ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №2 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Трансформация физико-механических свойств карбонатных коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения при кислотном воздействии

С.А.у. Муминов[1], С.Е. Чернышов[2], С.Н. Попов[1], Хуацзе Лью[3], В.В. Прохоров[2], В.В. Дерендяев[2]

[1]Институт проблем нефти и газа РАН (Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, 3)

[2]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

[3]Китайский нефтяной университет (Китайская Народная Республика, 266580, г. Циндао, Чанцзян Вест-Роуд, 66)

Transforming the Mechanical Properties of Carbonate Reservoirs at the Astrakhan Gas Condensate Field During Acid Treatment

Sardorbek A.u. Muminov[1], Sergey E. Chernyshov[2], Sergey N. Popov[1], Liu Huajie[3], Vitaly V. Prokhorov[2], Vadim V. Derendyaev[2]

[1]Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Science (3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation)

[2]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

[3]China University of Petroleum (Qingdao) (66 Changjiang West Road, Qingdao City, Shandong Province, 266580, People's Republic of China)

Получена / Received: 02.05.2025. Принята / Accepted: 29.12.2025. Опубликована / Published: 14.05.2026

Ключевые слова:
порода-коллектор, кислотная обработка, околоскважинная зона, статические свойства, динамические свойства, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности при сжатии, предел прочности при растяжении, пористость, напряженно-деформированное состояние.

Кислотные обработки довольно часто применяются в качестве методов интенсификации притока углеводородов в скважину. Так, для терригенных коллекторов обычно применяют глинокислоту, которая реагирует с глинистыми частицами и, отчасти, с частицами оксида кремния. Для карбонатных коллекторов наибольшее применение получили реагенты на основе соляной кислоты, которая химически активно взаимодействует с карбонатными минералами – известняком и доломитом. В результате такого воздействия образуются пустоты в виде каналов-червоточин, что приводит к существенному увеличению пористости и проницаемости околоскважинной зоны продуктивных пластов. В то же время наряду с улучшением фильтрационно-емкостных свойств происходит трансформация упругопрочностных характеристик горных пород-коллекторов. Такие эффекты вызывают изменение напряженно-деформированного состояния горных пород вблизи скважины, что может привести к обрушению ее стенок, особенно для скважин, имеющих условно горизонтальное окончание. В связи с вышесказанным требуется разработка научно-методических основ по прогнозированию изменения природных физико-механических свойств пласта при проведении кислотных обработок. В рамках данной научной работы на примере образцов керна Астраханского газоконденсатного месторождения рассмотрена методика экспериментальных исследований упругопрочностных характеристик пород-коллекторов, определенных динамическим и статическим методами до и после воздействия солянокислотным составом. Выявлены зависимости между динамическими свойствами до и после воздействия кислотным реагентом. Показаны графики связи модуля Юнга со скоростями пробега продольной и поперечной волны. Отмечается, что модуль Юнга и прочностные свойства хорошо коррелируют с пористостью, а также тот факт, что значения данных характеристик находятся вблизи общей закономерности. Выявлены зависимости величин изменения модуля Юнга и коэффициента Пуассона от количества прокачанного порового объема кислотного состава. Полученные в рамках работы закономерности могут быть использованы в дальнейшем для численного моделирования трансформации напряженного состояния околоскважинной зоны при солянокислотной обработке пласта и прогноза устойчивости стенок скважины после проведения данного геолого-технологического мероприятия.

Keywords:
reservoir rock, acid treatment, near-well zone, static properties, dynamic properties, Young's modulus, Poisson's ratio, compressive strength, tensile strength, porosity, stress-strain state.

Acid treatments are quite often used as methods of intensifying the inflow of hydrocarbons into the well. So, for terrigenous reservoirs, usually used clay acid, which reacts with clay particles and, partly, with silica particles. For carbonate reservoirs, the most widely used reagents are based on hydrochloric acid, which chemically actively interacts with carbonate minerals – limestone and dolomite. As a result of this effect, voids are formed in the form of channels, which leads to a significant increase in the porosity and permeability of the reservoir in the near-wellbore zone. At the same time, along with the improvement of the reservoir's filtration and capacity properties, the elastic and strength characteristics of the reservoir rocks are also transformed. These effects cause changes in the stress-strain state of the reservoir near the well, which can lead to the collapse of the wellbore walls, especially for horizontal wells. In connection with the above, it is necessary to develop scientific and methodological foundations for predicting changes in the natural physical and mechanical properties of the reservoir during acid treatments. In this article, the method of laboratory studies of the elastic and strength characteristics of reservoir rocks, determined by dynamic and static methods before and after exposure to hydrochloric acid, is examined using the example of core samples from the Astrakhan gas condensate field. The article identifies the relationships between the dynamic properties before and after exposure to acid. The graphs of the relationship between the Young's modulus and the velocities of longitudinal and transverse waves are shown. It is noted that the Young's modulus and strength properties correlate well with porosity, and that the values of these characteristics are close to a general pattern. The dependencies of the changes in the Young's modulus and Poisson's ratio on the amount of pore volume pumped through the acid composition have been identified. The patterns obtained in the course of the work can be used in the future for numerical modeling of the transformation of the stress state of the near-well zone during hydrochloric acid treatment of the reservoir and for predicting the stability of the well walls after this geological and technological procedure.

Муминов Сардорбек Абдулахад угли, e-mail: muminov@ipng.ru.
Чернышов Сергей Евгеньевич (Author ID in Scopus: 57204938259, ORCID: 0000-0002-2034-3014) – доктор технических наук, e-mail: chernyshov@pstu.ru.
Попов Сергей Николаевич (Author ID in Scopus: 56440323800, ORCID: 0000-0002-1110-7802) – доктор технических наук, e-mail: popov@ipng.ru.
Хуацзе Лью (Author ID in Scopus: 36618839600, ORCID: 0000-0001-8754-7145) – PhD, e-mail: liuhuajie@upc.edu.cn.
Прохоров Виталий Вячеславович (ORCID: 0009-0007-4596-2755), e-mail: vvprokhorov@pstu.ru. Контактное лицо для переписки.
Дерендяев Вадим Валерьевич (Author ID in Scopus: 58496503900, ORCID: 0000-0001-5506-2178), e-mail: v.v.derendyaev@pstu.ru.

