



УДК 622.276.63:550.8.023

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ И СКОРОСТИ ЗАКАЧКИ КИСЛОТЫ НА РАЗВИТИЕ ЧЕРВОТОЧИН ПРИ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Р.А. Хузин, Г.П. Хижняк¹

Газпромнефть Бадра Б.В. (8070, Ирак, г. Багдад, Ройял Тюлип Аль-Рашид Хоутел, офис 335)

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

LABORATORY RESEARCH OF ACID CONCENTRATION AND INJECTION RATE ON WORMHOLING PROCESS UNDER RESERVOIR CONDITIONS

R.A. Khuzin, G.P. Khizhnyak¹

Gazpromneft Badra B.V. (335 Royal Tulip Al-Rashid Hotel, Baghdad, 8070, Republic of Iraq)

¹Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 11.06.2019. Принята / Accepted: 01.11.2019. Опубликовано / Published: 27.12.2019

Ключевые слова:

карбонаты, известняк, доломит, солянокислотная обработка, червоточины, околоскважинная зона пласта, скорость закачки, температура, давление, концентрация кислоты, насыщение, композиционный состав, фильтрационные свойства, минеральный состав, структура порового пространства, кавернозность, перфорация, размер образцов, геометрия потока, Бадра, Ирак, керн, дифракционный анализ, компьютерная томография.

Key words:

Carbonates, limestone, dolomite, hydrochloric acid treatment, wormholes, near-wellbore zone of the formation, injection rate, temperature, pressure, acid concentration, fluid saturation, acid composition, filtration properties, mineral composition, pore space structure, vugginess, perforation, core size, flow geometry, Badra, Iraq, core, diffraction analysis, computed tomography.

Карбонатные породы содержат около 60 % мировых запасов нефти и газа. Для стимуляции скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы, широко используются солянокислотные обработки, в основе которых лежит химическая реакция соляной кислоты с карбонатными минералами.

Карбонатные коллекторы, как правило, обладают значительной неоднородностью, поэтому при закачке кислоты в пласт в призабойной зоне скважины происходит неравномерное растворение породы кислотой, в результате чего образуются высокопроводящие каналы фильтрации (червоточины) сложной геометрии, обеспечивающие хорошую гидродинамическую связь скважины с пластом. Для определенной системы «порода – кислотный состав» существует оптимальная скорость закачки, которая позволяет получать длинные малоразветвленные червоточины при минимальном объеме закачки кислоты. На величину оптимальной скорости закачки оказывает влияние множество факторов, таких как давление, температура, концентрация кислоты, композиционный состав раствора, минеральный состав породы и т.д. Основным методом определения оптимальных параметров кислотного воздействия на околоскважинную зону пласта на сегодняшний день являются лабораторные эксперименты.

В работе приведены сводные результаты анализа влияния различных факторов на оптимальную скорость закачки и величину прокачанного поровых объемов кислотного состава до момента выхода червоточины из образца. Показано, что факторы комплексно влияют на эффективность кислотного воздействия и требуется их одновременный учет при проведении лабораторных экспериментов. Результаты выполненного анализа были учтены при планировании дальнейших лабораторных исследований.

В рамках проектирования солянокислотных обработок на скважинах одного из карбонатных месторождений Ирака проведены лабораторные опыты по оценке влияния концентрации кислоты и скорости закачки на эффективность кислотного воздействия при условиях, ожидаемых в случае применения солянокислотной обработки. Определены параметры закачки, позволяющие получать оптимальную структуру червоточин при минимальном объеме закачки кислоты. Результаты выполненных исследований успешно использовались при проектировании солянокислотных обработок на скважинах рассмотренного месторождения.

Carbonate rocks contain about 60% of the world's oil and gas reserves. For stimulation of wells which penetrate carbonate reservoirs, hydrochloric acid treatments are widely used. The approach is based on the chemical reaction of hydrochloric acid with carbonate minerals.

Carbonate reservoirs usually have significant heterogeneity, therefore, when the acid is injected into the formation in the near-wellbore zone of the well, the rock is dissolved non-uniformly. As a result highly conductive filtration channels (wormholes) of complex geometry are formed. The wormholes provide a good hydrodynamic connection between the well and the formation. For a specific rock-acid system, there is an optimal injection rate that allows to get long, low-branched wormholes with a minimum acid injection volume. There are many factors, such as pressure, temperature, acid concentration, injected fluid composition, rock mineral composition, etc. which influence on the optimal injection rate. Laboratory experiments are currently the main method for determining the optimal injection rate.

The influence of various factors on the optimal injection rate and the volume of injected acid composition, measured in pore volumes, until the wormhole break through the core sample is studied. The summary of the study is presented. It is shown that factors, which influence on the effectiveness of acid stimulation, have a complex effect and require their simultaneous consideration in laboratory experiments. The results of the analysis were taken into account in planning further laboratory research.

As part of the design of acid stimulation for wells of one of the carbonate oil fields in Iraq, the laboratory experiments were conducted to assess the effect of acid concentration and injection rate on the effectiveness of wormholing process under the conditions expected during acid stimulation jobs. The injection parameters have been determined, allowing to obtain the optimal wormholes structure with a minimum acid injection volume.

The results of the studies have been successfully used in the design of the acid stimulation jobs for wells in the field.

Хузин Ринат Альвертович – начальник управления разработки (тел.: +007 968 662 14 56, e-mail: Khuzin.ra@gazpromneft-badra.com). Контактное лицо для переписки.

Хижняк Григорий Петрович – доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 219 82 92, e-mail: xgp@pstu.ru).

Rinat A. Khuzin (Author ID in Scopus: 57205219438) – Head of Development Department (tel.: +007 968 662 14 56, e-mail: Khuzin.ra@gazpromneft-badra.com). The contact person for correspondence.

Grigoriy P. Khizhnyak (Author ID in Scopus: 36711848000) – Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 92, e-mail: xgp@mail.ru).

Введение

Карбонатные породы содержат около 60 % мировых запасов нефти и газа [1–4]. К ним принято относить осадочные образования, сложенные на 50 % и более карбонатными минералами [5], основными из которых являются кальцит (CaCO_3) и доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). Для интенсификации притока флюидов в скважину, вскрывающую карбонатный резервуар, широко применяются солянокислотные обработки (СКО) околоскважинной зоны пласта (ОЗП). В основе данного типа стимуляции лежит взаимодействие кислотных растворов, преимущественно на базе соляной кислоты (HCl), с карбонатными минералами. Как показали многочисленные лабораторные эксперименты, при закачке кислоты в карбонатный коллектор образуются так называемые червоточины, которые представляют собой высокопроницаемые каналы сложной геометрии, проникающие в пласт на глубину до нескольких метров и тем самым обеспечивающие хорошую гидродинамическую связь пласта со стволом скважины (рис. 1).

Форма и глубина проникновения червоточин зависит от множества факторов, таких как состав кислотного раствора, минералогический состав породы, насыщение пласта, неоднородность породы, скорость закачки, тип заканчивания скважины и т.д.

При проектировании СКО одной из основных целей является подбор оптимальных кислотных составов и параметров закачки для условий конкретной залежи, позволяющих получить длинные малоразветвленные червоточины при минимальном объеме закачки кислоты.

На сегодняшний день основным способом изучения процессов, происходящих при СКО, являются лабораторные эксперименты. Как правило, учет всех возможных факторов, влияющих на эффективность кислотного воздействия, при проведении экспериментов – трудоемкая задача. Как показал анализ, целью большинства опубликованных работ было изучение влияния отдельных факторов на эффективность кислотного воздействия. При этом возможное одновременное влияние нескольких факторов не рассматривалось. Кроме того, в большинстве работ эксперименты проведены в условиях, значительно отличающихся от реальных, возникающих при СКО. Использование данных результатов на практике может приводить к значительным погрешностям получаемых оценок.

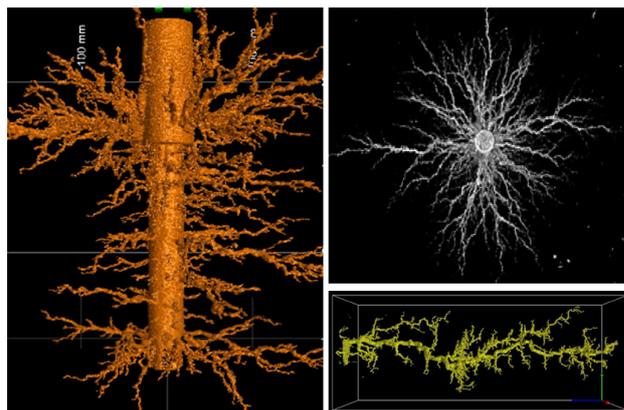


Рис. 1. 3D-визуализация червоточин на основе компьютерной томографии [6–8]

Определение факторов, одновременный учет которых необходим при проведении лабораторных исследований, и получение корреляционных зависимостей, позволяющих на практике прогнозировать процесс развития червоточин в околоскважинной зоне пласта, является актуальной задачей.

