Недропользование. 2025. Т. 25, № 3. С.195-202. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.9

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №3 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Экспериментальные исследования изменения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Астраханского месторождения при кислотном воздействии

С.А.у. Муминов[1,2], С.Е. Чернышов[3], С.Н. Попов[1], Сяопу Ванг[4], В.В. Дерендяев[3]

[1]Институт проблем нефти и газа РАН (Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, 3)
[2]ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, пр-д Проектируемый № 5537, 15, стр. 1)
[3]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
[4]Китайский нефтяной университет (Восточный Китай, Циндао, Китайская Народная Республика)

Experimental Studies of Changes in the Filtration and Capacity Properties of the Astrakhan Field Carbonate Reservoirs under Acid Exposure

Sardorbek A. Muminov[1,2], Sergey E. Chernyshov[3], Sergey N. Popov[1], Xiaopu Wang[4], Vadim V. Derendyaev[3]

[1]Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy Sciences (3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation),
[2]Gazprom VNIIGAZ LLC (5537 Proyektiruyemyy lane, Building 15, Structure 1, Razvilka sett., Moscow region, 142717, Russian Federation)
[3]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
[4]China University of Petroleum (East China, Qingdao, China)

Получена / Received: 04.04.2025. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
соляная кислота, реагент, кислотный раствор, околоскважинная зона, пористость, проницаемость, объемная плотность, динамика закачки, каналы-червоточины, количество поровых объемов.

Одним из наиболее часто применяемых методов повышения нефте- и газоотдачи карбонатных коллекторов является обработка скважин солянокислотным реагентом. Раствор кислоты взаимодействует с минеральным скелетом породы, в результате чего образуется сеть каналов-червоточин, что приводит к существенному повышению проницаемости околоскважинной зоны. В связи с вышесказанным требуется разработка научно-методических основ по прогнозированию изменения природных свойств пласта при проведении кислотных обработок. В рамках данной публикации на примере образцов керна, отобранных из башкирских отложений Астраханского газоконденсатного месторождения (ГКМ), рассмотрена методика проведения лабораторных экспериментов по изучению трансформации пористости, проницаемости и объемной плотности пород-коллекторов. Особенностью разработанной методики является нагнетание кислотного раствора даже после прорыва реагента с противоположного торца образца. Приводятся результаты экспериментов по разработанной методике. Показаны типовые графики закачки и динамики перепада давления и проницаемости, которые имеют ряд особенностей, в частности, участки, характеризующие прорыв кислоты. Выявлены зависимости, связывающие значения изучаемых характеристик до и после воздействия кислотным реагентом. Отмечается, что данные зависимости имеют достаточно высокий коэффициент корреляции. Показано, что после возникновения каналов-червоточин проницаемость образов керна увеличивается в несколько тысяч раз. Построены статистические зависимости «пористость – проницаемость» до и после воздействия соляной кислотой и показано, что после воздействия реагентом, график лежит гораздо выше первоначального. Связь объемной плотности с пористостью имеет высокий коэффициент корреляции как до, так и после воздействия кислотным раствором, и оба графика ложатся в единую зависимость, с той разницей, что после фильтрации кислоты значения смещаются вниз и вправо – в область увеличения пористости и снижения плотности породы. Определены зависимости между изучаемыми характеристиками и количеством прокачанного порового объема кислотного реагента. Разработанные в рамках данной работы научно-методические основы могут быть использованы при прогнозе изменения природных свойств карбонатного пласта-коллектора в околоскважинной зоне и при дальнейшем численном моделировании.

Keywords:
hydrochloric acid, reagent, acid solution, near-wellbore zone, porosity, permeability, bulk density, injection dynamics, wormhole channels, number of pore volumes.

One of the most frequently used methods of increasing oil and gas recovery of carbonate reservoirs is the treatment of wells with hydrochloric acid reagent. The acid solution interacts with the mineral skeleton of the rock, resulting in the formation of a network of wormhole channels, which significantly increases the permeability of the near-wellbore zone. In this regard, it is necessary to develop scientific and methodological foundations for predicting changes in the natural properties of the reservoir during acid treatments. In this article, we use core samples from the Bashkir deposits of the Astrakhan gas condensate field to demonstrate the methodology for conducting laboratory experiments to study the transformation of porosity, permeability, and bulk density in reservoir rocks. A special feature of the developed method is the injection of an acid solution even after the reagent breaks through from the opposite end of the sample. The results of experiments conducted using the developed method are presented. Typical graphs of injection and the dynamics of pressure drop and permeability are shown, which have a number of features, including sections that characterize the breakthrough of the acid. The dependencies that link the values of the studied characteristics before and after exposure to the acid reagent are identified. It is noted that these dependencies have a relatively high correlation coefficient. It has been shown that after the appearance of wormhole channels, the permeability of the core images increases by several thousand times. Statistical dependencies of porosity-permeability before and after exposure to hydrochloric acid have been constructed, and it has been shown that after exposure to the reagent, the graph lies much higher than the initial graph. The relationship between bulk density and porosity has a high correlation coefficient, both before and after exposure to an acid solution, and both graphs follow a single trend, with the difference that after acid filtration, the values shift downward and to the right, indicating an increase in porosity and a decrease in rock density. The relationships between the studied characteristics and the amount of acid reagenta прокачанного в поровом объеме определены. The scientific and methodological approaches developed in this work can be used to predict changes in the natural properties of a carbonate reservoir in the near-wellbore zone and for further numerical modeling.

Муминов Сардорбек Абдулахад угли – аспирант, инженер (тел. +007 (925) 229 50 34, e-mail: muminov@ipng.ru).
Чернышов Сергей Евгеньевич – заведующий кафедрой, доктор технических наук, доцент, лауреат премии Пермского края в области наук о Земле I степени (тел (342) 2-198-292, e-mail: nirgnf@bk.ru).
Попов Сергей Николаевич – доктор технических наук, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник (e-mail: serp78@mail.ru).
Сяопу Ванг – доцент, доктор технических наук, Национальная ключевая лаборатория глубоководной добычи нефти и газа (e-mail: wxp@upc.edu.cn).
Дерендяев Вадим Валерьевич – ассистент, аспирант (тел.: +007 (342) 219 88 06, e-mail: v.v.derendyaev@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Sardorbek A. Muminov – PhD student, Engineer (tel.: +007 (925) 229 50 34, e-mail: muminov@ipng.ru).
Sergey E. Chernyshov (Author ID in Scopus: 57204938259, ORCID: 0000-0002-2034-3014) – Doctor in Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: nirgnf@bk.ru).
Sergey N. Popov (Author ID in Scopus: 56440323800, ORCID: 0000-0002-1110-7802) – Doctor in Engineering, Chief Researcher, Head of Laboratory of oil and gas mechanics and formation physicochemistry (e-mail: serp78@mail.ru).
Xiaopu Wang (Author ID in Scopus: 56542940600, ORCID: 0000-0003-1013-2691) – Doctor in Engineering, Associate Professor, the National Key Laboratory of Deep Oil and Gas (e-mail: wxp@upc.edu.cn).
Vadim V. Derendyaev (Author ID in Scopus: 58496503900, ORCID: 0000-0001-5506-2178) – PhD student, Assistant at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 88 06, e-mail: v.v.derendyaev@mail.ru). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Экспериментальные исследования изменения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Астраханского месторождения при кислотном воздействии / С.А.у. Муминов, С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, Сяопу Ванг, В.В. Дерендяев // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 195–202. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.9

Please cite this article in English as:
Muminov S.A., Chernyshov S.E., Popov S.N., Xiaopu Wang, Derendyaev V.V. Experimental studies of changes in the filtration and capacity properties of the Astrakhan field carbonate reservoirs under acid exposure. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 195-202. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.9

Введение

При разработке нефтегазоносных пластов происходит изменение природных свойств пород-коллекторов под воздействием различных эффектов. В частности, при образовании воронки депрессии вблизи добывающих скважин или репрессии вблизи нагнетательных, а также при изменении давления в залежи в целом, трансформируется поле распределения напряжений, что может привести к вариациям фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород [1–5]. Особенно ярко такие эффекты проявляются в слабосцементированных коллекторах, обладающих низкими упругопрочностными характеристиками [6–10]. В таком случае отсутствие системы поддержки пластового давления интенсифицирует процесс уплотнения пород, что характерно для газовых месторождений, разрабатываемых на режиме истощения залежи [11–15].

