



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27>
УДК 622.276.63



ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОПРОВОДЯЩИХ КАНАЛОВ ФИЛЬТРАЦИИ В ОБРАЗЦАХ КЕРНА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ

К.А. РАВЕЛЕВ*, К.А. ВЯТКИН, П.Ю. ИЛЮШИН

Научно-образовательный центр «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений»,
Пермский национальный исследовательский политехнический университет
21, Академика Королева ул., г. Пермь 614013, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Соляно-кислотная обработка на сегодняшний день является одним из основных методов восстановления и улучшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта. В процессе кислотного воздействия при реакции кислотного состава с горной породой образуются высокопроводящие каналы фильтрации, структура и форма которых характеризуют эффективность воздействия. Вследствие этого в настоящее время активно ведется научная деятельность в области прогнозирования образования каналов фильтрации и изменения фильтрационных характеристик коллекторов, обладающих различными свойствами и типом порового пространства.

Цель. Целью настоящего исследования является изучение факторов, непосредственно влияющих на процесс формирования каналов растворения в образцах керна при моделировании соляно-кислотной обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов на фильтрационной установке. Также к основным задачам относятся определение значимости данных факторов и установление зависимостей, отражающих данное влияние на эффективность технологии стимуляции притока нефти.

Материалы и методы. С целью достижения поставленной цели в настоящей работе использованы результаты фильтрационных и рентгеномографических исследований на образцах керна, отобранных из научной базы Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений». Коллекция образцов горной породы представлена различными месторождениями, приуроченными к нефтегазоносным комплексам Пермского края.

Результаты. Анализ результатов лабораторных исследований позволил выявить основные закономерности влияния факторов на процесс образования высокопроводящих каналов фильтрации под воздействием кислотного состава. В результате обработки исследований выявлено, что к данным факторам относятся литолого-минералогический состав, начальные фильтрационные параметры образцов керна, а также тип поровой структуры. В окончании работы приведены четкие зависимости, характеризующие эффективность кислотной обработки.

Заключение. Полученные результаты данного исследования позволят наиболее грамотно и корректно подходить к проектированию мероприятий по интенсификации добычи нефти, учитывая ряд выведенных факторов и их значимость.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, кислотный состав, фильтрационные исследования, канал растворения, карбонатные коллектора

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Равелев К.А., Вяткин К.А., Илюшин П.Ю. Исследование процессов создания высокопроводящих каналов фильтрации в образцах керна при моделировании кислотного воздействия на фильтрационной установке. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2020;63(5):17—27. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27>

Статья поступила в редакцию 23.04.2021
Принята к публикации 07.06.2021
Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

CREATION OF HIGH-CONDUCTIVE FILTRATION CHANNELS IN CORE SAMPLES WHEN SIMULATING ACID EXPOSURE AT A FILTERING UNIT

KIRILL A. RAVELEV*, KIRILL A. VYATKIN, PAVEL Yu. ILYUSHIN

*Research and Education Center "Geology and Development of Oil and Gas Fields"
Perm National Research Polytechnic University
21, Academician Koroleva str., Perm 614013, Russia*

ABSTRACT

Background. Hydrochloric acid treatment is currently one of the main methods used for recovering and improving the reservoir properties of bottom-hole formation zones. In the process of acid treatment, during the reaction of the acid composition and the rock, highly conductive filtration channels are formed. The structure and shape of such channels characterise the treatment efficiency. As a result, much research attention is currently paid to predicting the formation of filtration channels and changes in the filtration characteristics of reservoirs with different properties and types of pore space.

Aim. To study the factors that directly affect the formation of dissolution channels in core samples when simulating hydrochloric acid treatment of the bottom-hole zone of carbonate reservoirs on a filtration unit. The main objectives are to determine the significance of these factors and to establish dependencies reflecting their effect on the efficiency of technologies aimed at stimulating oil inflow.

Materials and methods. We used the results of filtration and X-ray tomographic studies on core samples taken from the scientific base of the "Geology and Development of Oil and Gas Fields" Scientific and Educational Centre. The collection of rock samples is represented by various deposits confined to the oil and gas complexes of the Perm Territory.

Results. The conducted analysis allowed us to identify the effect of various factors on the formation of highly conductive filtration channels during acid treatment. These factors were found to include the lithological and mineralogical composition and initial filtration parameters of core samples, as well as the type of pore structure. Dependences that characterise the efficiency of acid treatment were determined.

Conclusions. The obtained results can be used when developing measures for the intensification of oil production, taking into account the revealed factors.

Keywords: hydrochloric acid treatment, acid composition, filtration studies, dissolution channel, carbonate reservoirs

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Ravelev K.A., Vyatkin K.A., Ilyushin P.Yu. Creation of high-conductive filtration channels in core samples when simulating acid exposure at a filtering unit. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):17—27. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27>

Manuscript received 23 April 2021

Accepted 07 June 2021

Published 30 August 2021

* Corresponding author

На территории Пермского края в настоящее время в разработку включено более 50% запасов углеводородного сырья, залегающих в карбонатных коллекторах. Разработка данных месторождений представляет собой ряд нестандартных проектных работ и технологических операций в связи со сложным геологическим строением и неоднородностью пустотного пространства горных пород, литологически представленных карбонатными разностями [1, 12, 22]. Данные неблагоприятные свойства пластов выражены в наличии в породах каверн и трещин, образовавшихся в результате процессов выщелачивания, доломитизации, кальцитизации и влияния геостатического давления [9, 27], что также оказывает влияние на фильтрационно-емкостные свойства карбонатов.