Краткий анализ факторов, влияющих на эффективность кислотного воздействия

Изучению кислотного воздействия на карбонатные пласты посвящено значительное количество работ. Как правило, авторами на основе лабораторных экспериментов исследуется влияние одного или нескольких факторов на эффективность кислотного воздействия. К таким факторам относятся:

- скорость и объем закачки кислоты [9–16];
- температура, при которой происходит воздействие [9, 10, 17, 18];
- концентрация соляной кислоты [9, 10, 14, 17–19];
- давление, при котором происходит воздействие [20];
- насыщение образцов флюидами [21–24];
- композиционный состав закачиваемых растворов [9, 14, 15, 17, 18, 23, 25–49];
- размер образцов [17, 19, 45];
- геометрия потока (радиальная, линейная) [6, 10, 11, 50–53];
- минеральный состав (кальцит, доломит) [9, 54];
- фильтрационные свойства и структура порового пространства [10, 14, 17, 28, 40, 52, 54–60];
- влияние технологии заканчивания скважины и особенностей стимуляции [61–63].

Охватить полный перечень выполненных работ не представляется возможным. Это связано с многообразием используемых кислотных

составов, возникающих условий при их закачке, составом насыщающих ОЗП флюидов, структурой порового пространства, минеральным составом породы и т.д.

Как показали многочисленные эксперименты, для определенной системы «порода – кислотный состав» в зависимости от скорости закачки можно получить различную структуру растворения породы (рис. 2):

- компактное растворение;
- образование конических червоточин;
- образование доминантных червоточин (длинные, узкие, маловетвистые червоточины – оптимальный вариант);
- сильно разветвленная структура червоточин;
- равномерное растворение.

При минимальных скоростях закачки весь раствор реагирует на входе в образец, полностью его растворяя. В данном случае для достижения определенной глубины проникновения требуется значительный объем кислотного состава (КС). При более высокой скорости закачки кислота проникает в породу, создавая канал растворения – червоточину, однако значительная часть раствора реагирует на стенках червоточины, тем самым создавая ее конусообразную структуру. Объем КС для достижения определенной глубины проникновения червоточин значительно ниже по сравнению с компактным растворением. В случае если скорости закачки достаточно для доставки

КС до кончика червоточины, то в результате реакции происходит ее дальнейший рост и образуется так называемая доминантная червоточина, развивающаяся путем растворения пор с максимальным диаметром. Данная структура является наиболее оптимальной, так как позволяет достичь необходимую глубину проникновения при минимальном объеме закачки. Более высокие скорости закачки приводят к образованию ответвлений от доминантной червоточины, так как раствор начинает задавливаться в более мелкие поры и рост доминантной червоточины замедляется, а следовательно, увеличивается общий объем КС, требуемого для достижения ее проникновения на необходимую глубину. При экстремально высоких скоростях закачки кислота проникает во все более мелкие поры, приводя к равномерному их растворению и росту требуемого объема КС для достижения необходимой глубины проникновения.

Результаты лабораторных экспериментов в наиболее простом виде можно представить как зависимости числа прокачанного порового объема раствора до выхода червоточины из образца ($PVBT$) от скорости закачки (V_i) (рис. 3). На рисунке приведены результаты нескольких экспериментов, проведенных при разных условиях. Точка минимума на каждой из кривых определяет оптимальную скорость закачки.

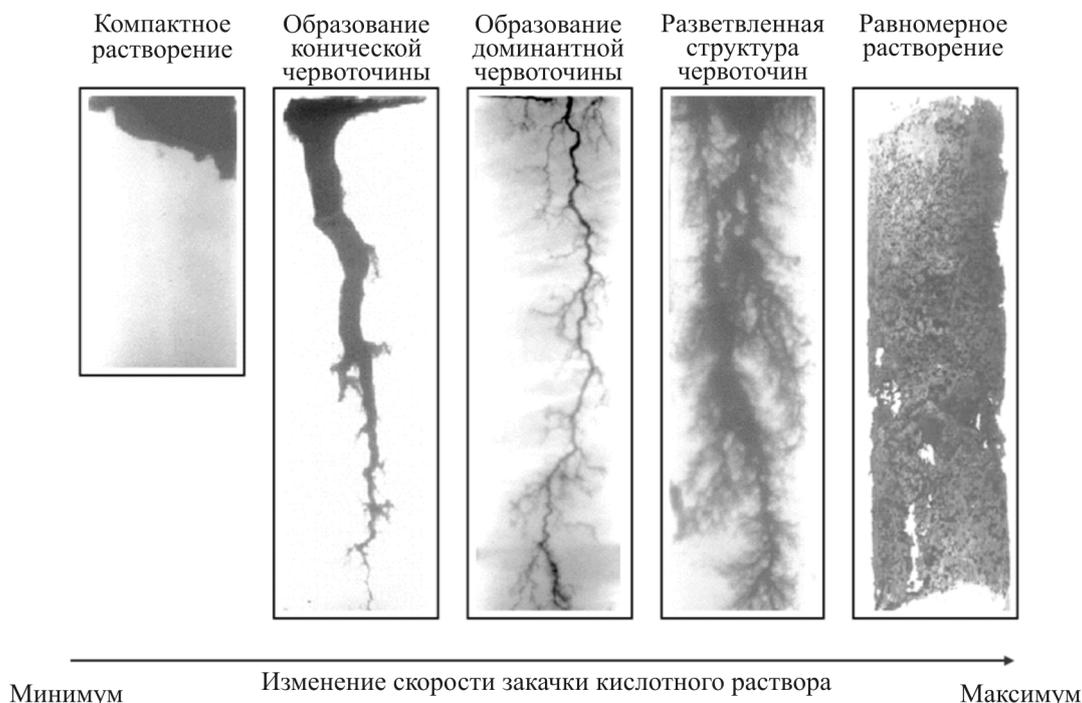


Рис. 2. Вид растворенного порового пространства, полученного при закачке соляной кислоты в линейный образец керна, при различных скоростях нагнетания [12]

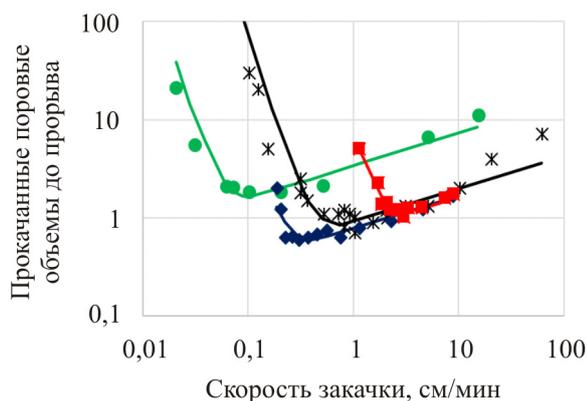


Рис. 3. Результаты лабораторных экспериментов по оценке эффективности развития червоточин [64]

С целью определения факторов, требующих учета при проведении лабораторных экспериментов по изучению эффективности кислотного воздействия, проведен анализ результатов исследований, опубликованных в литературе.

Сводные результаты анализа влияния различных факторов на оптимальную скорость закачки и величину *PVBT*, а также важность и возможность их учета в лабораторных условиях

при промышленных объемах исследований приведены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, все рассмотренные факторы, за исключением давления, в случае, если оно превышает давление перехода образующегося углекислого газа в жидкое состояние или состояние сверхкритического флюида, имеют высокое влияние на получаемые при лабораторных исследованиях результаты. Это говорит о том, что их учет важен при проведении экспериментов. Часть факторов при их изменении имеют разнонаправленное влияние на оптимальную скорость закачки и величину *PVBT*. Кроме того, одновременное проявление разных факторов, что наблюдается на практике, также может приводить к различному направлению изменения оптимальных параметров закачки. Учет части факторов при массовых лабораторных экспериментах является сложновыполнимым из-за ограничений размеров отбираемых образцов и используемого оборудования. Для их учета необходимо применение корреляций, встречающихся в научной литературе.

