



УДК 622.276

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕОДНОРОДНЫЕ ПЛАСТЫ

EXPERIMENTAL STUDY OF THE ACID IMPACT ON HETEROGENEOUS FORMATIONS

Кязимов Фазиль Кямал оглы

кандидат технических наук, доцент,
ведущий научный сотрудник
отдела проектирование воздействия
на пласт и призабойную зону,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (ГНКАР),
НИПИ «Нефтегаз»
fazil_kazimov@mail.ru

Рзаева Сабина Джангир кызы

кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
отдела проектирование воздействия
на пласт и призабойную зону,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (ГНКАР),
НИПИ «Нефтегаз»
Rsabina73@mail.ru

Тулешева Гьулнара Дюсеновна

специалист,
ТОО «КазНИПИмунайгаз»
gtulesh@mail.ru

Аннотация. В статье приводятся результаты экспериментальных исследований кислотной обработки призабойной зоны скважины с предварительной изоляцией высокопроницаемых зон пенным раствором. Установлено, что предложенный способ значительно увеличивает коэффициент вытеснения нефти. В результате промысловых испытаний разработанного способа на двух нагнетательных скважинах месторождения Жетыбай (Казахстан) значительно увеличилась приемистость скважин, также увеличился дебит нефти и снизилась обводненность продукции по реагирующим скважинам.

Ключевые слова: изоляция, пенообразующая система, кислотный раствор, пористая среда, коэффициент вытеснения.

Kyazimov Fazil Kamal

Ph. D.,
Associate professor,
Leading Researcher of the Department
of Design of impacts on
reservoir and wellbottom zone,
Oil Gas Scientific Research Project
Institute of SOCAR
fazil_kazimov@mail.ru

Rzayeva Sabina Cahangir

Ph. D.,
Leading Researcher of the Department
of Design of impacts
on reservoir and wellbottom zone,
Oil Gas Scientific Research Project
Institute of SOCAR
Rsabina73@mail.ru

Tulesheva Gulnara Dyusenovna

Specialist,
LLP «KazNIPImunaigas»
gtulesh@mail.ru

Annotation. The article presents the results of experimental studies of acid treatment of the bottomhole zone with preliminary isolation of high permeability zones with a foam solution. It was found that the proposed method significantly increases the oil displacement coefficient. As a result of field trials of the developed method, injection wells were significantly increased at two injection wells of the Zhetybai (Kazakhstan) field, the oil production rate increased and the water cut of the products in the reacting wells decreased.

Keywords: isolation, foaming system, acid solution, porous medium, displacement coefficient.

Нефтяные месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются снижением темпов отбора нефти и увеличением обводненности продукции скважин. В условиях прогрессирующего обводнения добываемой продукции предпочтительными являются методы, обладающие селективным действием, позволяющие блокировать участки с высокой проницаемостью коллекторов и перенаправить вытесняющий агент к участкам с более низкой проницаемостью, увеличивая при этом коэффициент охвата пласта заводнением [1–3].

Кислотная обработка призабойной зоны скважин является одним из наиболее распространенных методов интенсификации притока нефти к добывающим скважинам и восстановления приемистости нагнетательных скважин. Однако в связи с тем, что участки с низкой проницаемостью плохо задействованы в процессе продвижения закачиваемого агента, эффективность метода снижается. Для селективной закупорки высокопроницаемых зон применяют различные изолирующие составы: гелеобразующие, пенообразующие, полимерные, эмульсионные комбинированные и др. [4–7]. Все



они обладают определенными недостатками, такими как сложность приготовления растворов, ограничения к их применению, необходимость дополнительного оборудования и т.д., снижающими охват пласта воздействием и эффективность процесса.

Для повышения эффективности процесса разработан способ кислотной обработки с предварительной изоляцией высокопроницаемых зон образуемым в пласте пенным раствором [8]. После блокирования высокопроницаемых участков кислотный раствор будет продвигаться в направлении к низкопроницаемым зонам, что обеспечит увеличение охвата пласта воздействием. Перед кислотным раствором в пласт закачивают органическую кислоту, при этом можно использовать уксусную, муравьиную, пропионовую или лимонную кислоту. Выбранные соотношения компонентов предложенного кислотного раствора обеспечивают уменьшение скорости реакции раствора с породами пласта в начальной стадии воздействия, и в результате происходит более глубокое проникновение раствора в породы.