При прочных породах-коллекторах в некоторых случаях увеличение эффективных напряжений вследствие создания высоких депрессий на пласт может привести к образованию техногенной трещиноватости вблизи скважин и увеличению проницаемости околоскважинной зоны [16–20]. Однако подобные эффекты характерны, прежде всего, для карбонатных коллекторов с аномально высоким пластовым давлением [21–23] и требуют предварительного изучения, а также численного и физического моделирования подобных явлений [24–25].

Еще один аспект, связанный с трансформацией проницаемости в околоскважинной зоне связан с созданием трещин гидроразрыва [26–30]. Появление магистральных крыльев трещин ГРП, а также микротрещиноватости приводит к весьма существенному увеличению проницаемости, что проявляется в резком многократном увеличении продуктивности скважин.

Трансформация ФЕС пласта вблизи скважин имеет место в том числе при применении различного рода физико-химически активных жидкостей: буровые растворы; реагенты для очистки околоскважинной зоны от продуктов бурения; жидкости для капитального ремонта скважин; химические составы, снижающие обводненность продукции; ПАВ; кислотные растворы и т.д. [31–35]. Отдельно следует выделить, именно применение кислот различного состава, т.к. данные жидкости могут оказывать весьма существенное влияние на ФЕС и упруго-прочностные свойства коллектора в следствие растворения твердых частиц минерального скелета горных пород [36–40]. Ярким примером может служить образование каналов-червоточин при фильтрации соляной кислоты в карбонатных породах [41–45]. Очевидно, что образование таких каналов с одой стороны является положительным эффектом, так как приводит к увеличению пористости и проницаемости пласта в околоскважинной зоне, с другой стороны – может привести к весьма существенному снижению упругопрочностных характеристик горных пород и, как следствие, к разрушению коллектора, перфорационных каналов и выносу твердых частиц в скважину. В данной публикации, на примере башкирских отложений Астраханского газоконденсатного месторождения (АКГМ) рассмотрено – насколько существенное влияние оказывает солянокислотная обработка (СКО) пласта на ФЕС и объемную плотность породы-коллектора.

Материалы и методы

Для изучения обозначенной проблемы была разработана специальная программа лабораторных экспериментов, включающая целый спектр различных исследований образцов керна. Ниже приведена данная программа, позволяющая изучить влияние СКО на ФЕС и плотность породы-коллектора АГКМ.

1. Экстракция, высушивание и фотографирование образцов керна.
2. Определение пористости и проницаемости по газу, объемной плотности в условиях, близких к атмосферным.
3. Создание остаточной водонасыщенности под вакуумом по воде с минерализацией по NaCl 100 г/л. методом полупроницаемой мембраны при давлении 1,2 МПа в течение семи суток.
4. Определение открытой пористости по воде и остаточной водонасыщенности.
5. Насыщение образцов с остаточной водой керосином.
6. Проведение фильтрационных испытаний.

6.1. Создание условий, близких к атмосферным (эффективное напряжение 5 МПа): давление обжима 15 МПа; поровое давление 10 МПа, температура 20 °С. Определение проницаемости по керосину при скорости закачки 0,1–0,2 мл/мин в течение 0,5 ч или более до стабилизации проницаемости.

6.2. Создание пластовых условий (эффективное напряжение 26,7 МПа): давление обжима 46,7 МПа; поровое давление 20 МПа, температура 84°С. Определение проницаемости по керосину (в пластовых условиях) при скорости закачки 0,1–0,2 мл/мин в течение 1 ч или более до стабилизации проницаемости.

6.3. Закачка 15%-ного раствора соляной кислоты со скоростью 1 мл/мин. Количество прокачанных поровых объемов варьируется от 4 до 30 единиц. Определение порового объема закачанного реагента при прорыве раствора кислоты. Определение проницаемости в процессе закачки реагента.

7. Создание условий, близких к атмосферным (эффективное напряжение 5 МПа): давление обжима 15 МПа; поровое давление 10 МПа, температура 20 °С. Определение проницаемости по керосину при скорости закачки 0,1–0,2 мл/мин в течение 0,5 ч или более до стабилизации проницаемости.
8. Извлечение и фотографирование образцов керна.
9. Экстракция и высушивание образцов керна.
10. Определение пористости и проницаемости по газу, объемной плотности в условиях, близких к атмосферным.

Всего, по данной программе было испытано 10 образцов – 5 «длинных» и 5 стандартных. Следует отметить, что в связи с особенностью фильтрационной установки, не представлялось возможным имитировать фильтрацию газовой среды, в связи с чем для имитации углеводородов использовался керосин.

Анализ отечественной и зарубежной литературы, посвященной аналогичным исследованиям, показал, что в экспериментах обычно происходит нагнетание кислоты только до момента прорыва ее с противоположного торца, т.е. до появления червоточины, и на этом эксперименты заканчивались. В таких работах варьируется скорость закачки и определяется поровый объем реагента, при котором происходит его прорыв. График зависимости порового объема прорыва от скорости закачки кислотного раствора обычно имеет четко выраженный минимум, на основании которого выявляется оптимальный объем и скорость закачки реагента.

Однако, если провести аналитический расчет для определения количества поровых объемов, которые фильтруются через породу, начиная от стенки скважины до предельного радиуса проникновения кислоты, можно сделать вывод, что для условий проведения экспериментов для образцов длиной 3 и 6 см количество прокачанных поровых объемов кислоты на стенке скважины может составить от 186 (для образцов длиной 6 см) до 419 (для образцов длиной 3 см) поровых объемов.

Результаты

Как уже отмечалось ранее, в экспериментах с имитацией кислотной обработки участвовало 10 образцов керна: 5 «длинных» и 5 стандартных. Образцы отбирались из первоначальной подготовленной подборки таким образом, чтобы пористость и проницаемость находились в широком диапазоне – от максимальных до минимальных значений. Исключались образцы с высокой проницаемостью, не характерной для соответствующего значения пористости и существенно отклоняющиеся от зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости, так как наиболее вероятно, что в данных образцах присутствует микротрещины, что может сказаться на конечном результате эксперимента при взаимодействии кислотного раствора с породой. На рис. 1 показана динамика основных определяемых характеристик в процессе экспериментов.

Как видно из рис. 1, в процессе экспериментов определялись следующие основные параметры:

– время проведения эксперимента;

– скорость закачки керосина или кислотного реагента;

– объем закачанной жидкости;

– перепад давления на торцах образца;

– проницаемость по керосину или кислотному реагенту.

Анализируя графики закачки, а также динамик изменения давления и проницаемости, следует обратить внимание на их наиболее характерные участи:

1. Начальный участок, на котором происходит фильтрация керосина при небольшом давлении обжима и определение проницаемости и гидродинамических показателей по данному флюиду. Перепад давления между торцами образца и скорость закачки стабильные, проницаемость обычно также либо существенно не меняется, либо в небольшой степени возрастает и достигает постоянного значения.

2. На втором участке продолжается фильтрация керосина, при этом происходит увеличение давления обжима и порового давления – создаются эффективные напряжения, соответствующие пластовым условиям. Для большинства образцов на данном этапе эксперимента проницаемость не менялась, несмотря на существенное увеличение эффективных напряжений – на 21,7 МПа, что говорит о высоких упругих и прочностных свойствах породы. Для некоторых образцов наблюдалось снижение проницаемости, что, по всей видимости, может быть связано с присутствием микротрещин в образце.