Таблица 1

Сводные результаты анализа влияния различных факторов на оптимальную скорость закачки и величину *PVBT*

Фактор	Важность учета при лабораторных экспериментах	Изменение оптимальной скорости при росте параметра	Изменение <i>PVBT</i> при росте параметра	Возможность учета ожидаемых при СКО данных в лабораторных исследованиях	
Температура	Высокая	Увеличение	Разнонаправленное	Возможно	
Концентрация HCl	Высокая	Увеличение	Снижение	Возможно	
Давление	ниже 69 атм (1000 psi)	Высокая	Снижение	Увеличение	Возможно
	выше 69 атм (1000 psi)	Низкая	Низкое влияние	Низкое влияние	–
Насыщение углеводородов	Высокая	Снижение	Снижение	Возможно	
Композиционный состав закачиваемого флюида	Высокая	Разнонаправленное	Разнонаправленное	Возможно	
Влияние фильтрационных свойств, структуры порового пространства и минерального состава	Высокая	Разнонаправленное	Разнонаправленное	Возможно	
Влияние размеров образцов	Высокая	Увеличение	Увеличение	Использование образцов, соизмеримых с ОЗП, проблематично	
Влияние наличия чистоты перфорационных каналов	Высокая	Снижение	Снижение	Использование образцов, соизмеримых с влиянием перфорационных каналов в ОЗП, проблематично	
Влияние эффекта струи из-за особенностей стимуляции скважин	Высокая	Снижение	Снижение	Использование образцов, соизмеримых с ОЗП, проблематично	
Переход от линейных образцов к радиальным	Высокая	Увеличение	Увеличение	Использование образцов, соизмеримых с ОЗП, проблематично	

Анализ показал, что для получения корреляционных зависимостей, позволяющих на практике прогнозировать развитие червоточин в ОЗП, лабораторные эксперименты необходимо проводить в условиях, максимально приближенных к ожидаемым при СКО, на репрезентативных образцах керна конкретного месторождения.

Лабораторное изучение влияния концентрации и скорости закачки растворов соляной кислоты при пластовых условиях одного из месторождений Ирака

Объект исследования

В качестве объекта исследования рассмотрено месторождение, расположенное в нефтяной провинции Загрос, Ирак. Основным продуктивным объектом является формация Мауддуд верхне-мелового возраста, в пределах которой выделяются восемь пластов (А, В, С, D, E, F, G, H). Основной объем запасов (около 80 %) сосредоточен в пластах В и D, дающих до 94 % добычи по месторождению. По этим причинам основной акцент исследований был сделан на эти пласты. Продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами порового типа, содержащими легкую нефть. Из-за геологических особенностей первичное вскрытие продуктивных пластов происходит на значительной репрессии, в связи с чем возникает кольматация ОЗП. Как показал опыт тестирования первых оценочных скважин, для получения промышленных притоков нефти требуется стимуляция скважин кислотными составами. С целью исследования свойств пластов и оптимизации стимуляции добывающих скважин были проведены лабораторные эксперименты на образцах керна, отобранных из оценочных скважин.

Определение условий проведения экспериментов

При определении условий проведения лабораторных экспериментов по закачке кислотных составов в керновые образцы был учтен выполненный анализ факторов, оказывающих влияние на результаты экспериментов. В связи с этим было принято решение провести эксперименты по оценке влияния скорости закачки кислотного раствора и его концентрации в условиях, воспроизводящих ожидаемые при стимуляции скважин (температура, давление, насыщение, вязкость пластовых флюидов, композиционный состав и концентрация кислоты).

Подготовка образцов к исследованиям

Перед проведением работ для оценки репрезентативности образцов были выполнены компьютерная томография (СТ scanning), их очистка и подготовка к исследованиям.

С целью определения количественного содержания минералов, содержащихся в образцах, проведен рентгенографический дифракционный анализ (XRD). Результаты анализа 18 образцов (табл. 2) показали, что порода состоит из микритового известняка с преобладанием кальцита (более 95 %) и небольшим количеством кварца и доломита.

Для оценки влияния концентрации кислоты и скорости ее закачки на образование червоточин была сделана выборка образцов, характеризующая средние параметры двух основных пластов, приведены в табл. 3.

После замера основных параметров образец насыщался пластовой водой до 100 % с использованием сатуратора, затем для получения остаточной водонасыщенности он насыщался искусственным образцом нефти, имеющим вязкость, эквивалентную пластовой нефти, при пластовой температуре и давлении с использованием ультрацентрифуги. После этого образец помещался в установку для исследования, которые проводились при условиях, соответствующих пластовым: давление обжима – 1098,94 атм; поровое давление – 501,7 атм; эффективное давление – 597,24 атм; вязкость нефти – 0,37 сР; вязкость воды – 0,569 сР; пластовая температура – 120 °С.

Проведение экспериментов по оценке влияния концентрации кислоты на образование червоточин

Перед началом закачки кислоты оценивалась эффективной проницаемости по нефти.

В процессе закачки замерялся перепад давления между входом и выходом образца. Закачка кислоты с разной концентрацией проводилась с расходом 1 см³/мин до момента выхода червоточины из образца (резкое снижение перепада давления). На момент выхода червоточины фиксировался объем закачанной кислоты. Далее через образец прокачивалось 2 л дистиллированной воды с расходом 1 см³/мин. После окончания эксперимента делался визуальный осмотр образцов (с фотографированием) и анализ с использованием микрокомпьютерной томографии (micro-СТ). Пример одного из исследований приведен на рис. 4, а.

Таблица 2

Результаты рентгенографического дифракционного анализа образцов керн

Скважина	№ образца п/п	Глубина, м	Пласт	Кальцит	Кварц	Доломит	Сумма
W-1	27	4520,6	B	99,6	0,4	0	100
	40	4522,6	B	99,6	0,4	0	100
	52	4524,6	B	99	1,0	0	100
	72	4527	B	99,3	0,7	0	100
	84	4528,4	B	99,6	0,4	0	100
	91	4530,2	B	99,4	0,6	0	100
	164	4600,9	B	99,5	0,5	0	100
	181	4605,1	B	99,5	0,5	0	100
	192	4606,3	D	99,3	0,7	0	100
	200	4607,4	D	99,5	0,5	0	100
W-2	5	4581,5	D	95,6	0,4	4	100
	10	4582,7	D	99,5	0,5	0	100
	11	4582,8	D	99,5	0,5	0	100
	17	4583,4	D	99,6	0,4	0	100
	47	4586,8	D	99,5	0,5	0	100
	58	4589,3	D	99,6	0,4	0	100
	70	4590,6	D	99,6	0,4	0	100
W-3	56	4601,1	D	99,1	0,9	0	100

Всего было выполнено по три исследования на каждый из пластов (МБ и МД) с различной концентрацией кислоты (5; 10 и 15 %). Результаты экспериментов приведены в табл. 4.

Сравнение полученных структур червоточин приведено на рис. 5.

По результатам исследования видно, что концентрация кислоты влияет на развитие червоточин. При скорости закачки 1 см³/мин наиболее оптимальная структура червоточин (длинные, малоразветвленные, образующиеся при минимальном объеме закачиваемого кислотного состава) образуется при закачке 5 % кислоты, при этом расходуется минимальный объем кислоты (около 1,0–1,2 см³ в эквиваленте 15%-ной кислоты). С другой стороны, общий объем закачанного раствора является максимальным. Вопрос влияния концентрации кислоты на развитие червоточин требует дальнейшего изучения, в частности изучения влияния скорости закачки при изменении концентрации кислоты.

Проведение экспериментов по оценке влияния скорости закачки кислоты на образование червоточин

Эксперименты проводились при пластовых условиях. В процессе закачки замерялся перепад давления между входом и выходом образца. Закачка кислоты с наиболее часто используемой на практике 15%-ной концентрацией осуществлялась с разными расходами до момента выхода червоточины из образца (резкое снижение перепада давления). На момент выхода червоточины фиксировался объем закачанной кислоты. Далее через образец прокачивалось 2 л дистиллированной воды с тем же расходом, что и при закачке кислоты. После окончания эксперимента делался визуальный осмотр образцов (с фотографированием) и анализ с использованием микрокомпьютерной томографии. Пример одного из исследований приведен на рис. 4, б.

Всего было выполнено по пять исследований на каждый из пластов (Б и Д). Результаты экспериментов приведены в табл. 5.

Таблица 3

Основные параметры образцов керна, отобранных
для исследования эффективности кислотного воздействия

№ образца п/п	Глубина, м	Пласт	Длина, см	Объем образца, см ³	Поровый объем, см ³	Пористость, %	Плотность скелета, г/см ³	Проницаемость по газу, мД
88	4528,97	В	3,83	42,70	5,89	13,80	2,69	2,65
90	4530,15	В	3,51	38,98	6,03	15,50	2,69	2,75
102	4532,24	В	3,59	39,77	5,31	13,30	2,69	3,38
124	4596,37	D	3,19	35,49	5,53	15,60	2,68	7,25
131	4597,45	D	3,36	36,36	5,93	16,30	2,68	9,14
135	4597,78	D	3,46	38,26	6,31	16,50	2,69	10,10
58	4525,09	В	3,30	36,85	6,25	17,00	2,69	3,39
60	4525,2	В	3,86	42,93	7,00	16,30	2,70	2,94
62	4525,43	В	3,53	39,14	6,88	17,60	2,70	3,69
73	4527,04	В	3,51	39,09	5,60	14,30	2,70	2,52
74	4527,18	В	3,27	36,18	5,61	15,50	2,70	3,59
105	4594,23	D	3,35	37,30	6,25	16,80	2,68	8,65
112	4595,2	D	3,11	34,57	5,68	16,40	2,68	9,92
115	4595,58	D	3,23	35,96	6,01	16,70	2,69	8,15
118	4595,86	D	3,16	35,09	6,01	17,10	2,68	10,60
128	4596,81	D	3,39	37,66	6,00	15,90	2,68	11,10

