Статья поступила в редакцию: 24.09.2026
Статья принята к публикации: 05.10.2026
Статья опубликована: 28.10.2026

УДК 622.279.63:550.8.023

DOI: 10.32743/UniTech.2026.151.10.23502

Лабораторное исследование процесса кислотной обработки призабойной зоны трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона

Кан Кирилл Эдуардович
мл. науч. сотр
АО O‘ZLITINEFTGAZ
Республика Узбекистан, г. Ташкент
E-mail: altair.k98@gmail.com

Laboratory study of matrix acidizing in fractured carbonate reservoirs of the Bukhara-Khiva oil and gas region

Kan Kirill Eduardovich
Junior Researcher
JSC O‘ZLITINEFTGAZ
Republic of Uzbekistan, Tashkent

Аннотация

Цель работы – сравнить эффективность четырех кислотных композиций на основе соляной, уксусной и лимонной кислот на керне трещиноватых карбонатных коллекторов двух месторождений Бухаро-Хивинского региона (М1 и М2), залегающих на глубинах 2936-3590 м. Минеральный состав пород определен методом рентгенофазового анализа. Композиции испытаны методом прямой закачки в 16 цилиндрических образцов керна (по 8 на каждый объект) при температуре 70 °С, всестороннем давлении 20 МПа и давлении нагнетания до 18 МПа. Испытание считалось успешным при прорыве, то есть при падении давления нагнетания с образованием канала растворения. Подтверждающим признаком служил рост абсолютной проницаемости по газу и воде; до и после закачки измеряли также открытую пористость. Прорыв зафиксирован в 7 из 16 испытаний (3 на М1 и 4 на М2). Во всех этих случаях проницаемость по газу выросла примерно на 2-4 порядка, а открытая пористость – на 0,65-2,79 процентных пункта. Наиболее результативными оказались смесь соляной и уксусной кислот со спиртом для М1 (прорыв в обоих испытаниях) и ее модификация с добавлением поверхностно-активного вещества для М2 (прорыв в двух из трех испытаний). Различия в результативности составов, вероятно, связаны с литологической

Библиографическое описание: Кан К.Э. Лабораторное исследование процесса кислотной обработки призабойной зоны трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона // Universum: технические науки : электрон. научн. журн. 2026. 10(151). URL: https://7universum.com/ru/tech/archive/item/23502

неоднородностью коллекторов. Лабораторные испытания подтвердили возможность образования протяженных каналов растворения в низкопроницаемых карбонатных породах М1 и М2.

Abstract

The aim of this study was to compare the effectiveness of four acid formulations based on hydrochloric, acetic and citric acids on core samples from fractured carbonate reservoirs of two fields in the Bukhara-Khiva region (M1 and M2) at depths of 2936–3590 m. The mineral composition of the rocks was determined by X-ray diffraction. The formulations were tested by direct core flooding on 16 cylindrical core plugs (eight per field) at 70 °C, a confining pressure of 20 MPa and an injection pressure of up to 18 MPa. A test was considered successful if breakthrough occurred, i.e. the injection pressure dropped and a dissolution channel (wormhole) formed. An increase in absolute gas and water permeability served as confirmation; open porosity was also measured before and after injection. Breakthrough was recorded in 7 of 16 tests (3 for M1 and 4 for M2). In all these cases gas permeability increased by roughly two to four orders of magnitude and open porosity by 0.65–2.79 percentage points. The most effective formulations were a hydrochloric–acetic acid mixture with alcohol for M1 (breakthrough in both tests) and its surfactant-modified version for M2 (breakthrough in two of three tests). The differences in formulation performance are probably related to the lithological heterogeneity of the reservoirs. The laboratory tests confirmed that extended dissolution channels can form in the low-permeability carbonate rocks of M1 and M2.

Ключевые слова: кислотная обработка, карбонатный коллектор, керн, прямая закачка, проницаемость, пористость, червоточины, соляная кислота, уксусная кислота, лимонная кислота.

Keywords: acidizing, carbonate reservoir, core plug, core flooding, permeability, porosity, wormholes, hydrochloric acid, acetic acid, citric acid.