По проведенному авторами настоящего исследования анализу также установлено, что проблемы извлечения углеводородов из карбонатных типов коллекторов часто сопряжены с нарушением гидродинамической связи между горной породой и скважиной в призабойной зоне пласта (ПЗП) [14]. Это происходит вследствие закупоривания каналов фильтрации различными кольматантами при движении пластовых жидкостей к забою и большого количества технологических операций на нефтедобывающих скважинах [2, 5, 26], что характерно для месторождений Пермского края, так как большинство разрабатываемых объектов находятся на 3-й и 4-й стадиях разработки. Твердые частицы жидкостей глушения попадают в поры, тем самым еще более занижая естественную проницаемость коллекторов в околоскважинной зоне пласта.

С целью улучшения коллекторских свойств, снижения фильтрационного сопротивления в призабойной зоне пласта применяют соляно-кислотные обработки (СКО) как наиболее эффективные и менее затратные мероприятия по интенсификации добычи нефти [17, 31, 32, 34, 35]. Основа кислотного воздействия на продуктивный пласт заключается в растворении породообразующих минералов, приводящем к расширению существующих или созданию новых высокопроводящих каналов фильтрации — «червоточин», стимулируя дополнительный приток нефти к забою скважины. Однако при всех масштабах многократного использования данной технологии и с учетом простоты данного метода 40—45% мероприятий не достигают ожидаемых результатов [30, 33].

На сегодня множество научных исследований направлено на изучение процесса создания

«червоточины» с формированием модели высокопроводящих каналов в горной породе [8, 19, 38] и прогнозирование эффективности СКО карбонатных коллекторов [6, 13, 18]. На современном этапе науки в нефтегазовой области моделирование кислотного воздействия на пласт осуществляется с помощью фильтрационных установок, позволяющих воссоздать приближенную картину процессов растворения кислотным составом (КС) породы при создании пластовых условий [15, 24, 37]. При имитировании кислотных обработок с целью определения результативности применения кислотной композиции используют такой оценочный параметр, как объем КС, необходимый для создания высокопроводящего канала в образце керна, т.е. для прорыва $V_{КС}^{пр}$. Обычно данный объем выражен в долях объема пор образца [2, 4, 5, 38]. Также эффективность кислотного воздействия отражается по полученному коэффициенту восстановления $K_{вос}$ [20, 23, 25, 29, 36], определяемому как отношение коэффициентов проницаемости после и до нагнетания КС в керн.

Материалы и методы исследований

В базе Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» (НОЦ ГиРНГМ) в процессе выполнения различных договоров, научной деятельности центра накопилось большое количество фильтрационных исследований на стандартных образцах породы различных месторождений Пермского края. Данные эксперименты выполнены с использованием современной модульной компьютеризированной системы AFS-300, позволяющей моделировать кислотное воздействие и оценить объем КС при прорыве. С учетом большого опыта, многообразия свойств продуктивных горных пород и технологических параметров нагнетания КС авторами поставлена цель настоящего исследования, заключающаяся в изучении влияния различных параметров на процесс создания сквозных каналов в образцах горных пород, сложенных в основном карбонатами с различным содержанием терригенного материала, тем самым анализируя эффективность кислотного воздействия на пласт в лабораторных условиях.

Исходя из обзора научных публикаций выяснено, что литолого-минералогический состав оказывает непосредственное влияние на успешность СКО [7, 10, 11, 21], обуславливающееся неполнотой растворения породообразующих компонентов. С целью подтверждения данного факта в нижеприведенных исследованиях

для выведения закономерности включены такие параметры, как процентные содержания кальцита, доломита и нерастворимого осадка в образцах исследуемых пород. Массовое содержание каждого компонента определялось с помощью прибора — карбонатомера КМ-04М, который имеет сертификат соответствия № ССГП 01.1.1-194.

По мнению авторов предполагается, что начальная абсолютная газопроницаемость керна $k_{пр}^r$ будет оказывать существенное влияние на $V_{КС}^{пр}$, а также на сам процесс развития канала, так как возможны два варианта: расширение существующих, в случае высокопроницаемого образца, или создание новых сквозных каналов. Эти две позиции четко различаются по $K_{вос}$ и отношению коэффициентов пористости $k_n^{после} / k_n^{до}$. Кроме того, наглядно это можно увидеть по результатам исследований на микрофокусной системе рентгеновского контроля с функцией компьютерной томографии на базе рентгеновской установки фирмы Nikon Metrology XT H225.

Результаты определения влияния факторов на эффективность кислотного воздействия

Влияние газопроницаемости. Для определения влияния газопроницаемости образца продуктивного горизонта до моделирования кислотного воздействия на объем КС в поровом объеме для прорыва из научной базы НОЦ ГиРНГМ выделены несколько испытанных образцов, имеющих идентичный литолого-минералогический состав и тестируемых под одинаковым темпом закачки одного и того же КС. Также приведенные образцы не были подвержены выдержке, и объем закачанного КС составлял 2 поровых объема. Объем КС, необходимый для формирования сквозного канала в поровом объеме, определялся в соответствии

с работой [28] в системе координат — избыточное давление нагнетания КС в образец керна $P_{наг}$ и закаченный объем КС в поровом объеме $V_{КС}$. Момент создания полноценного сквозного канала в образце керна регистрировался в точке, соответствующей концу неукоснительно убывающей линии, когда избыточное давление нагнетания очень близко к нулю, а верхняя точка этой линии соответствует максимальному избыточному давлению нагнетания $P_{наг}^{max}$, при котором возникает формирование «червоточины». После данного спада оставшийся объем КС без какого-либо сопротивления протекает по созданному высокопроводящему каналу, расширяя его границы. Результаты исследований представлены в таблице 1.