Таблица 4

Сводные результаты экспериментов по оценке влияния концентрации
закачиваемой кислоты на развитие червоточин

№ образца п/п	Пласт	Концентрация кислоты, %	Эффективная проницаемость по нефти, мД	Скорость закачки, см/ мин	Закачанный объем кислоты до момента выхода червоточины, см ³	Время до выхода червоточины, с	Эквивалент объему 15%-ной кислоты, см ³
88	В	5	1,03	0,090	3,50	210	1,167
90	В	10	0,98	0,090	2,50	150	1,667
102	В	15	1,10	0,090	2,00	120	2,000
124	D	5	3,64	0,090	3,00	180	1,000
131	D	10	3,61	0,092	2,25	135	1,500
135	D	15	3,79	1,00	1,50	90	1,500

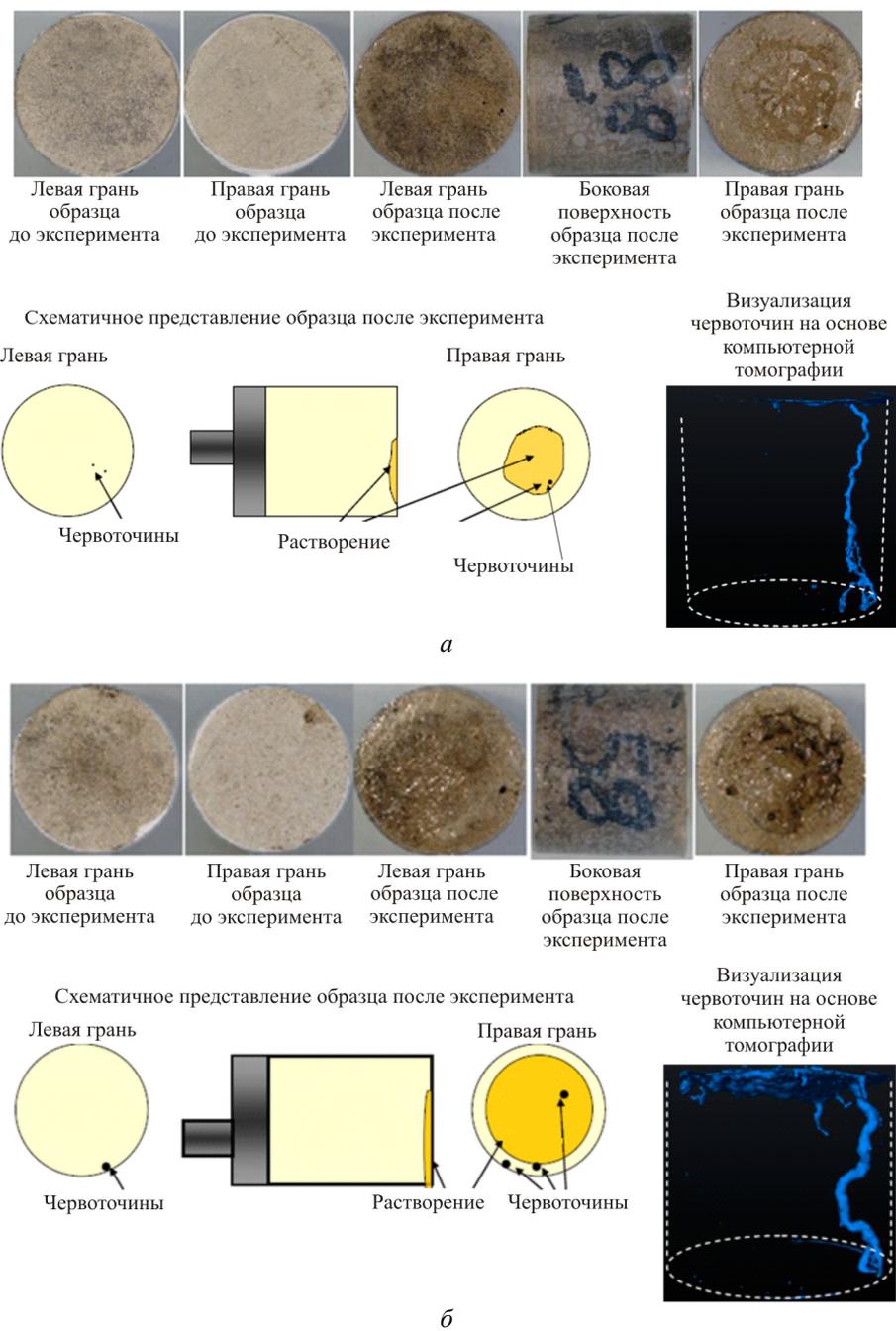


Рис. 4. Результаты экспериментов по оценке влияния на развитие червоточин: *a* – 5%-ной концентрации кислоты (образец № 88); *б* – скорости закачки 15%-ной кислоты (образец № 58, расход – 0,2 см³/мин)

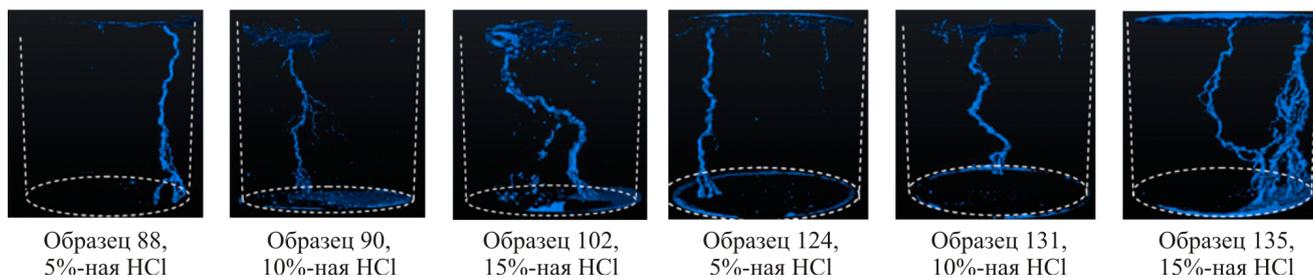


Рис. 5. Сравнение структуры развития червоточин в зависимости от концентрации закачиваемой кислоты

Таблица 5

Сводные результаты экспериментов по оценке влияния скорости закачиваемой кислоты (15 %) на развитие червоточин

№ образца п/п	Пласт	Эффективная проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, мД	Скорость закачки, см/мин	Закачанный объем кислоты до момента выхода червоточины, см ³	Время до выхода червоточины, с
60	В	0,92	0,045	5,75	690
62	В	1,34	0,090	2,30	138
73	В	0,90	0,449	2,50	30
74	В	1,16	0,904	2,50	15
102	В	1,10	0,090	2,00	120
112	D	4,36	0,045	3,50	420
115	D	3,81	0,090	2,00	120
118	D	5,36	0,450	4,20	50.4
128	D	5,45	0,900	3,00	18
135	D	3,79	0,090	1,50	90

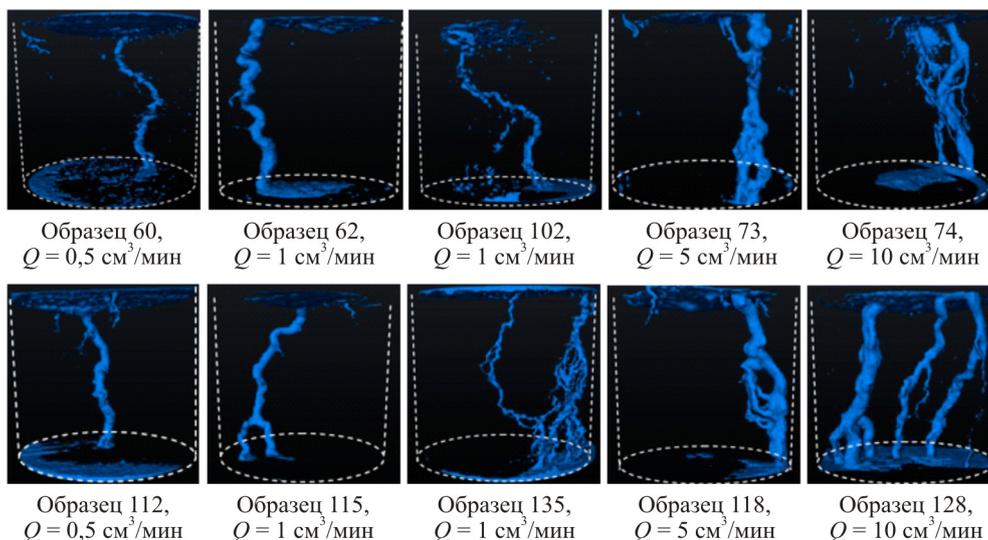


Рис. 6. Структура развития червоточин в зависимости от скорости закачиваемой кислоты (15 %)

Сравнение полученных структур червоточин приведено на рис. 6.

