

УДК 622.276.63

**М.И. Борисов, К.А. Равелев**

**M.I. Borisov, K.A. Ravelev**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Perm National Research Polytechnic University

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ  
ОТ СОДЕРЖАНИЯ ТЕРРИГЕННОГО МАТЕРИАЛА  
В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ**

**INVESTIGATION OF THE DEPENDENCE  
OF THE HYDROCHLORIC-ACID TREATMENT EFFICIENCY  
ON THE CONTENT OF TERRIGENOUS MATERIAL  
IN CARBONATE ROCKS**

Исследованы особенности литологического состава горных пород, влияющие на эффективность кислотного воздействия на призабойную зону пласта. В качестве объектов рассмотрены башкирские отложения четырех нефтяных месторождений Пермского края, имеющие различную карбонатность. Проведено моделирование кислотной обработки с помощью фильтрационной установки с последующим установлением зависимости.

**Ключевые слова:** соляно-кислотная обработка, кислотный состав, горные породы, призабойная зона пласта, интенсификация добычи нефти, карбонатность.

In the scientific work the features of the lithological composition of rocks that affect the effectiveness of acidic action on the bottom-hole zone of the formation are studied. The Bashkir deposits of four oil fields of the Perm region with different carbonates content were considered as objects. The authors carried out a simulation of acid treatment using a filtration system with subsequent determination of the dependence.

**Keywords:** hydrochloric acid treatment, acid composition, rock, bottomhole formation zone, oil well stimulation, carbonate content.

В настоящее время большинство нефтегазовых месторождений в Пермском крае находится на последних стадиях разработки, показатели годовой добычи нефти снижаются с каждым годом, и как следствие применяются всевозможные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Данные технологии стимуляции скважин довольно часто малоэффективны, вследствие недоста-

точной изученности физико-химических свойств флюидов, литолого-петрографических особенностей, палеофациальной принадлежности коллекторов и термобарических условий [1].

Нефтегазоносный комплекс в пределах Пермского края характеризуется высокой долей неизвлеченных запасов в карбонатных коллекторах, сложенных в основном кальцитом и доломитом с включением терригенного материала. Данные горные породы (ГП) представляют собой толщи, аккумулирующие углеводороды со сложным геологическим строением и низкими фильтрационно-емкостными свойствами [2].

Одной из основных проблем эксплуатации скважин является ухудшение состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), которое вызвано засорением поровых каналов частицами ГП при фильтрации флюида к забою и отложениями асфальтеносмолопарафиновых веществ [3]. Таким образом, проницаемость околоскважинной зоны существенно снижается, что приводит к росту скин-фактора и нарушению гидродинамической связи скважины с пластом.

Проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) способствует стимуляции добывающих и нагнетательных скважин и достижению плановых показателей разработки [4]. Одним из самых часто используемых методов повышения нефтеотдачи является соляно-кислотная обработка (СКО), так как данная технологическая операция имеет низкую себестоимость и высокие показатели эффективности при правильном подходе и учете всех влияющих факторов.

В основе кислотной обработки заложена реакция соляной кислоты со слагающими карбонатную породу частицами, которая способна их растворять, а образованные так называемые продукты реакции хорошо растворимы в воде и легко вымываются при запуске скважины по окончании химического воздействия. При проникновении активной кислоты в наиболее отдаленную часть пласта и создании высокопроводящих каналов-«червоточин» мероприятие по интенсификации добычи нефти приобретает наибольший эффект.

Выбору концентрации соляной кислоты уделяют особое внимание, так как обработка высококонцентрированным раствором HCl может вызвать негативные последствия. В работе [5] отмечается, что закачка хлористого водорода в чистом виде в ПЗП недопустима вследствие очень высокой коррозии скважинного оборудования, небольшой продолжительности реакции с породой, образования высоковязких нефтекислотных эмульсий. В работе [6] рекомендуется использовать кислотные растворы с концентрацией от 6 до 15 % с добавлением химических реагентов (стабилизаторов, ингибиторов, интенсификаторов) с целью предотвращения осложнений при проведении СКО.

Как отмечалось ранее, кислотное воздействие не всегда дает ожидаемые результаты, и неудачи ГТМ порой связаны с недоизученностью особенностей литологического состава ГП. Ввиду актуальности проблемы в данной работе детально изучено влияние компонентного состава карбонатных коллекторов на эффективность применения СКО.