По представленным результатам отмечается четкая зависимость объема КС в поровом объеме при прорыве от начальной газопроницаемости образцов породы, выражающаяся следующим образом: с увеличением $k_{пр}^r$ образца породы требуется меньшее количество КС для создания высокопроводящего канала фильтрации (рис. 1). Это объясняется тем, что кислота проходит через уже высокопроницаемые участки керна, для которых не требуется большого количества усилий для прорыва. Рассматривая рисунок 2, на котором представлены 3D-модели пустотного пространства образцов № 1 и 9 до и после моделирования кислотного воздействия, можно четко определить, что в образце № 9 с изначально большим поровым пространством, представляющим почти высокопроводящий канал фильтрации, реагент во время его нагнетания пошел именно по этой системе пустот, расширяя их стенки. Тем самым объясняется малое увеличение коэффициентов проницаемости и пористости этого образца, в отличие от второго рассматриваемого образца. В опытном

Таблица 1. Результаты фильтрационных исследований с образцами, имеющими различную начальную газопроницаемость

Table 1. Results of filtration studies with samples with different initial gas permeability

№ образца	$k_{пр}^r, 10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$	$P_{наг}^{max}, \text{МПа}$	$V_{КС}^{пр}$	$K_{вос}$	$k_n^{после} / k_n^{до}$
1	6,38	1,256	1,57	5271	2,92
2	12,74	1,181	1,38	4926	2,75
3	21,20	0,859	1,04	3574	2,48
4	29,91	0,604	0,70	2490	2,40
5	35,48	0,472	0,53	1936	2,29
6	40,52	0,438	0,48	1784	2,07
7	46,83	0,367	0,39	1562	2,01
8	53,07	0,290	0,31	1203	1,69
9	64,65	0,263	0,28	918	1,31

образце № 1 заметен сильный прирост коэффициента проницаемости, а следовательно, и пористости, в связи с отсутствием изначально четко выраженной системы каналов фильтрации и с эффективностью применяемой кислотной композиции, способной создать сквозной канал при заданных параметрах нагнетания.

Анализируя данные таблицы 1, можно статистически охарактеризовать силу связи между $k_{пр}^r$ и $K_{вос}$ с помощью линейного коэффициента парной корреляции (КПК) с целью установления корреляционной зависимости между двумя рассматриваемыми совокупностями (рис. 3) [16]. С помощью MS Excel установлено, что КПК равен $-0,9564$, согласно которому по шкале Чеддока [3] рассматриваемая зависимость характеризуется очень сильной теснотой связи. Вследствие приведенных статистических данных можно сказать, что с ростом проницаемости образца горной породы уменьшается эффективность кислотного воздействия, выраженная малым значением прироста проницаемости. Следовательно, повторно обращаясь к рисунку 2, установили, что $k_{пр}^r$ оказывает существенное влияние на процесс СКО, заключающееся именно в процессе формирования пустотного пространства породы. В случае низкопроницаемого образца керна нагнетание КС приводит к более интенсивному повышению фильтрационно-емкостных свойств путем абсолютного изменения системы пустот, чего нельзя сказать в случае высокопроницаемого образца. Однако если взять во внимание глубину проникновения активной кислоты, т.е. сохранившей растворяющую способность, то в пластах, имеющих хорошую проницаемость, процесс растворения скелета будет продолжаться на более дальнем расстоянии от ствола скважины по сравнению с низкопроницаемыми объектами. Это связано с тем, что в плохо проницаемых породах большая часть КС прореагирует вблизи ствола скважины и в отдаленную часть

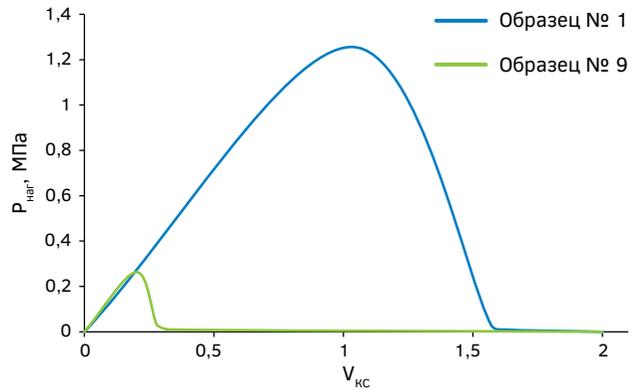


Рис. 1. Динамика изменения избыточного давления нагнетания кислотного состава в образцы горных пород, имеющих различную начальную газопроницаемость

Fig. 1. Dynamics of change in excess pressure of acid composition injection into rock samples with different initial gas permeability

пласта будет поступать нейтрализованная кислота, не обладающая растворяющей способностью. Данный факт свидетельствует о том, что в низкопроницаемых коллекторах потребуется больший объем КС для обеспечения развития высокопроводящих каналов фильтрации в радиальном направлении от ствола скважины.