По результатам исследования видно, что скорость закачки кислоты оказывает влияние на развитие червоточин. Наиболее оптимальная структура (длинные малоразветвленные червоточины, образующиеся при минимальном объеме закачиваемого кислотного состава) образуется при закачке кислоты со скоростью около 0,6 см/мин (рис. 7). Результаты экспериментов для обоих пластов можно описать одной зависимостью прокачанных поровых

объемов кислоты до выхода червоточины из образца от скорости закачки.

Полученные значения оптимальной скорости закачки и соответствующей ей величины объема закачанной кислоты использовались при проектировании СКО добывающих скважин в разработанном нами симуляторе кислотного воздействия. Это позволило достичь среднего скин-фактора по добывающим скважинам (4,7) и охвата продуктивной толщины обработкой до 95 %. Практические примеры использования, а также особенности симулятора приведены в работе [66].

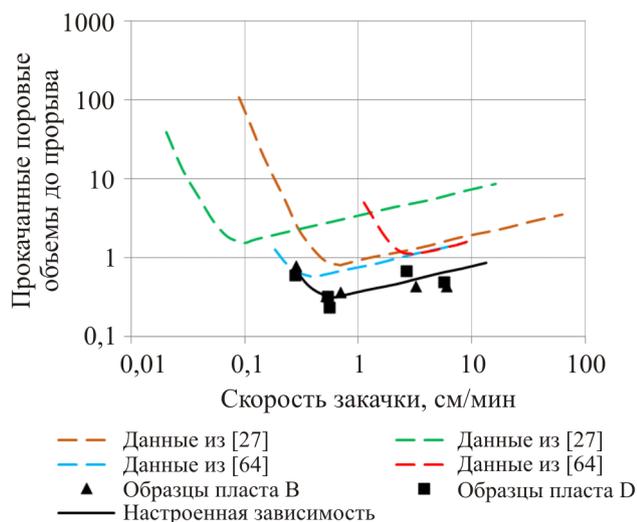


Рис. 7. Результаты сопоставления выполненных экспериментов (черная кривая) с данными, приведенными в работах [27, 64]

Выводы

1. Многочисленными исследованиями подтверждено, что для определенной системы «порода – кислотный состав» существует оптимальная скорость закачки, позволяющая создавать длинные малоразветвленные каналы фильтрации (червоточины) при минимальном объеме закачки кислоты (PVT).

2. На форму и глубину проникновения червоточин оказывает влияние множество факторов, таких как состав кислотного раствора, минералогический состав породы, насыщение пласта, неоднородность породы, скорость закачки, тип заканчивания скважины и т.д.

3. Факторы комплексно влияют на эффективность кислотного воздействия, причем в некоторых случаях разнонаправленно. Для получения результатов, которые могут быть использованы на практике, необходимо проведение экспериментов на образцах конкретного месторождения, насыщенных флюидами, ожидаемыми в ОЗП при проведении СКО, с использованием планируемых для закачки растворов, при давлениях и температурах, ожидаемых при СКО.

4. С целью проектирования СКО для одного из месторождений Ирака выполнены исследования по влиянию концентрации кислоты и скорости закачки на эффективность кислотного воздействия в условиях, максимально приближенных к ожидаемым при проведении СКО.

5. При линейной скорости закачки 0,5 см/мин наиболее оптимальная структура червоточин для условий рассматриваемого месторождения образуется при пониженной концентрации кислоты.

6. Оптимальная скорость закачки 15%-ной соляной кислоты на исследованных образцах составила 0,6 см/мин.

7. Полученные результаты успешно использовались при проектировании СКО на 19 скважинах в качестве исходных данных для симулятора кислотного воздействия.

Библиографический список

1. Chang F. Technology focus: matrix stimulation. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, June 1. DOI: 10.2118/0617-0064-JPT
2. Глуценко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: в 5 т. Т. 4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
3. Сургучев М.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
4. Давыдов А.В., Черницкий А.В. Разработка месторождений с карбонатными коллекторами: Текущее состояние, проблемы, перспективы // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 3. – С. 18–21.
5. Киркинская В.Н., Смахов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
6. New insights into carbonate matrix stimulation from high-resolution 3D images of wormholes obtained in radial acidizing experiments / G. Aidagulov, X. Qiu, D. Brady, M. Abbad, Y. Onel, U. Ewert // *Society of Petroleum Engineers*. – 2018. – August 16. DOI: 10.2118/192366-MS
7. Seagraves A.N., Smart M.E., Ziauddin M.E. Fundamental wormhole characteristics in acid stimulation of perforated carbonates // *Society of Petroleum Engineers*. – 2018. – February 7. – DOI: 10.2118/189506-MS
8. Understanding wormholes in carbonates: unprecedented experimental scale and 3-D visualization / D. McDuff, C.E. Shuchart, S. Jackson, D. Postl, J.S. Brown // *Society of Petroleum Engineers*. – 2010. – January 1. DOI: 10.2118/134379-MS
9. Wang Y., Hill A.D., Schechter R.S. The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations // *Society of Petroleum Engineers*. – 1993. – January 1. DOI: 10.2118/26578-MS
10. Frick T.P., Mostofizadeh B., Economides M.J. Analysis of radial core experiments for hydrochloric acid interaction with limestones // *Society of Petroleum Engineers*. – 1994. – January 1. DOI: 10.2118/27402-MS
11. Mostofizadeh B., Economides M.J. Optimum injection rate from radial acidizing experiments //

- Society of Petroleum Engineers. – 1994. – January 1. DOI: 10.2118/28547-MS
12. Fredd C.N., Miller M.J. Validation of carbonate matrix stimulation models // Society of Petroleum Engineers. – 2000. – January 1. DOI:10.2118/58713-MS
13. Мищенко И.С., Трошков С.А. Влияние скорости движения соляной кислоты на скорость растворения карбонатной породы // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 5. – С. 48–49.
14. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения кислотного воздействия на низкопроницаемых карбонатных коллекторах / Н.Н. Орлов, А.Р. Туриянов, Р.Р. Загиров, К.Ю. Прочухан, Ю.А. Прочухан // Нефтепромышленное дело. – 2017. – № 3. – С. 37–42.
15. Глущенко В.Н., Хижняк Г.П. Солянокислый состав с использованием лигносульфонатов технических для обработки призабойной зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. – № 9. – С. 55–60.
16. Dong K., Zhu D., Hill A.D. Theoretical and experimental study on optimal injection rates in carbonate acidizing // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – February 24. DOI: 10.2118/178961-MS
17. Bazin B. From matrix acidizing to acid fracturing: a laboratory evaluation of acid/rock interactions // Society of Petroleum Engineers. – 2001. – February 1. DOI: 10.2118/66566-PA
18. Fredd C.N., Fogler H.S. Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: influence of transport and reaction // Society of Petroleum Engineers. – 1999. – September 1. DOI: 10.2118/56995-PA
19. Gadiyar B.R., Civan F. Acidization-induced formation damage: experimental and modeling studies // Society of Petroleum Engineers. – 1994. – January 1. DOI: 10.2118/27400-MS
20. Cheng H., Zhu D., Hill A.D. The effect of evolved CO₂ on wormhole propagation in carbonate acidizing // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – February 24. DOI: 10.2118/178962-MS
21. Shukla S., Zhu D., Hill A.D. Gas assisted acidizing of carbonate formations // Society of Petroleum Engineers. – 2003. – January 1. DOI: 10.2118/82273-MS
22. Kumar R., He J., Nasr-El-Din H. New insights on the effect of oil saturation on the optimum acid injection rate in carbonate acidizing // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – April 12. DOI: 10.2118/169134-MS
23. Wormhole propagation in tar during matrix acidizing of carbonate formations / S. Almutairi, M.A. Al-Obied, I. AlYami, A. Shebatalhamd, D.A. Al-Shehri // Society of Petroleum Engineers. – 2012. – January 1. DOI: 10.2118/151560-MS
24. Kumar R., He J., Nasr-El-Din H. Effect of oil saturation on acid propagation during matrix acidization of carbonate rocks // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – May 21. DOI: 10.2118/169330-MS
25. A novel emulsified acid for deep wells stimulation: rheology, stability, and coreflood study / M. Ahmed, A. Sultan, X. Qiu, Z. Sidaoui, A.-A. Ali // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – August 16. DOI: 10.2118/192312-MS
26. Improving wormholing efficiency in carbonates with a novel system based on hydrochloric acid / C.S. Daeffler, J.F. del Valle, J. Kariampally, J.E. Elkhoury, N. Max, M. Panga // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – February 7. DOI: 10.2118/189540-MS
27. Fredd C.N., Tjia R., Fogler H.S. The existence of an optimum damkohler number for matrix stimulation of carbonate formations // Society of Petroleum Engineers. – 1997. – January 1. DOI: 10.2118/38167-MS
28. Исследование кислотного воздействия с применением потокоотклонителей на карбонатные коллекторы месторождения им. Р. Требса / С.А. Вахрушев, А.Е. Фоломеев, Ю.А. Котенев, Р.М. Набиуллин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 112–116.
29. Исследование воздействия кислотогенерирующего состава на керны продуктивных отложений Куямбинского лицензионного участка / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких, В.А. Колесов, А.Г. Захарян, А.Е. Чикин, Р. Харрис // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 31–35.
30. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, П.Ю. Илюшин, В.Н. Глущенко, О.А. Пташко // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 116–119.
31. Определение оптимальной скорости закачки кислотных составов по результатам исследований на кернах / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, В.Н. Глущенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 52–54.
32. Обоснование применения в карбонатных коллекторах потокоотклоняющих технологий на основе кислотных гелеобразующих составов / М.К. Рогачев, Н.С. Ленченков, Д.А. Петров, Л.Е. Ленченкова, Х.И. Акчурин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 129–131.
33. Гелеобразующие агенты, применяемые при кислотной обработке / К.А. Кинзябулатова,

Г.И. Апкаримова, Е.А. Шафикова, К.Ю. Прочухан, Ю.А. Прочухан // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 11. – С. 39–43.

