

УДК 622.276.6:622.031

**А.Ф. Соколов, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин, А.П. Федосеев,  
В.П. Ваньков, А.Е. Алеманов, О.М. Монахова, А.Г. Ефимов, Б.Н. Полестинер**

## Физическое моделирование воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на карбонатные породы пласта-коллектора

**Ключевые слова:** технологические жидкости, фазовая проницаемость, компьютерная томография, фильтрационный канал.

**Keywords:** technological fluids, relative permeability, computed tomography, filtration channel.

С целью повышения эффективности обработок скважин, вскрывающих продуктивный пласт с достаточно большой толщиной, применяются пеноэмульсионные кислотные обработки. В обрабатывающий кислотный раствор при перемешивании вводятся углеводородные жидкости, ингибиторы солеотложения и поверхностно-активные вещества. Устойчивость эмульсии при закачке в пласт достигается газированием азотом. Применение пеноэмульсионных кислотных обработок позволяет замедлить скорость взаимодействия кислоты с породой, увеличивая охват пласта воздействием. За счет уменьшения коррозионной активности раствора увеличивается стойкость узлов скважинного оборудования.

Исследования проводились с использованием модифицированной установки двухфазной фильтрации (Темсо) и комплекса компьютерной томографии на основе томографа Philips Tomoscan 60/TX [1–4].

Целью работы являются исследование методами физического моделирования воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы пласта-коллектора, загрязненного фильтратом бурового раствора, и визуализация процессов растворения породы пласта с применением компьютерного томографа.

Объектом исследования выбраны представительные образцы породы (нижняя пермь) сакмарского и артинского ярусов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), представляющие собой известняк массивный, однородный, органогенный, без ясно выраженной слоистости с содержанием кальцита 84,8 и 78,2 %, доломита 13,1 (2,1 % – нерастворимый остаток) и 21,8 % соответственно. Основные данные о модели пласта представлены в табл. 1.

Таблица 1

### Основные данные о модели пласта Оренбургского НГКМ

Параметры модели	Значение	
	образец № 1	образец № 2
Длина $L$ , см	2,96	3,00
Диаметр, см	2,955	2,945
Площадь поперечного сечения $F$ , см <sup>2</sup>	6,83	6,81
Пористость $m$ , %	12,35	12,15
Объем пор $V_{пор}$ , см <sup>3</sup>	2,50	2,48
Проницаемость $k$ , мД (атм. усл.)	1,347	0,76
Вес сухого образца, г	48,2091	51,0069
Объемная плотность, г/дм <sup>3</sup>	2,38	2,50
Минералогическая плотность, г/дм <sup>3</sup>	2,71	2,84

В модель пласта нагнетали натуральный буровой раствор полимер-коллоидного типа с параметрами: плотность – 1,17 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость – 38,00 с, пластическая вязкость – 24,00 мПа·с, общая минерализация – 169,35 г/дм<sup>3</sup>.

В качестве пластового газа использовали модель газа сепарации плотностью 0,8 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 0,011 мПа·с.

Обрабатывающий кислотный раствор приготовлен из соляной кислоты согласно ГОСТ 3118-77 (х.ч., конц. 35–38 %), с массовой долей HCl 15 % с добавкой поверхностно-активного вещества и стабилизатора ионов железа.

Кислотная эмульсия на углеводородной основе приготовлена с использованием стабильного конденсата следующего состава: 60 % HCl, 40 % стабильного конденсата, в качестве эмульгатора – эмультал с объемной долей 3 % в растворе.

Термобарические условия при проведении исследований: температура – 25 °С, пластовое давление – 13,0 МПа, горное давление – 23,0 МПа.

Программа экспериментальных исследований включала: физическое моделирование пластовых процессов, оценку фильтрационных характеристик пласта, а также компьютерную томографию строения пустотного пространства образцов породы (трещиноватости) и визуализацию физико-химических процессов при воздействии на породу.