Sardorbek A.u. Muminov, e-mail: muminov@ipng.ru.
Sergey E. Chernyshov (Author ID in Scopus: 57204938259, ORCID: 0000-0002-2034-3014) – Doctor of Science, e-mail: chernyshov@pstu.ru.
Sergey N. Popov (Author ID in Scopus: 56440323800, ORCID: 0000-0002-1110-7802) – Doctor of Science, e-mail: popov@ipng.ru.
Liu Huajie (Author ID in Scopus: 36618839600, ORCID: 0000-0001-8754-7145) – PhD, e-mail: liuhuajie@upc.edu.cn.
Vitaly V. Prokhorov (ORCID: 0009-0007-4596-2755), e-mail: vvprokhorov@pstu.ru. The contact person for correspondence.
Vadim V. Derendyaev (Author ID in Scopus: 58496503900, ORCID: 0000-0001-5506-2178), e-mail: v.v.derendyaev@pstu.ru.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Трансформация физико-механических свойств карбонатных коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения при кислотном воздействии / С.А.у. Муминов, С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, Л. Хуацзе, В.В. Прохоров, В.В. Дерендяев // Недропользование. – 2026. – Т. 26, № 2. – С. 134–141. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.6

Please cite this article in English as:
Kozhevnikov E.V., Shcherbakov A.A., Ivanov Z.G., Kobyakov D.V., TyurinaG.V., Petrovykh A.P., Parshakov A.G. Transforming the Mechanical Properties of Carbonate Reservoirs at the Astrakhan Gas Condensate Field During Acid Treatment. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2026, vol.26, no.2, pp. 134–141. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.6

Введение

При строительстве и эксплуатации нефтегазодобывающих скважин проводится множество геолого-технических мероприятий и применяется широкий спектр методов воздействия на околоскважинную зону продуктивного интервала с использованием технологических жидкостей различного химического состава. Зачастую применение подобных технологий приводит к трансформации природных свойств пласта-коллектора [1–5]. Одним из ярких примеров может быть применение растворов кислот. В частности, солянокислотная обработка (СКО) пласта является часто применяемым методом для улучшения проницаемости прискважинной зоны и увеличения продуктивности скважин, вскрывших карбонатные продуктивные пласты [6–10]. В результате обработки раствором кислоты происходит растворение скелета проницаемой горной породы, что приводит к образованию червоточин в ней [11–17]. Следствием применения таких агрессивных жидкостей, как кислотные реагенты, является очевидное их влияние на физико-механические свойства (ФМС) горных пород [18, 19]. В терригенных коллекторах подобные эффекты также проявляются, однако фильтрационные потоки кислоты распределяются более равномерно, что приводит к однородной трансформации пустотного пространства и природных свойств пласта [20–22].

Трансформация природных упругопрочностных свойств коллектора происходит при создании трещин в результате гидроразыва пласта (ГРП) [23–27]. Под воздействием создаваемого высокого давления вблизи скважины, помимо магистральной трещины гидроразрыва, образуется сеть мелких трещин, изменяющих физико-механические характеристики горной породы.

Другим примером влияния закачиваемых в пласт флюидов на фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства пород-коллекторов может служить применение системы поддержания пластового давления (ППД) в виде закачки воды в нагнетательные скважины [28–31]. Несмотря на то что одним из требований для закачиваемой воды обычно является ее совместимость с пластовой водой, зачастую нагнетаемая вода существенно отличается по химическому составу [32–34]. В случае несовместимости закачиваемых и пластовых вод, помимо химического взаимодействия, закачиваемая вода может взаимодействовать с минеральным скелетом горной породы, что приведет к трансформации природных фильтрационно-емкостных (ФЕС) и физико-механических свойств пласта-коллектора [35, 36]. Одним из таких примеров является популярный в последние годы метод увеличения нефтеотдачи путем закачки низкоминерализованных или пресных вод [37–51]. Очевидно, что вода с низкой минерализацией будет способствовать растворению легкорастворимых минералов, а также карбонатных пород, в том числе межзернового цемента в терригенном коллекторе, что приведет к ухудшению упругопрочностных характеристик горных пород.

Также физико-химическое воздействие активных жидкостей в околоскважинной зоне может способствовать такому явлению, как эффект Ребиндера [52–56], в результате которого под воздействием адсорбции снижается прочность породы и возникают системы техногенной трещиноватости.

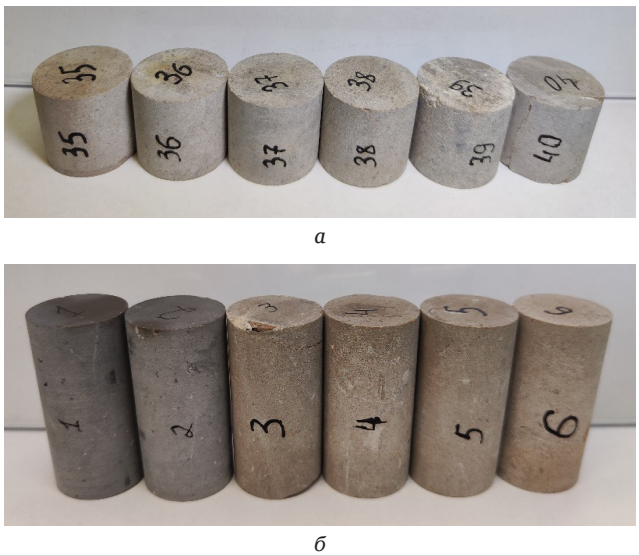
В рамках данной работы будет изучен один из рассмотренных выше эффектов – влияние солянокислотной обработки на физико-механические свойства карбонатных пластов-коллекторов на примере образцов керна, отобранных из башкирских продуктивных отложений Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) [57–59].

Методика исследований

Для исследований из общей подборки образцов были отобраны 5 «длинных» и 5 стандартных образцов керна. На рис. 1 представлены некоторые из испытанных образцов керна. Для изучения влияния кислотного реагента на упругопрочностные свойства горной породы была разработана специальная программа исследований, включающая определение статических и динамических свойств образцов керна:

1. Экстракция, сушка и фотографирование образцов керна.
2. Определение скорости пробега продольной и поперечной волн 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. Насыщение образцов с остаточной водонасыщенностью керосином.
4. Проведение фильтрационных испытаний.
5. Экстракция и сушка образцов керна.
6. Определение скорости пробега продольной и поперечной волн в условиях, близких к атмосферным.
7. Определение упругих и прочностных свойств образцов керна статическим методом.

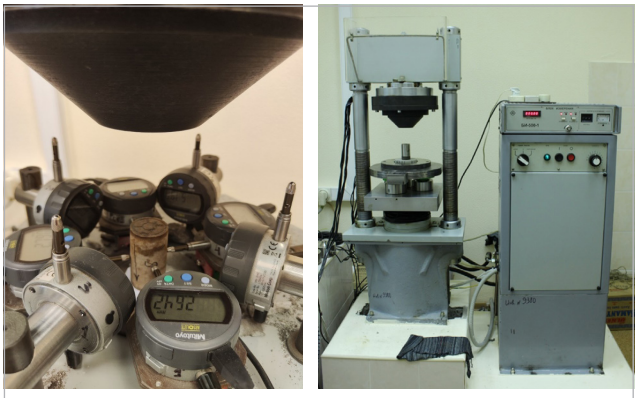
Динамические исследования образцов проводились на установке ПУМА-650 (ЗАО НПФ «Теноком»), статические – с помощью установки на базе лабораторного пресса с применение высокоточных датчиков деформаций Mutitova (рис. 2). Согласно вышеприведенной программе испытаний, заключительным этапом экспериментов являлись статические исследования, проводимые по государственным стандартам. При этом для определения пределов прочности требуется создавать максимальную нагрузку, соответствующую стадии разрушения образцов керна. На рис. 3 представлены фотографии некоторых из разрушенных образцов, на которых видны каналы-червоточины, образовавшиеся в результате нагнетания раствора соляной кислоты.