34. Новые кислотные составы для селективной обработки порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шпилов, Е.В. Крутихин, Н.В. Кудреватых, А.И. Миков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №2. – С. 80–83.

35. Разработка усовершенствованных кислотных стимулирующих композиций «КСК-Татнефть» / Р.М. Рахманов, Ф.З. Исмаилов, Г.Н. Фархутдинов, А.И. Хисамутдинов, М.Х. Мусабилов, Э.М. Абусалимов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 74–77.

36. Мищенко И.С. Об особенностях воздействия солянокислотной пеной на карбонатную среду // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 1. – С. 63–64.

37. Подбор эффективных кислотных составов для обработки призабойных зон скважин в карбонатных коллекторах / Г.И. Васясин, И.М. Насибулин, Ю.А. Корнильцев, Б.А. Баймашев, Р.Р. Зарипов, М.П. Круглов, Р.К. Хайртдинов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 17–21.

38. Повышение эффективности обработок продуктивных пластов композициями на основе соляной кислоты / И.М. Насибулин, Г.И. Васясин, Б.А. Баймашев, Р.Р. Ахметзянов, Р.Р. Харитонов // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 25–27.

39. Гайнетдинов Р.Ф., Рахимов Р.Л., Насибулин И.М. Повышение эффективности кислотного воздействия на основании результатов исследования керна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 46–52.

40. Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Баймашев Б.А. Современные представления о влиянии геологических факторов, определяющих процесс взаимодействия кислотных растворов с карбонатной породой // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 56–61.

41. Физическое моделирование технологии водоизоляции трещин для последующей кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р.Я. Харисов, Г.Т. Булгакова, А.Р. Шарифуллин, А.К. Макатров, А.Г. Телин, А.В. Пестриков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 7. – С. 44–50.

42. Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского

политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 46–56.

43. Солодовников А.О., Андреев О.В., Киселев К.В. Влияние скорости закачки растворов кислотообразующих реагентов на структуру каналов фильтрации // Башкирский химический журнал. – 2013. – Т. 24, № 1. – С. 135–137.

44. Nino-Penaloza A., Goma A.M. New insights on chemical diversion in carbonate acidizing: experimental and simulation-based study // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – September 26. DOI: 10.2118/181485-MS

45. Ameri A., Raoof A., Blonk C., Cnudde V. Detailed modeling of carbonate acidizing by coupling a multi-purpose pore-network simulator to the chemistry package PHREEQC – application to chelating Agents // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – May 17. DOI: 10.2118/185532-MS

46. Li X., Chen Y., Yang Z., Chen F. Large-scale visual experiment and numerical simulation of acid fingering during carbonate acid fracturing // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – October 17. DOI: 10.2118/187019-MS

47. Acid diversion in carbonates with nanoparticles-based in situ gelled acid / E. Abdelfatah, S. Bang, M. Pourmik, B.J. Shiau, J. Harwell, M. Haroun, M. Rahman // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – November 13. DOI: 10.2118/188188-MS

48. Evaluation of the effectiveness of matrix stimulation recipes for high CO₂ carbonate reservoirs for bypassing formation damage / Y. Sazali, S. Misra, W.L. Sazali, J.M. Ibrahim, G.M. Graham, S.L. Kidd, S. Gödeke // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – February 7. DOI: 10.2118/189567-MS

49. Huang J., Safari R., Fragachan F.E. Applications of self-degradable particulate diverters in wellbore stimulations: hydraulic fracturing and matrix acidizing case studies // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – October 16. DOI: 10.2118/191408-18IHFT-MS

50. HP/HT carbonate acidizing – recent discoveries and contradictions in wormhole phenomenon / C. Karale, A. Beuterbaugh, M. Pinto, G. Hipparge, A. Prakash // Offshore Technology Conference. – 2016. – March 22. DOI: 10.4043/26714-MS

51. Experimental investigation of radial and linear acid injection into carbonates for well stimulation Operations / X. Qiu, E. Edelman, G. Aidagulov, M. Ghommem, D. Brady, M. Abbad // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – August 16. DOI: 10.2118/192261-MS

52. Effects of pre-existing fractures on carbonate matrix stimulation studied by large-scale radial acidizing experiments / G. Aidagulov, D. Gwaba, R. Kayumov, A. Sultan, M. Aly, X. Qiu, M. Abbad // *Society of Petroleum Engineers*. – 2019. – March 15. DOI: 10.2118/195153-MS

53. Understanding wormholes in carbonates: unprecedented experimental scale and 3D visualization / D. McDuff, S. Jackson, C. Shuchart, D. Postl // *Society of Petroleum Engineers*. – 2010. – October 1. DOI: 10.2118/129329-JPT

54. Постников А.В., Космынин В.А. Изменение коллекторских свойств в результате кислотной обработки // *Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина*. – 2009. – № 1/254. – С. 7–13.

55. An integrated theoretical and experimental study on the effects of multiscale heterogeneities in matrix acidizing of carbonates / O. Izgec, R.S. Keys, D. Zhu, A.D. Hill // *Society of Petroleum Engineers*. – 2008. – January 1. DOI: 10.2118/115143-MS

56. Izgec O., Zhu D., Hill A.D. Models and methods for understanding of early acid breakthrough observed in acid core-floods of vuggy carbonates // *Society of Petroleum Engineers*. – 2009. – January 1. DOI: 10.2118/122357-MS

57. Characterization of rock pore-size distribution and its effects on wormhole propagation / D. Dubetz, H. Cheng, D. Zhu, A.D. Hill // *Society of Petroleum Engineers*. – 2016. – September 26. DOI: 10.2118/181725-MS

58. Etten J., Zhu D., Hill A.D. The combined effect of permeability and pore structure on carbonate matrix Acidizing // *Society of Petroleum Engineers*. – 2015. – June 1. DOI: 10.2118/174314-MS

59. Физическое моделирование процессов интенсификации добычи из карбонатных коллекторов / И.В. Язынина, Е.В. Шеляго, М.В. Чертенков, И.Б. Иванишин // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – № 9. – С. 92–95.

60. Физическое моделирование процессов интенсификации добычи в низкопроницаемых карбонатных коллекторах / М.В. Чертенков, А.А. Алероев, И.Б. Иванишин, И.В. Язынина, Е.В. Шеляго // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – №10. – С. 90–92.

61. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate Reservoirs / D. Ridner, T. Frick, D. Zhu, A.D. Hill, R. Angeles, N. Vishnumolakala, C. Shuchart // *Society of Petroleum Engineers*. – 2018. – February 7. DOI: 10.2118/189546-MS

62. Effective matrix acidizing in carbonate reservoir – does perforating matter? / K.M. Bartko, F.F. Chang, L.A. Behrmann, I.C. Walton // *Society*

of Petroleum Engineers. – 2007. – January 1. DOI: 10.2118/105022-MS

63. An evaluation of the impact of reactive perforating charges on acid wormholing in carbonates / N.J. Diaz, M.R. Bell, J.T. Hardesty, A.D. Hill, H.A. Nasr-El-Din // *Society of Petroleum Engineers*. – 2010. – January 1. DOI: 10.2118/138434-MS

64. Buijse M.A., Glasbergen G. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing // *Society of Petroleum Engineers*. – 2005. – January 1. DOI: 10.2118/96892-MS

65. Revisiting reaction kinetics and wormholing phenomena during carbonate acidizing / X.W. Qiu, W. Zhao, S.J. Dyer, A. Al Dossary, S. Khan, A.S. Sultan // *International Petroleum Technology Conference*. – 2014. – January 19. DOI: 10.2523/IPTC-17285-MS

66. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving well stimulation technology based on acid stimulation modeling, lab and field data integration // *Society of Petroleum Engineers*. – 2019. – October. – 196976-MS.