Для анализа эффективности процесса проводились экспериментальные исследования на слоисто-неоднородных линейных моделях пласта длиной 0,8 м и внутренним диаметром 0,04 м. Проницаемость первого слоя, состоящего из кварцевого песка с добавкой 10 % бентонитовой глины, была на порядок выше проницаемости второго слоя, состоящего из кварцевого песка с добавкой 10 % бентонитовой глины. После создания начальной нефтенасыщенности (70 %) и остаточной водонасыщенности (30 %) нефть вытеснялась при постоянных температуре и перепаде давления. В экспериментах конечный коэффициент нефтеотдачи составил 0,422 (рис. 1, кривая 1а), при этом в модель закачали 2,4 объема рабочего агента.

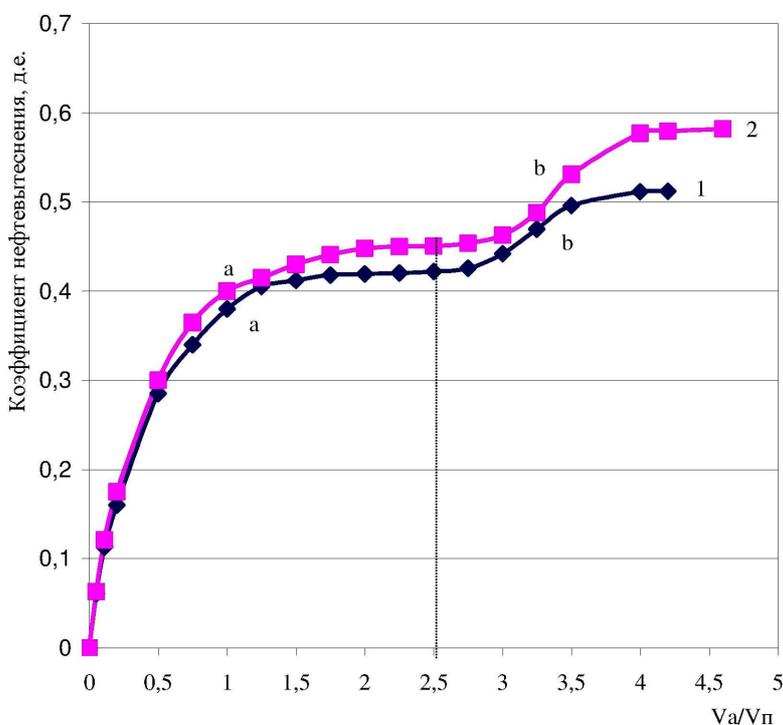


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента вытеснения от объема закаченного рабочего агента в слоисто-неоднородной пористой среде:
 1 – при наличии глины; 2 – при наличии карбонатной породы;
 а) вытеснение нефти водой; б) вытеснение остаточной нефти водой послезакачки реагентов

С целью изоляции высокопроницаемого слоя на выход модели, имитирующей призабойную зону добывающей скважины, подавался пенообразующий раствор. Для увеличения проницаемости низкопроницаемой зоны следом за пенной системой на выход модели закачивается предложенный состав кислотного раствора. После закачки указанных реагентов модель с обеих сторон закрывается на 24 часа. По истечении времени на вход модели подавалась пластовая вода и наблюдается за процессом вытеснения остаточной нефти. В данном случае конечный коэффициент вытеснения увеличился на 9 % и составил 0,512 (рис. 1, кривая 1б).

Дальнейшие исследования проводились при тех же условиях с той разницей, что второй слой модели состоял из кварцевого песка с добавкой 10 % карбонатной породы. Здесь также после создания начальной нефтенасыщенности (75 %) и связанной воды нефть вначале вытеснялась пластовой водой. В экспериментах конечный коэффициент нефтевытеснения составил 0,451, при этом в модель было закачено 2,56 объема рабочего агента (рис. 1, кривая 2а). Как в и предыдущих исследованиях, в данных экспериментах для изоляции высокопроницаемого слоя на выход модели подавался пенооб-



разующий раствор. Следом за пенной системой закачивался предложенный кислотный раствор. После закачки указанных реагентов модель с обеих сторон закрывается на 24 часа. По истечении времени на вход модели подается пластовая вода и наблюдается процесс вытеснения остаточной нефти. В данном случае конечный коэффициент вытеснения увеличился на 13,1 % и составил 0,582 (рис. 1, кривая 2б).