а

б

Рис. 1. Фотографии некоторых стандартных (*а*) и «длинных» (*б*) образцов керна, подготовленных для лабораторных экспериментов



а *б*

Рис. 2. Установка «Петромеханикс» (ООО «Экогеоспром») на базе пресса ИП 6011-500-1 для изучения упругих и прочностных свойств горных пород (*а*), с датчиками Mutitova (*б*) для измерения продольных и поперечных деформаций образцов керна

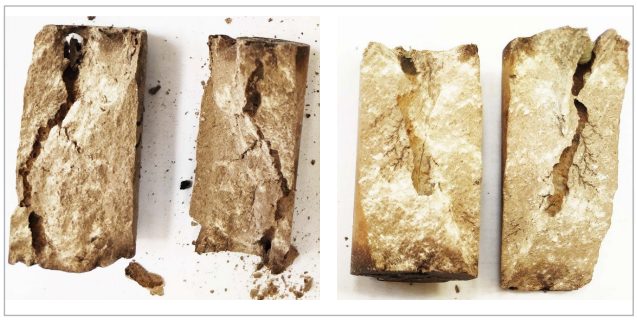


Рис. 3. Фотографии «длинных» образцов керна после разрушения при исследовании прочностных свойств

Результаты исследований

На следующем этапе было установлено, каким образом кислотный реагент влияет на динамические параметры образцов керна: скорости пробега продольной и поперечной волны, а также модуль Юнга и коэффициент Пуассона (табл. 1, рис. 4, 5).

Как видно из данных рис. 4, *а*, *б*, после СКО уменьшились скорости пробега, как продольной, так и поперечной волн. Для продольной волны снижение произошло с величины 3,87 до 3,65 км/с, или на 9,2 %, скорость поперечной волны снизилась с 2,1 до 1,91 км/с, или на 5,7 %.

Аналогичные эффекты проявляются и на зависимостях модуля Юнга и коэффициента Пуассона до и после фильтрации кислотного раствора (см. рис. 4, *в*, *г*). В целом произошло уменьшение динамического модуля Юнга с 26,21 до 22,49 ГПа, или на 14,2 %, динамический коэффициент Пуассона при этом вырос с 0,292 до 0,313, или на 7,2 %.

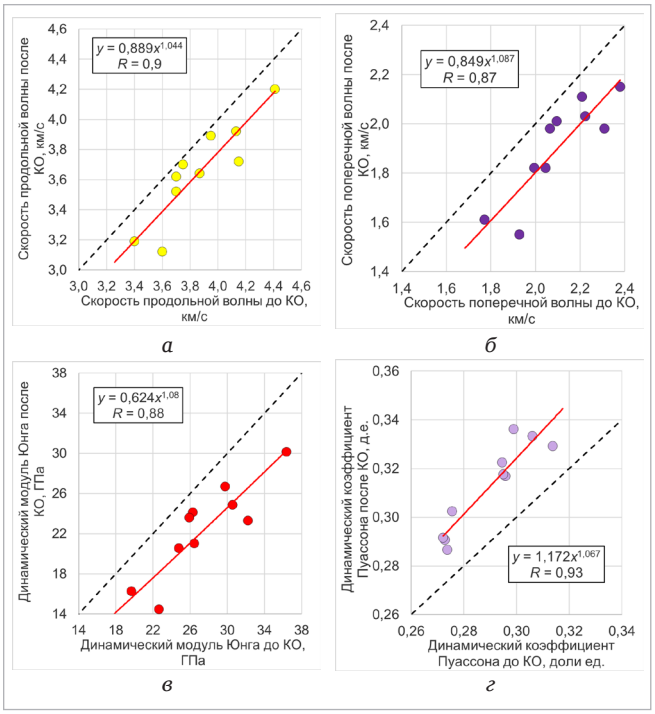


Рис. 4. Зависимости динамических характеристик до и после кислотной обработки: скорость продольной волны (*а*); скорость поперечной волны (*б*); динамический модуль Юнга (*в*); динамический коэффициент Пуассона (*г*)

Таблица 1

Сопоставление динамических характеристик образцов до и после проведения кислотной обработки (КО)

№ п/п	№ обр.	До КО				После КО				Изменение параметров	
		V_p, км/с	V_s, км/с	$E_{дин}$, ГПа	$\nu_{дин}$, доли ед.	V_p, км/с	V_s, км/с	$E_{дин}$, ГПа	$\nu_{дин}$, доли ед.	$-D$	D
1	7	4,15	2,31	32,24	0,276	3,72	1,98	23,28	0,302	8,95	0,027
2	36	3,40	1,77	19,68	0,314	3,19	1,61	16,26	0,329	3,42	0,015
3	8	3,70	2,07	26,29	0,274	3,62	1,98	24,11	0,287	2,18	0,013
4	38	3,60	1,93	22,65	0,299	3,12	1,55	14,45	0,336	8,21	0,037
5	33	3,75	2,10	25,91	0,273	3,70	2,01	23,57	0,291	2,34	0,018
6	46	4,13	2,22	30,57	0,296	3,92	2,03	24,85	0,317	5,72	0,021
7	5	3,95	2,21	29,77	0,272	3,89	2,11	26,68	0,292	3,09	0,019
8	37	4,41	2,38	36,37	0,295	4,20	2,15	30,15	0,322	6,22	0,028
9	9	3,70	2,00	24,78	0,295	3,52	1,82	20,53	0,318	4,25	0,023
10	50	3,87	2,05	26,45	0,306	3,64	1,82	21,02	0,333	5,43	0,027
Ср. знач.		3,87	2,10	26,21	0,292	3,65	1,91	22,49	0,313	4,98	0,023

Все вышеприведенные трансформации динамических характеристик породы после воздействия СКО говорят о том, что произошло определенное ослабление породы под воздействием данного химического реагента, что, в свою очередь, связано с появлением дополнительных пустот и червоточин, т. е. в целом уменьшения объема минерального скелета породы и увеличения пустотного пространства.

Сопоставляя зависимости динамического модуля Юнга от скорости пробега продольной и поперечной волн, можно отметить, что данные графики после фильтрации кислотного раствора смещаются влево и вниз по отношению к первоначальным свойствам (см. рис. 5, *а*, *б*). Это вызвано уменьшением всех трех данных характеристик после воздействия кислотой на образцы керна. В целом же оба графика ложатся достаточно близко к общим графикам, построенным для всех образцов керна, и имеют высокие коэффициенты корреляции, которые равны 0,98 и 0,99 для зависимостей модуля Юнга от скорости пробега продольной и поперечной волн соответственно.

Как показано на рис. 5, *в*, зависимость динамического модуля Юнга от открытой пористости смещается в сторону увеличения пористости и уменьшения модуля Юнга, что связано, как уже отмечалось выше, с уменьшением данной упругой характеристики вследствие увеличения объема пустотного пространства под воздействием химически активного реагента. В то же время рассматриваемая зависимость повторяет первоначальный график, построенный для всех подготовленных образцов керна, коэффициент корреляции при этом составил 0,43.