3. Третий участок соответствует закачке кислотного реагента. Он характеризуется постепенным ростом перепада давления. Перепад давления продолжает расти до тех пор, пока не образуется червоточина. В таком случае происходит резкое уменьшения величины перепада давления, вызванное увеличением проницаемости образца за счет появления червоточины, что особенно заметно на рис. 1. Для некоторых образцов производилась длительная закачка кислоты, поэтому проницаемость продолжала расти до остановки эксперимента. Перепад давления при этом имел весьма небольшие значения.

4. На четвертом участке производилась повторная закачка керосина для промывки образцов от кислотного раствора и определения проницаемости после СКО.

В процессе экспериментов во всех образцах было зафиксировано появление высокопроводящих каналов-червоточин, что подтверждалось при их визуальном осмотре и при последующих томографических исследованиях нескольких из них. На рис. 2 для примера показаны для сопоставления фотографии одного

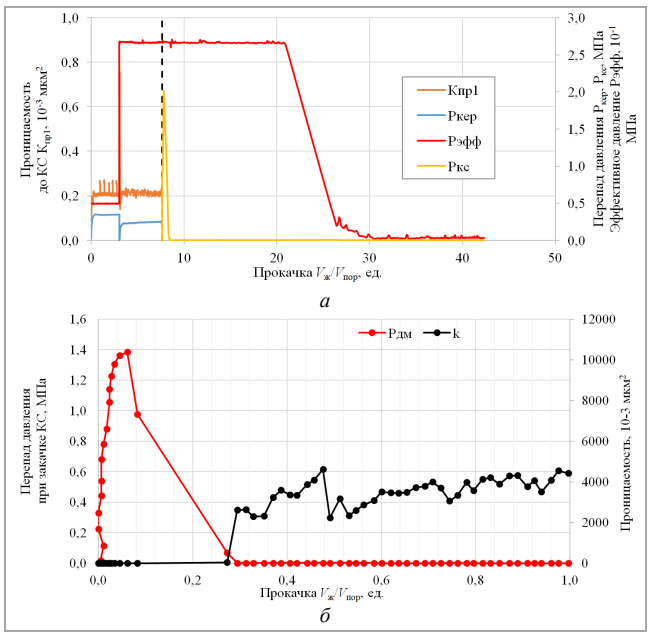


Рис. 1. Пример графика закачки в процессе всего эксперимента (*а*) и динамики перепада давления и проницаемости при нагнетании кислоты (*б*) для двух испытанных образцов



Рис. 2. «Длинный» (*а*, *б*) и стандартный (*в*, *г*) образцы керна до (*а*, *в*) и после (*б*, *г*) воздействия кислотным реагентом

испытанного стандартного и одного «длинного» образцов до и после экспериментальных исследований с нагнетанием раствора соляной кислоты. Каналы-червоточины видны визуально и имеют входное и выходное отверстия на торцах образцов. В некоторых случаях визуально видно, что они проходят вблизи боковой поверхности. Также следует отметить, что на торцах образцов видны следы от его крепления в фильтрационной установке, что вызвано интенсивным растворением породы на торцах образцов, через которые происходила закачка реагента и вдавливанием крепления в породу, особенно при наибольших объемах закачки кислотного раствора.

Таблица

Сопоставление объемной плотности и ФЕС образцов до и после проведения КО

№ п/п	№ образца	До КО			После КО		
		ρ, г/см^3	*К*пг, %	*К*пр, мД	ρ, г/см^3	*К*пг, %	*К*пр, мД
1	7	2,37	12,20	1,29	2,28	15,15	9682
2	36	2,39	11,32	1,08	2,36	12,53	2672
3	8	2,42	10,41	0,73	2,39	11,07	8766
4	38	2,35	12,92	3,40	2,25	16,39	17601
5	33	2,32	14,02	1,53	2,26	15,79	12386
6	46	2,39	11,58	1,11	2,29	15,33	16004
7	5	2,40	11,16	0,52	2,32	13,66	3980
8	37	2,48	8,15	0,21	2,47	8,73	2031
9	9	2,40	10,94	1,14	2,35	12,73	3054
10	50	2,42	10,37	0,34	2,38	11,4	1576
Ср. знач.		2,39	11,31	2,09	2,33	13,28	7775,20

После проведения фильтрационных экспериментов с соляной кислотой образцы экстрагировались, высушивались, и по ним снова определялись: объемная плотность; ФЕС по газу в условиях, близких к атмосферным; упругопрочностные свойства статическим и динамическим методами. Анализ полученных в результате лабораторных исследований фильтрационно-емкостных и физико-механических характеристик, а также полученные статистические зависимости представлены в последующих разделах диссертации.

Для анализа влияния СКО на природные свойства карбонатного коллектора АГКМ было проведено сопоставление соответствующих характеристик образцов до и после воздействия реагентом и проведен их статистический анализ. Для некоторых из них выявлены тесные корреляционные связи с достаточно высоким коэффициентом корреляции. Экспериментальные исследования позволили определить, насколько существенно раствор соляной кислоты может влиять на ФЕС и физико-механические свойства (ФМС) пласта в околоскважинной области.

Были проанализированы данные по изучению объемной плотности и фильтрационно-емкостных свойств образцов. В таблице показаны результаты проведенных экспериментов по определению вышеперечисленных характеристики до и после воздействия кислоты, на рис. 3, 4 представлены выявленные основные зависимости.

Как видно из рис. 3, *а*, несмотря на разные объемы прокачанного реагента, в целом величина открытой пористости после СКО зависит от ее первоначального значения (до СКО), коэффициент корреляции при этом достаточно высок, и составляет 0,94. Сравнивая данный график с линией средних значений можно отметить, что чем выше исходная пористость образцов, тем больше она изменяется при нагнетании раствора кислоты. Такой вывод подтверждается графиком зависимости величины изменения пористости после СКО с ее начальной величиной (рис. 3, *в*). Из данного графика видно, что чем больше величина первоначальной пористости, тем больше она увеличивается при фильтрации кислотного реагента.

Такой эффект, по всей видимости, можно объяснить тем, что чем больше пористость породы, тем больше площадь соприкосновения кислоты с поверхностью открытых пор, соответственно будет больший эффект от химического взаимодействия реагента с минералами скелета горной породы-коллектора.

Между значениями абсолютной проницаемости до и после СКО также обнаруживается явная зависимость, однако с меньшим коэффициентом корреляции (0,76), чем для пористости (рис. 3, *б*). Данный факт, предположительно, можно объяснить следующими процессами. Величина проницаемости при прокачке кислоты весьма существенно увеличилась за счет появления червоточин.