Введение

Процесс освоения и эксплуатации коллекторов приводит к кальматированию и деформации коллекторов [3], в особенности это проявляется в карбонатных коллекторах, которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами и высокой степенью литологической неоднородности [4]. Одним из наиболее распространенных методов повышения продуктивности таких коллекторов является кислотная обработка (КО) призабойной зоны пласта [7]. Она основана на растворении минералов карбонатной группы, такие как карбонаты, доломиты и сидериты, и в меньшей степени глинистыми минералами. Из-за быстрой реакции карбонатов с основными компонентами кислотных составов образуются протяженные высокопроницаемые каналы течения – червоточины [8]. Снижение фильтрационного сопротивления вблизи ствола скважины при их формировании значительно увеличивает продуктивность скважин по сравнению с равномерным, поверхностным растворением породы [6]. Важной составляющей кислотной обработки является соотношение скорости химической реакции составов с породой и их степень проникновения в пласт. Так быстрая реакция приводит к полному расходованию кислоты в узкой зоне

непосредственно у стенок скважин, а избыточно медленная реакция не обеспечивает достаточной интенсивности воздействия [5]. Поэтому выбор рецептуры требует лабораторного обоснования, включающего оценку минерального состава породы, изменения фильтрационно-емкостных свойств и прямые испытания закачки составов в образцы керна.

Настоящая работа выполнена с использованием материала двух месторождений со сложнопостроенными трещинными карбонатными коллекторами, условно обозначенными далее как М1 и М2. Оба объекта характеризуются низкими и очень низкими значениями открытой пористости и абсолютной проницаемости, а также выраженной литологической неоднородностью, однако отличаются друг от друга по составу и степени однородности карбонатного разреза, что делает целесообразным раздельный анализ эффективности кислотных композиций для каждого из объектов.

Цель исследования – сравнительная лабораторная оценка эффективности четырёх кислотных композиций на основе соляной, уксусной и лимонной кислот при воздействии на керн карбонатных коллекторов месторождений М1 и М2 и определение наиболее результативного состава для каждого объекта по результатам фильтрационных испытаний.

Для достижения цели необходимо было решить следующие задачи:

- охарактеризовать минеральный состав пород (методом рентгенофазового анализа) и фильтрационно-емкостные свойства образцов керна М1 и М2;
- испытать четыре кислотные композиции методом прямой закачки в цилиндрические образцы керна;
- сопоставить результативность отобранных составов раздельно для объектов М1 и М2;
- сформулировать практические рекомендации и ограничения исследования.

Материалы и методы

Объектом исследования послужил керн двух месторождений: М1 (интервалы глубин 2936 – 2967 м, верхняя Юра, XV горизонт) и М2 (интервалы глубин 3552 – 3590 м, верхняя Юра, XV горизонт). Керн М1 представлен светло-серым и серым известняком плотным, массивным, органогенно-детритовым. В нижней части слоя порода имеет более темно-серую окраску. В породе отмечаются включения обломков кальцита и остатков водорослей (рис. 1. а-г). Керн М2 представлен серым и темно-серым известняком органогенно-детритовым, водорослевым, плотным, массивным. В породе отмечаются остатки двустворчатых моллюсков, брахиопод и остракод. Образцы рассечены мелкими трещинами различной ориентировки, заполненными черным алевролитовым материалом (рис. 1. д-з).