Влияние литолого-минералогического состава. При исследовании значимости литолого-минералогического состава горных пород на эффективность СКО авторами были выбраны несколько фильтрационных исследований, отражающих их особенность. По результатам экспериментов на карбонатность выдвинуто семь образцов с различных месторождений, значительно отличающихся друг от друга по процентному содержанию в них нерастворимого осадка. Микроскопическое исследование нерастворимых компонентов позволило установить, что весь объем осадка

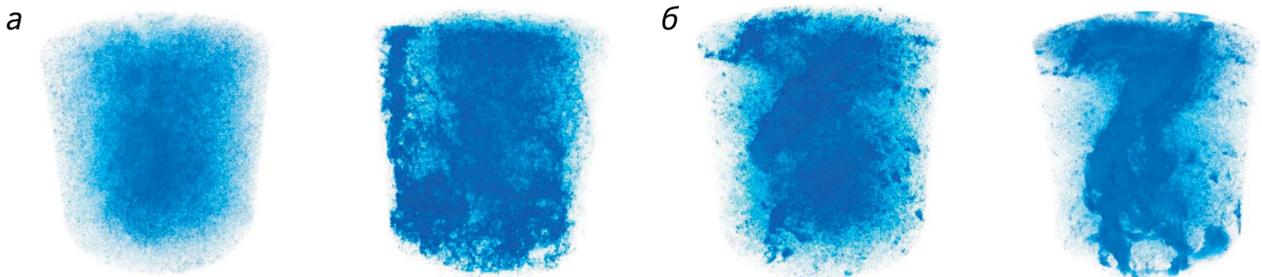


Рис. 2. Изображения 3D-моделей пустотного пространства до и после моделирования: а) образца № 1; б) образца № 9

Fig. 2. Images of 3D models of void space before and after modeling: а) sample No. 1; б) sample No. 9

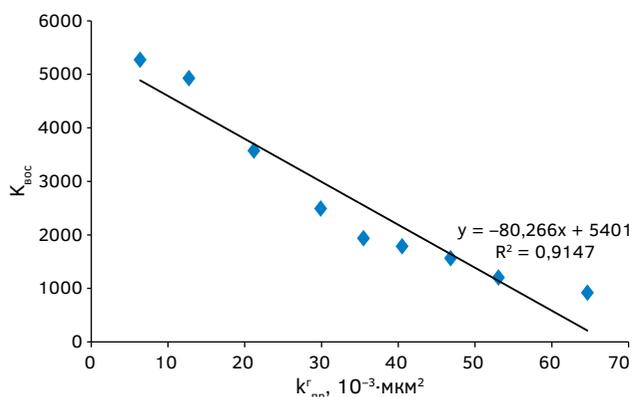


Рис. 3. График зависимости коэффициента восстановления от начальной газопрооницаемости образцов керна

Fig. 3. Graph of the dependence of the recovery factor on the initial gas permeability of core samples

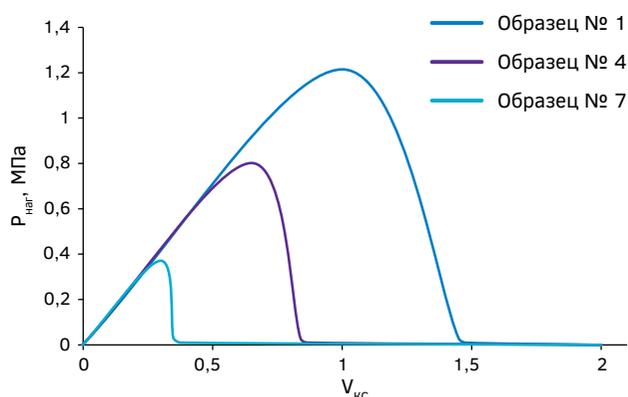


Рис. 4. Динамика изменения избыточного давления нагнетания КС в образцы горных пород, имеющих различную карбонатность

Fig. 4. Dynamics of changes in the excess pressure of the injector into samples of rocks with different carbonate content

представлен алевролитовой кварцевой примесью всех рассматриваемых объектов. Карбонатность, выраженная суммой процентных содержаний кальцита и доломита, изменяется в пределах от 65 до 98%, что позволяет охватить широкий диапазон значений и сделать более общий вывод по результатам фильтрационных исследований. Эксперименты на фильтрационной установке выполнены по той же схеме, как и в предыдущем пункте, с той лишь разницей, что начальная газопрооницаемость составляла порядка 20 мД всех испытуемых образцов, а карбонатность изменялась в вышесказанном диапазоне. В таблице 2 приведены результаты фильтрационных исследований с образцами, имеющими различный литолого-минералогический состав.

По представленным результатам заметна существенная значимость количественного содержания терригенного материала в коллекторах, сложенных в основном карбонатами, на эффективность кислотного воздействия. Это влия-

ние отражается по таким оценочным параметрам, как объем КС, необходимый для создания «червоточины», коэффициент восстановления и отношение коэффициентов пористости после и до обработки КС. На рисунке 4 приведены графики изменения избыточного давления нагнетания КС в образцы керна от закачанного объема КС в объеме пор при одинаковом темпе нагнетания, на которых четко выражено, что с увеличением терригенного материала в образцах горных пород требуется больший объем КС для прорыва и, следовательно, большее давление нагнетания. По приведенному параметру можно сказать о заниженной рентабельности мероприятия на объектах разработки, имеющих мощные заглинизированные участки.

