Если реакция растворения происходит значительно медленнее, чем перенос кислоты на поверхность раздела твердой и жидкой фаз, то реакция называется ограниченной кинетически (reaction rate limited). В противном случае, когда скорость растворения ве-

лика по сравнению со скоростью переноса, реакция называется ограниченной массообменом (mass-transfer limited) [1, 2].

Обзор публикаций лабораторного моделирования кислотного воздействия показывает, что формирование червоточин происходит в результате фильтрации основного объема закачиваемой кислоты по ограниченной поверхности поровых каналов (в стандартном керновом образце диаметром порядка 3 см, как правило, образуется один магистральный канал). В результате нейтрализация кислоты происходит в этих каналах и формируется от одного до нескольких каналов червоточин с радиусом не более одного миллиметра и проницаемостью, увеличивающейся на несколько порядков [2].

С целью оценки эффективности различных кислотных составов, применяемых для интенсификации добычи и выбора наиболее эффективного, были выполнены фильтрационные эксперименты по моделированию имитационного воздействия на фильтрационной установке.

При подготовке образцов керна к исследованиям они были отмыты горячим растворителем, после чего высушены в сушильном шкафу при температуре 105°C до постоянства массы образцов. Затем образцы керна насыщались керосином в сатураторе с последующим замещением керосина нефтью на фильтрационной установке при пластовых давлениях и температуре.

Насыщение нефтью предусматривало прокачку (при давлении обжима породы, равном горному давлению) не менее семи поровых объемов нефти (при пластовом давлении на выходе керна, равном пластовому давлению на объекте) с фиксацией стационарного режима насыщения при неизменном перепаде давления на торцах образца и выдержку в течение суток (старение).

Характеристика образцов, отобранных для выполнения фильтрационных исследований и имитируемые пластовые условия, представлены в табл. 1

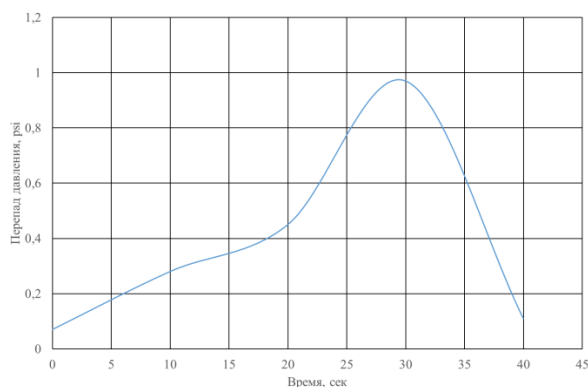
Таблица 1

**Характеристика образцов и имитируемые пластовые условия для выполнения
фильтрационных экспериментов**

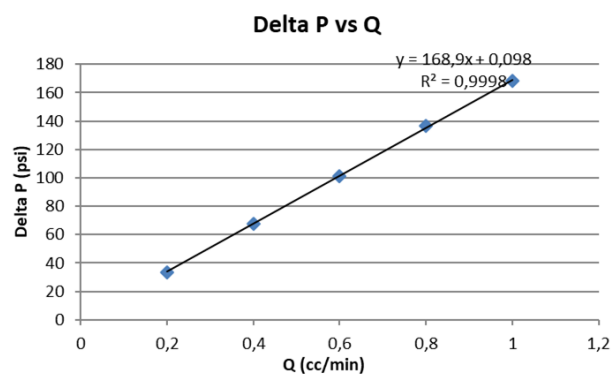
Номер скважины-образца	Горизонт	Объем образца, 10 ⁻³ м ³	Вес образца, грамм	Объем пор, мл	Пористость, %	Газопроницае- мость, мкм ²	Имитируемые условия				
							Давление об- жима		Давление внутрипоровое		Температура °C
							МПа	psi	МПа	psi	
2753-1	C2b	21,15	41,11	3,71	12,16	0,5198	24,969	3669,2	10,969	1612,4	22,8
6052-1	C2b	21,15	42,67	3,16	14,9	0,1946	19,713	2897,6	3,962	582,3	22,6
6052-2	C2b	21,15	41,73	3,47	16,4	0,0322	19,714	2897,2	3,936	578,4	23,2
6052-3	C2b	21,15	41,18	3,74	17,6	0,0424	19,716	2897,6	3,948	580,3	21,5
2132-1	C2b	21,21	43,18	3,65	17,23	0,3898	19,713	2897,1	3,953	581,9	22,6

С целью изучения влияния объема кислотной композиции на создание сквозного протравленного канала фильтрации через образец керна была проведена серия тестовых экспериментов по определению оптимального объема кислотной композиции.