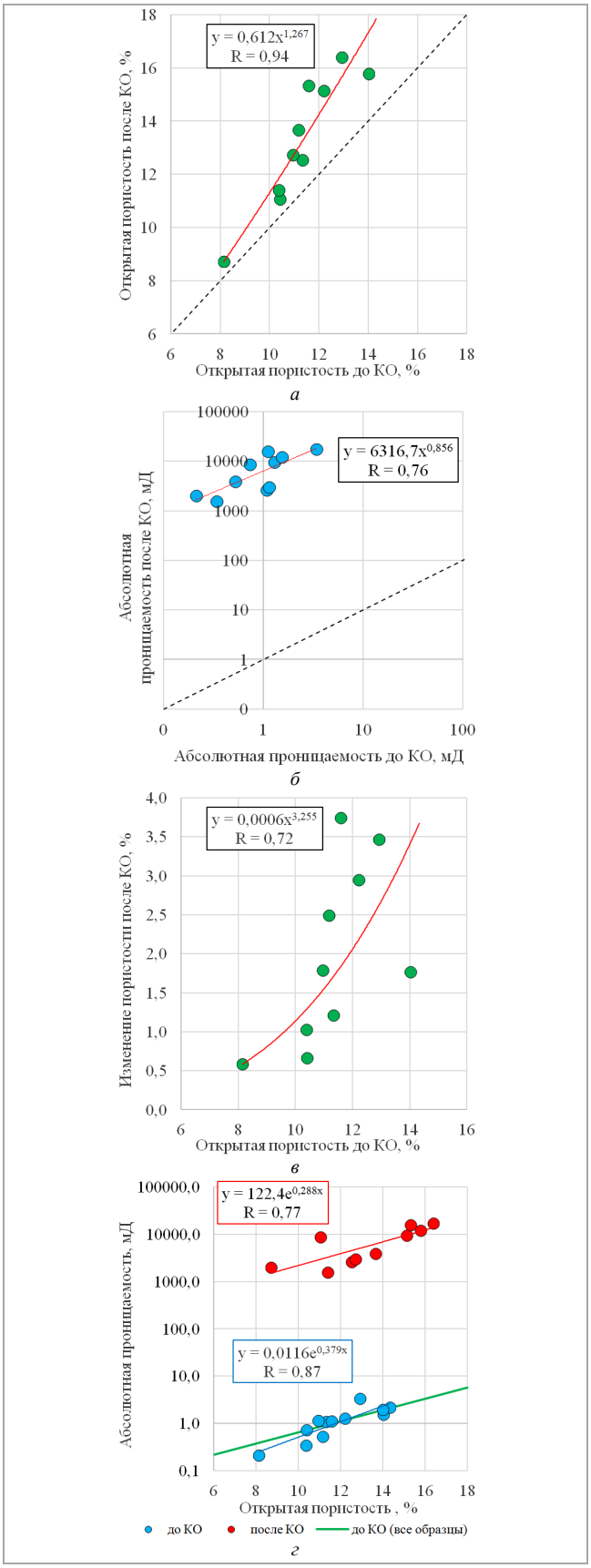


Рис. 3. Зависимость открытой пористости после кислотной обработки (КО) от открытой пористости до КО (*а*), абсолютной проницаемости после КО от абсолютной проницаемости до КО (*б*), изменения открытой пористости после КО от открытой пористости до КО (*в*) и сопоставление зависимостей абсолютной проницаемости от открытой пористости до и после КО (*г*) (пунктиром обозначена линия равных значений)

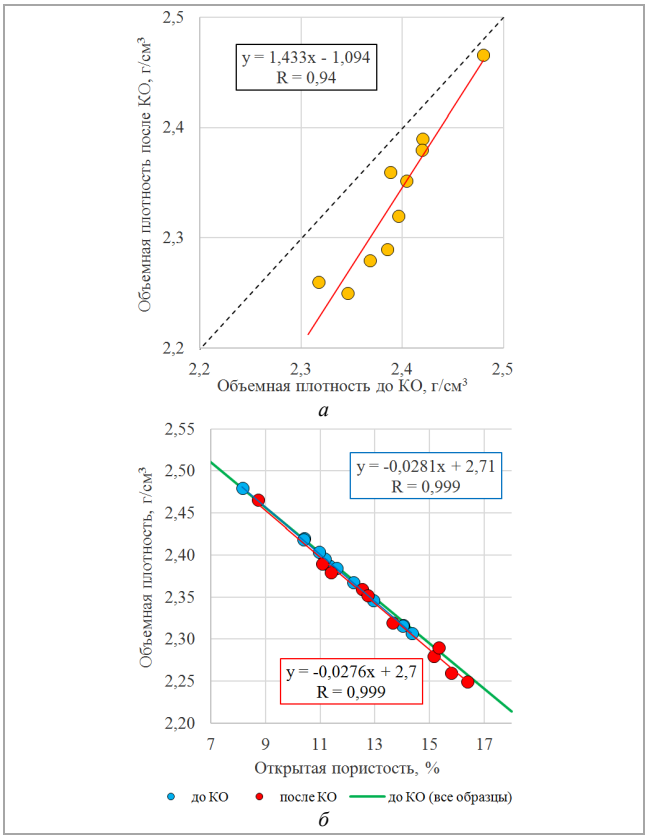


Рис. 4. Зависимость объемной плотности после КО от объемной плотности до КО (*а*) и сопоставление зависимостей объемной плотности от открытой пористости до и после КО (*б*) (пунктиром обозначена линия равных значений)

Как показывают результаты томографии, появившиеся каналы-червоточины имеют весьма неоднородную направленность и ширину, а также могут ветвиться и иметь не один выход на торце образца, что связано, прежде всего с весьма неоднородным строением карбонатного коллектора. Свое влияние также могут оказывать микротрещины, которые до фильтрации кислоты могли не существенно изменять проницаемость образцов, но при СКО через них могла более активно проникать кислота и с большей скоростью появиться открытый канал-червоточина.

Сопоставляя зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости до и после воздействия реагентом (рис. 3, *г*) видно, что за счет увеличения ФЕС график существенно поднимается вверх в сторону увеличения проницаемости и несколько смещается вправо в сторону увеличения пористости. Такая трансформация данной зависимости вполне логична в силу полученных изменений ФЕС после СКО. В то же время следует отметить, что обе зависимости имеют хороший коэффициент корреляции, несмотря на небольшое количество испытанных образцов.

Анализируя трансформацию величины объемной плотности породы после фильтрации кислотного раствора (рис. 4, *а*), можно сделать вывод о том, что данная зависимость является обратной, по сравнению с аналогичным графиком для изменения открытой пористости (см. рис. 1, *а*). Так, с увеличением плотности наблюдается снижение эффекта влияния СКО, что характерно и для низких значений пористости, которые, как раз таки, соответствуют наибольшим значениям объемной плотности породы.

График зависимости объемной плотности образцов керна от открытой пористости до и после фильтрации реагента практически не меняется и имеет очень

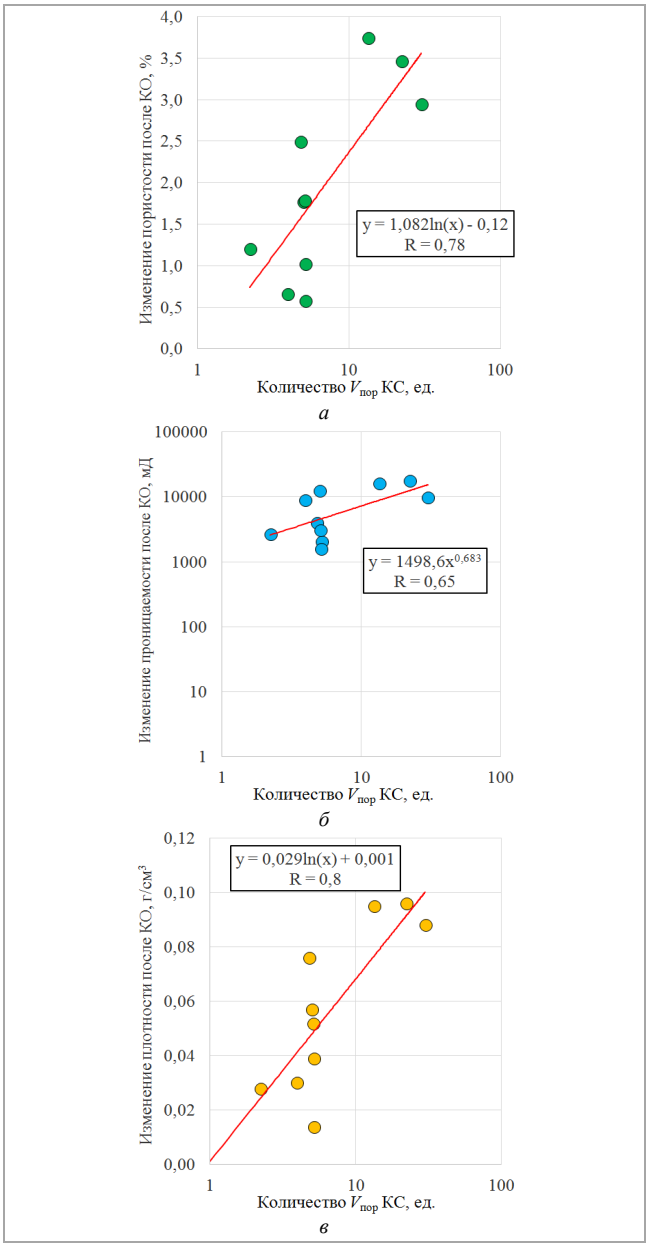


Рис. 5. Зависимости величины изменения пористости (*а*), проницаемости (*б*) и плотности (*в*) образцов после КО от количества прокачанных поровых объемов кислотного реагента

высокий коэффициент корреляции, близкий к единице (рис. 4, *б*). В то же время после проведения СКО зависимость смещается вправо и вниз за счет увеличения данных свойств породы, но в целом практически повторяет первоначальную закономерность за счет пропорционального изменения рассматриваемых характеристик.