Также снижение эффективности СКО на карбонатных пластах с большим содержанием глинистого материала отмечается по проведенному корреляционному анализу между значениями коэффициентов восстановления и карбонатностями

Таблица 2. Результаты фильтрационных исследований с образцами, имеющими различную карбонатность
Table 2. Results of filtration studies with samples with different carbonate content

№ образца	Карбонатность, %	$P_{наг}^{max}$, МПа	$V_{КС}^{пр}$	$K_{вос}$	$k_{п}^{после} / k_{п}^{до}$
1	65	1,218	1,45	735	1,47
2	71	1,166	1,33	1284	1,56
3	76	0,870	0,96	1751	1,70
4	80	0,804	0,84	3004	1,84
5	87	0,726	0,61	3490	1,86
6	92	0,415	0,58	4573	1,99
7	98	0,372	0,35	4962	2,75

образцов керна (рис. 5). Линейный КПК составил 0,9874, что характеризует очень сильную тесноту связи и подталкивает авторов настоящего исследования к следующему выводу: с увеличением терригенного материала в карбонатных пластах эффективность кислотного воздействия непосредственно уменьшается в связи с неполнотой использования растворяющей способности КС.

Заключение

В рамках настоящей работы продемонстрированы результаты фильтрационных исследований из научной базы НОЦ ГИРНГМ, отражающих влияния литолого-минералогического состава и фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных коллекторов на процесс формирования высокопроводящего канала в образцах горных пород. Все эксперименты выполнены при одинаковых условиях с целью установления четких зависимостей. По результатам лабораторных испытаний получено, что повышенное содержание терригенного материала в карбонатных породах приводит к росту объема кислотной композиции, необходимой для создания «червоточины» в образце керна, вследствие чего это выражается в малом изменении коэффициентов проницаемости и пористости, показывающем малую эффективность кислотного воздействия. По итогам фильтрационных и рентгеномографических экспериментов с образцами, имеющими различную начальную газопроницаемость, установлена существенная разница в ходе формирования сквозного канала и, как следствие, в изменении фильтрационно-емкостных свойств. Авторами исследования представлены изображения 3D-моделей пустотного пространства двух отличающихся образцов по структуре, с помощью которых можно оценить эффективность применения КС. Проведенные исследования в настоящей работе имеют статистическое обоснование,

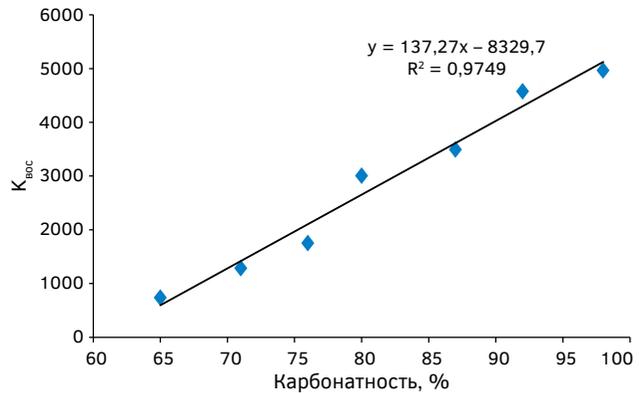


Рис. 5. График зависимости коэффициента восстановления от карбонатности образцов керна

Fig. 5. Graph of the dependence of the recovery factor on the carbonate content of core samples

что говорит о необходимости изучения данных параметров при проектировании солянокислотных обработок на карбонатных коллекторах.

Согласно представленным данным, не рекомендуется проведение кислотного воздействия в высокопроницаемых пропластках или имеющих высокое содержание терригенного материала, поскольку эффективность данного мероприятия будет сильно занижена. Если в разрезе нефтенасыщенного пласта имеются проперфорированные пропластки с различными свойствами, то необходимо детальное изучение каждого слоя с целью последующего избирательного воздействия на них. Другими словами, предполагается изолирование высокопроницаемых и заглинизированных пропластков и проведение операции по нагнетанию КС в пропластки с ухудшенным состоянием фильтрационно-емкостных свойств и высоким содержанием карбонатных минералов для получения максимальной технологической эффективности мероприятия по интенсификации добычи нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авдеев И.В., Кочнев А.А. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на примере турнейско-фаменского объекта Озерного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 1. С. 48—52.
2. Амиров А.М. Исследование влияния скорости закачки кислотных составов на образование высокопроницаемого канала в карбонатном керне Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 199—202.
3. Бараз В.Р., Пегашкин В.Ф. Использование MS Excel для анализа статистических данных: учеб. пособие // Нижний Тагил: НТИ (филиал) УрФУ, 2014. 181 с.
4. Галкин В.И., Хижняк Г.П. и др. Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2014. № 13. С. 38—48.
5. Глуценко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для

- обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2014. № 11. С. 46—56.
6. Гурбатова И.П., Плотников В.В. и др. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного ядра сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2013. № 9. С. 79—86.
 7. Калинин В.Ф. Литолого-физические критерии оптимизации технологии глинокислотной обработки терригенных коллекторов // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. 2007. Т. 7. № 1. С. 67—74.
 8. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при солянокислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромысловое дело. 2018. № 3. С. 19—28.
 9. Лузина Д.В., Кривошеков С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2012. № 5. С. 7—15.
 10. Напалков В.Н., Нургалеева Н.Г. и др. Особенности применения метода солянокислотной обработки в кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторах высоковязких нефтей // Георесурсы. 2009. № 3(31). С. 44—46.
 11. Петров И.А., Азаматов М.А. и др. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. 2010. № 1(33). С. 7—10.
 12. Потехин Д.В. Оптимизация технологии многостадийного трехмерного геологического моделирования залежей нефти и газа: дис. ... канд. техн. наук. Пермь, 2014. 151 с.
 13. Равелев К.А. Сравнительный анализ эффективности применения кислотных составов для проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны карбонатного пласта // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. Т. 1. С. 194—196.
 14. Трофимов М.С., Кардопольцев А.С. и др. Интенсификация притока нефти методом закачки соляной кислоты под давлением на месторождениях нефтегазодобывающего управления «Туймаза-нефть» // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2016. № 5. С. 83—98.
 15. Abdrazakov D., Ziauddin M., et al. Integration of Latest Laboratory, Software and Retarded Acid Technologies to Increase Efficiency of Acid Treatments in Carbonates: Case Studies from Central Asia // International Petroleum Technology Conference. China, 2019. IPTC-19546-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19546-MS>.
 16. Aggarwal Y., Aggarwal P., et al. Estimation of punching shear capacity of concrete slabs using data mining techniques // International Journal of Engineering — Transactions A: Basics. 2019. Vol. 32. No. 7. P. 908—914.
 17. Aidagulov G., Gwaba D., et al. Effects of Pre-Existing Fractures on Carbonate Matrix Stimulation Studied by Large-Scale Radial Acidizing Experiments // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain, 2019. SPE-195153-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/195153-MS>.
 18. Ali M.T., Ezzat A.A., et al. A Model To Simulate Matrix-Acid Stimulation for Wells in Dolomite Reservoirs with Vugs and Natural Fractures // SPE Journal. 2019. Vol. 25. No. 02. P. 609—631.
 19. Buijse M.A., Glasbergen G. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. USA, 2005. SPE-96892-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/96892-MS>.
 20. Burgos-Cara A., Ruiz-Agudo E., et al. Effectiveness of oxalic acid treatments for the protection of marble surfaces // Materials & Design. 2017. Vol. 115. P. 82—92.
 21. Daccord G., Touboul E., et al. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE production engineering. 1989. Vol. 4. No. 01. P. 63—68.
 22. Farooq U., Ahmed J., et al. Heterogeneity in the Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs in Tal Block // SPWLA 60th Annual Logging Symposium. USA, 2019. SPWLA-2019-F. DOI: https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_F.
 23. Ghommem M., Zhao W., et al. Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 131. P. 18—33.
 24. Hall-Thompson B., Ernesto A.R., et al. Acid Stimulation-Best Practices for Design, Selection and Testing of Acid Recipes in Low Permeability Carbonate Reservoirs // International Petroleum Technology Conference. Dhahran, 2020. IPTC-19690-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19690-MS>.
 25. Kameda T., Tochinai M., et al. Treatment of hydrochloric acid using Mg–Al layered double hydroxide intercalated with carbonate // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2016. Vol. 39. P. 21—26.
 26. Khuzin R., Shevko N., et al. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. SPE-196976-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196976-MS>.
 27. Kootiani R.C. Investigation of a Powerful Tool for the Development of Thinly Bedded Carbonate Reservoirs // International Journal of Engineering Journal — Transactions C: Aspects. 2014. Vol. 27. No. 12. P. 1945—1952.
 28. Krivoshechekov S.N., Vyatkin K.A., et al. Influence of Geological and Technological Parameters on the Effectiveness of Hydrochloric Acid Treatment of Carbonate Reservoirs // International Journal of

- Engineering — Transactions A: Basics. 2020. Vol. 33. No. 10. P. 2113—2119.
29. Liu N., Liu M. Simulation and analysis of wormhole propagation by VES acid in carbonate acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 138. P. 57—65.
 30. Liu P., Yao J. et al. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 284—301.
 31. Moid F., Rodoplu R. et al. Acid Stimulation Improvement with the Use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs // International Petroleum Technology Conference. Dhahran, 2020. IPTC-20154-ABSTRACT. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-20154-ABSTRACT>.
 32. Ridner D., Frick T., et al. Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs // SPE Production & Operations. 2019. Vol. 35. No. 01. P. 137—146.
 33. Santos R.M., Chiang Y.W. et al. Distinguishing between carbonate and non-carbonate precipitates from the carbonation of calcium-containing organic acid leachates // Hydrometallurgy. 2014. Vol. 147. P. 90—94.
 34. Sarmah A., Farid Ibrahim A. et al. A Novel Cationic Polymer System That Improves Acid Diversion in Heterogeneous Carbonate Reservoirs // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. India, 2019. SPE-194647-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/194647-MS>.
 35. Singh R., Tong S. et al. Stimulation of Calcite-Rich Shales Using Nanoparticle-Microencapsulated Acids // SPE Journal. 2019. Vol. 24. No. 06. P. 2671—2680.
 36. Snoeck C., Pellegrini M. Comparing bioapatite carbonate pre-treatments for isotopic measurements: Part 1 — Impact on structure and chemical composition // Chemical Geology. 2015. Vol. 417. P. 394—403.
 37. Thi L.A.P., Do H.T., et al. Enhancing decomposition rate of perfluorooctanoic acid by carbonate radical assisted sonochemical treatment // Ultrasonics sonochemistry. 2014. Vol. 21. No. 5. P. 1875—1880.
 38. Trushin Y., Aleshchenko A., et al. Complex Approach to the Design of Acid Treatment of Carbonate Reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. SPE-196977-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196977-MS>.

REFERENCES

1. Avdeev I.V., Kochnev A.A. Analysis of the efficiency of geological and technical measures on the example of the Tournaisian-Famennian object of the Ozernoye field // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2020. No. 1. P. 48—52 (In Russian).
2. Amirov A.M. Investigation of the influence of the rate of injection of acid compositions on the formation of a highly permeable channel in the carbonate core of the Perm region // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. 2014. No. 1. P. 199—202 (In Russian).
3. Baraz V.R., Pegashkin V.F. The use of MS Excel for the analysis of statistical data: textbook. manual // Nizhniy Tagil: NTI (branch) UrFU, 2014. 181 p. (In Russian).
4. Galkin V.I., Khizhnyak G.P. Evaluation of the effectiveness of the effect of acid compositions on cores using regression analysis // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining. 2014. No. 13. P. 38—48 (In Russian).
5. Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Filtration studies of new acid compositions for the treatment of carbonate reservoirs // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining. 2014. No. 11. P. 46—56 (In Russian).
6. Gurbatova I.P., Plotnikov V.V., et al. Features of studying the filtration characteristics of an oriented core of complex carbonate reservoirs // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining. 2013. No. 9. P. 79—86 (In Russian).
7. Kalinin V.F. Lithological-physical criteria for optimizing the technology of clay-acid processing of terrigenous reservoirs // Izvestiya Saratov University. New series. Earth Science Series. 2007. Vol. 7. No. 1. P. 67—74 (In Russian).
8. Kanevskaya R.D., Novikov A.V. Methods for modeling wormholes under hydrochloric acid impact on carbonate reservoirs // Oilfield Engineering. 2018. No. 3. P. 19—28 (In Russian).
9. Luzina D.V., Krivoshchekov S.N. Analysis of facies zones and reservoir properties of the Tournaisian-Famennian reef structures of the Solikamsk depression // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining. 2012. No. 5. P. 7—15 (In Russian).
10. Napalkov V.N., Nurgalieva N.G., et al. Features of the application of the method of hydrochloric acid treatment in cavernous-fractured carbonate reservoirs of high-viscosity oils // Georesursy. 2009. No. 3(31). P. 44—46 (In Russian).
11. Petrov I.A., Azamatov M.A., et al. An integrated approach to the treatment of the bottomhole zone as a method of production intensification // Georesursy. 2010. No. 1(33). P. 7—10 (In Russian).
12. Potekhin D.V. Optimization of technology of multivariate three-dimensional geological modeling of oil and gas deposits. Dissertation for the degree of Cand. tech. sciences. Perm, 2014. 151 p. (In Russian).
13. Ravelev K.A. Comparative analysis of the effectiveness of the use of acid compositions for carrying out hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone of a carbonate formation // Problems of the development of hydrocarbon and ore mineral deposits. 2019. Vol. 1. P. 194—196 (In Russian).
14. Trofimov M.S., Kardopoltsev A.S., et al. Stimulation of oil inflow by injection of hydrochloric acid under