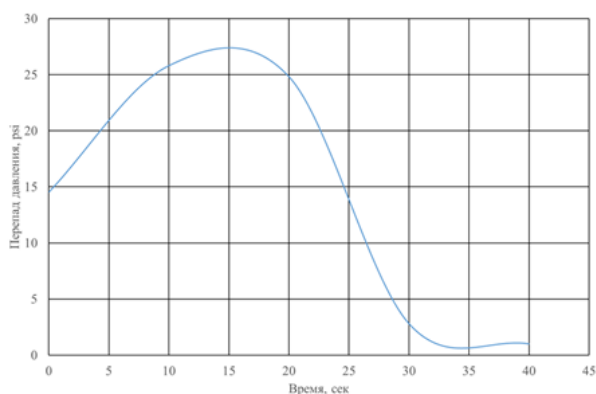
Серия тестовых экспериментов предполагала фильтрацию кислотной композиции через образец керна последовательно по 0,1 от порового объема образца до прорыва кислоты и кратного увеличения проницаемости. Расчетное значение расхода кислотной композиции с учетом скорости реакции принималось равным для тестирования различных кислот 1 мл/мин. В процессе закачки кислотного состава фиксировалась динамика перепадов давлений закачки и изменение проницаемости на каждом из этапов обработки. После каждого из этапов торцы образца керна промывались, и образец насыщался нефтью до стационарного режима с последующим определением проницаемости. На рис. 1 приводятся данные, характеризующие динамику перепадов давления при кислотном воздействии и результаты определения проницаемости образца.



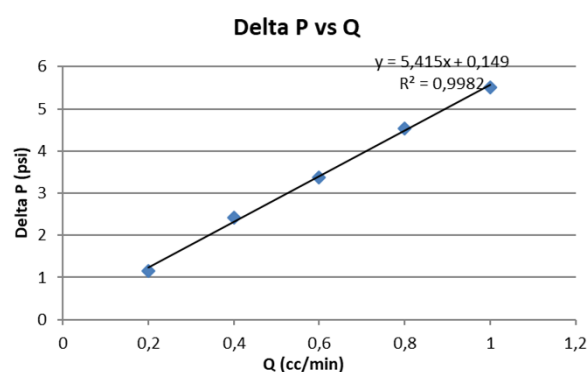
Динамика давления при закачке кислотной композиции (этап 1)



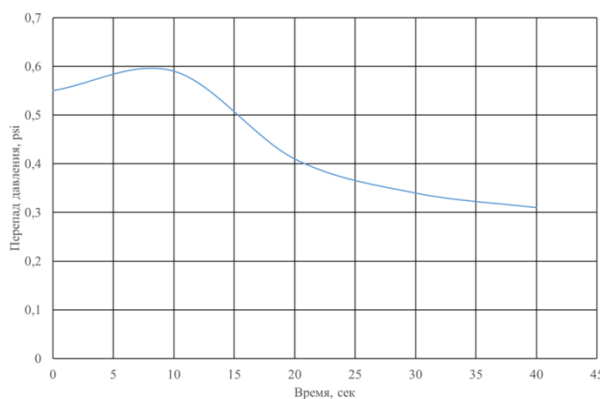
Определение фазовой проницаемости по нефти после обработки (этап 1)