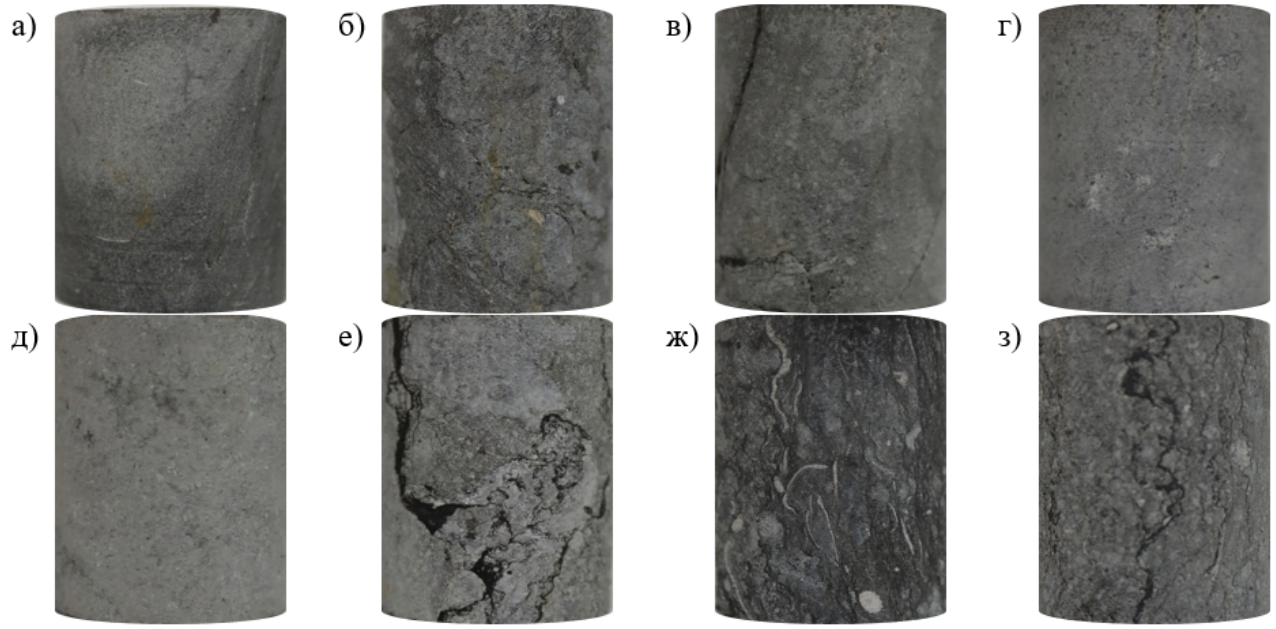


Рисунок 1. Фотографии образцов керна а) обр. 2 М1 (2936); б) обр. 5 М1 (2937); в) обр. 7 М1 (2938); г) обр. 8 М1 (2965); д) обр. 2 М2 (3585); е) обр. 4 М2 (3586); ж) обр. 14 М2 (3589); з) обр. 16 М2 (3590)

Количественный рентгенофазовый анализ (РФА) исходной породы выполнен на 2 образцах для М1 и 3 образцах М2. Для количественного (РФА) состав пород применялся дифрактометр XRD-7000 (Shimadzu, Япония) с медным анодом. Образцы предварительно измельчались согласно аппаратной методике до фракции мельче 0.1 мм и размер навески составляет в среднем около 1 г. Работы выполнялись в режиме непрерывного сканирования с диапазоном углов 3-93º с шагом 0.02º при напряжении 30 кВ и силе тока 20 мА с вращением кюветы со скоростью 60 об/мин. Для количественной оценки использовался программный продукт «March!», в основе которого лежит уравнение Петера-Кальмана и предположение, что сумма всех кристаллических фаз составляет 100 %.

Параметры ФЕС определялись на различных установках: открытая пористость образцов – методом газоволюметрической порометрии на установке ПИК-П (Геологика, Россия) с диапазоном измерений 0,6 до 50 % и погрешностью 0,2 %; абсолютная проницаемость по газу (воздух) и фазовая проницаемость по воде (10 % раствор NaCl) с помощью ПИК-ОФП (Геологика, Россия) с диапазоном замера расхода флюида 0.0001 – 50.000 мл/мин с точностью 0.5 %, горного давления 1 – 70 МПа с точностью 0.5 %, порового давления 0.01 – 40.00 МПа с точностью 0.5 %.

В качестве реагентов применялись: 32 %-ный раствор соляной кислоты (HCl), лимонная кислота квалификации «х.ч.», 70 %-ный раствор уксусной кислоты (CH_3COOH), 96 %-ный раствор этилового спирта, сульфанол (ПАВ) и ингибиторы коррозии (ИК) анодного характера [1].

Испытания по кислотному воздействию проводились на установке Индивидуального капилляриметра ПИК-ИГК (Геологика, Россия), для создания заданных термобарических условий в виде параметров обжимного давления 1 – 70 МПа с погрешностью 0.5 % и максимальной рабочей температурой до 150 °С с погрешностью 1 °С, и лабораторный

однопоршневой насос ЛН-П-1000-1000 (Геологика, Россия) с диапазоном рабочего давления 0 – 100 МПа (погрешность 0.15 %), максимальным расходом 35 мл/мин (погрешность 0.05 мл).

Кислотный раствор закачивался в образец при температуре 70 °C, всестороннем давлении 20 МПа и постепенно повышаемом давлении нагнетания вплоть до 18 МПа, с временем эксперимента от 1 до 3 часов. Для каждого эксперимента количество прокачиваемых составов рассчитывалось в виде 10-кратного объема пор образца и скорость подачи составляла 0.1 мл/мин. При прорыве скорость прокачки увеличивалась до 0.5 мл/мин. «Пластовая» температура в экспериментах по закачке выбрана исходя из средней пластовой температуры около скважин для представленных горизонтов с округлением: для М1 – 67 ºС и для М2 – 75 ºС. Всестороннее давление принято равным 20 МПа исходя из предполагаемой максимальной репрессии на пласт при обработке (превышения давления в скважине над пластовым), чтобы давление нагнетания (до 18 МПа) не превышало давление обжима. Изменение ФЕС вследствие действия полного горного давления в данной работе не моделировалось.