Зависимость скорости поперечной волны от скорости продольной волны после воздействия на образцы СКО, смещается в сторону уменьшения обоих характеристик (см. рис. 5, *г*). Корреляционная связь двух данных параметров укладывается близко с общей зависимостью и имеет высокий коэффициент корреляции, равный 0,95.

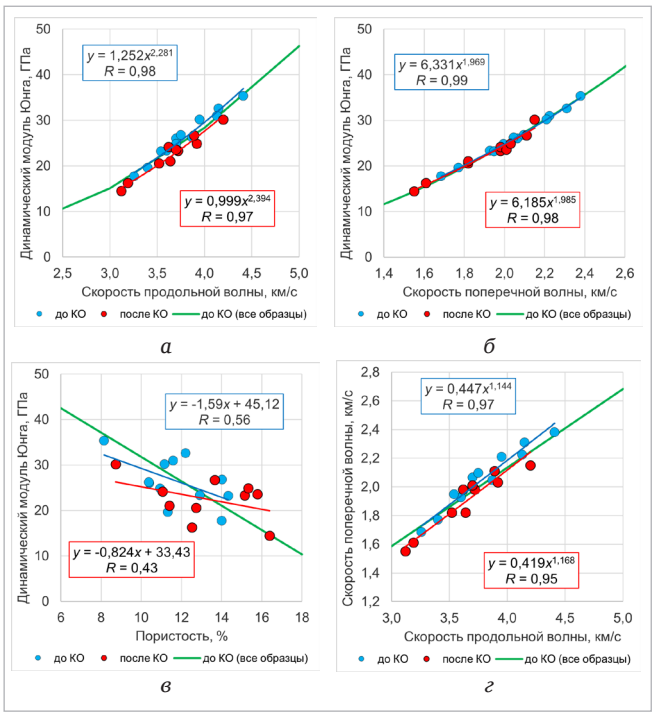


Рис. 5. Сопоставление зависимостей до и после КО: динамического модуля Юнга от скорости продольной (*а*), поперечной (*б*) волны и пористости (*в*); скорости пробега поперечной волны от скорости пробега продольной волны (*г*)

Следует отметить, что для динамического коэффициента Пуассона четких корреляционных зависимостей со скоростями пробега обнаружено не было – определены низкие коэффициенты корреляции, что логично, поэтому данные графики в работе не приводятся. В целом, анализируя вышерассмотренные зависимости, можно сделать основной вывод, что образцы породы-коллектора после воздействия солянокислотным реагентом теряют свои упругие свойства вследствие увеличения объема пустотного пространства, в особенности из-за появления каналов-червоточин.

На заключительном этапе экспериментальных исследований были определены упругопрочностные свойства образцов, подвергавшихся воздействию соляной кислоты, статическим методом. Поскольку при определении пределов прочности таким методом образцы разрушались, то отсутствует возможность сопоставить данные характеристики до и после фильтрации кислотного раствора по аналогии с динамическими свойствами. В связи с вышесказанным в табл. 2 приведены значения модуля Юнга, коэффициента Пуассона и пределов прочности только после кислотной обработки.

Таблица 2

Упругопрочностные свойства образцов керна после воздействия кислоты, определенные статическим методом

№ п/п	№ образца	$E_{стат}$, ГПа	$\nu_{стат}$, доли ед.	$\sigma_{сж}$, МПа	$\sigma_{р}$, МПа
1	7	13,25	0,19	37,01	
2	36				9,75
3	8	13,63	0,12	44,08	
4	38				6,46
5	33	10,21	0,22	31,45	
6	46				6,14
7	5	12,52	0,23	34,89	
8	37				10,26
9	9	6,04	0,21	34,89	
10	50				6,16
11	41				
12	24				
	Ср. знач.	11,13	0,194	34,03	7,75

По аналогичной причине на рис. 6 представлены графики, сопоставляющие зависимости от пористости статических свойств образцов керна до и после нагнетания кислотного раствора. Анализируя данный рисунок, можно отметить, что все параметры, за исключением коэффициента Пуассона, укладываются в единую зависимость от пористости.

В то же время значения данных характеристик соответствует наибольшим значениям пористости, что связано с двумя факторами:

1) образцы, отобранные для экспериментов с кислотой, изначально имели высокие ФЕС;

2) пористость образцов возросла за счет растворения минерального скелета породы-коллектора при фильтрации соляной кислоты.

Значения коэффициента Пуассона, определенного после воздействия на образцы кислотного реагента, лежат выше значений общего тренда зависимости дан-

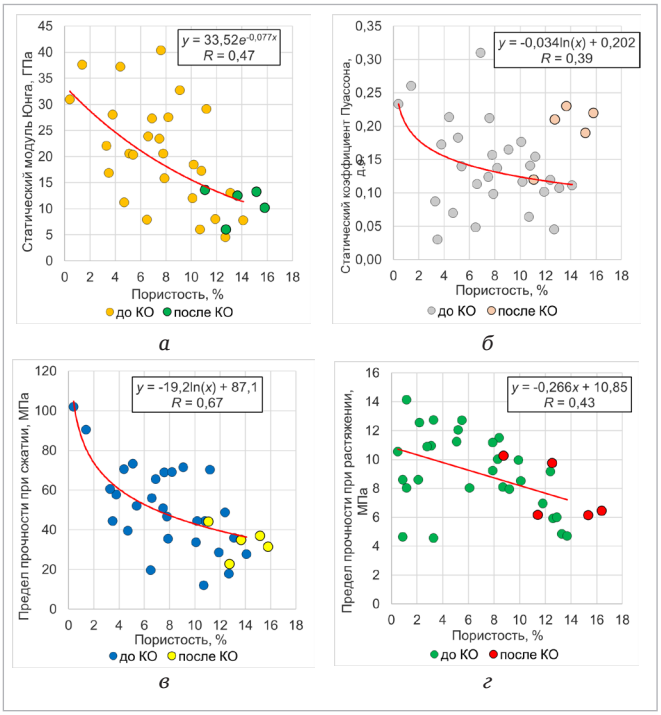


Рис. 6. Сопоставление зависимостей статического модуля Юнга (*а*), статического коэффициента Пуассона (*б*), предела прочности при сжатии (*в*) и предела прочности от растяжения (*г*) от пористости до и после воздействия кислотой

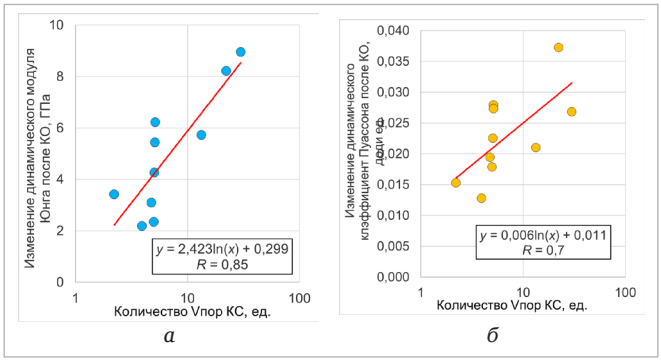


Рис. 7. Зависимости величины снижения динамического модуля Юнга (*а*) и величины увеличения динамического коэффициента Пуассона (*б*) от количества прокачанных поровых объемов кислотного реагента

ной характеристики от пористости, что можно объяснить в целом слабой корреляцией между двумя данными параметрами и изменениями в структуре пустотного пространства образцов керна при фильтрации кислоты в результате хаотичного формирования высокопроводящих каналов фильтрации.

Полученные зависимости упругопрочностных свойств от пористости можно будет использовать в дальнейшем при численном расчете влияния СКО на ФМС и напряженное состояние околоскважинной зоны. Таким образом, за счет изменения параметра пористости можно учесть трансформацию упругопрочностных характеристик при закачке кислотного реагента с течением времени, т. е. от количества прокачиваемых объемов порового пространства.

Далее было проанализировано, как влияет количество прокачанных поровых объемов кислотного раствора на динамические упругие свойства. Выявлены зависимости величин изменения модуля Юнга и коэффициента Пуассона (рис. 7) от данного параметра. Для характеристики динамического модуля Юнга (см. рис. 7, *а*) корреляционная зависимость имеет следующую закономерность: с увеличением объема профильтровавшегося солянокислотного реагента данный параметр снижается на достаточно большую величину. В отличие от модуля Юнга, коэффициент Пуассона увеличивается в процессе воздействия кислоты.

В целом снижение модуля Юнга и увеличение коэффициента Пуассона после прокачки кислотного реагента говорит о том, что порода-коллектор становится более податливой к воздействию нагрузки и будет испытывать большие деформации по сравнению с первоначальными природными свойствами пласта.

Для упругопрочностных свойств, определенных статическим методом, явных статистических зависимостей от количества прокачанных поровых объемов соляной кислоты выявлено не было. Возможно, данный факт связан с недостаточным числом экспериментальных данных.

Заключение

На основе результатов экспериментальных исследований по изучению влияния солянокислотного реагента на ФМС образцов керна, представленных в данной статье, 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 скоростей пробега продольной и поперечной волн, динамических и статических упругопрочностных свойства керна, что позволило выявить влияние СКО на данные свойства.

2. Анализ трансформации динамических характеристик показал, что данные параметры меняются при прокачивании солянокислотных составов: скорости пробега и модуль Юнга уменьшаются после воздействия кислотного реагента, коэффициент Пуассона, наоборот, увеличивается. Зависимости между скоростями пробега продольной и поперечной волн и модулем Юнга соответствуют первоначальным, но смещаются в сторону уменьшения данных характеристик.

3. Результаты определения упругопрочностных свойств статическим методом и последующий статистический анализ выявили, что данные свойства укладываются близко к их первоначальной зависимости (до воздействия реагента) от параметра пористости и соответствуют наибольшим значениям емкостной характеристики, что связано с увеличением пористости в процессе растворения скелета породы.

4. Наиболее явные статистические зависимости от числа прокачанных поровых объемов кислоты были получены для характеристик модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Показано, что с увеличением количества прокачанного реагента происходит уменьшение модуля Юнга и увеличение коэффициента Пуассона.

5. Полученные закономерности позволят спрогнозировать изменение данных свойств пласта коллектора в околоскважинной зоне по мере продвижения фронта закачиваемого солянокислотного состава при дальнейшем численном моделировании, а также провести численное моделирование трансформации напряжений вблизи скважины при СКО пласта.

Список литературы

1. 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
2. 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
3. Садовский, В. М. Анализ деформации пористой среды с учетом схлопывания пор / В. М. Садовский, О. В. Садовская // Прикладная механика и техническая физика. – 2016. – Т. 57, № 5(339). – С. 53–65. DOI: 10.15372/PMTF20160507.
4. Fracturing fluid effects on Young's modulus and embedment in the Niobrara formation / H. Corapcioglu, J.L. Miskimins, M. Prasad // SPE annual technical conference and exhibition. – 2014. – P. 1–17. SPE 170835-MS. DOI: 10.2118/170835-MS.
5. 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, № 5. – P. 1–13. DOI: 10.3390/en16052438
6. Статистическое обоснование формирования значений скин-фактора при проведении кислотных обработок в слоисто-неоднородных башкирских отложениях пермского края / А.С. Казанцев, Е.С. Ожгибесов, В.И. Галкин, И.Ю. Колычев // Недропользование. – 2024. – № 24(4). – С. 212–218. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.5
7. 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. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-19-28
8. 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.
9. Ohen, H. A. Laboratory evaluation of acid effectiveness for well stimulation in the Niger Delta, Nigeria / H. A. Ohen, L. Nnabuihe, D. Ososanwo // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1997. – Vol. 17, – Iss. 1–2. – P. 157–180. DOI: 10.1016/S0920-4105(96)00063-0.
10. Maheshwari, P. 3D Simulation of Carbonate Acidization with HCl: Comparison with Experiments / P.Maheshwari, V. Balakotaiah// SPE Production and Operations Symposium. – 2013. DOI:10.2118/164517-ms.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Ohen, H.A. Laboratory acid effectiveness evolution is the key to productivity improvement by acidizing in the clayey agbada formation of the Niger Delta / H. A. Ohen, L. Nnabuihe, D. Ososanwo // SPE European formation damage conference. – 1995. – P. 1–16. SPE-30101-MS. DOI: 10.2118/30101-MS.
15. Chang, F. F. Practical model for chemically induced formation damage / F. F. Chang, F. F. Civan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1997. – Vol. 17, iss. 1–2. – P. 123–137. DOI: 10.1016/S0920-4105(96)00061-7
16. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment / D.A. Martyushev, S.K. Govindarajan, Li Yingwen, Yang Yongfei // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, Part E. – 109770. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109770.
17. Deformation of the void space of pores and fractures of carbonates: comprehensive analysis of core and field data / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, S. Davoodi, Y. Kazemzadeh, A. Kadkhodaie, Z. Tao// Energy Geoscience. – 2025. – Vol. 6(1). – 100364. DOI: 10.1016/j.engeos.2024.100364.
18. 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
19. Parandeh, M. 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.
20. 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.
21. Новиков, В.А. К вопросу повышения эффективности кислотных обработок терригенных коллекторов / В.А. Новиков, Д.А. Мартюшев // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1(613). – С. 36–40. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-36-40.
22. Investigation on the anisotropy of meso-mechanical properties of shale rock using micro-indentation / T. Ma, K. Liu, X. Su, P. Chen, P.G. Ranjith, D.A. Martyushev // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. – 2024. – Vol. 83. – 29. https://doi.org/10.1007/s10064-023-03510-y.
23. 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.
24. 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.
25. Simulation of Hydraulic Fracturing in Low-Permeability Reservoirs / A. Settari, H. S. Price // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1984. – Vol. 24, Iss. 02. – P. 141–152. DOI: 10.2118/8939-PA
26. 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.
27. 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.
28. A new approach to ASP flooding in high saline and hard carbonate reservoirs / Sh.A. Kalwar, Kh.A. Elrales, M.K. Memon, S. Kumar, Gh. Abbas, A.H. Mithani // International petroleum technology conference. – 2014. – P. 3–11. DOI: 10.2523/IPTC-17809-MS.
29. 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, № 21. – P. 1–12. DOI: 10.3390/app14219993.
30. 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.
31. Фейзуллаев, А.А. Деформационные процессы при разработке залежей углеводородов и их влияние на продуктивность пласта / А.А. Фейзуллаев, А.Г. Годжаев, И.М. Мамедова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17, № 2. DOI: 10.17353/2070-5379/16_2022.
32. Моделирование гидрогеохимических процессов взаимодействия диоксида углерода с пластовой водой и минералами породы при повышении нефтеотдачи и подземном захоронении / Д.С. Климов, И.М. Индрупский, Ч.А. Гарифуллина, И.И. Ибрагимов, А.А. Лутфуллин, Б.Ф. Закиев, Ф.М. Ахметзянов // Георесурсы. – 2024. – Т. 26 (2). – С. 114–123. DOI: 10.18599/grs.2024.2.10
33. Arias, F.J. Deliberate salinization of seawater for desalination of seawater / F.J. Arias // Journal of energy resources technology. – 2017. – No. 140(3). – P. 1–16. DOI: 10.1115/1.4038053
34. Hendraningrat, L. Understanding fluid-fluid and fluid-rock interactions in the presence of hydrophilic nanoparticles at various conditions / L. Hendraningrat, O. Torsater // SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition. – 2014. – P. 1–18. DOI: 10.2118/171407-MS
35. 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, № 2. – P. 93–117. DOI: 10.1007/s006030050037.
36. Попов, С.Н. Проявление механико-химических эффектов при экспериментальных исследованиях изменения упругих и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов под воздействием фильтрации воды, насыщенной углекислым газом / С.Н. Попов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2021. – Вып. 2 (33). – С. 3–14. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art1
37. Mechanistic modeling of low salinity water injection under fracturing condition in carbonate reservoirs: coupled geochemical and geomechanical simulation study / S.M. Hosseini, Sh. Kord, A. Hashemi, H. Dashti // SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition. – 2018. – P. 1–6. DOI: 10.2118/192038-MS.
38. Ng, J.H. Replacing the use of freshwater: problems, solutions and applications / J.H. Ng, T. Almubarak, H.A. Nasr-El-Din // Unconventional resources technology conference. – 2018. – P. 1–16. DOI: 10.15530/urtec-2018-2896321.
39. Evaluation of low salinity water flooding study in GE oilfield by NMR / Ch. Wang, B. Chen, Y. Hou, B. Huang, W.J. Ao, Zh. Hua // Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference. – 2019. – P. 2936–2946. DOI: 10.1007/978-981-15-2485-1_271.
40. Uoda, M. Experimental investigation of low salinity water to improve oil recovery at Nassiriyah oil field / M. Uoda, H.Q. Hussein, R.R. Jalil // Chemical Papers. – 2024. – Vol. 78(10). – P. 1–12. DOI: 10.1007/s11696-024-03536-w.
41. Increasing recoverable oil in northern Afghanistan Kashkari oil field by low-salinity water flooding / Z. Mahdi, K. Abe, K.N. Seddiqi, S. Chiyonobu, H. Fujii // Energies. – 2023. – Vol. 16(1). – P. 1–17. DOI: 10.3390/en16010534.