References

1. Chang F. Technology focus: matrix stimulation. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, June 1. DOI: 10.2118/0617-0064-JPT

2. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftpromyslovaia khimiia. Vol.4. Kislotnaia obrabotka skvazhin* [Oilfield chemistry. Vol.4. Well acid treatment]. Moscow, Interkontakt nauka, 2010, 703 p.

3. Surguchev M.L., Kolganov V.I., Gavura A.V. *Iz vlechenie nefiti iz karbonatnykh kollektorov* [Oil recovery from carbonate reservoirs]. Moscow, Nedra, 1987, 230 p.

4. Davydov A.B., Chernitskii A.B. *Razrabotka mestorozhdenii s karbonatnymi kollektorami: tekushchee sostoianie, problemy, perspektivy* [Development of deposits with carbonate reservoirs: current status, problems and prospects]. *Oil industry*, 1993, no.3, pp.18-21.

5. Kirkinskaia V.N., Smekhov E.M. *Karbonatnye porody-kollektory nefiti i gaza* [Carbonate oil and gas reservoir rocks]. Leningrad, Nedra, 1981, 255 p.

6. Aidagulov G., Qiu X., Brady D., Abbad M., Onel Y., Ewert U. New insights into carbonate matrix stimulation from high-resolution 3D images of wormholes obtained in radial acidizing experiments. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, August 16. DOI: 10.2118/192366-MS

7. Seagraves A.N., Smart M.E., Ziauddin M.E. *Fundamental wormhole characteristics in acid*

stimulation of perforated carbonates *Society of Petroleum Engineers*, 2018, February 7. DOI: 10.2118/189506-MS

8. McDuff D., Shuchart C.E., Jackson S., Postl D., Brown J.S. Understanding wormholes in carbonates: unprecedented experimental scale and 3-D visualization. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, January 1. DOI: 10.2118/134379-MS

9. Wang Y., Hill A.D., Schechter R.S. The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations *Society of Petroleum Engineers*, 1993, January 1. DOI: 10.2118/26578-MS

10. Frick T.P., Mostofizadeh B., Economides M.J. Analysis of radial core experiments for hydrochloric acid interaction with limestones *Society of Petroleum Engineers*, 1994, January 1. DOI: 10.2118/27402-MS

11. Mostofizadeh B., Economides M.J. Optimum injection rate from radial acidizing experiments *Society of Petroleum Engineers*, 1994, January 1. DOI: 10.2118/28547-MS

12. Fredd C.N., Miller M.J. Validation of carbonate matrix stimulation models *Society of Petroleum Engineers*, 2000, January 1. DOI: 10.2118/58713-MS

13. Mishchenkov I.S., Troshkov S.A. Vliianie skorosti dvizheniia solianoi kisloty na skorost rastvoreniia karbonatnoi porody [Effect of the movement rate of hydrochloric acid on the carbonate rock dissolution rate]. *Oil industry*, 1986, no.5, pp.48-49.

14. Orlov N.N., Turiiyanov A.R., Zagirov R.R., Prochukhan K.Iu., Prochukhan Iu.A. Podbor optimalnoi kislotnoi kompozitsii dlia provedeniia kislotnogo vozdeistviia na nizkopronitsaemykh karbonatnykh kollektorakh [Selection of the optimal acid composition for acidizing low permeable carbonate reservoirs]. *Oilfield engineering*, 2017, no.3. pp.37-42.

15. Glushchenko V.N., Khizhniak G.P. Solianokislyi sostav s ispolzovaniem lingo-sulfonatov tekhnicheskikh dlia obrabotki prizaboinoi zony [Hydrochloric acid composition with usage of technical lignosulfites to treat formation critical zone]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2010, no.9. pp.55-60.

16. Dong K., Zhu D., Hill A.D. Theoretical and experimental study on optimal injection rates in carbonate acidizing. *Society of Petroleum Engineers*, 2016, February 24. DOI: 10.2118/178961-MS

17. Bazin B. From matrix acidizing to acid fracturing: a laboratory evaluation of acid/rock

interactions. *Society of Petroleum Engineers*, 2001, February 1. DOI: 10.2118/66566-PA

18. Fredd C.N., Fogler H.S. Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: influence of transport and reaction. *Society of Petroleum Engineers*, 1999, September 1. DOI: 10.2118/56995-PA

19. Gadiyar B.R., Civan F. Acidization-induced formation damage: experimental and modeling studies. *Society of Petroleum Engineers*, 1994, January 1. DOI: 10.2118/27400-MS

20. Cheng H., Zhu D., Hill A.D. The effect of evolved CO₂ on wormhole propagation in carbonate acidizing. *Society of Petroleum Engineers*, 2016, February 24. DOI: 10.2118/178962-MS

21. Shukla S., Zhu D., Hill A.D. Gas assisted acidizing of carbonate formations. *Society of Petroleum Engineers*, 2003, January 1. DOI: 10.2118/82273-MS

22. Kumar R., He J., Nasr-El-Din H. New insights on the effect of oil saturation on the optimum acid injection rate in carbonate acidizing. *Society of Petroleum Engineers*, 2014, April 12. DOI: 10.2118/169134-MS

23. Almutairi S., Al-Obied M.A., AlYami I., Shebatalhamd A., Al-Shehri D.A. Wormhole propagation in tar during matrix acidizing of carbonate formations. *Society of Petroleum Engineers*, 2012, January 1. DOI: 10.2118/151560-MS

24. Kumar R., He J., Nasr-El-Din H. Effect of oil saturation on acid propagation during matrix acidization of carbonate rocks. *Society of Petroleum Engineers*, 2014, May 21. DOI: 10.2118/169330-MS

25. Ahmed M., Sultan A., Qiu X., Sidaoui Z., Ali A.-A. A novel emulsified acid for deep wells stimulation: rheology, stability, and coreflood study. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, August 16. DOI: 10.2118/192312-MS

26. Daeffler C.S., del Valle J. F., Kariampally J., Elkhoury J.E., Max N., Panga M. Improving wormholing efficiency in carbonates with a novel system based on hydrochloric acid. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, February 7. DOI: 10.2118/189540-MS

27. Fredd C.N., Tjia R., Fogler H.S. The existence of an optimum damkohler number for matrix stimulation of carbonate formations. *Society of Petroleum Engineers*, 1997, January 1. DOI: 10.2118/38167-MS

28. Vakhrushev S.A., Folomeev A.E., Kotenev Iu.A., Nabiullin R.M. Issledovanie kislotnogo vozdeistviia s primeneniem potokootklonitelei na karbonatnye kollektory mestorozhdeniia im.

R. Trebsa [Acid treatment with diverting on carbonate reservoirs of R. Trebs oil field]. *Oil industry*, 2016, no.4, pp.112-117.

29. Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A., Kolesov V.A., Zakharian A.G., Chikin A.E., Kharris R. Issledovanie vozdeistviia kislotogeneriruiushchego sostava na kerny produktivnykh otlozhenii Kuyumbinskogo litsenzionnogo uchastka [Study of the acid-generating composition effect on the cores of the productive deposits of the Kuyumbinskiy license area]. *Oil industry*, 2015, no. 3, pp.31-35.

30. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Iliushin P.Iu., Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Filtratsionnye issledovaniia novykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki karbonatnykh kollektorov [Filtration studies of new compounds for the treatment of acid carbonate reservoirs]. *Oil industry*, 2013, no.11, pp.116-119.

31. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Glushchenko V.N. Opredelenie optimalnoi skorosti zakachki kislotnykh sostavov po rezul'tatam issledovaniia na kernakh [Determination of the optimal rate of injection acid compositions on the results of research on the core samples]. *Oil industry*, 2014, no.6, pp.52-54.

32. Rogachev M.K., Lenchenkov N.S., Petrov D.A., Lenchenkova L.E., Akchurin Kh.I. Obosnovanie primeneniia v karbonatnykh kollektorakh potokootkloniiaushchikh tekhnologii na osnove kislotnykh geleobrazuiushchikh sostavov [Justification of implementation of water control technology by using acid gel compounds in carbonate rocks]. *Oil industry*, 2012, no.8, pp.129-131.

33. Kinziabulatova K.A., Apkarimova G.I., Shafikova E.A., Prochukhan K.Iu., Prochukhan Iu.A. Geleobrazuiushchie agenty, primeniaemye pri kislotnoi obrabotke [Gel-forming agents used during acid treatment]. *Oilfield engineering*, 2016, no.11, pp.39-43.

34. Shipilov A.I., Krutikhin E.V., Kudrevatykh N.V., Mikov A.I. Novye kislotnye sostavy dlia selektivnoi obrabotki porovo-treshchinovatykh kollektorov [New acid compositions for selective treatment of carbonate reservoir]. *Oil industry*, 2012, no.2, pp.80-83.

35. Rakhmanov R.M., Ismagilov F.Z., Farkhutdinov G.N., Khisamutdinov A.I., Musabirov M.Kh., Abusalimov E.M. Razrabotka usovershenstvovannykh kislotnykh stimuliruiushchikh kompozitsii "KSK-Tatneft" [Development of KSK-Tatneft improved acidizing compositions]. *Oil industry*, 2012, no.3, pp.74-77.