Время выдержки зависело от того происходит ли фильтрация раствора через образец. Если в течение 2 часов не происходило выхода раствора, то эксперимент останавливался. В другом если после 2 часов происходила фильтрация, но рассчитанный объем не был прокачан, то эксперимент продолжался еще в течение 1 часа.

До и после закачки для каждого образца определялись открытая пористость и абсолютная проницаемость по газу и по воде. Обработка считалась успешной (образование червоточины) при резком падении давления нагнетания (давление прорыва) с образованием сквозного проводящего канала. В случае прорыва прокачка кислотного раствора продолжалась с учетом установленных объемов. Если прорыва не происходило до достижения максимального давления нагнетания (18 МПа) и истечения времени эксперимента, испытание считалось безуспешным («не прошла»). Рост проницаемости использовался как подтверждающий признак. Рост пористости не служил оценочным критерием из-за того, что в обоих случаях при образовании непроводящих каверн и проводящих каналов проявляется рост открытой пористости.

Результаты и обсуждение

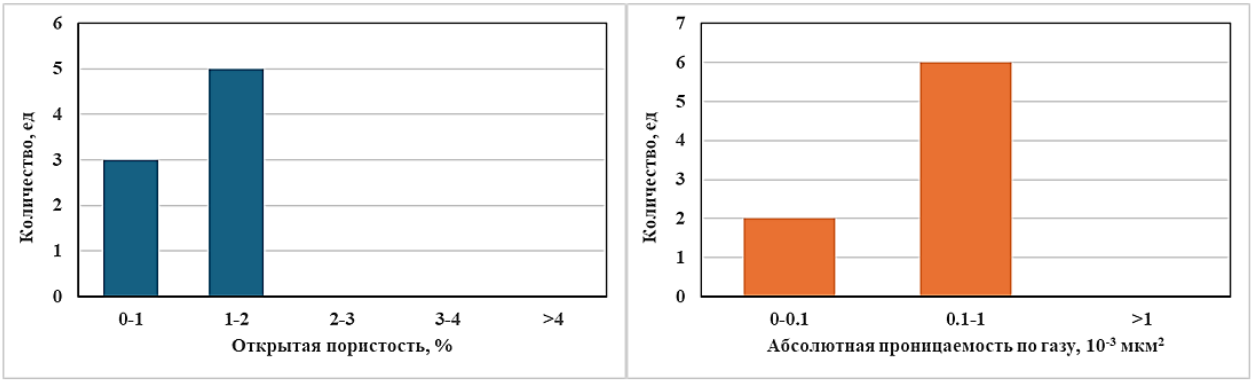
По данным РФА (табл. 1), исходный состав пород М1 в исследуемых интервалах представлен преимущественно кальцитом (в среднем ~76,7 % по двум исследованным образцам), с подчиненной долей глинистых (7,0-8,7 %) и породообразующих терригенных минералов (11,5-12,9 %). Разрез М2 в представленном горизонте характеризуется большей неоднородностью: выделяются смешанный карбонатно-терригенный интервал (карбонатность ~48,8 %, терригенная примесь ~36,9-45,7 %) и существенно более карбонатные интервалы (в среднем ~76,2 % карбонатов при терригенной примеси ~21,0 %).

Таблица 1. Минералогический состав М1 и М2

№	Объект	Глубина отбора	Содержание основных породообразующих минералов, %																	
			Глинистые					Карбонатные			Породообраз.			Другие				Всего			
			Мусковит	Монтмориллонит	Иллит	Хлорит	Каолинит	Кальцит	Доломит	Сидерит	Кварц	Альбит	Ортоклаз	Пирит	Ангидрит	Апатит	Гематит	Глинистые	Карбонатные	Породообраз.	Другие
1	М1	2937	1.0	2.3	3.7	0.9	0.8	74.7	0.1	1.0	9.9	0.8	2.2	-	0.2	2.4	-	**8.7**	**75.8**	**12.9**	**2.6**
2	М1	2967	0.2	0.1	5.2	1.5	-	78.6	0.7	-	8.8	1.7	1.0	-	0.4	1.8	-	**7.0**	**79.3**	**11.5**	**2.2**
3	М2	3552-3558	0.7	1.7	3.0	1.2	2.2	47.4	0.7	0.7	27.5	5.3	4.1	-	3.9	1.6	-	**8.8**	**48.8**	**36.9**	**5.5**
4	М2	3585	0.4	2.2	3.0	0.6	1.2	79.0	1.3	-	4.3	1.0	3.7	-	0.5	2.8	-	**7.4**	**80.3**	**9.0**	**3.3**
5	М2	3588	-	2.6	3.1	2.0	2.4	67.1	5.0	-	9.5	0.3	5.6	-	2.4	-	-	**10.1**	**72.1**	**15.4**	**2.4**