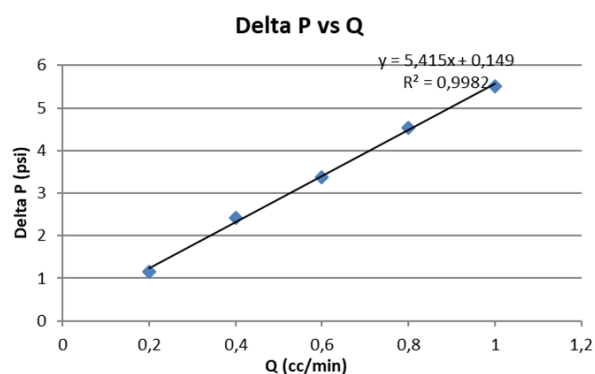
Динамика давления при закачке кислотной композиции (этап 2)



Определение фазовой проницаемости по нефти после обработки (этап 2)



Динамика давления при закачке кислотной композиции (этап 3)



Определение фазовой проницаемости по нефти после обработки (этап 3)

Рис. 1. Характер динамики закачки кислотной композиции и динамики изменения фазовой проницаемости образца 2753-1

Анализ динамики перепада давления при закачке 0,1 от порового объема показывает, что фактически на первом этапе, ввиду обработки только торцевой входной части образца фильтрация не происходила. Об

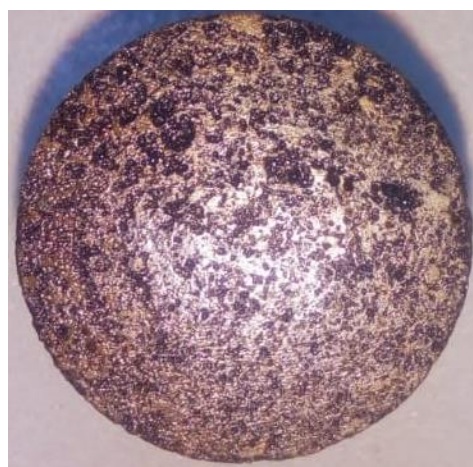
этом также свидетельствует незначительное ухудшение фазовой проницаемости $0,63 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,62 \cdot 10^{-3}$ мкм², что вероятнее является следствием кольматации пор пласта продуктами реакции с торца образца за счет их продвижения в поры образца.

Второй этап обработки происходил при давлениях, достигающих 0,1861 МПа (27 psi). В результате отмечается рост фазовой проницаемости с $0,62 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $7,78 \cdot 10^{-3}$ мкм², т.е. закачиваемый кислотный состав достиг обратного торца образца. Закачка третьей порции кислотного состава позволила увеличить проницаемость до $7,78 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $19,16 \cdot 10^{-3}$ мкм², при этом максимальный перепад давления составил 0,0041 МПа (0,6 psi), т.е. в образце достигается свободная фильтрация флюида.

Фотографии торца образца подтверждают гипотезу формирования на входном торце зоны с локальным ограниченным фронтом реакции на первом этапе воздействия (Рис. 2).



Входной торец исследуемого образца



Выходной торец исследуемого образца

Рис. 2. Фотография торцов образца 2753-1 после эксперимента по имитационному кислотному воздействию

Учитывая, что суммарный объем кислотного состава для достижения противоположного торца образца при фиксированной скорости фильтрации 1 мл/мин составил 0,3 от порового объема образца последующие эксперименты предусматривали закачку объема кислоты на каждом из этапов равной $0,3 V_{\text{пор.обр.}}$.

Таким образом, применение для условий эксперимента кислоты в объеме 0,3 от порового объема образца позволяет кислотной композиции в моделируемых условиях гарантировано достичь выходного торца образца и обеспечить свободную фильтрацию через образец.

Характер протекания процессов кислотного воздействия в макромасштабах (в ПЗ) в первую очередь будет зависеть от совокупного взаимовлияния участков с разной проницаемостью и пористостью пласта, что, в конечном счете, и определит эффективность воздействия. Изучение поведения кислотных составов при проведении фильтрационных экспериментов, является базой для технологического совершенствования многоэтапных кислотных воздействий за счет изучения процессов на микроуровне.