В *первой серии экспериментов* предварительно исследовалось воздействие бурового раствора ФЕС образца породы. После уда-

ления фильтрационной корки, образовавшейся в результате воздействия бурового раствора на испытуемый образец № 1, проводили закачку газированной азотом кислотной эмульсии на углеводородной основе с объемной подачей на уровне 0,25 см<sup>3</sup>/мин в количестве 0,5 объема пор испытуемого образца в направлении фильтрации бурового раствора.

Во *второй серии экспериментов* при исследовании эффективности закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе в пласт, загрязненный фильтратом бурового раствора, использовали модель пласта, составленную из двух образцов породы, общей длиной 58,1 мм, объемом пор 4,82 см<sup>3</sup>. В модели пласта за образцом породы № 1, используемым в первой серии экспериментов, был установлен образец породы № 2 (см. табл. 1).

При исследовании эффективности закачки газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе в составную модель пласта было произведено 10 этапов закачек. Суммарный объем закачек составил 4,43 объемов пор.

Результаты исследования воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на породу пласта ОНГКМ представлены в табл. 2.

Таблица 2

### Результаты исследования воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на породу пласта ОНГКМ

№ п/п	Параметр	Исх. данные, эксперимент № 1 / эксперимент № 2	Эксперимент № 1	Эксперимент № 2									
				этапы									
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Фазовая проницаемость образца для модельного газа (пл. усл.), мД	0,94/ 0,82	0,035	–	–	–	0,04	0,03	–	–	0,1	0,1	0,05
2	Время закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе, мин	–	5,0	6,0	6,0	6,0	3,0	9,0	5,0	3,0	27,0	19,0	24,0
3	Объем закачанной кислотной эмульсии на углеводородной основе, см <sup>3</sup>	–	1,25	1,2	1,2	1,2	0,6	1,8	1,0	0,6	5,46	3,8	4,8
4	Закачанный объем пор кислотной эмульсии на углеводородной основе, д.ед.	–	0,5	0,25	0,49	0,74	0,86	1,23	1,43	1,55	2,67	3,45	4,43
5	Объемная скорость закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе, см <sup>3</sup> /мин	–	0,25	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
6	Репрессия на пласт, МПа	–	1,0	0,05	0,1	0,05	0,23	0,3	0,15	0,19	0,23	0,12	0,19
7	Время стабилизации давления на входе в модель пласта, мин	–	136	–	–	–	180	19	23	54	310	13	41
8	Давление после стабилизации на входе в модель пласта, МПа	–	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,1	13,0	13,0	13,0

Эксперименты по исследованию влияния фильтрата бурового раствора на проницаемость продуктивных пластов с использованием натуральных образцов породы и бурового раствора полимер-коллоидного типа выявили значительные снижения проницаемости по сравнению с первоначальной.

Буровой раствор закачивался в насыщенные пластовым газом модели пласта с постоянной репрессией 2,8–2,9 МПа в направлении, обратном моделирующему приток углеводородов в скважину. На выходе из модели пласта давление поддерживалось модельным пластовым газом на уровне 13,0 МПа. При установленной репрессии на пласт фильтрат бурового раствора вытеснял из модели пласта пластовый газ. В течение суток фильтрат бурового раствора выдерживали в моделях пласта при пластовых условиях, тем самым моделируя реальные условия бурения скважины, поскольку восстановление притока углеводородов в скважину осуществляется с течением определенного времени после вскрытия пласта. Таким образом, в экспериментах было предусмотрено возможное взаимодействие фильтрата бурового раствора с породой и насыщающим ее модельным пластовым газом.