Породы М2 (рис. 2б) характеризуются открытой пористостью в атмосферных условиях от 0,42 до 4,27 % (в среднем 2,2 %) и абсолютной проницаемостью от 0,09 до 4,31 · 10^{-3} мкм^2 (в среднем 1,81 · 10^{-3} мкм^2). Породы М1 (рис. 2а) отличаются более узким диапазоном пористости (0,30-1,65 %, в среднем 1,07 %) и меньшей абсолютной проницаемостью (0,04-0,71 · 10^{-3} мкм^2, в среднем 0,25 · 10^{-3} мкм^2), но большей однородностью объемной плотности (2,639-2,714 г/см³ против 2,553-2,687 г/см³ у М2). По классификации Багринцевой [2] оба объекта по показателям открытой пористости и проницаемости отнесены к классу В-VII – трещинному типу коллектора.

а)



б)

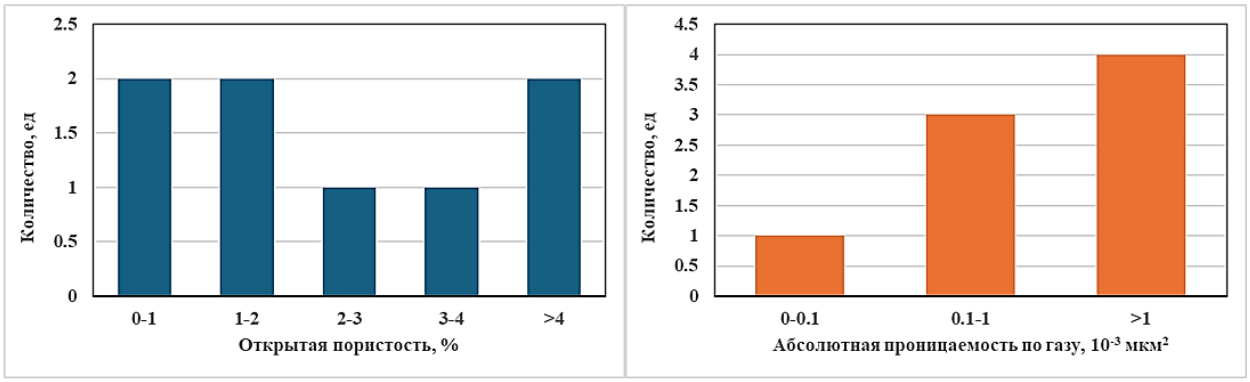


Рисунок 2. Гистограммы открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу а) М1; б) М2

Для лабораторных испытаний по закачке были использованы 4 раствора, подобранных исходя из предыдущих опытных работ [11, 12]:

Состав 2 – 1: 20 % CH_3COOH + 5 % Спирт + 15 % HCl + 1 % ИК1 + 1 % ИК2;

Состав 2 – 2: 20 % CH_3COOH + 5 % Спирт + 15 % HCl + 1 % ИК1 + 1 % ИК2 + 1 % ПАВ;

Состав 2 – 3: 20 % Лим.к + 2 % Спирт + 12 % HCl + 1 % ИК1 + 1 % ИК2

Состав 2 – 4: 20 % Лим.к + 2 % Спирт + 15 % HCl + 1 % ИК1 + 1 % ИК2.

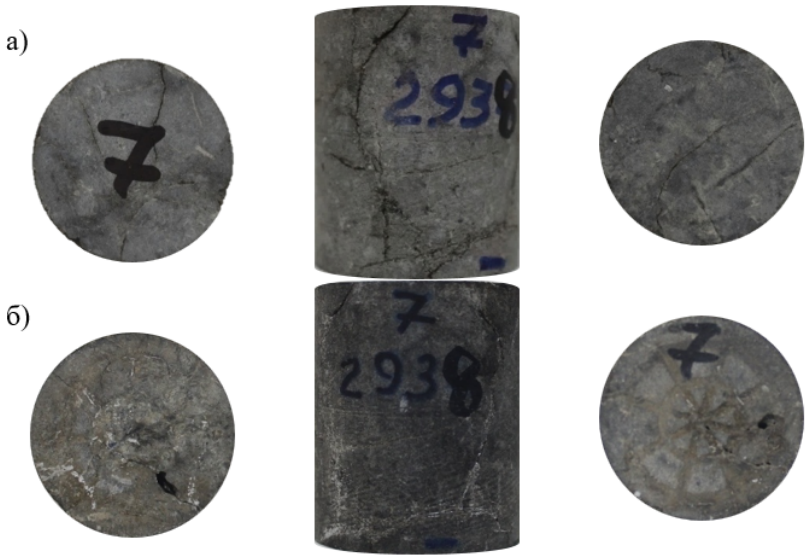


Рисунок 3. Фотографии образца 7 М1 а) до кислотной обработки; б) после кислотной обработки (слева точка входа, справа точка выхода)