42. Efficiency of enhanced oil recovery by injection of low-salinity water in barium-containing carbonate reservoirs / H. Park, Y. Park, Y. Lee [et al.] // Pet. Sci. – 2018. – Vol. 15. – P. 772–782. DOI: 10.1007/s12182-018-0244-z.
43. Influence of water injection pressure and method on oil recovery of water injection huff and puff in tight volcanic oil reservoirs / Shuai Li, Shenglai Yang, Wengang Dong, Kun Yang, Bin Shen, and Jiayi Yu // ACS Omega. – 2022. – Vol. 7 (25). – P. 21595–21607. DOI: 10.1021/acsomega.2c01448
44. Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection / M. Sohrabi, P. Mahzari, S.A. Farzaneh, J.R. Mills, P. Tsolis, S. Ireland // Paper presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – Manama, Bahrain, March, 2015. DOI: 10.2118/172778-MS
45. Experimental Study of Injection–Production Coupling Technique for Enhanced Oil Recovery in Mature Water Flooding Reservoirs / L. Wang, H. He, H. Wu, Z. Luo, Z. Gao, J. Peng, H. Yin, H. Lei // Processes. – 2025. – Vol. 13. – P. 457. DOI: 10.3390/pr13020457
46. Rini, D. Waterflooding Management: Challenges and Solutions During the Injection Process to Obtain Effectively and Environmentally Based Oil Recovery in Oil and Gas Industry / Rini, D., Latuan, Klea, F., & Prajanji, I. G. O. S. // IOR Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – Vol. 690, no. 1. – 012037. DOI: 10.1088/1755-1315/690/1/012037
47. Laboratory Data for Oil Recovery by Injecting Low-Salinity Water into Sandstone from Brazilian Campos Basin Reservoir / B. Lemos, A. Winter, E. Koroishi Blini, N. Ricardo Kim, R. Valladares Almeida // Journal of Petroleum Science and Technology. – 2024. – Vol. 14(2). – P. 25–37. DOI: 10.22078/jpst.2025.5516.1949
48. Investigation on enhanced oil recovery by chemical compound flooding after thermal recovery in high permeability heavy oil reservoirs / L. Tao, X. Zheng, H. Zhu, J. Bai, N. Zhang, W. Shi, …, J. Li // Petroleum Science and Technology. – 2025. – P. 1–18. DOI: 10.1080/10916466.2025.2518263
49. Radhi, A. Enhancement of Oil Recovery in West Qurna-1 Carbonate Reservoir by Injecting Seawater / A. Radhi, U. Alameedy, M.S. Aljwad // Petroleum & Petrochemical Engineering Journal. – 2023. – Vol. 7, iss. 2. DOI: 10.23880/ppej-16000353.
50. Ben Mahmud, H. Potential of Low-Salinity Waterflooding Technology to Improve Oil Recovery / H. Ben Mahmud, S. Arumugam, W. Mahmud // IntechOpen. – 2019. DOI: 10.5772/intechopen.88082.
51. Increasing Recoverable Oil in Northern Afghanistan Kashkari Oil Field by Low-Salinity Water Flooding / Z. Mahdi, K. Abe, K.N. Seddiqi, S. Chiyonobu, H. Fujii // Energies. – 2023. – Vol. – 16(1). – P. 1–17. DOI: 10.3390/en16010534
52. Malkin, A.I. Regularities and mechanisms of the Rehbinder's effect / A.I. Malkin // Colloid J. – 2012. – Vol. 74. – P. 223–238. DOI: 10.1134/S1061933X12020068
53. Евсеев, В. Д. Перспективы применения эффекта Ребиндера в бурении / В. Д. Евсеев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 9. – С. 21–26. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-9-21-26.
54. The Rehbinder effect in testing saturated carbonate geomaterials / E. Riabokon, M. Turbakov, E. Kozhevnikov, V. Poplygin, H. Jing // Materials. – 2023. – Vol. 16, № 8. – P. 1–13. DOI: 10.3390/ma16083024.
55. Малкин А.И. Эффект Ребиндера в разрушении металлов и горных пород / А.И. Малкин, Д.А. Попов // Физика металлов и металловедение. – 2022. – Т. 123, № 12. – С. 1313–1324. DOI: 10.31857/S0015323022600678
56. Stavrogin, A.N. Influence of the moisture content, stress state, and loading rate on the physicomechanical properties of rock / A.N. Stavrogin, A.T. Karmanskii // J Min Sci. – 1993. – Vol. 28. – P. 307–313. DOI: 10.1007/BF00735095
57. Лутфуллин, Р. Н. Вертикальная трещиноватость как особенность геологического разреза левобережной части АГКМ, влияющая на обводнение эксплуатационных скважин / Р. Н. Лутфуллин, Н. Н. Гольчикова // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2023. – № 2. – С. 56–61. DOI: 10.24143/1812-9498-2023-2-56-61.
58. Анализ зависимости проницаемости от открытой пористости карбонатных пород коллектора в районах Астраханского газоконденсатного месторождения / А. В. Ревина, Д. А. Коннов, Н. С. Ревина, В. А. Колесникова // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2023. – № 3. – С. 48–56. DOI: 10.24143/1812-9498-2023-3-48-56.
59. Егорова, Е. В. Проблемы и перспективы увеличения добычи углеводородного сырья на Астраханском газоконденсатном месторождении / Е. В. Егорова, Г. В. Кутлусурина, Т. С. Смирнова // Геология, география и глобальная энергия. – 2025. – № 2(97). – С. 21–27. DOI: 10.54398/2077-6322.2025.97.2.003.

References

1. 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
2. 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
3. Sadovskii V.M., Sadovskaia O.V. Analiz deformatsii poristoi sredy s uchetom skhlopyvaniia por [Analyzing the deformation of a porous medium with account for the collapse of pores]. Prikladnaia mekhanika i tekhnicheskaia fizika, 2016, vol. 57, no. 5 (339), pp. 53-65. DOI: 10.15372/PMTF20160507.
4. Corapcioglu H., Miskimins J.L., Prasad M. Fracturing fluid effects on Young's modulus and embedment in the Niobrara formation. SPE annual technical conference and exhibition, 2014, pp. 1-17, SPE 170835-MS. DOI: 10.2118/170835-MS
5. 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
6. 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
7. 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 flow diverting 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
8. 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
9. Ohen H.A., Nnabuihe L., Ososanwo D. Laboratory evaluation of acid effectiveness for well stimulation in the Niger Delta, Nigeria. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1997, vol. 17, iss. 1-2, pp. 157-180. DOI: 10.1016/S0920-4105(96)00063-0
10. Maheshwari P., Balakotaiah V. 3D Simulation of Carbonate Acidization with HCl: Comparison with Experiments. SPE Production and Operations Symposium, 2013. DOI: 10.2118/164517-ms
11. 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
12. 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
13. 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
14. Ohen H.A., Nnabuihe L., Ososanwo D. Laboratory acid effectiveness evolution is the key to productivity improvement by acidizing in the clayey agbada formation of the Niger Delta. SPE European formation damage conference, 1995, pp. 1-16, SPE-30101-MS. DOI: 10.2118/30101-MS
15. Chang F.F., Civan F.F. Practical model for chemically induced formation damage. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1997, vol. 17, iss. 1-2, pp. 123-137. DOI: 10.1016/S0920-4105(96)00061-7
16. Martyushev D.A., Govindarajan S.K., Yingwen Li, Yongfei Yang. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, vol. 208, part E, 109770. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109770
17. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Davoodi S., Kazemzadeh Y., Kadkhodaie A., Tao Z. Deformation of the void space of pores and fractures of carbonates: comprehensive analysis of core and field data. Energy Geoscience, 2025, vol. 6 (1), 100364. DOI: 10.1016/j.engeos.2024.100364
18. 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
19. 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
20. 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
21. Novikov V.A., Martiushev D.A. K voprosu povysheniia effektivnosti kislotnykh obrabotok terrigennykh kollektorov [On the problem of enhancing the efficiency of terrigenous reservoirs acid treatments]. Neftepromyslovoe delo, 2020, no. 1 (613), pp. 36-40. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-36-40
22. Ma T., Liu K., Su X., Chen P., Ranjith P.G., Martyushev D.A. Investigation on the anisotropy of meso-mechanical properties of shale rock using micro-indentation. Bulletin of Engineering Geology and the Environment, 2024, vol. 83, 29. DOI: 10.1007/s10064-023-03510-y
23. 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

24. 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
25. Settari A., Price H.S. Simulation of Hydraulic Fracturing in Low-Permeability Reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, 1984, vol. 24, iss. 02, pp. 141-152. DOI: 10.2118/8939-PA
26. 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
27. 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
28. Kalwar Sh.A., Elrales Kh.A., Memon M.K., Kumar S., Abbas Gh., Mithani A.H. A new approach to ASP flooding in high saline and hard carbonate reservoirs. International petroleum technology conference, 2014, pp. 3-11. DOI: 10.2523/IPTC-17809-MS
29. 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
30. 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
31. Feizullaev A.A., Godzhaev A.G., Mamedova I.M. Deformatsionnye protsessy pri razrabotke zalezhei uglevodorodov i ikh vliianie na produktivnost' plasta [Deformation processes during the development of hydrocarbon accumulations and their influence on the formation productivity]. Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika, 2022, vol. 17, no. 2. DOI: 10.17353/2070-5379/16_2022
32. Klimov D.S., Indrupskii I.M., Garifullina Ch.A., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Zakiev B.F., Akhmetzianov F.M. Modelirovanie gidrogeokhimicheskikh protsessov vzaimodeistviia dioksida ugleroda s plastovoi vodoi i mineralami porody pri povyshenii nefteotdachi i podzemnom zakhoronenii [Modeling of Hydrogeochemical Processes of Carbon Dioxide Interaction with Formation Water and Rock Minerals During Enhanced Oil Recovery and Underground storage]. Georesursy, 2024, vol. 26 (2), pp. 114–123. DOI: 10.18599/grs.2024.2.10
33. Arias F.J. Deliberate salinization of seawater for desalination of seawater. Journal of energy resources technology, 2017, no. 140 (3), pp. 1-16. DOI: 10.1115/1.4038053
34. Hendraningrat L., Torsater O. Understanding fluid-fluid and fluid-rock interactions in the presence of hydrophilic nanoparticles at various conditions. SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition, 2014, pp. 1-18. DOI: 10.2118/171407-MS
35. 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
36. Popov S.N. Proiavlenie mekhaniko-khimicheskikh effektov pri eksperimental'nykh issledovaniiakh izmeneniia uprugikh i fil'tratsionno-emkostnykh svoistv porod-kollektorov pod vozdeistviem fil'tratsii vody, nasyshchennoi uglekislym gazom [Manifestation of coupled mechanical and chemical effects in experimental studies of changes in elastic properties, porosity and permeability of reservoir rocks under the influence of filtration of water saturated with carbon dioxide]. Aktual'nye problemy nefti i gaza, 2021, iss. 2 (33), pp. 3-14. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art1
37. Hosseini S.M., Kord Sh., Hashemi A., Dashti H. Mechanistic modeling of low salinity water injection under fracturing condition in carbonate reservoirs: coupled geochemical and geomechanical simulation study. SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition, 2018, pp. 1-6. DOI: 10.2118/192038-MS
38. Ng J.H., Almubarak T., Nasr-El-Din H.A. Replacing the use of freshwater: problems, solutions and applications. Unconventional resources technology conference, 2018, pp. 1-16. DOI: 10.15530/urtec-2018-2896321
39. Wang Ch., Chen B., Hou Y., Huang B., Ao W.J., Hua Zh. Evaluation of low salinity water flooding study in GE oilfield by NMR. Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference, 2019, pp. 2936-2946. DOI: 10.1007/978-981-15-2485-1_271
40. Uoda M., Hussein H.Q., Jalil R.R. Experimental investigation of low salinity water to improve oil recovery at Nassiriyah oil field. Chemical Papers, 2024, vol. 78 (10), pp. 1-12. DOI: 10.1007/s11696-024-03536-w
41. Mahdi Z., Abe K., Seddiqi K.N., Chiyonobu S., Fujii H. Increasing recoverable oil in northern Afghanistan Kashkari oil field by low-salinity water flooding. Energies. 2023. vol. 16 (1), pp. 1-17. DOI: 10.3390/en16010534
42. Park H., Park Y., Lee Y. et al. Efficiency of enhanced oil recovery by injection of low-salinity water in barium-containing carbonate reservoirs. Pet. Sci., 2018, vol. 15, pp. 772-782. DOI: 10.1007/s12182-018-0244-z
43. Li Shuai, Yang Shenglai, Dong Wengang, Yang Kun, Shen Bin, Yu Jiayi. Influence of water injection pressure and method on oil recovery of water injection huff and puff in tight volcanic oil reservoirs. ACS Omega, 2022, vol. 7 (25), pp. 21595-21607. DOI: 10.1021/acsomega.2c01448
44. Sohrabi M., Mahzari P., Farzaneh S.A., Mills J.R., Tsolis P., Ireland S. Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection. Paper presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Manama, Bahrain, March, 2015. DOI: 10.2118/172778-MS
45. Wang L., He H., Wu H., Luo Z., Gao Z., Peng J., Yin H., Lei H. Experimental Study of Injection–Production Coupling Technique for Enhanced Oil Recovery in Mature Water Flooding Reservoirs. Processes, 2025, vol. 13, 457 p. DOI: 10.3390/pr13020457
46. Rini D., Latuan Klea F., Prajanji I.G.O.S. Waterflooding Management: Challenges and Solutions During the Injection Process to Obtain Effectively and Environmentally Based Oil Recovery in Oil and Gas Industry. IOR Conference Series: Earth and Environmental Science, 2021, vol. 690, no. 1, 012037. DOI: 10.1088/1755-1315/690/1/012037
47. Lemos B., Winter A., Koroishi Blini E., Ricardo Kim N., Valladares Almeida R. Laboratory Data for Oil Recovery by Injecting Low-Salinity Water into Sandstone from Brazilian Campos Basin Reservoir. Journal of Petroleum Science and Technology, 2024, vol. 14 (2), pp. 25-37. DOI: 10.22078/jpst.2025.5516.1949
48. Tao L., Zheng X., Zhu H., Bai J., Zhang N., Shi W. et. al. Investigation on enhanced oil recovery by chemical compound flooding after thermal recovery in high permeability heavy oil reservoirs. Petroleum Science and Technology, 2025, pp. 1-18. DOI: 10.1080/10916466.2025.2518263
49. Radhi A., Alameedy U., Aljwad M.S. Enhancement of Oil Recovery in West Qurna-1 Carbonate Reservoir by Injecting Seawater. Petroleum & Petrochemical Engineering Journal, 2023, vol. 7, iss. 2. DOI: 10.23880/ppej-16000353
50. Ben Mahmud H., Arumugam S., Mahmud W. Potential of Low-Salinity Waterflooding Technology to Improve Oil Recovery. IntechOpen, 2019. DOI: 10.5772/intechopen.88082
51. Mahdi Z., Abe K., Seddiqi K.N., Chiyonobu S., Fujii H. Increasing Recoverable Oil in Northern Afghanistan Kashkari Oil Field by Low-Salinity Water Flooding. Energies, 2023, vol. 16 (1), pp. 1-17. DOI: 10.3390/en16010534
52. Malkin A.I. Regularities and mechanisms of the Rehbinder's effect. Colloid J., 2012, vol. 74, pp. 223-238. DOI: 10.1134/S1061933X12020068
53. Evseev V.D. Perspektivy primeneniia effekta Rebindera v burenii [Prospects of Rehbinder effect application in drilling]. Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more, 2018, no. 9, pp. 21-26. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-9-21-26
54. Riabokon E., Turbakov M., Kozhevnikov E., Poplygin V., Jing H. The Rehbinder effect in testing saturated carbonate geomaterials. Materials, 2023, vol. 16, no. 8, pp. 1–13. DOI: 10.3390/ma16083024
55. Malkin A.I., Popov D.A. Effekt Rebindera v razrushenii metallov i gornykh porod [The Rehbinder effect in fracturing of metals and rocks]. Fizika metallov i metallovedenie, 2022, vol. 123, no. 12, pp. 1313-1324. DOI: 10.31857/S0015323022600678
56. Stavrogin A.N., Karmanskii A.T. Influence of the moisture content, stress state, and loading rate on the physicomechanical properties of rock. J Min Sci., 1993, vol. 28, pp. 307-313. DOI: 10.1007/BF00735095
57. Lutfullin R.N., Gol'chikova N.N. Vertikal'naia treshchinovatost' kak osobennost' geologicheskogo razreza levoberezhnoi chasti AGKM, vliiaiushchaia na obvodnenie ekspluatatsionnykh skvazhin [Vertical fracture affecting production well flooding as feature of geological section of left-bank part of Astrakhan gas condensate field]. Neftegazovye tekhnologii i ekologicheskaia bezopasnost', 2023, no. 2, pp. 56-61. DOI: 10.24143/1812-9498-2023-2-56-61
58. Revina A.V., Konnov D.A., Revina N.S., Kolesnikova V.A. Analiz zavisimosti pronitsaemosti ot otkrytoi poristosti karbonatnykh porod kollektora v raionakh Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniia [Analysis of the dependence of permeability on the open porosity of carbonate reservoir rocks in the areas of the Astrakhan gas condensate field]. Neftegazovye tekhnologii i ekologicheskaia bezopasnost', 2023, no. 3, pp. 48-56. DOI: 10.24143/1812-9498-2023-3-48-56
59. Egorova E.V., Kutlusurina G.V., Smirnova T.S. Problemy i perspektivy uvelicheniia dobychi uglevodorodnogo syr'ia na Astrakhanskom gazokondensatnom mestorozhdenii [Problems and prospects for increasing hydrocarbon production at the Astrakhan gas condensate field]. Geologiia, geografiia i global'naia energiia, 2025, no. 2 (97), pp. 21–27. DOI: 10.54398/2077-6322.2025.97.2.003

Финансирование. Статья выполнена в рамках темы госзадания «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 равнозначен.