36. Mishchenkov I.S. Ob osobennostiakh vozdeistviia solianokislotnoi penoi na karbonatnuiu sredu [About the features of the effect of hydrochloric acid foam on the carbonate medium]. *Oil industry*, 1994, no.1, pp.63-64.

37. Vasiasin G.I., Nasibulin I.M., Korniltsev Iu.A., Baimashev B.A., Zaripov R.R., Kruglov M.P., Khairtdinov R.K. Podbor effektivnykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki prizaboinykh zon skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [Selection of effective acid compositions for treating bottom-hole zones of wells in carbonate reservoirs]. *Oilfield engineering*, 2009, no.4, pp.17-21.

38. Nasibulin I.M., Vasiasin G.I., Baimashev B.A., Akhmetzianov R.R., Kharitonov R.R. Povyshenie effektivnosti obrabotok produktivnykh plastov kompozitsiiami na osnove solianoii kisloty [Improving the efficiency of treatment of productive formations with compositions based on hydrochloric acid]. *Oilfield engineering*, 2008, no.8, pp.25-27.

39. Gainetdinov R.F., Rakhimov R.L., Nasibulin I.M. Povyshenie effektivnosti kislotnogo vozdeistviia na osnovanii rezul'tatov issledovaniia kerna [Improving efficiency of acidizing based on core research results]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2012, no.11, pp.46-52.

40. Nasibulin I.M., Misolina N.A., Baimashev B.A. Sovremennye predstavleniia o vliianii geologicheskikh faktorov, opredeliiaushchikh protsess vzaimodeistviia kislotnykh rastvorov s karbonatnoi porodoi [Modern views on the influence of geological factors determining the process of interaction of acid solutions with carbonate rock]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2011, no.3, pp.56-61.

41. Kharisov R.Ia., Bulgakova G.T., Sharifullin A.R., Makatrov A.K., Telin A.G., Pestrikov A.V. Fizicheskoe modelirovanie tekhnologii vodoizoliatsii treshchin dlia posleduiushchei kislotnoi stimulatsii skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [Physical modeling of fracture water shutoff technology for the next acid stimulation of wells drilled in carbonate formations]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2010, no.7, pp.44-50.

42. Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Filtratsionnoe issledovanie novykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki karbonatnykh rezervuarov [Filtration research of novel acidic compounds for treatment of carbonate reservoirs]. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, no.11, pp.46-56.

43. Solodovnikov A.O., Andreev O.V., Kiselev K.V. Vliianie skorosti zakachki rastvorov kislotoobrazuiushchikh reagentov na strukturu kanalov filtratsii [Influence of pumping rate of acidforming reagents solutions on channel filtration structure]. *Bashkirskii khimicheskii zhurnal*, 2013, vol.24, no.1. pp.135-137.
44. Nino-Penalosa A., Goma A.M. New insights on chemical diversion in carbonate acidizing: experimental and simulation-based study. *Society of Petroleum Engineers*, 2016, September 26. DOI: 10.2118/181485-MS
45. Ameri A., Raof A., Blonk C., Cnudde V. Detailed modeling of carbonate acidizing by coupling a multi-purpose pore-network simulator to the chemistry package PHREEQC – application to chelating Agents. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, May 17. DOI: 10.2118/185532-MS
46. Li X., Chen Y., Yang Z., Chen F. Large-scale visual experiment and numerical simulation of acid fingering during carbonate acid fracturing. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, October 17. DOI: 10.2118/187019-MS
47. Abdelfatah E., Bang S., Pournik M., Shiau B.J., Harwell J., Haroun M., Rahman M. Acid diversion in carbonates with nanoparticles-based in situ gelled acid. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, November 13. DOI: 10.2118/188188-MS
48. Sazali Y., Misra S., Sazali W.L., Ibrahim J.M., Graham G.M., Kidd S.L., Gödeke S. Evaluation of the effectiveness of matrix stimulation recipes for high CO₂ carbonate reservoirs for bypassing formation damage. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, February 7. DOI: 10.2118/189567-MS
49. Huang J., Safari R., Fragachan F.E. Applications of self-degradable particulate diverters in wellbore stimulations: hydraulic fracturing and matrix acidizing case studies. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, October 16. DOI: 10.2118/191408-18IHFT-MS
50. Karale C., Beuterbaugh A., Pinto M., Hipparge G., Prakash A. HP/HT carbonate acidizing – recent discoveries and contradictions in wormhole phenomenon. *Offshore Technology Conference*, 2016, March 22. DOI: 10.4043/26714-MS
51. Qiu X., Edelman E., Aidagulov G., Ghommem M., Brady D., Abbad M. Experimental investigation of radial and linear acid injection into carbonates for well stimulation Operations. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, August 16. DOI: 10.2118/192261-MS
52. Aidagulov G., Gwaba D., Kayumov R., Sultan A., Aly M., Qiu X., Abbad M. Effects of pre-existing fractures on carbonate matrix stimulation studied by large-scale radial acidizing experiments. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, March 15. DOI: 10.2118/195153-MS
53. McDuff D., Jackson S., Shuchart C., Postl D. Understanding wormholes in carbonates: unprecedented experimental scale and 3D visualization. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, October 1. DOI: 10.2118/129329-JPT
54. Postnikov A.V., Kosmylin V.A. Izmenenie kollektorskikh svoystv v rezultate kislотноi obrabotki [Change in reservoir properties as a result of acid treatment]. *Trudy RGU nefi i gaza im. I.M. Gubkina*, 2009, № 1/254, pp.7-14.
55. Izgec O., Keys R.S., Zhu D., Hill A.D. An integrated theoretical and experimental study on the effects of multiscale heterogeneities in matrix acidizing of carbonates. *Society of Petroleum Engineers*, 2008, January 1. DOI: 10.2118/115143-MS
56. Izgec O., Zhu D., Hill A.D. Models and methods for understanding of early acid breakthrough observed in acid core-floods of vuggy carbonates. *Society of Petroleum Engineers*, 2009, January 1. DOI: 10.2118/122357-MS
57. Dubetz D., Cheng H., Zhu D., Hill A.D. Characterization of rock pore-size distribution and its effects on wormhole propagation. *Society of Petroleum Engineers*, 2016, September 26. DOI: 10.2118/181725-MS
58. Etten J., Zhu D., Hill A.D. The combined effect of permeability and pore structure on carbonate matrix Acidizing. *Society of Petroleum Engineers*, 2015, June 1. DOI: 10.2118/174314-MS
59. Iazynina I.V., Sheliago E.V., Chertenkov M.V., Ivanishin I.B. Fizicheskoe modelirovanie protsessov intensivatsii dobychi iz karbonatnykh kollektorov [Physical modeling of production stimulation in carbonate reservoirs]. *Oil industry*, 2015, no.9, pp.92-95.
60. Chertenkov M.V., Aleroev A.A., Ivanishin I.B., Iazynina I.V., Sheliago E.V. Fizicheskoe modelirovanie protsessov intensivatsii dobychi v nizkopronitsaemykh karbonatnykh kollektorakh [Physical modeling of production stimulation in low permeability carbonate reservoirs]. *Oil industry*, 2015, no.10, pp.90-92.
61. Ridner D., Frick T., Zhu D., Hill A.D., Angeles R., Vishnumolakala N., Shuchart C. Influence of transport conditions on optimal injection

rate for acid jetting in carbonate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, February 7. DOI: 10.2118/189546-MS

62. Bartko K.M., Chang F.F., Behrmann L.A., Walton I.C. Effective matrix acidizing in carbonate reservoir – does perforating matter? *Society of Petroleum Engineers*, 2007, January 1. DOI: 10.2118/105022-MS

63. Diaz N.J., Bell M.R., Hardesty J.T., Hill A.D., Nasr-El-Din H.A. An evaluation of the impact of reactive perforating charges on acid wormholing in carbonates. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, January 1. DOI: 10.2118/138434-MS

64. Buijse M.A., Glasbergen G. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing. *Society of Petroleum Engineers*, 2005, January 1. DOI: 10.2118/96892-MS

65. Qiu X.W., Zhao W., Dyer S.J., Al Dossary A., Khan S., Sultan A.S. Revisiting reaction kinetics and wormholing phenomena during carbonate acidizing. *International Petroleum Technology Conference*, 2014, January 19. DOI: 10.2523/IPTC-17285-MS

66. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving well stimulation technology based on acid stimulation modeling, lab and field data integration. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, October, 196976-MS.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Хузин Р.А., Хижняк Г.П. Лабораторные исследования влияния концентрации и скорости закачки кислоты на развитие червоточин при пластовых условиях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №4. – С.356–372. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.5

Please cite this article in English as:

Khuzin R.A., Khizhniak G.P. Laboratory research of acid concentration and injection rate on wormholing process under reservoir conditions. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.4, pp.356-372. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.5