Решение поставленной задачи достигается проведением фильтрационных исследований, воссоздающих пластовые условия и позволяющих сравнить изменение проницаемости в процессе закачки кислотных составов (КС) в зависимости от содержания терригенных включений в образце породы.

Керн был отобран с месторождений, характеризующихся по литологическому изучению кернового материала различной карбонатностью для большего диапазона сравнения конечных результатов. На основании проведенного анализа рассмотрены башкирские отложения четырех месторождений Пермского края.

Ниже представлено литологическое описание отложений исследуемых месторождений:

1) известняк коричневый, нефтенасыщенный, неясно комковатый, промазанный коричневато-серым глинистым материалом, неравномерно пористый, с гнездами сульфата, крепкий;

2) известняк коричневато-серый, нефтенасыщенный, органогенно-детритовый, слабопористый, с окремненным детритом, с тонкими глинистыми прожилками, с вкраплениями и прожилками органогенного вещества, с редкими высыпками пирита, крепкий;

3) известняк светло-серый, слабо нефтенасыщенный, органогенно-детритовый, неравномерно пористый, с редкими точечными включениями битуминозного вещества по внутриформенному пространству, крепкий;

4) известняк коричневато-серый, бледно-коричневый, органогенно-детритовый, с неравномерным кальцитовым цементом, с редкими карбонатными обломками коричневого и темно-коричневого цвета, вытянутыми по слоистости, крепкий.

Для определения численных значений массового содержания кальцита и доломита проведены лабораторные исследования с использованием прибора – карбонатомера, который имеет сертификат соответствия № ССПП 01.1.1-194. Результаты приведены в табл. 1 и на рис. 1.

Таблица 1

## Результаты определения карбонатности

Номер опыта	Компонент	Содержание по образцам с месторождения, %			
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
1	Кальцит	61,3	76,4	84,7	93,6
	Доломит	0,1	0,0	0,0	0,0
	Нер. осадок	38,6	23,6	15,3	6,4
2	Кальцит	63,8	75,9	86,1	95,2
	Доломит	0,1	0,0	0,0	0,0
	Нер. осадок	36,1	24,1	13,9	4,8
3	Кальцит	60,2	77,7	85,3	94,1
	Доломит	0,1	0,0	0,0	0,0
	Нер. осадок	39,7	22,3	14,7	5,9

Окончание табл. 1

Номер опыта	Компонент	Содержание по образцам с месторождения, %			
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
Сред. знач.	Кальцит	61,7	76,7	85,4	94,3
	Доломит	0,1	0,0	0,0	0,0
	Нер. осадок	38,2	23,3	14,6	5,7

Исходя из результатов табл. 1 можно сказать, что карбонатность целевых объектов весьма различна: образец с месторождения № 1 обладает большим содержанием нерастворимого осадка – 38,2 %, а образец с месторождения № 4 характеризуется высокой карбонатностью – содержание кальцита составляет 94,3 %. Нерастворимый осадок в основном представлен терригенными компонентами.

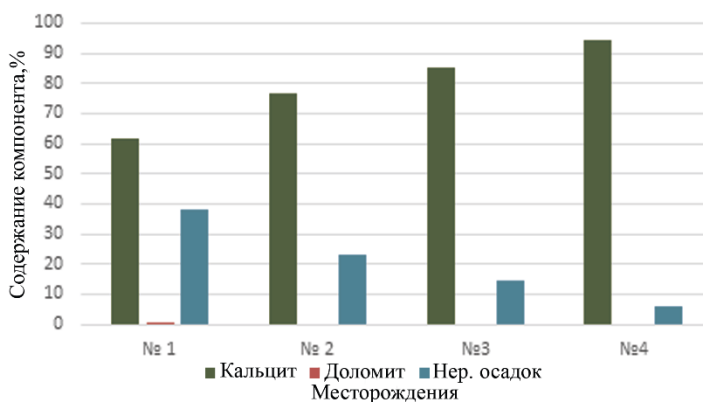


Рис. 1. Результаты исследований определения карбонатности целевых объектов

Основополагающим этапом данной работы является моделирование кислотной обработки с воспроизведением пластовых условий с помощью фильтрационной установки AFS-300. Для сравнительного анализа все образцы имеют схожую начальную проницаемость, скорость и давление закачки КС заданы одинаковыми, а испытания с временем выдержки и объемом КС представлены в девяти вариантах для каждого образца. По подбору КС было принято решение использовать ФЛАКСОКОР-210, так как автор работы [7] заявляет о наибольшей эффективности данного реагента. Продолжительность фильтрационного исследования составляла 0, 2 и 4 часа, а варианты объема КС – 1, 2 и 4-го порового объема образца. Результаты проведенных экспериментов представлены в табл. 2.