Механизм процесса заключается в следующем: закачанная на выход модели пенная система изолирует высокопроницаемый слой, а закачанный следом кислотный раствор вступает в реакцию с породой, входящей в состав низкопроницаемого слоя. В итоге на выходе модели проницаемость низкопроницаемого слоя улучшается, в результате чего пластовая вода, продвигается в низкопроницаемую нефтяную зону, вытесняя нефть.

Для сравнения в дальнейших экспериментах при тех же условиях на выход модели, закачивали пенную систему и соляную кислоту, а также производили закачку предложенного кислотного раствора и соляной кислоты без изоляции высокопроницаемого слоя и изучали их влияние на конечный коэффициент нефтевытеснения. Полученные результаты показаны в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты проведенных экспериментальных исследований с рабочими агентами, закачанными на выход модели

№ эксперимента	Пористые среды	Рабочие агенты, закачанные с выхода модели	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %	Дополнительный объем рабочего агента, необходимый на вытеснение остаточной нефти, в объемах пор
1	При наличии глины	Пенообразующая система и предложенный кислотный раствор	9	1,78
2	При наличии глины	Пенообразующая система и раствор соляной кислоты	0	2,5
3	При наличии глины	Предложенный кислотный раствор	5,6	3,15
4	При наличии глины	Раствор соляной кислоты	0	2,0
5	При наличии карбонатных пород	Пенообразующая система и предложенный кислотный раствор	13,1	2,04
6	При наличии карбонатных пород	Пенообразующая система и раствор соляной кислоты	10,8	1,77
7	При наличии карбонатных пород	Предложенный кислотный раствор	9,5	3,43
8	При наличии карбонатных пород	Раствор соляной кислоты	7	3,0

Как видно из таблицы, при закачке в обводненную пористую среду, включающую глину, после пенной изолирующей системы только раствора соляной кислоты в значении конечного коэффициента нефтевытеснения роста не наблюдается. Это можно объяснить тем, что HCl не вступает в реакцию с глиной и кварцевыми породами, составляющими пористую среду, и, следовательно, не влияет на проницаемость породы. В случае воздействия на пористую среду, включающую карбонатную породу, после изоляции только раствором соляной кислоты в значении конечного коэффициента нефтевытеснения наблюдается увеличение на 10,8 %. Это можно объяснить тем, что HCl растворяет карбонаты, входящие в состав минералов слоистой модели и увеличивает проницаемость пористой среды. В результате увеличивается конечный коэффициент нефтевытеснения.

В исследованиях, где в пористую среду, включающую глину после заводнения и закачки предложенного кислотного раствора без предварительной изоляции, значение конечного коэффициента вытеснения увеличилось на 5,6 %. Количество рабочего агента, израсходованного на вытеснение остаточной нефти также значительно увеличилось. Это можно объяснить тем, что хотя и проницаемость призабойной зоны увеличилась, большая часть закачанной со входа пластовой воды продвигается по высокопроницаемому слою, не охватывая полностью низкопроницаемый слой.

В пористую среду, включающую карбонатную породу после заводнения и закачки только предложенного кислотного раствора на выход модели значение конечного коэффициента вытеснения возросло на 9,5 % (табл. 1). Количество рабочего агента, необходимого для вытеснения остаточной нефти в данном случае также значительно увеличилось. Это можно объяснить следующим образом:



несмотря на увеличение проницаемости в результате реакции кислотного раствора с карбонатными породами слоя, большая часть закачанной на вход модели воды продвигается по высокопроницаемым зонам, не охватывая полностью малопроницаемый слой. В результате по сравнению с экспериментами по кислотной обработке с предварительной изоляцией пенной системой темп увеличения конечного коэффициента нефтевытеснения снижается.