По результатам испытаний четырех композиций на 16 цилиндрических образцах керна (по 8 на каждый объект исследования) прорыв с образованием червоточины зафиксирован в семи случаях из шестнадцати: на трех образцах М1 и четырех образцах М2 (табл. 2). Формирование червоточины во всех семи случаях сопровождалось ростом абсолютной проницаемости по газу на 2-4 порядка и приростом открытой пористости (от +0,65 до +2,79 процентных пункта). Пример образования проводящего канала показан на рисунке 3.

В образцах без прорыва пористость после обработки как снижалась, так и увеличивалась (табл. 2). Однако у ряда образцов (№ 1 и 14 для М2; № 1, 2 и 4 для М1) проницаемость по газу и/или воде после обработки увеличилась без образования значительного проводящего канала. Данный факт может свидетельствовать о частичном растворении карбонатной составляющей в поровом пространстве и вдоль существующих микротрещин, в результате чего возникли локальные пути фильтрации, не достигшие размера сквозного канала. Не исключено также, что часть эффекта связана с выносом мелких частиц и глинистого материала из поровых каналов. Разнонаправленное изменение проницаемости по газу и по воде в одном образце (М2 обр. 1 и 14; М1 обр. 1 и 4) указывает на неравномерный характер воздействия кислоты на порово-трещинное пространство.

Таблица 2. Изменение ФЕС в образцах керна

Образец (глубина, м)	Размеры (длина/ширина), см	Об. плотность, г/см^3	Состав	$K_п$, %		$K_{пр\ (г)}$, 10^{-3} мкм^2		$K_{пр\ (в)}$, 10^{-3} мкм^2		$t_{зак}$, ч	$P^*_{зак.}$, МПа	Результат
				до КО	после КО	до КО	после КО	до КО	после КО			
1 М2 (3585)	4.361 / 2.966	2.600	2-3	1.015	0.956	2.661	4.695	0.177	0.120	2	18	**не прошла (рост $K_{п\ р\ (г)}$)**
2 М2 (3585)	4.223 / 2.966	2.594	2-1	4.015	2.687	0.658	0.021	0.181	0.002	2	18	**не прошла**
4 М2 (3586)	4.232 / 2.965	2.644	2-2	2.216	3.186	4.308	231.178	непр	103.786	1	14.2	**прорыв**
6 М2 (3586)	3.591 / 2.965	2.628	2-4	3.192	2.298	0.092	0.010	0.231	0.002	2	18	**не прошла**
7 М2 (3586)	4.152 / 2.976	2.600	2-1	4.274	6.259	0.152	963.763	непр	118.786	3	18	**прорыв**
14 М2 (3589)	4.327 / 2.965	2.687	2-2	0.424	0.646	0.406	0.079	0.139	0.152	2	18	**не прошла (рост $K_{п\ р\ (в)}$)**
16 М2 (3590)	4.293 / 2.965	2.553	2-3	0.908	1.557	4.181	337.509	0.152	109.084	1	12.4	**прорыв**
17 М2 (3590)	4.089 / 2.969	2.638	2-2	1.557	2.465	2.049	693.207	непр	123.051	1	6.3	**прорыв**
1 М1 (2936)	4.139 / 2.961	2.658	2-4	1.024	1.151	0.100	0.026	непр	0.019	2	18	**не прошла (рост $K_{п\ р\ (в)}$)**
2 М1 (2936)	4.054 / 2.958	2.639	2-3	1.248	2.643	0.044	0.592	непр	0.206	2	18	**не прошла (рост $K_{п\ р\ (г)}$ и $K_{п\ р\ (в)}$)**
4 М1 (2937)	3.806 / 2.949	2.658	2-3	1.190	0.777	0.247	0.087	непр	0.127	2	18	**не прошла (рост $K_{п\ р\ (в)}$)**
5 М1 (2937)	3.783 / 2.969	2.714	2-2	1.649	3.847	0.105	343.767	непр	111.951	2	18	**прорыв**
7 М1 (2938)	4.0768 / 2.967	2.652	2-1	1.246	2.737	0.707	932.439	0.147	352.123	1	3.2	**прорыв**
8 М1 (2965)	4.329 / 2.97	2.639	2-1	0.982	3.774	0.306	529.529	0.250	102.912	1	16.3	**прорыв**
9 М1 (2966)	3.888 / 2.967	2.646	2-3	0.900	0.509	0.265	0.039	0.144	0.061	2	18	**не прошла**
10 М1 (2966)	4.167 / 2.968	2.656	2-2	0.303	0.321	0.256	0.084	0.203	0.192	2	18	**не прошла**