- pressure in the fields of the oil and gas production department "Tuimazaneft" // Network edition "Oil and Gas Engineering". 2016. No. 5. P. 83—98 (In Russian).
15. Abdrazakov D., Ziauddin M., et al. Integration of Latest Laboratory, Software and Retarded Acid Technologies to Increase Efficiency of Acid Treatments in Carbonates: Case Studies from Central Asia // International Petroleum Technology Conference. China, 2019. IPTC-19546-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19546-MS>.
 16. Aggarwal Y., Aggarwal P., et al. Estimation of punching shear capacity of concrete slabs using data mining techniques // International Journal of Engineering — Transactions A: Basics. 2019. Vol. 32. No. 7. P. 908—914.
 17. Aidagulov G., Gwaba D., et al. Effects of Pre-Existing Fractures on Carbonate Matrix Stimulation Studied by Large-Scale Radial Acidizing Experiments // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain, 2019. SPE-195153-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/195153-MS>.
 18. Ali M.T., Ezzat A.A., et al. A Model To Simulate Matrix-Acid Stimulation for Wells in Dolomite Reservoirs with Vugs and Natural Fractures // SPE Journal. 2019. Vol. 25. No. 02. P. 609—631.
 19. Buijse M.A., Glasbergen G. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. USA, 2005. SPE-96892-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/96892-MS>.
 20. Burgos-Cara A., Ruiz-Agudo E., et al. Effectiveness of oxalic acid treatments for the protection of marble surfaces // Materials & Design. 2017. Vol. 115. P. 82—92.
 21. Daccord G., Touboul E., et al. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE production engineering. 1989. Vol. 4. No. 01. P. 63—68.
 22. Farooq U., Ahmed J., et al. Heterogeneity in the Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs in Tal Block // SPWLA 60th Annual Logging Symposium. USA, 2019. SPWLA-2019-F. DOI: https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_F.
 23. Ghommem M., Zhao W., et al. Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 131. P. 18—33.
 24. Hall-Thompson B., Ernesto A.R., et al. Acid Stimulation—Best Practices for Design, Selection and Testing of Acid Recipes in Low Permeability Carbonate Reservoirs // International Petroleum Technology Conference. Dhahran, 2020. IPTC-19690-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19690-MS>.
 25. Kameda T., Tochinai M., et al. Treatment of hydrochloric acid using Mg–Al layered double hydroxide intercalated with carbonate // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2016. Vol. 39. P. 21—26.
 26. Khuzin R., Shevko N., et al. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. SPE-196976-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196976-MS>.
 27. Kootiani R.C. Investigation of a Powerful Tool for the Development of Thinly Bedded Carbonate Reservoirs // International Journal of Engineering Journal — Transactions C: Aspects. 2014. Vol. 27. No 12. P. 1945—1952.
 28. Krivoshechekov S.N., Vyatkin K.A., et al. Influence of Geological and Technological Parameters on the Effectiveness of Hydrochloric Acid Treatment of Carbonate Reservoirs // International Journal of Engineering — Transactions A: Basics. 2020. Vol. 33. No. 10. P. 2113—2119.
 29. Liu N., Liu M. Simulation and analysis of wormhole propagation by VES acid in carbonate acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 138. P. 57—65.
 30. Liu P., Yao J., et al. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 284—301.
 31. Moid F., Rodoplu R., et al. Acid Stimulation Improvement with the Use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs // International Petroleum Technology Conference. Dhahran, 2020. IPTC-20154-ABSTRACT. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-20154-ABSTRACT>.
 32. Ridner D., Frick T., et al. Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs // SPE Production & Operations. 2019. Vol. 35. No. 01. P. 137—146.
 33. Santos R.M., Chiang Y.W., et al. Distinguishing between carbonate and non-carbonate precipitates from the carbonation of calcium-containing organic acid leachates // Hydrometallurgy. 2014. Vol. 147. P. 90—94.
 34. Sarmah A., Farid Ibrahim A., et al. A Novel Cationic Polymer System That Improves Acid Diversion in Heterogeneous Carbonate Reservoirs // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. India, 2019. SPE-194647-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/194647-MS>.
 35. Singh R., Tong S., et al. Stimulation of Calcite-Rich Shales Using Nanoparticle-Microencapsulated Acids // SPE Journal. 2019. Vol. 24. No. 06. P. 2671—2680.
 36. Snoeck C., Pellegrini M. Comparing bioapatite carbonate pre-treatments for isotopic measurements: Part 1 — Impact on structure and chemical composition // Chemical Geology. 2015. Vol. 417. P. 394—403.
 37. Thi L.A.P., Do H.T. et al. Enhancing decomposition rate of perfluorooctanoic acid by carbonate radical assisted sonochemical treatment // Ultrasonics sonochemistry. 2014. Vol. 21. No. 5. P. 1875—1880.
 38. Trushin Y., Aleshchenko A., et al. Complex Approach to the Design of Acid Treatment of Carbonate Reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. SPE-196977-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196977-MS>.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Равелев К.А. — внес основной вклад в разработку концепции научной публикации, реализовал обработку фильтрационных и рентгеномографических исследований, провел анализ данных результатов, сформировал основные выводы и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Вяткин К.А. — присоединился к обработке результатов лабораторных исследований и формированию выводов, оформил и выполнил перевод части статьи на английский язык, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Илюшин П.Ю. — общее руководство и корректировка выводов, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Kirill A. Ravelev — made the main contribution to the development of the concept of a scientific publication, implemented the processing of filtration and X-ray tomographic studies, analyzed these results, formed the main conclusions and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Kirill A. Vyatkin — joined the processing of laboratory research results and the formation of conclusions, designed and translated part of the article into English, agree to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel Yu. Ilyushin — general management and correction of conclusions, agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Равелев Кирилл Алексеевич* — студент, лаборант Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

21, Академика Королева ул., г. Пермь 614013, Россия
e-mail: Kirill.Ravelev@pstu.ru
SPIN-код: 1256-6164
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7402-2830>

Вяткин Кирилл Андреевич — аспирант, ведущий инженер Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

21, Академика Королева ул., г. Пермь 614013, Россия
e-mail: Kirill.Vyatkin@girngm.ru
SPIN-код: 9861-7734
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3464-1493>

Илюшин Павел Юрьевич — кандидат технических наук, доцент, директор Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

21, Академика Королева ул., г. Пермь 614013, Россия
e-mail: Pavel.Ilushin@girngm.ru
SPIN-код: 4353-5446
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4463-0883>

Kirill A. Ravelev* — student, laboratory assistant at the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” of the Perm National Research Polytechnic University.

21, Academician Koroleva str., Perm 614013, Russia
e-mail: Kirill.Ravelev@pstu.ru
SPIN-code: 1256-6164
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7402-2830>

Kirill A. Vyatkin — graduate student, leading engineer of the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” of the Perm National Research Polytechnic University.

21, Academician Koroleva str., Perm 614013, Russia
e-mail: Kirill.Vyatkin@girngm.ru
SPIN-code: 9861-7734
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3464-1493>

Pavel Yu. Ilyushin — Cand of Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Director of the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” of the Perm National Research Polytechnic University.

21, Academician Koroleva str., Perm 614013, Russia
e-mail: Pavel.Ilushin@girngm.ru
SPIN-code: 4353-5446
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4463-0883>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author