В следующих экспериментах после полного обводнения пористой среды на выход модели закачивали только солянокислотный раствор. В пористой среде, включающей глину изменений в значении конечного коэффициента вытеснения не наблюдалось. При наличии карбонатной породы в пористой среде, значение конечного коэффициента вытеснения возросло на 7 %. Это можно объяснить тем, что закачанная кислота вступает в реакцию только с карбонатами, входящими в состав породы, растворяя их. В результате этого проницаемость низкопроницаемого слоя призабойной зоны возрастает, а закачанная следом вода охватывает воздействием нефтяную зону этого слоя. В слое, включающем глину раствор HCl не вступает в реакцию с породой.

В дальнейших экспериментальных исследованиях при тех же условиях рабочие агенты закачивались на вход модели, имитируя призабойную зону нагнетательной скважины. Затем оба конца модели закрывались на период 24 часа, по завершении которого через вход модели продолжалась прокачка пластовой воды. Полученные результаты исследований показаны в таблице 2. Из сравнения таблиц 1 и 2 видно, что при закачке рабочих агентов на вход модели обводненной пористой среды прирост конечного коэффициента вытеснения больше, чем при закачке на выход. Этот результат указывает на то, что при закачке рабочих агентов со входа модели остаточная нефть в порах обводненного пласта лучше охвачена воздействием закачанной водой. Вместе с этим, в обоих вариантах экспериментов, как при закачке рабочих агентов со входа, так и с выхода, видна ощутимая разница в объемах пластовой воды, необходимой для вытеснения остаточной нефти.

Разработанная технология апробирована на двух нагнетательных скважинах № 1299 и № 1410 месторождения Жетыбай (Казахстан), работающих с 8 горизонта. Анализ профилей приемистости этих скважин показал, что фронт поглощения у них неравномерный [9]. В связи с этим для воздействия на призабойную зону скважин предварительно необходимо изолировать высокопроницаемые участки. В результате внедрения предложенного способа 07.02.2017 года приемистость скважины № 1299 увеличилась с 223,7 м³/сут до 518,9 м³/сут, а приемистость скважины № 1410 увеличилась с 56,9 м³/сут до 185,9 м³/сут.

Таблица 2 – Результаты проведенных экспериментальных исследований с рабочими агентами, закачанными на вход модели

№ эксперимента	Пористые среды	Рабочие агенты, закачанные со входа обводненной модели	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %	Дополнительный объем рабочего агента, необходимый на вытеснение остаточной нефти, в объемах пор
1	При наличии глины	Пенообразующая система и предложенный кислотный раствор	13	1,57
2	При наличии глины	Пенообразующая система и раствор соляной кислоты	0	1,22
3	При наличии глины	Предложенный кислотный раствор	9,3	3,22
4	При наличии глины	Раствор соляной кислоты	0	2,98
5	При наличии карбонатных пород	Пенообразующая система и предложенный кислотный раствор	17,3	1,88
6	При наличии карбонатных пород	Пенообразующая система и раствор соляной кислоты	15,6	1,61
7	При наличии карбонатных пород	Предложенный кислотный раствор	14,4	3,57
8	При наличии карбонатных пород	Раствор соляной кислоты	11,4	3,22



После проведенных мероприятий показатели работы реагирующих добывающих скважин (9 скважин) на рассматриваемом участке месторождения изменились в лучшую сторону (табл. 3). Наблюдалось увеличение добычи нефти по скважинам, исключение составила скважина № 1310, в которой добыча не изменилась. В продукции большинства скважин уменьшилось количество добытой воды, значительно уменьшилась обводненность скважин.

Таблица 3 – Показатели работы реагирующих скважин до и после применения кислотных обработок

Нагнетательные скважины, №	Реагирующие скважины, №	Эффективная мощность фильтра, м	Добыча до обработки, т/сут			Добыча после обработки, т/сут		
			Нефть	Вода	Обводненность, %	Нефть	Вода	Обводненность, %
1299	1300	10,0	0,1	1,0	90,1	0,4	2,5	86,2
	1311	30,0	4,8	23,1	82,8	7,4	16,8	69,4
	1310	24,0	3,0	11,1	78,7	3,0	5,0	62,5
	1309	26,0	3,4	19,9	85,4	4,3	13,9	76,4
1410	452	14,5	0,1	1,0	90,9	0,2	1,0	83,3
	4237	14,5	3,6	13,1	78,4	5,5	9,2	62,6
	922	24,5	7,6	14,0	64,8	7,9	11,0	58,2
	4234	8,0	13,4	28,9	68,3	15,1	23,1	60,5
	1403	15,0	11,8	19,9	62,8	13,2	21,3	61,7

Таким образом, в результате промысловых испытаний предложенного способа на двух нагнетательных скважинах № 1299 и № 1410 месторождения Жетыбай (Казахстан) значительно увеличилась приемистость скважин, также увеличился дебит нефти и снизилась обводненность продукции по реагирующим скважинам. В целом, за 6 месяцев по 9 реагирующим скважинам дополнительно получено 1654 тонны нефти.