С целью сравнения кислотных композиций по степени влияния на изменение проницаемости были выполнены тестовые эксперименты по оценке различных композиций, в том числе с регулируемой реологией.

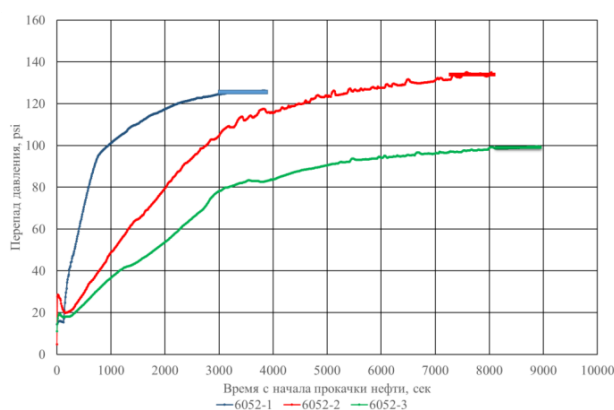
В табл. 2 приводятся данные характеризующие сравнительные результаты применения кислотных составов.

Таблица 2

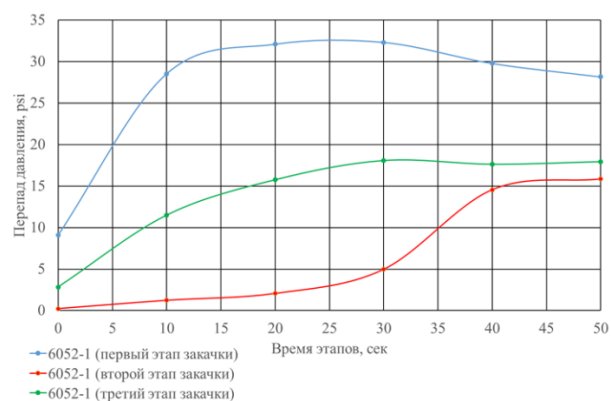
Результаты тестирования кислотных составов при выполнении фильтрационных экспериментов

Номер скважины-образца	Фазовая проницаемость при фильтрации нефти, $\times 10^{-3}$ мкм ²	Тип кислотной композиции	Рабочий объем кислоты каждого этапа		Фазовая проницаемость при фильтрации нефти после каждого из этапов закачки КК		
			Кол-во $V_{\text{пор}}$, д.ед.	мл	1	2	3
					$\times 10^{-3}$ мкм ²		
2753-1	0,625	Тест HCL15	0,1	0,3817	0,615	7,775	19,164
6052-1	0,274	HCL15-МЛ	0,3	0,948	3,994	2,987	5,364
6052-2	0,097	КК ООО «Таграс-ХимСервис»	0,3	1,047	0,462	12,971	-
6052-3	0,114	КК ООО «Таграс-ХимСервис»	0,3	1,122	3,661	4,772	-
2132-1	1,025	СКС ООО «Таграс-ХимСервис»	0,3	0,8431	11,128	19,644	-

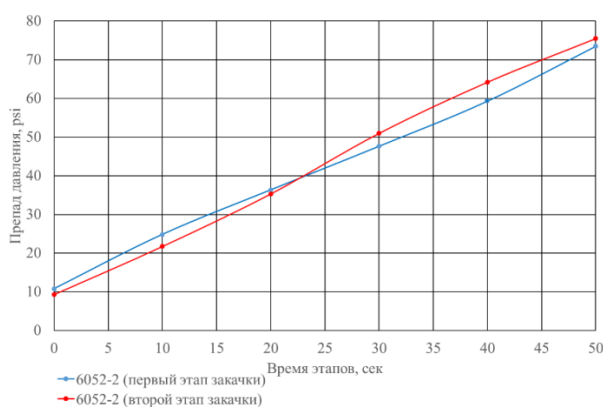
Для скважины № 6052 в качестве эталонного объекта, на котором планировалась оценка возможностей регулирования свойств кислотного состава, была подобрана коллекция образцов керн со схожими фильтрационными свойствами. Фильтрационные эксперименты позволяют оценить степень вовлечения в процесс кислотной обработки пород, имеющих различную проницаемость, с учетом перепадов давления, достигнутых на торцах образцов. Динамика перепадов давлений между торцами при насыщении образцов и в процессе закачки кислотных составов на различных стадиях представлена на рис. 3