Таблица 2

## Результаты фильтрационных исследований

Номер опыта	Месторождение	Объем КС в поровом объеме	Время выдержки, ч	Проницаемость до обработки КС, $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$	Отношение проницаемости после обработки КС ( $K_2$ ) к проницаемости до обработки КС ( $K_1$ )
1	№ 1	1	0	23,89	95
2	№ 2			21,47	116
3	№ 3			19,68	152
4	№ 4			22,91	176
5	№ 1		2	18,43	168
6	№ 2			19,98	225
7	№ 3			17,51	276
8	№ 4			20,03	301
9	№ 1		4	18,73	193
10	№ 2			21,94	257
11	№ 3			21,63	308
12	№ 4			20,49	324
13	№ 1	2	0	21,10	249
14	№ 2			17,53	286
15	№ 3			23,12	310
16	№ 4			20,94	376
17	№ 1		2	17,60	361
18	№ 2			19,01	395
19	№ 3			22,83	438
20	№ 4			20,17	497
21	№ 1		4	23,48	412
22	№ 2			18,24	426
23	№ 3			20,61	488
24	№ 4			21,58	539
25	№ 1	4	0	19,55	632
26	№ 2			22,70	671
27	№ 3			20,61	757
28	№ 4			21,08	806
29	№ 1		2	18,46	814
30	№ 2			17,17	863
31	№ 3			21,35	948
32	№ 4			23,14	1055
33	№ 1		4	20,47	972
34	№ 2			18,93	1006
35	№ 3			21,72	1154
36	№ 4			19,38	1371

Анализируя табл. 2, можно сделать вывод, что терригенная составляющая в образце породы существенно влияет на изменение проницаемости образца. Данная особенность отлично заметна на рис. 2–4, представленных ниже.

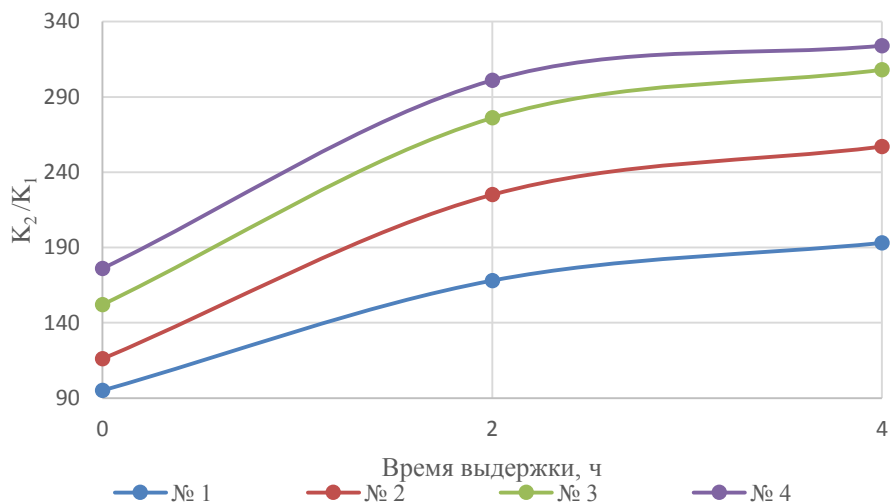


Рис. 2. График изменения проницаемости образцов ГП в зависимости от времени выдержки при закачке КС в объеме, равном одному поровому объему

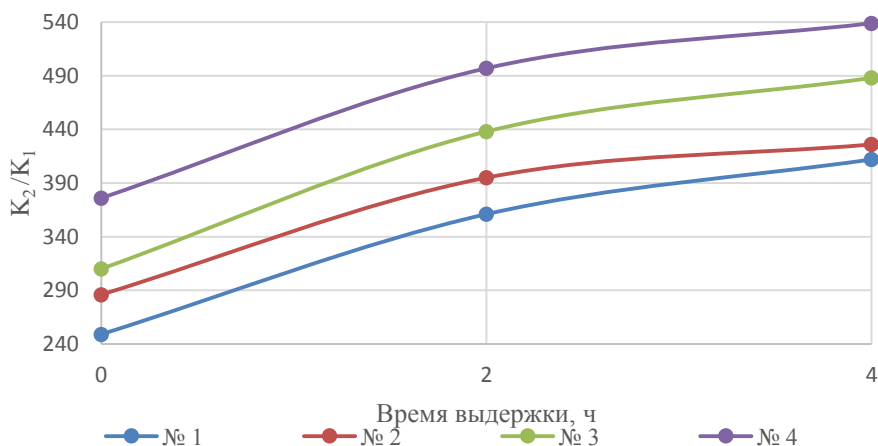


Рис. 3. График изменения проницаемости образцов ГП в зависимости от времени выдержки при закачке КС в объеме, равном двум поровым объемам