Сопоставляя средние значения ФЕС и плотности породы до и после воздействия кислотным раствором, были получены следующие результаты (табл. 1):

1. Средняя объемная плотность образцов уменьшилась с 2,39 до 2,33 г/см^3, или на 2,5 %.
2. Средняя открытая пористость образцов увеличилась с 11,31 до 13,28 %, или на 17,42 %.
3. Средняя абсолютная проницаемость увеличилась с 1,13 до 7775,2 мД, или в 6880 раз.

Для применения результатов, полученных при экспериментальных исследованиях в численном моделировании влияния СКО на природные свойства пласта в околоскважинной зоне, требуется выявить

степень влияния на ФЕС количества прокачанного кислотного реагента в размерностях порового объема образцов керна. Для этого был проведен статистический анализ всех определенных раннее свойств и их величины изменения с данной характеристикой. На рис. 5 приведены графики зависимостей ФЕС и объемной плотности от количества прокачанного кислотного раствора в поровых объемах.

Как видно из рис. 5, *а*, выявляется зависимость влияния количества прокачанного кислотного раствора на изменение пористости. В целом же, прямо пропорционально объему профильтровавшейся кислоты увеличивается пористость после СКО образцов керна.

Для величины проницаемости также прослеживается связь с количеством профильтровавшейся кислоты (рис. 5, *б*). В отличие от пористости, для проницаемости коэффициент корреляции несколько ниже, и равен 0,65. Данный факт, по всей видимости, связан с весьма неоднородной направленностью и геометрическими характеристиками появившихся каналов-червоточин. Как видно из рис. 5, обе зависимости аппроксимируются логарифмической функцией, что говорит о том, что при увеличении объема прокачанного реагента его влияние на изменение объема пустотного пространства постепенно уменьшается.

Согласно рис. 5, *в*, изменение плотности образцов керна увеличивается при увеличении объемов прокачанного кислотного реагента, что, очевидно, связано с количеством растворяемого минерального скелета породы, при этом коэффициент корреляции достаточно высокий и равен 0,8.

Заключение

На основе результатов экспериментов, представленных в данной статье по изучению влияния солянокислотного реагента на изменение ФЕС и объемной плотности образцов керна, можно сделать следующие основные выводы:

1. Для детального исследования влияния кислотного реагента на природные свойства пласта-коллектора была разработана специальная программа исследований образцов керна, включающая определение пористости, проницаемости и объемной плотности, что позволило выявить влияние СКО на данные свойства.

2. На графиках изменения перепада давления, скорости закачки и проницаемости в процессе экспериментов четко выявляется участок прорыва кислотного реагента, характеризующийся резким уменьшением перепада давления, ростом скорости закачки и проницаемости. После фильтрации кислоты проницаемость образцов в среднем увеличилась в 6880 раз. При внешнем осмотре образцов после нагнетания кислотного реагента обнаруживаются каналы-червоточины, появившиеся в результате растворения скелета породы-коллектора.

3. Сопоставление величин пористости и проницаемости до и после воздействия кислоты показало, что чем больше данные характеристики, тем более сильно они меняются, что проявляется в виде достаточно тесных корреляционных зависимостей. Данный факт, по всей видимости, связан с тем, что с увеличением объема пустот в породе больше площадь соприкосновения с ней кислоты, что и приводить к увеличению количества растворенной породы.

4. Подтверждает вышеприведенный вывод и трансформация объемной плотности образцов керна. Ее величина уменьшается тем больше, чем меньше ее первоначальная величина. В целом же зависимость плотности от пористости ложится в общую первоначальную закономерность (до воздействия кислотой) и смещается в сторону увеличения пористости и уменьшения плотности породы.

5. Одной из особенностей проведенных экспериментов являлось то, что для некоторых образцов фильтрация соляной кислоты осуществлялась даже после прорыва ее с противоположного торца, что позволило выявить влияние количества прокачанных поровых объемов реагента на объемную плотность и ФЕС образцов керна. Показано, что с увеличением количества прокачанного реагента происходит увеличение ФЕС и уменьшение плотности. Полученные закономерности позволят спрогнозировать изменение данных свойств пласта коллектора в околоскважинной зоне по мере продвижения фронта закачиваемой кислоты при дальнейшем численном моделировании.

Библиографический список

1. Сонич, В.П. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород / В.П. Сонич, Н.А. Черемисин, Ю.Е. Батурин // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 52–57.
2. Analysis of changes in the stress–strain state and permeability of a terrigenous reservoir based on a numerical model of the near-well zone with casing and perforation channels / S. Chernyshov, S. Popov, X Wang, V. Derendyaev, Y. Yang, H. Liu // Applied sciences. – 2024. – Vol. 14, no. 21. – P. 1–12. DOI: 10.3390/app14219993
3. Попов, С.Н. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважин / С.Н. Попов, С.Е. Чернышов, Е.А. Гладких // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 9. – С. 148–157. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3640
4.Черемисин, Н.А. Роль неупругой деформации коллекторов в нефтеотдаче пластов / Н.А. Черемисин, В.П. Сонич, П.А. Ефимов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 76–79.
5. Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, С.В. Варушкин, А.А. Мелехин, С.Н. Кривощеков, Ш. Рен // Записки горного института. – 2022. – Т. 527. – С. 732–743.
6. Effect of wire design (profile) on sand retention parameters of wire-wrapped screens for conventional production: pre-pack sand retention testing results / D.S. Tananykhin, M.B. Grigorev, M.I. Korolev, I. Stecyuk, L. Farrakhov // Energies. – 2023. – Vol. 16, no. 5. – P. 1–13. DOI: 10.3390/en16052438
7. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis / D.S. Tananykhin, M.B. Grigorev, M.I. Korolev, I. Stecyuk // Resources. – 2021. – Vol. 10, no. 12. – P. 1–15. DOI: 10.3390/resources10120125
8. Оценка предельного забойного давления, исключающего разрушение призабойной зоны пласта, на основе геомеханических исследований керна / Е.И. Ермолаев, С.И. Ефимов, П.В. Пятибратов, Е.Д. Миниханов, Н.В. Дубиня, А.М. Леонова // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № S1. – С. 61–69. DOI: 10.5510/OGP2023SI100832
9. Analytical prediction model of and production integrating geomechanics for open hole and cased – perforated wells / E.F. Araujo, G.A. Alzate-Espinosa, A. Arbelaez-Londono, S. Pena Clavijo, A. Cardona Ramirez, A. Naranjo Agudelo // SPE conference paper. – 2014. – P. 1–11. SPE 171107. DOI: 10.2118/171107-MS
10. Al-Awad, N.J. Rock failure criteria: a key for predicting sand-free production rates / N.J. Al-Awad, O.A. Al-Misned // Journal of the Egyptian society of engineers. – 1997. – Vol. 36, no. 2. – P. 53–58.
11. Пороскун, В.И. Дифференциация разреза сеноманских отложений в связи с подсчетом запасов средних по размерам залежей газа / В.И. Пороскун, В.В. Царев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 12–16. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-12-16
12. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX и XXI веках / В.А. Скоробогатов В.А., Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2(30). – С. 6–16.
13. Карогодин, Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентрации гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный аспект) / Ю.Н. Карогодин // Георесурсы. – 2006. – № 1(18). – С. 28–30.
14. Predicting and managing sand production: a new strategy / I. Palmer, H. Vaziri, S. Willson, Z. Moschovidis, J. Cameron, I. Ispas // SPE annual conference paper. – 2003. – P. 1–13. SPE 84499. DOI: 10.2523/84499-MS
15. Practical approaches to sand management / A. Acock, T. Orourke, D. Shirmboh [et al.] // Oilfield Review. – 2004. – No. 9. – P. 10–27.
16. Определение параметров метода направленной разгрузки пласта на основе физического моделирования на установке истинно трехосного нагружения / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, В.В. Химуля, Н.И. Шевцов // Записки горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 906–914. DOI: 10.31897/PMI.2022.95

17. Экспериментальное изучение процессов деформирования и фильтрации в низкопроницаемых породах-коллекторах ачимовских отложений при реализации метода направленной разгрузки пласта / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, В.В. Химуля // Ученые записки физического факультета Московского университета. – 2022. – № 4. – С. 1–10.
18. Физическое моделирование метода направленной разгрузки пласта / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, В.В. Химуля, Н.И. Шевцов // Газовая промышленность. – 2021. – № 7 (819). – С. 66–73.
19. On the atypical strength anisotropy of weakly cemented sandstones / D.M. Klimov, V.I. Karev, Yu.F. Kovalenko, K.B. Ustinov // Doklady Mathematics. – 2022. – Т. 106, № 2. С. 398–401. DOI: 10.1134/s1064562422050155
20. Kovalenko, Yu.F. Geomechanical analysis of the wellbore wall breakouts formation / Yu. Kovalenko, K.B. Ustinov, V.I. Karev // Mechanics of solids. – 2022. – Т. 57, № 6. – С. 1403–1415. DOI: 10.3103/s0025654422060243
21. Сухин, А.А. Анализ геолого-промысловой и технологической информации для проектирования мероприятий по интенсификации притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении / А.А. Сухин, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 237–257.
22. Выявление коллекторские аномальными свойствами в пределах месторождений астраханского карбонатного массива / В.В. Пыхалов, А.Ю. Комаров, В.А. Захарчук, О.В. Тинакин // Газовая промышленность. – 2014. – № 6 (707). – С. 26–30.
23. Гаврилов, В.П. Современная концепция формирования астраханского газоконденсатного месторождения по геолого-геохимическим данным / В.П. Гаврилов, С.И. Голованова, М.И. Тарханов // Геология нефти и газа. – 2006. – № 6. – С. 24–28.
24. Применение методов геомеханического моделирования для оценки устойчивости обсадной колонны при кумулятивной перфорации / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, В. Сяопу, Ч. Хайлун, В.В. Дерендяев, А.А. Мелехин // Недропользование. – 2024. – № 24(4). – С. 194–203. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.3
25. Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, А.Д. Савич, В.В. Дерендяев // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 245–253. DOI: 10.18599/grs.2023.2.18
26. Modeling the perforation stress profile for analyzing hydraulic fracture initiation in a cased hole / S.H. Fallahzade, S.R. Shadizadeh, P. Pourafshary, M.R. Zare // 34th annual SPE International conference and exhibition. – 2010. – P. 1–9. SPE 136990. DOI: 10.2118/136990-MS
27. Acid fracturing or proppant fracturing in carbonate formation? A rock mechanic's view / H.H. Abass, A.A. Al-Mulhem, M.S. Alqam, K.R. Mirajuddin // SPE Annual technical conference and exhibition. – 2006. – P. 1–9. SPE 102590-MS. DOI: 10.2118/102590-MS
28. Settari, A. Three-dimensional simulation of hydraulic fracturing / A. Settari, M.P. Cleary // Journal of petroleum technology. – 1984. – No. 7. – P. 1177–1190.
29. Jeffrey, R.G. Hydraulic fracture growth through offset pressure-monitoring wells and boreholes / R.G. Jeffrey, A. Settari // SPE annual technical conference and exhibition. – 2000. – P. 1–10. SPE 63031-MS. DOI: 10.2118/63031-MS
30. Lujun, Ji. A novel hydraulic fracturing model fully coupled with geomechanics and reservoir simulation / Ji. Lujun, A. Settari, R.B. Sullivan // SPE journal. – 2009. – No. 9. – P. 423–430. DOI: 10.2118/110845-PA
31. Gutierrez, M. The effect of fluid content on the mechanical behaviour of fractures in chalk / M. Gutierrez, L.E. Oino, K. Hoeg // Rock mechanics and rock engineering. – 2000. – Vol. 33, no. 2. – P. 93–117. DOI: 10.1007/s006030050037
32. Оценка влияния насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства композитных материалов / В. Павлов, Н. Павлюков, А. Красников, М. Лушев, Т. Ельцов // Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE. – 2019. SPE196898-RU. DOI: 10.2118/196898-RU
33. The influence of water-based drilling fluid on mechanical property of shale and the wellbore stability / S. He, L. Liang, Y. Zeng, Y. Ding, Y. Lin, X. Liu // Petroleum. – 2016. – No. 2. – P. 61–66. DOI: 10.1016/j.petlm.2015.12.002
34. Effect of drilling fluid on rock mechanical properties at near-drilling condition: an implication of fluid design on wellbore stability / P. Yadav, S.S. Ali, N. Tawat, A.A. Dhamen, G. Jin // Offshore technology conference Asia. – 2016. – P. 1–9. DOI: 10.4043/26460-MS
35. Попов, С.Н. Влияние механохимических эффектов на проницаемость трещин при моделировании циклической закачки воды в карбонатные коллекторы / С.Н. Попов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 77–79.
36. Статистическое обоснование формирования значений скин-фактора при проведении кислотных обработок в слоисто-неоднородных башкирских отложениях пермского края / А.С. Казанцев, Е.С. Ожтибесов, В.И. Галкин, И.Ю. Колычев // Недропользование. – 2024. – № 24(4). – С. 212–218. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.5
37. Изучение эффективности применения кислотных составов в терригенных коллекторах Пермского края, на основе экспериментальных исследований образцов керна / В. Плотников, В. Рехачев, Н. Барковский, А. Амиров, Н. Михайлов, С. Попов // Труды Российской нефтегазовой технической конференции SPE 2018. – С. 1–10. SPE 191667-RU. DOI: 10.2118/191667-18rptc-ms
38. Влияние кислотных составов на упруго-прочностные свойства терригенных коллекторов Пермского края / П.Н. Рехачев, В.В. Плотников, Н.Н. Барковский, Д.В. Белоглазов, Н. Н. Михайлов, С. Н. Попов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 100–104.
39. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина, А.В. Распопов, А.С. Казанцев, С.А. Чалин, С.А. Кондратьев, Т.С. Якимова, В.А. Жигалов, С.Н. Глазырин, О.Б. Кукушкина, М.И. Кашин, А.А. Мокрушин, А.И. Шипилов, М.С. Турбаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 19–28.
40. Мартюшев, Д.А. Совершенствование кислотных обработок в коллекторах, характеризующихся различной карбонатностью (на примере нефтяных месторождений пермского края) / Д.А. Мартюшев, В.А. Новиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 9. – С. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2800
41. Fredd, C.N. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing / C.N. Fredd, H.S. Fogler // SPE Journal. – 1998. Vol 3(1). – P. 34–41. DOI: 10.2118/31074-PA
42. Fredd, C.N. Validation of carbonate matrix stimulation models / C.N. Fredd, M.J. Miller // SPE International Symposium on Formation Damage Control. – 2000. – P. 1–14. SPE-58713-MS. DOI: 10.2118/58713-MS
43. Impact of acid wormhole on the mechanical properties of chalk, limestone, and dolomite: Experimental and modeling studies / A. Mustafa, T. Alzaki, M.S. Aljawad, Th. Solling, J. Dvorkin // Energy reports. – 2022. – No. 8. – P. 605–616. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.11.249
44. Андреев, К.В. Анализ применения кислотных составов в высокотемпературных карбонатных коллекторах / К.В. Андреев // Недропользование. – 2021. – № 21(2). – С. 76–83. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.5
45. Experimental investigation of the acidizing effects on the mechanical properties of carbonated rocks / M. Parandeh, H.Z. Dehkohneh, B.S. Soulgani // Geoenergy science and engineering. – 2023. – Vol. 222. – P. 1–11. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211447