Литература:

1. Chang F.F., Nasr-El-Din H.A., Lindvig T., and Qiu X.W. Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs using Organic Acids and Mixtures of HCL and Organic Acids, Paper SPE 1106601, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 2008.
2. Oguamah Ifeanyi, Ogunkunle Temitope, Oseh Jeffrey. Effect of Matrix Acidizing on The Performance of Selected Niger Delta Reservoirs // International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering 2015; 3 (2): 18–23.
3. Бабаев Р.Дж., Кязимов Ф.К. Экспериментальное исследование ограничения водопритоков из пласта в скважину // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 26–29.
4. Багиров М.К. Комплексные методы воздействия на призабойную зону газонефтяных пластов. – Баку : Издательство ГАНУН, 2017. – 1-е изд. – 176 с.
5. Zerhoub M., Touboul E., Ben-Naceur K., Thomas R.L. Matrix Acidizing: A Novel Approach to Foam Diversion. SPE 22854, 1994.
6. Mohamed Safwat, Hisham A. Nasr-El-Din, Khalid Dossary, Ken McClelland, Mathew Samuel «Enhancement of stimulation treatment of water injection wells using a new polymer_free diversion system». SPE 78588, 2002.
7. Hai Liu, Chad Coston P., Mohamed Yassin I., Uddin Shahab, Fahad M. Al-Dhafeeri A novel stimulation technique for horizontal openhole wells in carbonate reservoirs. SPE 105127, 2009.
8. Suleimanov B.A., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Eurasian patent application 201700383, IPC E21B43/27, Method of acid treatment of the bottomhole zone of an inhomogeneous formation. – Priority date 17.05.2017.
9. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Experience of acidizing injection wells for enhanced oil recovery at the Zhetybai field Kazakhstan, SPE-189028-MS, 2017.

References:

1. Chang F.F., Nasr-El-Din H.A., Lindvig T., and Qiu X.W. Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs using Organic Acids and Mixtures of HCL and Organic Acids, Paper SPE 1106601, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 2008.



2. Oguamah Ifeanyi, Ogunkunle Temitope, Oseh Jeffrey. Effect of Matrix Acidizing on The Performance of Selected Niger Delta Reservoirs // International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering 2015; 3 (2): 18–23.
3. Babayev R.Dzh., Kyazimov F.K. Pilot study of restriction of water inflows from layer to the well // Azerbaijani oil economy. – 2014. – No. 10. – С. 26–29.
4. Bagirov M.K. Complex methods of impact on a bottomhole zone of gas-oil layers. – Baku : GANUN publishing house, 2017. – 1st prod. – 176 p.
5. Zerhboub M., Touboul E., Ben-Naceur K., Thomas R.L. Matrix Acidizing: A Novel Approach to Foam Diversion. SPE 22854, 1994.
6. Mohamed Safwat , Hisham A. Nasr-El-Din , Khalid Dossary , Ken McClelland, Mathew Samuel «Enhancement of stimulation treatment of water injection wells using a new polymer_free diversion system». SPE 78588, 2002.
7. Hai Liu, Chad Coston P., Mohamed Yassin I., Uddin Shahab, Fahad M. Al-Dhafeeri A novel stimulation technique for horizontal openhole wells in carbonate reservoirs. SPE 105127, 2009.
8. Suleimanov B.A., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Eurasian patent application 201700383, IPC E21B43/27, Method of acid treatment of the bottomhole zone of an inhomogeneous formation. – Priority date 17.05.2017.
9. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Experience of acidizing injection wells for enhanced oil recovery at the Zhetybai field Kazakhstan, SPE-189028-MS, 2017.