В результате фильтрации бурового раствора происходит его разделение на дисперсную фазу и дисперсионную среду. Дисперсная фаза бурового раствора образует на стенке скважи-

ны фильтрационную корку и в пласте – зону коагуляции. Дисперсионная среда проникает в пласт, образуя зону проникновения фильтрата бурового раствора. На торцевой части образца породы толщина образовавшейся фильтрационной корки составила 0,28 мм. Прорыв фильтрационной корки в эксперименте зафиксирован при перепаде давления 0,45 МПа. Эти результаты могут быть использованы при расчете необходимой для удаления фильтрационной корки депрессии во время добычи продукции механизированными методами (или в естественном режиме пласта).

Фазовая проницаемость испытуемого образца для модельного пластового газа (в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину) после загрязнения буровым раствором снизилась с 0,94 до 0,035 мД. Степень снижения проницаемости при внедрении фильтрата бурового раствора в испытуемый образец составила  $\approx 27$ . Образец породы с ухудшенными ФЕС был исследован в первой и второй сериях экспериментов по воздействию на него кислотной эмульсией на углеводородной основе.

В первой серии экспериментов в результате воздействия на модель пласта, загрязненную фильтратом бурового раствора, газированной кислотной эмульсией на углеводородной основе в количестве 0,5 объема пор, сформировалась сеть фильтрационных каналов (рис. 1–3).

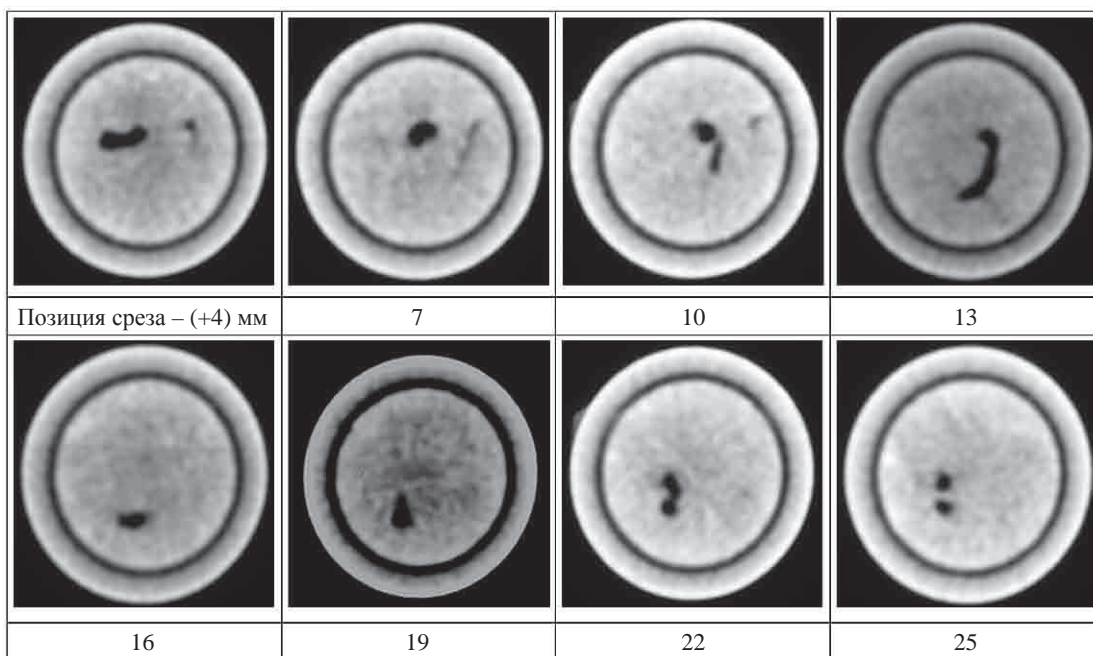
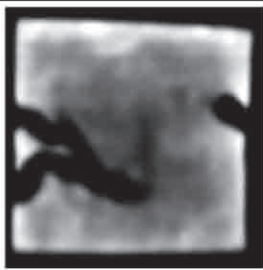
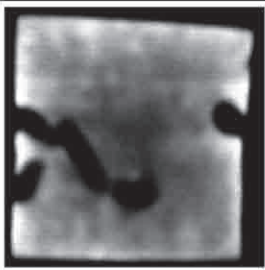
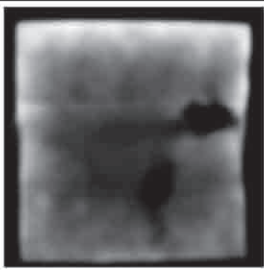
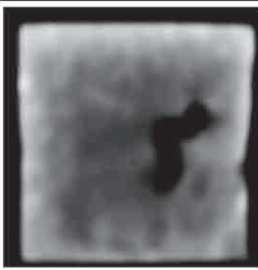
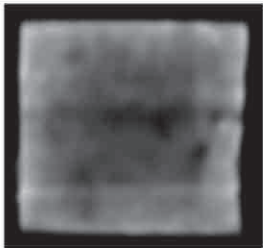


Рис. 1. Томографическая съемка поперечных сечений в образце по окончании закачки 0,5 объема пор кислотной эмульсии на углеводородной основе

			
Позиция среза – (-6) мм	-3	0	3
			
6	Примечание: на данных томограммах вход модели слева, выход – справа.		

**Рис. 2. Томографическая съемка продольных сечений в образце по окончании закачки 0,5 объема пор кислотной эмульсии на углеводородной основе**



**Рис. 3. Вид образца по окончании закачки 0,5 объема пор кислотной эмульсии на углеводородной основе: а – входной торец; б – выходной торец; в – вид образца с оставшимися фрагментами фильтрационной корки**

Превышение давления над пластовым на входе в модель пласта составило 1,0 МПа. Фазовая проницаемость испытуемого образца для модельного пластового газа (в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину) не определялась вследствие прорыва кислотной эмульсии на углеводородной основе и образования в объеме испытуемого образца дополнительных фильтрационных каналов.

Во второй серии экспериментов при исследовании эффективности закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе в пласт, загрязненный фильтратом бурового раствора, использовали модель пласта длиной 58,1 мм, со-

ставленную из двух образцов породы. На входе в модель пласта был установлен образец № 1 с уже сформированной сетью фильтрационных каналов; за ним был установлен образец № 2 (см. табл. 1). Фазовая проницаемость составной модели пласта для модельного пластового газа составила 0,82 мД.

Томографическая съемка поперечных сечений в модели пласта после закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе в количестве 4,43 объемов пор выявила увеличение размеров сформированных фильтрационных каналов в процессе эксперимента, что привело к разрушению торцевой части образца № 1 (рис. 4, 5).

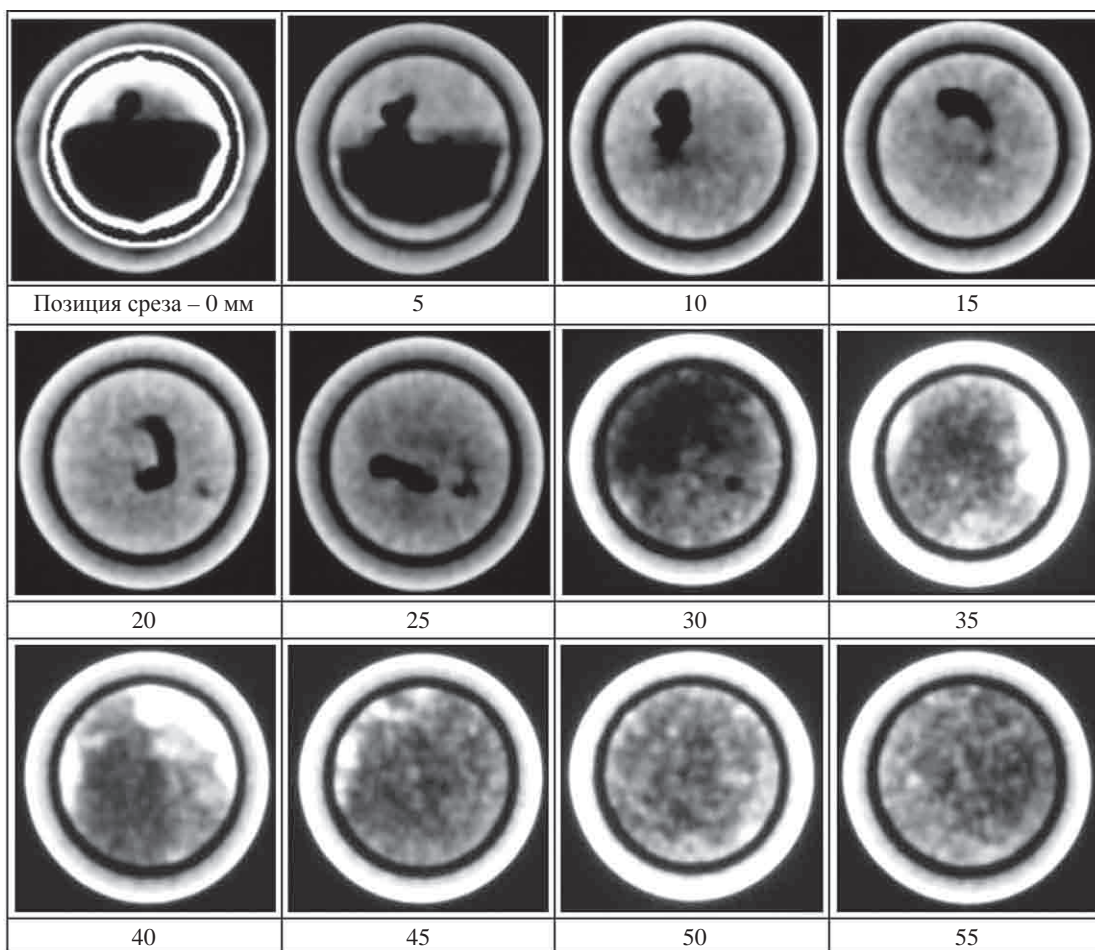


Рис. 4. Томографическая съемка поперечных сечений в модели пласта по окончании закачки 4,43 объема пор кислотной эмульсии на углеводородной основе

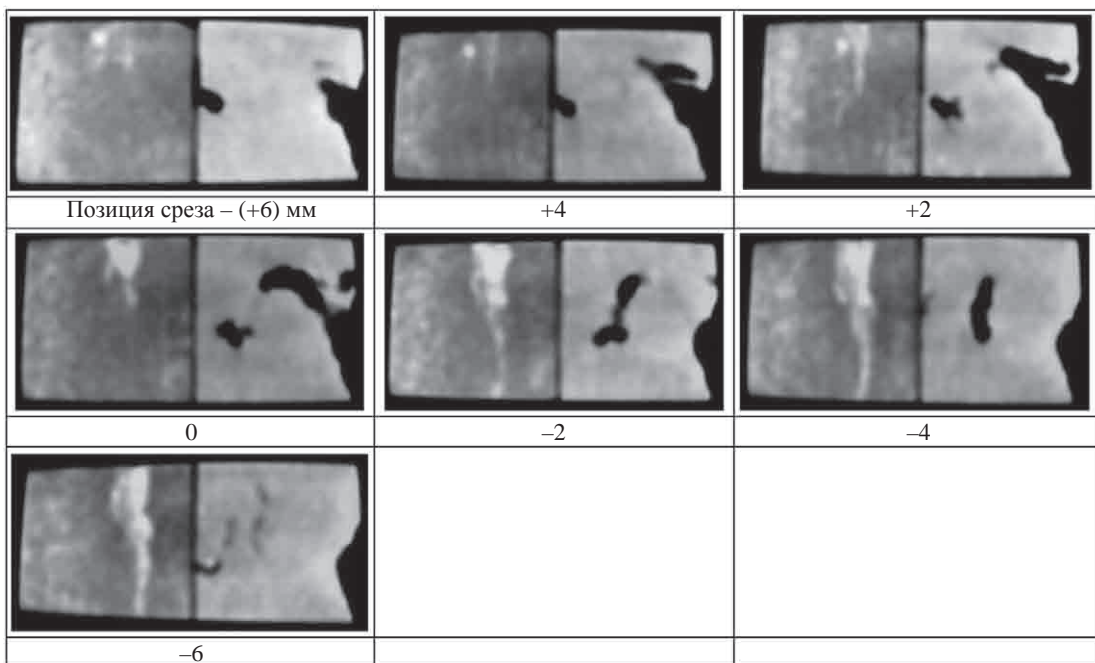


Рис. 5. Томографическая съемка продольных сечений в модели пласта (образцы № 37/6(2) и 30/8) по окончании закачки 4,43 объемов пор кислотной эмульсии на углеводородной основе

Пористость пласта увеличилась приблизительно на 30 %. Для образца № 2, наоборот, произошло снижение на 11,7 %. Объем пор образца № 1 увеличился на 29 %, а образца № 2 снизился на 11,3 %. Объем пор составной модели пласта увеличился на 6,7 %. Потеря массы образца № 1 на входе в модель пласта в процессе эксперимента составила 6,9 %; масса образца № 2 на выходе из модели пласта, наоборот, увеличилась на 0,35 %. Объем сформированного фильтрационного канала составил 1,15 см<sup>3</sup> (24 % от объема пор).

Результаты эксперимента свидетельствуют о загрязнении призабойной зоны скважины продуктами реакции взаимодействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с породой пласта, с одной стороны, и удерживании пористой среды части углеводородов, в частности конденсата, в результате чего резко снижается фазовая проницаемость модели пласта для пластового газа, с другой. Насыщение ближайшей к скважине зоны пласта углеводородами может быть существенным, поскольку через эту зону прокачивается огромный объем эмульсии в пересчете на объемы пор призабойной зоны.

Использование конденсата при приготовлении кислотной эмульсии на углеводородной основе может привести к гидрофобизации пласта, вследствие чего в процессе обработки данной эмульсией призабойной зоны скважины пласт будет удерживать конденсат вплоть до достижения уровня гидродинамической подвижности. То есть в пористой среде наблюдаются периоды уменьшения и увеличения средней насыщенности конденсатом. Соответственно, происходит уменьшение или увеличение фазовой проницаемости модели пласта для модельного пластового газа. При закачке кислотной эмульсии на углеводородной основе в количестве 4,43 объемов пор фазовая проницаемость составной модели пласта для пластового газа установилась на уровне 0,05 мД, что в 16,4 раза ниже первоначальной проницаемости составной модели пласта.

Для увеличения проницаемости пласта, обработанного кислотной эмульсией на углеводородной основе, необходимо дополнительно проводить обработку призабойной зоны технологическими жидкостями для очистки ее от продуктов реакции и сорбированных углеводородов. Например, перед фронтом кислотной эмульсии на углеводородной основе необходи-

мо предварительно закачать технологическую жидкость (метанол или другие растворители), которая при восстановлении притока углеводородов в скважину проэкстрагирует породу пласта и удалит загрязняющие вещества из призабойной зоны скважины вместе с углеводородной продукцией.

Эксперименты показали достаточно высокую эффективность применения кислотной эмульсии на углеводородной основе, возможность обработки пласта на большую глубину при невысоких скоростях закачки. Эффективность определяется степенью соединения незагрязненной зоны пласта со скважиной и образованием разветвленной системы дренирования [5–7]. Для образования разветвленной системы дренирования необходимо проводить обработки в режиме раскрытия естественных микротрещин, создавая на забое давление выше давления начала их раскрытия.

Анализ полученных экспериментальных данных позволяет сделать следующие основные выводы.

1. На современном оборудовании, включающем систему двухфазной фильтрации (Темсо), а также компьютеризированный томограф Philips Tomoscan 60/ТХ с максимальным приближением к пластовым условиям проведения исследования по влиянию буровых растворов и жидкостей интенсификации на фильтрационно-емкостные свойства кернового материала Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

2. Программа экспериментальных исследований включала: физическое моделирование пластовых процессов, оценку фильтрационных характеристик пласта, а также компьютерную томографию строения пустотного пространства образцов породы (трещиноватости) и визуализацию физико-химических процессов при воздействии на породу. В качестве объекта исследования использовались представительные образцы пород Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения без структурных нарушений (каверн, трещин и т.д.), целенаправленно выбранные по результатам сканирования с помощью компьютерного томографа, а также пробы бурового раствора и ингибиторов к обрабатываемому кислотному раствору, используемых на месторождении.

3. Выполненные экспериментальные исследования по изучению влияния буровых растворов полимер-коллоидного типа на проницаемость

пород с низкими фильтрационно-емкостными свойствами выявили значительные ухудшения ФЕС. Необходимо проведение дополнительных исследований по изучению реологических свойств буровых растворов полимер-коллоидного типа, разработке рецептур растворов для интенсифицирующих обработок скважин с целью снижения негативного влияния на ФЕС призабойной зоны пласта.

4. Исследованиями установлено, что при закачке газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе в количестве 0,5 объемов пор сформировались дополнительные сквозные и тупиковые фильтрационные каналы.

5. Результаты эксперимента свидетельствуют о загрязнении призабойной зоны скважины продуктами реакции в результате взаимодействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с породой пласта и удерживании пористой средней части углеводородов, в частности конденсата, в результате чего резко снижается фазовая проницаемость модели пласта для модельного пластового газа. В процессе закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе пласт будет удерживать конденсат вплоть до достижения уровня гидродинамической подвижности.

6. Для увеличения проницаемости пласта, обработанного газированной кислотной эмульсией на углеводородной основе, необходимо дополнительно проводить обработку призабойной зоны технологическими жидкостями для очистки ее от продуктов реакции взаимодействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с породой пласта и сорбированных углеводородов.

7. Томографические исследования, выполненные с целью контроля строения пустотного пространства образцов породы (трещиноватости, каверн) и визуализации физико-химических процессов при воздействии на пласт кислотной эмульсии на углеводородной основе, выявили следующее:

- томографический скрининг kernового материала показал общую однородность образцов, отсутствие трещин, каверн, видимых крупных нарушений, относительную однородность по плотности материала, оцененную на основе профилей СТ-чисел; при этом в образцах заметны более плотные включения, литологический состав которых требует дополнительного исследования;

- томографическое сканирование, проведенное после закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе, продемонстрировало видимую картину формирования сети как сквозных, так и тупиковых фильтрационных каналов одинакового сечения, размеры которых были увеличены в процессе очередных этапов закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе.

### Список литературы

1. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.
2. Operating and Instruction Manual for Relative Permeability Coreflooding System with Data Acquisition and Control System. – November 1995. – Temco, Inc.
3. Saner S. A review of computer tomography and petrophysical applications / S. Saner. – Salt Lake City, 1994.
4. Тер-Саркисов Р.М. Компьютеризированные установки многофазной фильтрации и их применение при разработке методов повышения конденсатоотдачи / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, С.Г. Рассохин и др. // Повышение углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений: сб. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
5. СТО Газпром 2-3.3-080-2006. Инструкция по кислотному воздействию на призабойную зону газовой скважины.
6. Economides M.J. Reservoir Stimulation / M.J. Economides, K.G. Nolte; 3-d Edition. – Schlumberger, 2000. – John Wiley & Sons, LTD.
7. Одинцова Ю.В. Влияние фильтрационно-емкостных свойств и пластовых условий на эффективность кислотных обработок карбонатного пласта // Газовая промышленность. – 2012. – № 6. – С. 38–41.