References

1. Sonich V.P., Cheremisin N.A., Baturin Iu.E. Vliianie snizheniia plastovogo davleniia na fil'tratsionno-emkostnye svoistva porod [The effect of a decrease in reservoir pressure on the filtration and capacity properties of rocks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1997, no. 9, pp. 52-57.
2. Chernyshov S., Popov S., Wang X., Derendyaev V., Yang Y., Liu H. Analysis of changes in the stress-strain state and permeability of a terrigenous reservoir based on a numerical model of the near-well zone with casing and perforation channels. *Applied sciences*, 2024, vol. 14, no. 21, pp. 1-12. DOI: 10.3390/app14219993
3. Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. Vliianie deformatsii terrigennogo kollektora v protsesse snizheniia plastovogo davleniia na izmenenie pronitsaemosti i produktivnosti skvazhin [Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2022, vol. 333, no. 9, pp. 148-157. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3640
4. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Efimov P.A. Rol' neuprugoi deformatsii kollektorov v nefteotdache plastov [The role of inelastic deformation of reservoirs in oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2001, no. 9, pp. 76-79.
5. Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoshchekov S.N., Ren Sh. Nauchnoe obosnovanie metodov vtorichnogo vskrytiia famenskikh otlozhenii iugo-vostoka Permskogo kraia na osnovanii geomekhanicheskogo modelirovaniia [Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling]. *Zapiski gornogo instituta*, 2022, vol. 527, pp. 732-743. DOI: 10.31897/PMI.2022.51
6. Tananykhin D.S., Grigorev M.B., Korolev M.I., Stecyuk I., Farrakhov L. Effect of wire design (profile) on sand retention parameters of wire-wrapped screens for conventional production: pre-pack sand retention testing results. *Energies*, 2023, vol. 16, no. 5, pp. 1-13. DOI: 10.3390/en16052438
7. Tananykhin D.S., Grigorev M.B., Korolev M.I., Stecyuk I. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis. *Resources*, 2021, vol. 10, no. 12, pp. 1-15. DOI: 10.3390/resources10120125
8. Ermolaev E.I., Efimov S.I., Piatibratov P.V., Minikhanov E.D., Dubinia N.V., Leonova A.M. Otsenka predel'nogo zaboinogo davleniia, iskliuchaiushchego razrushenie prizaboinoi zony plasta, na osnove geomekhanicheskikh issledovanii kerna [Estimation of the maximum downhole pressure, excluding the destruction of the bottom-hole zone of the formation, based on geomechanical core studies]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR*, 2023, no. S1, pp. 61-69. DOI: 10.5510/OGP2023SI100832
9. Araujo E.F., Alzate-Espinosa G.A., Arbelaez-Londono A., Pena Clavijo S., Cardona Ramirez A., Naranjo Agudelo A. Analytical prediction model of and production integrating geomechanics for open hole and cased - perforated wells. *SPE conference paper*, 2014, pp. 1-11. SPE 171107. DOI: 10.2118/171107-MS
10. Al-Awad N.J., Al-Misned O.A. Rock failure criteria: a key for predicting sand-free production rates. *Journal of the Egyptian society of engineers*, 1997, vol. 36, no. 2, pp. 53-58.
11. Poroskun V.I., Tsarev V.V. Differentsiatsiia razreza senomanskikh otlozhenii v sviazi s podschetom zapasov srednikh po razmeram zalezhei gaza [Differentiation of the Senomanian deposits scross-section due to the reserves calculation of medium-sized gas reserves]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 1, pp. 12-16. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-12-16
12. Skorobogatov V.A., Khabibullin D.Ia. Rol' senomanskogo gaza Zapadnoi Sibiri v stanovlenii i razvitii gazovoi otrasli promyshlennosti Rossii v KhKh i XXI vekakh [Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries]. Nauchnyi *zhurnal Rossiiskogo gazovogo obshchestva*, 2021, no. 2 (30), pp. 6-16.
13. Karogodin Iu.N. Prostranstvenno-vremennye zakonomernosti kontsentratsii gigantskikh skoplenii nefti i gaza Zapadnoi Sibiri (sistemnyi aspekt) [Spatio-temporal patterns of concentration of giant oil and gas accumulations in Western Siberia (systemic aspect)]. *Georesursy*, 2006, no. 1 (18), pp. 28-30.
14. Palmer I., Vaziri H., Willson S., Moschovidis Z., Cameron J., Ispas I. Predicting and managing sand production: a new strategy. *SPE annual conference paper*, 2003, pp. 1-13. SPE 84499. DOI: 10.2523/84499-MS
15. Acock A., Orourke T., Shirmboh D. et al. Practical approaches to sand management. *Oilfield Review*, 2004, no. 9, pp. 10-27.

16. Karev V.I., Kovalenko Iu.F., Khimulia V.V., Shevtsov N.I. Opredelenie parametrov metoda napravlennoi razgruzki plasta na osnove fizicheskogo modelirovaniia na ustanovke istinno trekhosnogo nagruzheniia [Parameter determination of the method of directional unloading of the reservoir based on physical modelling on a true triaxial loading setup]. *Zapiski gornogo instituta*, 2022, vol. 258, pp. 906-914. DOI: 10.31897/PMI.2022.95
17. Karev V.I., Kovalenko Iu.F., Khimulia V.V. Eksperimental'noe izuchenie protsessov deformirovaniia i fil'tratsii v nizkopronitsaemykh porodakh-kollektorakh achimovskikh otlozhenii pri realizatsii metoda napravlennoi razgruzki plasta [Experimental study of deformation and filtration processes in low-permeability reservoir rocks of Achimov deposits when implementing the method of directional unloading of the reservoir]. *Uchenye zapiski fizicheskogo fakul'teta Moskovskogo universiteta*, 2022, no. 4, pp. 1-10.
18. Karev V.I., Kovalenko Iu.F., Khimulia V.V., Shevtsov N.I. Fizicheskoe modelirovanie metoda napravlennoi razgruzki plasta [Physical modeling of directional unloading method]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2021, no. 7 (819), pp. 66-73.
19. Klimov D.M., Karev V.I., Kovalenko Yu.F., Ustinov K.B. On the atypical strength anisotropy of weakly cemented sandstones. *Doklady Mathematics*, 2022, vol. 106, no. 2, pp. 398-401. DOI: 10.1134/s1064562422050155
20. Kovalenko Yu.F., Ustinov K.B., Karev V.I. Geomechanical analysis of the wellbore wall breakouts formation. *Mechanics of solids*, 2022, vol. 57, no. 6, pp. 1403-1415. DOI: 10.3103/s0025654422060243
21. Sukhin A.A., Savenok O.V. Analiz geologo-promyslovoi i tekhnologicheskoi informatsii dlia proektirovaniia meropriiatii po intensifikatsii pritoka gaza na Astrakhanskom gazokondensatnom mestorozhdenii [Analysis of geological and field and technological information for designing measures for intensification of the gas flow on the astrakhanskoye gas-condensate field]. *Nauka. Tekhnika. Tekhnologii (politekhnicheskii vestnik)*, 2020, no. 3, pp. 237-257.
22. Pykhalov V.V., Komarov A.Iu., Zakharchuk V.A., Tinakin O.V. Vyiavlenie kollektorov s anomal'nymi svoistvami v predelakh mestorozhdenii astrakhanskogo karbonatnogo massiva [Identification of reservoir anomalous properties within the deposits of the Astrakhan carbonate massif]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2014, no. 6 (707), pp. 26-30.
23. Gavrilov V.P., Golovanova S.I., Tarkhanov M.I. Sovremennaia kontseptsiia formirovaniia astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniia po geologo-geokhimicheskim dannym [Recent conception of astrakhan gas-condensate field formation by geologic-geochemical data]. *Geologiia nefti i gaza*, 2006, no. 6, pp. 24-28.
24. Chernyshov S.E., Popov S.N., Siaopu V., Khailun Ch., Derendiaev V.V., Melekhin A.A. Primenenie metodov geomekhanicheskogo modelirovaniia dlia otsenki ustoichivosti obsadnoi kolonny pri kumuliativnoi perforatsii [Application of Geomechanical Modeling Methods to Assess Casing Stability during Cumulative Perforation]. *Nedropol'zovanie*, 2024, no. 24 (4), pp. 194-203. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.3
25. Chernyshov S.E., Popov S.N., Savich A.D., Derendiaev V.V. Analiz ustoichivosti krepi neftedobyvaiushchikh skvazhin pri provedenii kumuliativnoi perforatsii na osnove rezul'tatov geomekhanicheskogo modelirovaniia [Analysis of wells cement sheath stability during shaped charge perforating based on geomechanical modeling]. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 2, pp. 245-253. DOI: 10.18599/grs.2023.2.18
26. Fallahzade S.H., Shadizadeh S.R., Pourafshary P., Zare M.R. Modeling the perforation stress profile for analyzing hydraulic fracture initiation in a cased hole. *34th annual SPE International conference and exhibition*, 2010, pp. 1-9. SPE 136990. DOI: 10.2118/136990-MS
27. Abass H.H., Al-Mulhem A.A., Alqam M.S., Mirajuddin K.R. Acid fracturing or proppant fracturing in carbonate formation? A rock mechanic's view. *SPE Annual technical conference and exhibition*, 2006, pp. 1-9. SPE 102590-MS. DOI: 10.2118/102590-MS
28. Settari A., Cleary M.P. Three-dimensional simulation of hydraulic fracturing. *Journal of petroleum technology*, 1984, no. 7, pp. 1177-1190. DOI: 10.1016/0266-352X(87)90007-3
29. Jeffrey R.G., Settari A. Hydraulic fracture growth through offset pressure-monitoring wells and boreholes. *SPE annual technical conference and exhibition*, 2000, pp. 1-10. SPE 63031-MS. DOI: 10.2118/63031-MS
30. Lujun Ji., Settari A., Sullivan R.B. A novel hydraulic fracturing model fully coupled with geomechanics and reservoir simulation. *SPE journal*, 2009, no. 9, pp. 423-430. DOI: 10.2118/110845-PA
31. Gutierrez M., Oino L.E., Hoeg K. The effect of fluid content on the mechanical behaviour of fractures in chalk. *Rock mechanics and rock engineering*, 2000, vol. 33, no. 2, pp. 93-117. DOI: 10.1007/s006030050037
32. Pavlov V., Pavliukov N., Krasnikov A., Lushev M., El'tsov T. Otsenka vliianiia nasyshchaiushchego fliuida na uprugo-prochnostnye svoistva kompozitnykh materialov [Evaluation of the Saturating Fluid Effect on the Composite Materials Elastic-Strength Properties]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii SPE*, 2019. SPE196898-RU. DOI: 10.2118/196898-RU
33. He S., Liang L., Zeng Y., Ding Y., Lin Y., Liu X. The influence of water-based drilling fluid on mechanical property of shale and the wellbore stability. *Petroleum*, 2016, no. 2, pp. 61-66. DOI: 10.1016/j.petlm.2015.12.002
34. Yadav P., Ali S.S., Tawat N., Dhamen A.A., Jin G. Effect of drilling fluid on rock mechanical properties at near-drilling condition: an implication of fluid design on wellbore stability. *Offshore technology conference Asia*, 2016, pp. 1-9. DOI: 10.4043/26460-MS
35. Popov S.N. Vliianie mekhanokhimicheskikh effektov na pronitsaemost' treshchin pri modelirovanii tsiklicheskoi zakachki vody v karbonatnye kollektory [Influence of mechanochemical effects on elastic and strength properties of reservoir rocks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 8, pp. 77-79.
36. Kazantsev A.S., Ozhgibesov E.S., Galkin V.I., Kolychev I.Iu. Statisticheskoe obosnovanie formirovaniia znachenii skin-faktora pri provedenii kislotnykh obrabotok v sloisto-neodnorodnykh bashkirskikh otlozheniiakh permskogo kraia [Statistical justification for the formation of skin factor values during acid treatment in layered-heterogeneous Bashkir deposits of Perm Krai]. *Nedropol'zovanie*, 2024, no. 24 (4), pp. 212-218. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.5
37. Plotnikov V., Rekhachev V., Barkovskii N., Amirov A., Mikhailov N., Popov S. Izuchenie effektivnosti primeneniia kislotnykh sostavov v terrigennykh kollektorakh Permskogo kraia, na osnove eksperimental'nykh issledovanii obraztsov kerna] [Study in Efficiency of Acid Compositions Application in the Clastic Reservoirs of Perm Region Based on Experimental Studies of Core Sample]. *Trudy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii SPE*, 2018, pp. 1-10. SPE 191667-RU. DOI: 10.2118/191667-18rptc-ms
38. Rekhachev P.N., Plotnikov V.V., Barkovskii N.N., Beloglazov D.V., Mikhailov N.N., Popov S.N. Vliianie kislotnykh sostavov na uprugo-prochnostnye svoistva terrigennykh kollektorov Permskogo kraia [The effect of acidic compounds in the elastic-strength properties of clastic reservoir rocks of Perm Region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 7, pp. 100-104.
39. Cherepanov S.S., Baldina T.R., Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Chalin S.A., Kondrat'ev S.A., Iakimova T.S., Zhigalov V.A., Glazyrin S.N., Kukushkina O.B., Kashin M.I., Mokrushin A.A., Shipilov A.I., Turbakov M.S. Rezul'taty promyshlennogo tirazhirovaniia tekhnologii kislotnykh obrabotok s primeneniem otkloniaiushchikh sistem na mestorozhdeniiakh OOO "LUKOIL-PERM"" [Results of industrial replication of acid treatment technologies by using deflection systems at the deposits of LLC "LUKOIL-PERM"]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 6, pp. 19-28. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-19-28
40. Martiushev D.A., Novikov V.A. Sovershenstvovanie kislotnykh obrabotok v kollektorakh, kharakterizuiushchikhsia razlichnoi karbonatnost'iu (na primere neftianykh mestorozhdenii permskogo kraia) [Improving acidizing in the collectors characterized by different carbonate content (on the example of oil fields of Perm Krai)]. Izvestiia *Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2020, vol. 331, no. 9, pp. 7-17. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2800
41. Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing. *SPE Journal*, 1998, vol. 3 (1), pp. 34-41. DOI: 10.2118/31074-PA
42. Fredd C.N., Miller M.J. Validation of carbonate matrix stimulation models. *SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 2000, pp. 1-14. SPE-58713-MS. DOI: 10.2118/58713-MS
43. Mustafa A., Alzaki T., Aljawad M.S., Solling Th., Dvorkin J. Impact of acid wormhole on the mechanical properties of chalk, limestone, and dolomite: Experimental and modeling studies. *Energy reports*, 2022, no. 8, pp. 605-616. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.11.249
44. Andreev K.V. Analiz primeneniia kislotnykh sostavov v vysokotemperaturnykh karbonatnykh kollektorakh [Analysis of the Acid Compositions Application in High-Temperature Carbonate Reservoirs]. *Nedropol'zovanie*, 2021, no. 21 (2), pp. 76-83. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.5
45. Parandeh M., Dehkohneh H.Z., Soulgani B.S. Experimental investigation of the acidizing effects on the mechanical properties of carbonated rocks. *Geoenergy science and engineering*, 2023, vol. 222, pp. 1-11. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211447

Финансирование. Работа выполнена в рамках темы гос. задания «Исследование свойств нефтегазовых пластовых систем при физическом, геомеханическом и физико-химическом воздействии на трудноизвлекаемые запасы углеводородов для повышения эффективности их освоения» (FMME-2025-0010).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.