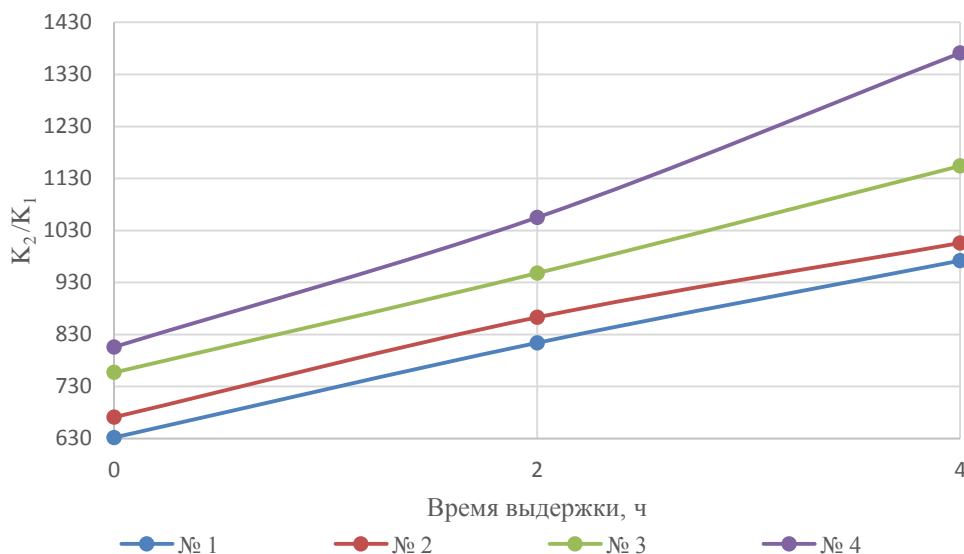


Рис. 4. График изменения проницаемости образцов ГП в зависимости от времени выдержки при закачке КС в объеме, равном четырем поровым объемам

Исходя из приведенных графиков выявляется непосредственная связь между содержанием терригенного материала в образце коллектора и природом проницаемости после кислотного воздействия. С уменьшением карбонатности ГП башкирского яруса значение изменения проницаемости имеет стабильное падение, следовательно, применение СКО дает больший эффект на чисто карбонатных отложениях. Фильтрационные характеристики образцов с месторождения № 4 улучшены в большей мере по сравнению с другими целевыми объектами.

В рамках данного исследования на основании полученных результатов лабораторных работ выявлена зависимость эффективности проведения СКО от литологического состава ГП. Авторами определено, что изучение карбонатности пород позволяет предварительно оценивать успешность применения данного метода ПНП. Таким образом, непосредственное снижение эффективности соляно-кислотной обработки призабойной зоны карбонатного пласта происходит с увеличением содержания терригенных компонентов.

### Список литературы

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

2. 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.

3. Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестн. Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 11. – С. 46–56.

4. Моделирование кислотного воздействия на карбонатные коллекторы с использованием композиционных составов, регулирующих профили отдачи и приемистости скважин / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. – Уфа: Монография, 2014. – № 3(8). – С. 216–223.

5. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора / Э.Э. Ахмерова, Е.А. Шафикова, Г.И. Апкаримова, К.Ю. Прочухан, Т.Р. Просочкина, И.С. Гайсин, Ю.А. Прочухан // Башкирский химический журнал. – 2018. – Т. 25, № 3. – С. 86–92.

6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – М.: Изд-во РГУ им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

7. Равелев К.А. Сравнительный анализ эффективности применения кислотных составов для проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны карбонатного пласта // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных ископаемых: материалы XII всерос. науч.-техн. конф. – Пермь, 2019. – С. 194–196.

Получено 04.03.2020

**Борисов Максим Игоревич** – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: borisov.m.pstu@gmail.com.

**Равелев Кирилл Алексеевич** – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: kravelev@gmail.com.

Научный руководитель **Лекомцев Александр Викторович** – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru.