

УДК 622.276.6:622.031

Экспериментальная оценка эффективности воздействия загущенных кислотных растворов на карбонатные породы продуктивного пласта при интенсификации притока углеводородов

**А.Ф. Соколов^{1*}, С.Г. Рассохин¹, В.М. Троицкий¹, А.В. Мизин¹, В.П. Ваньков¹,
А.Е. Алеманов¹, О.М. Монахова¹**

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Представлены результаты экспериментального исследования влияния на фильтрационные характеристики представительных образцов карбонатных пород бурового раствора на полимерной основе; обрабатывающего кислотного раствора; водного раствора полимера, используемого в качестве отклоняющей системы; раствора гелированной полимером кислоты и кислотной эмульсии на углеводородной основе.

Дана оценка эффективности воздействия загущенными кислотными растворами на загрязненную фильтратом бурового раствора породу пласта; выявлены существенные изменения фильтрационно-емкостных свойств породы пласта; визуализированы изменения поровой структуры образца породы после воздействия технологическими жидкостями; количественно оценены размеры вновь сформированных фильтрационных каналов.

В процессе активной разработки месторождений углеводородов закономерно снижается продуктивность эксплуатационных скважин, в связи с чем приобретают актуальность вопросы повышения эффективности разработки месторождений за счет применения новых технологий добычи. Это комплексная инженерно-технологическая задача. И для ее решения в том числе необходимо изучать влияние свойств технологических жидкостей на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы призабойной зоны скважин.

Так, на экспериментальном оборудовании в составе системы двухфазной фильтрации и компьютеризированного томографа (далее – томограф) изучалась¹ динамика изменения фильтрационных характеристик представительных образцов карбонатных пород нефтегазоконденсатного месторождения под влиянием нескольких технологических жидкостей, а именно: бурового раствора на полимерной основе; обрабатывающего кислотного раствора; водного раствора полимера и раствора гелированной полимером кислоты, используемых в качестве отклоняющей системы; газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе [1–3].

Касательно карбонатных коллекторов самым распространенным способом обработки призабойной зоны пласта с целью интенсификации притока углеводородов является кислотная обработка. Наибольшее практическое применение на месторождениях в этом отношении нашли соляная кислота и ее смеси с органическими кислотами, нейтральными жидкостями и газами². Глубина обработки призабойной зоны определяется глубиной проникновения кислотного раствора до полной нейтрализации кислоты в результате взаимодействия с породой пласта [4, 5].

Для экспериментальных исследований выбран 15%-ный раствор соляной кислоты (как наиболее распространенный состав при обработке карбонатных коллекторов)

Ключевые слова: карбонатная порода, фильтрационно-емкостные свойства породы, загущенный кислотный раствор, фильтрационный канал, компьютерная томография.

¹ См. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

² См. СТО Газпром 2-3.3-080-2006. Инструкция по кислотному воздействию на призабойную зону газовой скважины. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 34 с.

с добавками присадок (гидрофобизаторы, гидрофилизаторы, ингибиторы, замедлители скорости реакции, загустители, гидрофобные эмульсии). В роли объектов исследования (моделей пласта) выступили образцы породы, представляющие собой известняки массивные, однородные, органогенные, без ясно выраженной слоистости, с содержанием кальция 84,8–92,0 %, доломита 6,0–13,1 % (табл. 1).

Оценку эффективности воздействия загущенных кислотных растворов на ФЕС карбонатной породы продуктивного пласта, загрязненного фильтратом бурового раствора, и визуализацию процессов растворения породы пласта с применением томографа выполняли в следующей последовательности (см. далее стадии эксперимента):

1) закачка бурового раствора с оценкой влияния на ФЕС продуктивного пласта (модели 1–3);

2) воздействие на модель пласта, загрязненную фильтратом бурового раствора, обрабатывающим кислотным раствором с массовой долей HCl 15,0 % с целью создания фильтрационных каналов (модели 1, 2);

3) закачка в модель пласта раствора гелированной полимером кислоты в качестве отклоняющей системы с пластической вязкостью 70,0 мПа·с (модель 1);

4) поочередная закачка в пласт водного раствора полимера полисахаридного типа (массовая доля – 0,4 %, пластическая вязкость – 70 мПа·с) в качестве отклоняющей системы и обрабатывающего кислотного раствора (модель 2 и составная модель из образцов 2, 4);

5) воздействие на модель пласта газированной кислотной эмульсией на углеводородной основе (модель 3 и составная модель из образцов 3, 4).

На первой стадии экспериментов на образцах породы 1–3 исследовали изменение ФЕС

при нагнетании бурового раствора полимер-коллоидного типа плотностью 1,17 г/см³, пластической вязкостью 24,0 мПа·с и общей минерализацией 169,35 г/дм³. В качестве пластового газа применялась модель газа сепарации плотностью 0,8 кг/м³ и вязкостью 0,011 мПа·с. Модели пласта насыщались модельным пластовым газом с учетом термобарических условий (температура – 25 °С; давление, МПа: пластовое – 13,0, горное – 23,0). Остаточной водонасыщенности в образцах не создавалось. Буровой раствор закачивался в насыщенные пластовым газом модели пласта с постоянной репрессией в направлении, обратном направлению, моделирующему приток углеводородов в скважину. На выходе из испытуемого образца давление поддерживалось модельным пластовым газом на уровне 13,0 МПа. Фильтрат бурового раствора (после выдержки в течение суток в модели пласта при пластовых условиях) вытесняли пластовым газом в направлении притока углеводородов в скважину.

Фазовые проницаемости для модельного пластового газа в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину, были измерены после удаления фильтрационной корки потоком обрабатывающего кислотного раствора вдоль торца моделей пласта. Восстановление проницаемости для образцов породы 1, 2 и 3 составило 5,9; 6,7 и 3,7 % соответственно (табл. 2).

Эксперименты по исследованию влияния фильтрата бурового раствора на проницаемость натуральных образцов породы выявили значительные изменения проницаемости: для модельного пластового газа фазовая проницаемость снизилась в 17–29 раз по сравнению с начальной. В результате фильтрации бурового раствора дисперсная фаза бурового раствора образовала на торцевой части испытуемого образца фильтрационную корку, а дисперсионная

Таблица 1

Основные данные о моделях пласта

№ модели (образца)	Масса*, г	Диаметр, мм	Длина, мм	Объем, см ³	Пористость (гелий), %	Объем пор, см ³	Абсолютная проницаемость**, мД	Плотность породы объемная, г/см ³	Плотность породы минералогическая, г/см ³
1	49,0772	29,60	30,3	20,85	10,37	2,12	1,006	2,30	2,68
2	48,2027	29,50	29,9	20,42	12,05	2,47	1,652	2,36	2,68
3	48,2091	29,55	29,6	20,22	12,35	2,50	1,347	2,38	2,71
4	51,0069	29,45	30,00	20,42	12,15	2,48	0,76	2,50	2,80

* Сухой образец.

**Азот, атмосферные условия.

среда – зону проникновения фильтрата бурового раствора.

Результаты экспериментальных исследований по изучению влияния буровых растворов полимер-коллоидного типа на проницаемость пород с низкими ФЕС свидетельствуют о необходимости изучения реологических свойств растворов и разработки их рецептур для интенсифицирующих обработок скважин с целью снижения негативного влияния на ФЕС призабойной зоны пласта.

На второй стадии работ с целью интенсификации притока углеводородов в скважину исследовали влияние загущенных кислотных растворов на ФЕС породы продуктивного пласта, предварительно сформировав в образцах фильтрационные каналы с помощью обрабатывающего кислотного раствора с массовой долей HCl 15,0 %. Механизм действия

загущенных кислотных растворов, используемых в качестве отклоняющей системы, заключается в кольматации крупных пор (фильтрационных каналов), образовавшихся в результате предыдущих кислотных обработок призабойной зоны скважин, продуктами расслоения растворов (например, полимерным гелем и кислотным раствором) и создании дополнительной сети фильтрационных каналов.

В результате закачки в испытуемый образец 1 обрабатывающего кислотного раствора в количестве одного объема пор (цикл 1) образовались каверны (фильтрационный канал) глубиной до 5–5,5 мм (по данным томографических исследований). Фазовая проницаемость испытуемого образца для модельного пластового газа в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину, составила 0,05 мД (табл. 3). Закачка обрабатывающего

Таблица 2

Влияние фильтрата бурового раствора полимер-коллоидного типа на фильтрационные характеристики моделей пласта

Параметр	Модель пласта		
	№ 1	№ 2	№ 3
Пористость (по гелию), %	10,37	12,05	12,35
Начальная проницаемость образца для модельного газа (пласт. условия), мД	0,68	1,20	0,94
Закачанный объем пор бурового раствора, д.ед.	3,00	3,00	3,00
Объемная скорость закачки, см ³ /мин	0,016	0,024	0,048
Средняя линейная скорость проникновения фильтрата бурового раствора, м/сут	0,33	0,42	0,81
Репрессия на пласт, МПа	2,80	2,90	2,90
Время выдержки модели пласта с буровым раствором, ч	24	24	24
Толщина фильтрационной корки, мм	0,28	–	–
Перепад давления, при котором произошел прорыв фильтрационной корки, МПа	1,28	2,00	0,45
Фазовая проницаемость для модельного газа, мД	0,04	0,08	0,035
Восстановление проницаемости, %	5,90	6,70	3,70

Таблица 3

Результаты исследования воздействия обрабатывающего кислотного раствора и раствора гелированной полимером кислоты на ФЕС породы пласта (модель 1)

Параметр	Цикл закачки обрабатывающего кислотного раствора		Цикл (№ 3) закачки раствора гелированной полимером кислоты
	№ 1	№ 2	
Фазовая проницаемость образца для модельного газа (пласт. условия), мД	0,05	Образовался фильтрационный канал	Увеличился размер фильтрационного канала
Объем закачанного обрабатывающего кислотного раствора, см ³	2,12	4,50	2,12
Закачанный объем пор, д.ед.	1,00	2,10	1,00
Объемная скорость закачки, см ³ /мин	0,25	0,10	1,00
Пластовое давление, МПа	13,00	13,00	13,00
Репрессия на пласт, МПа	1,37	2,00	0,00
Пластическая вязкость раствора, мПа·с	–	–	70,00
Пористость, %	–	–	14,07
Потеря массы, г	–	–	1,92

кислотного раствора с постоянной объемной подачей 1,0 см³/мин в количестве двух объемов пор (цикл 2) привела к формированию сквозного фильтрационного канала.

На третьей стадии экспериментов в испытываемый образец 1 был закачан один поровый объем раствора гелированной полимером кислоты в качестве отклоняющей системы с постоянной объемной подачей раствора 1,0 см³/мин (см. цикл 3 в табл. 3). Превышения входного давления по сравнению с пластовым в эксперименте не зафиксировано.

Сканирование испытываемого образца в радиальной плоскости с помощью томографа после закачки одного порового объема раствора гелированной полимером кислоты выявило изменение геометрических размеров сквозного канала в образце в сторону увеличения без формирования дополнительных фильтрационных каналов. По окончании экспериментов пористость испытываемого образца возросла на 3,7 % по сравнению с первоначальной величиной. Потеря массы образца после воздействия обрабатывающего кислотного раствора и последующей обработки раствором гелированной полимером кислоты составила 3,9 %.

Четвертая стадия экспериментов. На модели пласта 2, загрязненной фильтратом бурового раствора, исследовали воздействие обрабатывающего кислотного раствора и эффективность поочередной закачки в пласт водного раствора полимера полисахаридного типа (пластическая вязкость – 70 мПа·с) в качестве отклоняющей системы и обрабатывающего кислотного раствора. Закачку обрабатывающего кислотного раствора производили в четыре этапа порциями по 0,5 объема пор с объемной подачей на уровне 0,25 см³/мин.

В результате закачки обрабатывающего кислотного раствора (табл. 4, см. циклы 1, 2) произошло снижение фазовой проницаемости с 0,08 до 0,06 мД, связанное с загрязнением порового пространства продуктами реакции обрабатывающего кислотного раствора с образцом породы. Очередные порции обрабатывающего кислотного раствора привели к увеличению фазовой проницаемости до 0,12 мД (цикл 3) и в дальнейшем к прорыву кислотного обрабатывающего раствора через образец породы. Фазовая проницаемость для пластового газа по окончании закачки кислотного раствора не измерялась из-за высокой проницаемости образца.

Сканирование образца по окончании 4-го цикла закачки кислотного раствора показало наличие сформировавшегося фильтрационного сквозного канала неправильной формы раскрытостью около 1,5–4 мм. В результате воздействия на образец породы обрабатывающим кислотным раствором произошло увеличение пористости на 2,77 %. Потеря массы составила 2,80 % исходной массы образца породы.

Поочередную закачку водного раствора полимера и обрабатывающего кислотного раствора осуществляли в четыре цикла на составной модели пласта, установив за образцом породы 2 образец 4. Потери массы образцов 2 и 4 составили 7,8 и 0,19 % соответственно. Пористость образца 4 увеличилась на 0,87 % (табл. 5).

Сканирование образцов по окончании четвертого цикла поочередной закачки водного раствора полимера и обрабатывающего кислотного раствора выявило увеличение геометрических размеров фильтрационного канала. Снижение фазовой проницаемости для модельного пластового газа связано с продвижением

Таблица 4

Результаты исследования воздействия обрабатывающего кислотного раствора на породу пласта, в том числе на ФЕС пласта (модель 2)

Параметр	Цикл закачки обрабатывающего кислотного раствора			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
Фазовая проницаемость образца для модельного газа (пласт. условия), мД	–	0,06	0,12	Образовался фильтрационный канал
Объем закачанного обрабатывающего кислотного раствора, см ³	1,235	1,235	1,235	1,235
Закачанный объем пор, д.ед.	0,50	0,50	0,50	0,50
Объемная скорость закачки, см ³ /мин	0,10	0,25	0,25	0,25
Репрессия на пласт, МПа	0,27	0,28	0,33	0,80
Пористость, %	–	–	–	14,82
Потеря массы, г	–	–	–	1,36

Таблица 5

Результаты исследования воздействия водного раствора полимера и обрабатывающего кислотного раствора на ФЭС породы пласта (составная модель из образцов 2, 4)

Параметр	Цикл поочередной закачки водного раствора полимера и кислотного обрабатывающего раствора			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
Фазовая проницаемость модели для модельного газа (пласт. условия), мД	–	–	–	0,04
Объем закачанного водного раствора полимера, см ³	1,45	1,4	1,4	0,7
Закачанный объем пор водного раствора полимера, д.ед.	0,3	0,29	0,29	0,145
Объемная скорость закачки водного раствора полимера, см ³ /мин	0,25–0,1	0,2	0,1	0,1
Репрессия на пласт, МПа	0,22	1,0	1,0	0,9
Время стабилизации давления на входе в модель пласта после закачки водного раствора, мин	35	100	105	175
Давление после стабилизации на входе в модель пласта после закачки водного раствора, МПа	13,0	13,0	13,5	13,5
Объем закачанного обрабатывающего кислотного раствора, см ³	0,66	1,2	1,0	1,0
Закачанный объем пор обрабатывающего кислотного раствора, д.ед.	0,135	0,25	0,21	0,21
Объемная скорость закачки обрабатывающего кислотного раствора, см ³ /мин	0,2	0,2	0,1	0,1
Репрессия на пласт, МПа	0,21	0,24	0,15	0,30
Время стабилизации давления на входе в модель пласта после закачки кислотного раствора, мин	18	58	53	212
Давление после стабилизации на входе в модель пласта после закачки кислотного раствора, МПа	13,00	13,00	13,05	13,05
Потеря массы, г	–	–	–	3,52

продуктов реакции обрабатывающего кислотного раствора с породой продуктивного пласта и водного раствора полимера полисахаридного типа по длине модели пласта.

Пятая стадия работ. Исследование воздействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе на модель пласта 3, загрязненную фильтратом бурового раствора, проводили в два этапа. В ходе приготовления углеводородной эмульсии в обрабатывающий кислотный раствор при перемешивании были введены углеводородная жидкость (стабильный конденсат), поверхностно-активные вещества, ингибиторы солеотложения, замедляющие скорость взаимодействия кислоты с породой и увеличивающие охват пласта воздействием. Устойчивость эмульсии при закачке в модель пласта достигалась газированием азотом.

На первом этапе закачку газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с объемной подачей на уровне 0,25 см³/мин в количестве 0,5 объема пор производили в направлении фильтрации бурового раствора; давление на входе превысило пластовое на 1,0 МПа. Томографические съемки поперечных и продольных сечений в образце по окончании закачки 0,5 объема пор газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе выявили

формирование двух фильтрационных каналов одинакового сечения от входного торца образца на глубину приблизительно 7–8 мм, которые объединились в один фильтрационный канал сложной конфигурации, представленный на выходе двумя каналами. Одновременно сформировался третий фильтрационный канал меньшего сечения на глубину приблизительно 12 мм.

На втором этапе перед проведением испытания использовали модель пласта, составленную из двух образцов породы: за образцом 3 был установлен (после предварительной подготовки) образец 4. Такой методический прием позволил исследовать влияние углеводородной жидкости, входящей в состав кислотной эмульсии на углеводородной основе, на проницаемость породы при продвижении эмульсии вглубь пласта. Фазовая проницаемость составной модели пласта для модельного пластового газа оказалась равной 0,82 мД.

Через составную модель пласта произведены 10 циклов закачки газированной кислотной эмульсии суммарным объемом 4,43 объема пор (табл. 6). Закачка кислотной эмульсии на углеводородной основе в указанном количестве способствовала увеличению размеров ранее сформированных фильтрационных каналов (см. ранее этап 1), росту пористости

Таблица 6

Результаты исследования воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на ФЕС продуктивного пласта (составная модель из образцов 3, 4)

Параметр	Цикл закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе									
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10
Фазовая проницаемость образца для модельного газа (пласт. условия), мД	–	–	–	0,04	0,03	–	–	0,1	0,1	0,05
Закачанный объем пор кислотной эмульсии на углеводородной основе, д.ед.	0,25	0,49	0,74	0,86	1,23	1,43	1,55	2,67	3,45	4,43
Объемная скорость закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе, см ³ /мин	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Репрессия на пласт, МПа	0,05	0,1	0,05	0,23	0,3	0,15	0,19	0,12	0,12	0,19
Время стабилизации давления на входе в модель пласта, мин	–	–	–	180	19	23	54	310	13	41
Давление после стабилизации на входе в модель пласта, МПа	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,1	13,0	13,0	13,0

образца 3 приблизительно на 30 %. У образца 4, наоборот, произошло снижение пористости на 11,7 %. Объем пор составной модели пласта увеличился на 6,7 %. Потеря массы образца 3 в процессе эксперимента составила 6,9 %, масса образца 4 увеличилась на 0,35 %. Превышение давления на входе в модель пласта по сравнению с пластовым в процессе закачки эмульсии варьировалось в интервале 0,05–0,19 МПа.

Результаты эксперимента свидетельствуют о загрязнении призабойной зоны скважины продуктами реакции взаимодействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с породой пласта в результате удерживания пористой средой продуктов реакции и части углеводородов, в том числе конденсата; фазовая проницаемость для модельного пластового газа резко снизилась. Насыщение ближайшей к скважине зоны пласта углеводородами может быть существенной, поскольку через эту зону прокачивается огромный объем

эмульсии в пересчете на объемы пор призабойной зоны.

Для увеличения проницаемости пласта, обработанного газированной кислотной эмульсией на углеводородной основе, необходимо дополнительно обрабатывать призабойную зону технологическими жидкостями для очистки ее от загрязняющих веществ. Например, перед фронтом кислотной эмульсии на углеводородной основе предварительно закачать технологическую жидкость (растворитель), которая при восстановлении притока углеводородов в скважину проэкстрагирует породу пласта и удалит загрязняющие вещества из призабойной зоны скважины.

Сравнительный анализ результатов воздействия загущенных кислотных растворов на ФЕС пласта при прочих равных условиях показал высокую эффективность раствора газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе при интенсификации карбонатных пород продуктивных пластов.

Список литературы

1. Operating and instruction manual for relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system. – Tulsa: Temco Inc., 1995.
2. Saner S. A review of computer tomography and petrophysical applications / S. Saner. – Salt Lake City, 1994.
3. 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. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
4. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости: пер. с англ. / У.Л. Уилкинсон. – М.: Мир, 1964. – 216 с.
5. Wang Y. The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations / Y. Wang, A.D. Hill, R.S. Schechter. – SPE 25578. – Houston, Texas: SPE, 1993.

Experimental assessment of effectiveness in respect to exposure of thickened acid baths to carbonate rocks of a productive layer aimed at intensification of hydrocarbon inflow

A.F. Sokolov^{1*}, S.G. Rassokhin¹, V.M. Troitskiy¹, A.V. Mizin¹, V.P. Vankov¹, A.Ye. Alemanov¹,
O.M. Monakhova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The paper presents results of tests aimed at studying changes in filtration properties of representative carbonate rock samples being affected by a polymer-based drilling fluid, an acid bath, an aqueous polymer solution used as a deflection system, a solution of a polymer-geled acid and an emulsified hydrocarbon-based acid. Performance of thickened acid solutions exposure to a reservoir rock spoiled with filtrate of a drilling fluid is estimated. Therefore essential changes in rock porosity and permeability are revealed and visualized. Dimensions of newly formed filtration channels are assessed quantitatively.

Keywords: carbonate rock, rock porosity and permeability, thickened acid bath, filtration channel, computer-aided tomography.

References

1. TEMCO INC. *Operating and instruction manual for relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system*. Tulsa, 1995.
2. SANER, S. *A review of computer tomography and petrophysical applications*. Salt Lake City, 1994.
3. TER-SARKISOV, R.M., V.A. NIKOLAYEV, S.G. RASSOKHIN et al. Computer-based plants for multiphase filtration and their application at development of methods for rising of condensate recovery [Kompyuterizirovannyye ustanovki mnogofaznoy filtratsii i ikh primeneniye pri razrabotke metodov povysheniya kondensatootdachi]. In: *Rising hydrocarbon recovery of a stratum within a gas-condensate field* [Povysheniye uglevodorodootdachi plasta gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 27–38. (Russ.).
4. WILKINSON, W.L. *Non-Newtonian fluids*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1964. (Russ.).
5. WANG, Y., A.D. HILL, R.S. SCHECHTER. *The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations*. SPE 25578. Houston, Texas: SPE, 1993.