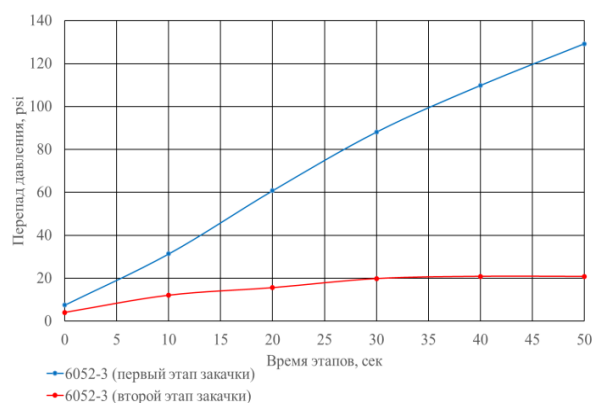
Динамика перепада давления при замещении керосина на нефть



Динамика перепада давления на образце 6052-1 кислотного воздействия



Динамика перепада давления на образце 6052-2 кислотного воздействия



Динамика перепада давления на образце 6052-3 кислотного воздействия

Рис. 3. Динамика перепадов давления на каждом из этапов закачки кислотной композиции

Для образцов керн тестово изучалось воздействие базового состава – HCL15-МЛ (соляной кислоты с добавлением МЛ-81 - водного раство-

ра смеси анионных и неионогенных ПАВ, традиционно применявшейся ранее при кислотных воздействиях на объектах ПАО «Татнефть») и новых составов, подобранных с учетом совместимости с пластовым флюидом и улучшенными реологическими характеристиками.

С учетом ранее выполненного тестового эксперимента по определению оптимального объема кислотного состава при фиксированном расходе кислоты, для достижения противоположного торца образца во всех экспериментах использовался объем кислотной композиции равный 0,3 порового объёма пород, в образце 6052-1 – 0,948 мл; 6052-2 – 1,047 мл; 6052-3 – 1,122 мл.

Для оценки режима закачки кислотной композиции фиксировался перепад давления. Максимальное давление на всех образцах было достигнуто при закачке первой порции кислотного состава. По высокопроницаемому образцу 6052-1 максимальное давление при продавке кислоты составила 0,2227 МПа (32,3 psi), для образца 6052-3 – 0,5070 МПа (73,53 psi), для образца 6052-3 – 0,8911 МПа (129,25 psi) (Рис. 2). Общий характер изменения перепада давления (между давлением закачки и пластовым) от 0,2227 МПа (32,3 psi) до 0,8911 МПа (129,25 psi) свидетельствует о возможности обеспечения продавки кислоты общим фильтром в пределах изменчивости коллекторских свойств, однако степень вовлечения отдельных участков различной проницаемости будет различной, что свидетельствует о необходимости регулирования параметров кислотного состава.

Сравнительная характеристика перепадов давлений на всех этапах кислотного воздействия для различных образцов представлена на рис. 3, а в табл. 3 представлены численные значения максимальных достигнутых перепадов давлений на каждом из этапов.

В процессе закачки кислотного состава по данным рис. 3 на образцах скважины 6052 отмечается падение давления уже на начале этапа, что является результатом формирования червоточин фильтрации.

Таблица 3

Перепады давления при прокачке кислотного состава при пластовых условиях

Параметры	Номера образцов (кислотный состав)		
	6052-1 (HCl-15МЛ)	6052-2 ООО «ТаграС- ХимСервис»	6052-3 ООО «ТаграС- ХимСервис»
Максимальное давление на 1 этапе, МПа (psi)	0,2229 (32,33)	0,5068 (73,50)	0,8911 (129,25)
Максимальное давление на 2 этапе, МПа (psi)	0,1094 (15,86)	0,5203 (75,47)	0,1438 (20,86)
Максимальное давление на 3 этапе, МПа (psi)	0,1237 (17,95)	-	-

Учитывая неизменную вязкость кислотного состава HCl-15МЛ в экспериментах на образце 6052-1, можно отметить, что изменение давлений закачки кислотного состава – следствие изменения только проницаемости пород или кольтматации пор пласта. Динамика изучения изменения проницаемости показывает ухудшение проницаемости образца на втором этапе эксперимента с $3,99 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $2,99 \cdot 10^{-3}$ мкм², что возможно является следствием кольтматации пор пласта продуктами реакции за счет несовместимости насыщающего флюида и кислотной композиции.

По образцу 6052-2 давление закачки первого этапа и второго этапа идентичны, но при этом отмечается изменение проницаемости относительно первого и второго этапов с $0,097 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,462 \cdot 10^{-3}$ мкм² на первом этапе и с $0,462 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $12,971 \cdot 10^{-3}$ мкм² на втором этапе. Характерным являются идентичные условия закачки кислотного состава в режиме роста давления до порядка 0,5068 – 0,5203 МПа (73,50 – 75,47 psi) на обоих этапах. Использование кислотного состава с изменяющейся вязкостью позволяет обеспечить более равномерное продвижение состава по поровому пространству образцов за счет чего обеспечить равномерную обработку формирующегося фильтрационного канала.

По образцу 6052-3 вторичная обработка позволила создать канал с фазовой проницаемостью $4,77 \cdot 10^{-3}$ мкм², причем первичная обработка проходила при максимальном перепаде давления 0,8911 МПа (129,25 psi), а

при вторичной удалось достичь снижения давления до 0,1438 МПа (20,86 psi).

Визуальное представление сформированных в процессе воздействия фильтрационных каналов приводится на рис. 4.



Входной торец образца 6052-1
после кислотной обработки



Выходной торец образца 6052-1
после кислотной обработки



Входной торец образца 6052-2
после кислотной обработки



Выходной торец образца 6052-2
после кислотной обработки



Входной торец образца 6052-3
после кислотной обработки



Выходной торец образца 6052-3
после кислотной обработки

Рис. 4. Внешний вид торцов образцов после кислотного воздействия

Таким образом, из выполненных трех экспериментов на образцах скважины № 6052 можно отметить, что результат кислотной обработки и степень изменения проницаемости в первую очередь характеризуется условиями проникновения кислотного состава в пористую среду. В результате экспериментов получили значительное превосходство индивидуального подбора композиции для конкретных условий, что выразилось в превосходящем результате кислотной обработки при меньшем объеме за счет снижения количества циклов обработки.

С целью изучения возможности применения самоотклоняющихся составов на высокопроницаемых пластах был симитирован вариант выполнения обработки на образце с фазовой проницаемостью $1,025 \cdot 10^{-3}$ мкм². Исходный объем кислотной композиции составлял 0,3 от порового объема. Установившийся перепад давления при замещении керосина нефтью составил 0,0758 МПа (11 psi). Прокачка проходила в режимах обеспечения роста давления.

Изменение проницаемости породы в процессе экспериментов на образце породы 2132-1 скв.2132 при закачке самотклоняющегося кислотного состава представлено в табл. 4.

Таблица 4

Изменение проницаемости по образцу 2132-1 при выполнении имитационной закачки самоотклоняющегося кислотного состава

Параметр	Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²
Фазовая проницаемость после насыщения нефтью	1,025
Фазовая проницаемость после первого этапа закачки кислоты	11,404 ($v_f=0,04-0,1$) 8,433 ($v_f=0,1-0,5$)
Фазовая проницаемость после второго этапа закачки кислоты	20,135 ($v_f=0,04-0,1$) 17,417 ($v_f=0,1-0,5$)

По данным рис. 5 и динамике изменения проницаемости (Табл. 4) можно отметить следующие особенности в реализации эксперимента: вытравливание каналов происходило не по одному доминирующему каналу, а

по всей поверхности, т.е. не произошло доминантного образования одного канала, что, по-видимому, связано со свойствами кислотного состава. Изменение фазовой проницаемости при высоких скоростях подтверждают этот факт, т.к. снижение проницаемости при высоких скоростях прокачки обусловлены высокой турбулентностью потока в вытравленных каналах.



Входной торец образца после кислотной обработки



Выходной торец образца после кислотной обработки

Рис. 5. Внешний вид торцов образцов после кислотного воздействия самоотклоняющегося кислотного состава

В ходе выполнения имитационных фильтрационных экспериментов сформулированы следующие выводы:

- 1) Оценка динамики изменения давления закачки кислотных композиций в пределах одной скважины при незначительно дифференцированной начальной проницаемости подтверждает изменение вязкости самоотклоняющихся кислотных композиций при закачке, т.е. в процессе закачки падения давления в образовавшейся червоточине не происходит.
- 2) Использование кислотных составов с регулируемой вязкостью (самоотклоняющихся кислотных растворов) позволяет обеспечить при имитации пластовых условий снижение скорости проникновения кислотного состава, и как следствие более равномерную обработку.

- 3) Для образцов пород имеющих естественную начальную фазовую проницаемость более характерным является при закачке самооткляющихся кислотных составов формирование сети вытравленных каналов. Использование в высокопроницаемых пластах самооткляющихся кислотных составов является наиболее предпочтительным, т.к. позволяет вовлечь пласты разной проницаемости.
- 4) Процесс обработки по данным лабораторных исследований должен сопровождаться ростом давления при фиксированном расходе (при падении давления – увеличением расхода) в этом случае обеспечивается максимальный эффект от воздействия.

Список литературы

1. С.Ю. Жучков. Обзор методов моделирования кислотных обработок карбонатного пласта. (ООО "НТЦ-РуссНефть") // Нефтепромысловое дело – 2013 – №2 – с.29-33.
2. А.С. Смирнов, К.М. Федоров, А.П. Шевелев. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт. // Изв. РАН. Механика жидкости и газа – 2010 – № 5 – с. 114-122.

References

1. Zhuchkov S.Yu. *Obzor metodov modelirovaniya kislotnyh obrabotok karbonatnogo plasta*. [Review of methods applied for modeling of a carbonate formation acidizing]. Neftepromyslovoye Delo [Petroleum Engineering]. 2013, No.2, pp.29-33 (in Russian)
2. Smirnov A.S., Fedorov K.M., Shevelev A.P. *O modelirovanii kislotnogo vozdejstviya na karbonatnyj plast* [Simulation of carbonate reservoir acidizing]. Mekhanika Zhidkosti i Gaza [Liquid and Gas Mechanics]. 2010, No.5, pp.114-122 (in Russian)

Сведения об авторах

Маннанов Ильдар Илгизович, к.т.н., доцент кафедры «Разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти» РЭМТУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: ildarmannanov@mail.ru

Таипов Камиль Салаватович, заместитель директора — главный геолог ООО «Таграс-ХимСервис»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Обьездной тракт, 42
E-mail: taipovks@mail.ru

Гиля-Зетинев Александр Гарифуллович, главный технолог ООО «Таграс-ХимСервис»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Обьездной тракт, 42
E-mail: gilyazetinov@mail.ru

Ганиев Денис Ильдарович, инженер отдела экспериментальных лабораторных исследований ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: dinisganiev@gmail.com

Authors

I.I. Mannanov, PhD, Associate Professor of Tight Reserve Development Department, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: ildarmannanov@mail.ru

K.S. Taipov, Deputy Director, Chief Geologist, Tagras-KhimServis LLC
42, Detour tract st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: taipovks@mail.ru

A.G. Gilya-Zetinov, Chief Process Engineer, Tagras-KhimServis LLC
42, Detour tract st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: gilyazetinov@mail.ru

D.I. Ganiev, Engineer, Laboratory Experiment Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: dinisganiev@gmail.com

*Статья поступила в редакцию 01.12.2021
Принята к публикации 19.03.2022
Опубликована 30.03.2022*