**Давление закачки – давление прорыва / максимальное давление при отсутствии прорыва*

Результаты получены при всестороннем давлении 20 МПа, которое ниже горного давления на глубинах залегания М1 и М2. Влияние уплотнения породы и смыкания трещин на фильтрационные свойства при пластовых напряжениях не оценивалось, поэтому абсолютные значения проницаемости следует рассматривать как сопоставимые между собой (в атмосферных условиях), а не как пластовые.

Полученные результаты в целом согласуются с общепринятой теорией формирования червоточин при кислотной обработке карбонатных коллекторов: соотношение скорости реакции кислоты и скорости фильтрации раствора определяет геометрию каналов растворения, а баланс достигается при сочетании достаточно высокой начальной активности состава с её постепенным, растянутым во времени воздействием [9, 10]. Различие в представленных составах для М1 и М2 (2-1 без ПАВ для первого объекта, 2-2 с добавлением ПАВ для второго) вероятно связано с различием в степени литологической однородности коллекторов. Разнонаправленное изменение фазовых проницаемостей без образования сквозного канала указывает на частичное растворение породы, вероятно сопровождавшееся миграцией мелких частиц и локальной кольматацией порового пространства.

Заключение

1. Лабораторные исследования подтвердили возможность интенсификации притока в трещиноватых карбонатных коллекторах месторождений М1 и М2 за счет образования протяженных каналов растворения.

2. Прорыв с образованием червоточины зафиксирован в 7 из 16 испытаний; во всех случаях он сопровождался ростом абсолютной проницаемости по газу на 2 – 4 порядка и приростом открытой пористости на 0,65 – 2,79 п.п.

3. Для литологически более выдержанного разреза М1 наиболее результативным среди испытанных является состав 20 % CH3COOH + 5 % Спирт + 15 % HCl + 1 % ИК1 + 1 % ИК2; для более неоднородного разреза М2 предпочтителен аналогичный состав с добавлением ПАВ.

4. Различия в составах для М1 и М2, вероятно, связаны с разной степенью литологической однородности коллекторов; естественная неоднородность керна определяет вероятностный характер образования червоточин, что нужно учитывать при проектировании объемов кислотных обработок в реальных скважинах.

Список литературы

1. Андреев К.В. Анализ применения кислотных составов в высокотемпературных карбонатных коллекторах // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 2. – С. 76–83. – DOI: 10.15593/2712–8008/2021.2.5.
2. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород // Москва: Изд-во Недра. – 1982. – 256 с.
3. Вадецкий Ю.В. Испытание трещинных коллекторов в процессе бурения / Вадецкий Ю.В., Жучков А.А., Макаров Г.М., Окунь Б.И // Москва: Изд-во Недра. – 1973. – 136 с.

4. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта // Москва: Изд-во Недра. – 1982. – 312 с.
5. Кривощеков С.Н., Кочнев А.А., Равелев К.А. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 587–595. – DOI: 10.31897/PMI.2021.4.12.
6. Новиков В.А., Мартюшев Д.А. Влияние геолого-технологических параметров на эффективность кислотных обработок в карбонатных коллекторах: экспериментальное и статистическое исследование // Георесурсы. –. – 2024. – Т. 26, № 2. – С. 76–91. – DOI: 10.18599/grs.2024.2.2.
7. Степанов Р.И., Прокатень Е.В. Обзор и оценка применимости методик кислотных обработок призабойных зон сложнопостроенных коллекторов нефтяных и газовых месторождений // Науки о земле и недропользование. –. – 2025. – Т. 48, № 4. – С. 470–485.
8. Хузин Р.А., Хижняк Г.П. Лабораторные исследования влияния концентрации и скорости закачки кислоты на развитие червоточин при пластовых условиях // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 4. – С. 356–372. – DOI: 10.15593/2224–9923/2019.4.5.
9. Al-Shargabi M. A Critical Review of Self-Diverting Acid Treatments Applied to Carbonate Oil and Gas Reservoirs / Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A., Ali M., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M // Petroleum Science. –. – 2023. – Т. 20, № 2. – P. 922–950. – DOI: 10.1016/j.petsci.2022.10.005.
10. Keihani Kamal M. A Comprehensive Analysis of Carbonate Matrix Acidizing Using Viscoelastic Diverting Acid System in a Gas Field / Keihani Kamal M., Mahdavi Kalatehno J., Daneshfar P., Yousefmarzi F // Scientific Reports. –. – 2024. – Т. 14. – Art. 1451. – DOI: 10.1038/s41598-024-52104-5.
11. Ли. Р.Ч., Кан К.Э. Повышение газоотдачи пластов кислотной обработкой в условиях низких пластовых давлений // Геология и минеральные ресурсы. – 2024. – № 6. – С. 103–109.
12. Кан К.Э. Применение спиртокислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Инновационные технологические решения по увеличению добычи углеводородов, повышению эффективности их переработки и роль кластеров в подготовке кадров для нефтегазовой отрасли: материалы меж. науч.-тех. конф. – Ташкент: Изд. «Ilm ziyo zakovat», 2025 – С. 558–559.

References

1. Andreev K.V. [Analysis of Acidizing Fluids Application in High-Temperature Carbonate Reservoirs] // Nedropolzovanie. – 2021. – Vol. 21, No. 2. – P. 76–83. – DOI: 10.15593/2712–8008/2021.2.5. (In Russ.).
2. Bagrinceva K.I. [Fracturing of Sedimentary Rocks] // Moskva: Izd-vo Nedra. – 1982. (In Russ.).

3. [Well Testing of Fractured Reservoirs While Drilling] / Vadeckij Ju.V., Zhuchkov A.A., Makarov G.M., Okun B.I // Moskva: Izd-vo Nedra. – 1973. (In Russ.).
4. Gimatudinov Sh.K., Shirkovskij A.I. [Physics of Oil and Gas Reservoirs] // Moskva: Izd-vo Nedra. – 1982. (In Russ.).
5. Krivoshhekov S.N., Kochnev A.A., Ravelev K.A. [Development of an Algorithm for Determining Technological Acid Injection Parameters in Matrix Acidizing Considering Economic Efficiency] // Zapiski Gornogo instituta. – 2021. – Vol. 250. – P. 587–595. – DOI: 10.31897/PMI.2021.4.12. (In Russ.).
6. Novikov V.A., Martjushev D.A. [Effect of Geological and Technological Parameters on the Efficiency of Acid Treatments in Carbonate Reservoirs: Experimental and Statistical Study] // Georesursy. – 2024. – Vol. 26, No. 2. – P. 76–91. – DOI: 10.18599/grs.2024.2.2. (In Russ.).
7. Stepanov R.I., Prokaten E.V. [Review and Applicability Assessment of Acid Treatment Methods for Bottomhole Formation Zones of Carbonate Complex Reservoirs of Oil and Gas Fields] // Nauki o zemle i nedropolzovanie. – 2025. – Vol. 48, No. 4. – P. 470–485. (In Russ.).
8. Huzin R.A., Hizhnjak G.P. [Laboratory Studies of the Effect of Acid Concentration and Injection Rate on Wormhole Propagation under Reservoir Conditions] // Vestnik PNIPU. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo. – 2019. – Vol. 19, No. 4. – P. 356–372. – DOI: 10.15593/2224–9923/2019.4.5. (In Russ.).
9. Al-Shargabi M. A Critical Review of Self-Diverting Acid Treatments Applied to Carbonate Oil and Gas Reservoirs / Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A., Ali M., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M // Petroleum Science. – 2023. – Vol. 20, No. 2. – P. 922–950. – DOI: 10.1016/j.petsci.2022.10.005.
10. Keihani Kamal M. A Comprehensive Analysis of Carbonate Matrix Acidizing Using Viscoelastic Diverting Acid System in a Gas Field / Keihani Kamal M., Mahdavi Kalatehno J., Daneshfar P., Yousefmarzi F // Scientific Reports. –. – 2024. – Vol. 14. – Art. 1451. – DOI: 10.1038/s41598-024-52104-5.
11. Li R.Ch., Kan K.E. [Enhanced gas recovery by acidizing under low reservoir pressure conditions] // Geologija i mineral'nye resursy. – 2024. – No. 6. (In Russ.).
12. Kan K.E. [Application of alcohol-acid systems for carbonate reservoir treatment] // Innovacionnye tehnologicheskie reshenija po uvelicheniju dobychi uglevodorodov, povysheniju jeffektivnosti ih pererabotki i rol' klasterov v podgotovke kadrov dlja neftegazovoj otrasli: materialy mezh. nauch.-teh. konf. – 2025. – P. 558–559. (In Russ.).