

Применение технологии пенокислотного воздействия на карбонатных коллекторах башкирского объекта в условиях Волго-Уральского региона

Полозов М.Б.¹, Мохначева М.Э.², Борхович С.Ю.¹

¹Удмуртский государственный университет, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Ижевск, Россия, ²Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия michael999@inbox.ru

Аннотация

Вопросы интенсификации притока из карбонатных коллекторов, а также увеличение коэффициента нефтеизвлечения являются одними из актуальных. При классических многократных кислотных обработках соляная кислота проникает в одни и те же высокопроницаемые интервалы призабойной зоны пласта (ПЗП), снижается охват пласта воздействием. Таким образом, одной из важнейших задач нефтедобычи является повышение эффективности кислотных обработок скважин. Проблема становится более актуальной в связи с тем, что в настоящее время большинство крупных месторождений России находится на поздней стадии разработки, работа залежи осуществляется на пониженных пластовых давлениях, а коллектор сам по себе неоднороден. В статье рассмотрены вопросы использования пенокислотной обработки пласта для увеличения нефтедобычи на месторождениях Волго-Уральского региона.

Материалы и методы

На основе анализа практического материала опробование метода пенокислотного воздействия в условиях разрабатываемых месторождений на территории Удмуртской Республики.

Ключевые слова

кислотная обработка, пенокислота, отклонение кислоты, повышение эффективности повторных ОПЗ, карбонатный коллектор

Для цитирования

Полозов М.Б., Мохначева М.Э., Борхович С.Ю. Применение технологии пенокислотного воздействия на карбонатных коллекторах башкирского объекта в условиях Волго-Уральского региона // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-**-**

Поступила в редакцию: 30.09.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original paper

Application of the technology of foam acid treatment on carbonate reservoirs of the Bashkir object in the conditions of the Volga-Ural region

Polozov M.B.¹, Mokhnacheva M.E.², Borkhovich S.Yu.¹

¹Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia, ²Tyumen State University, Tyumen, Russia michael999@inbox.ru

Abstract

The issues of stimulating the inflow from carbonate reservoirs, as well as increasing the oil recovery factor are among the most relevant. With classical multiple acid treatments, hydrochloric acid penetrates into the same high-permeability intervals of the bottomhole formation zone (BHZ), and the coverage of the formation by impact decreases. Thus, one of the most important tasks of oil production is to increase the efficiency of acidizing wells. The problem becomes most urgent due to the fact that at present most of the large fields in Russia are at a late stage of development, the work of the deposit is carried out at reduced reservoir pressures, and the reservoir itself is heterogeneous. The article deals with the use of foam-acid treatment of the formation to increase oil production at the fields of the Volga-Ural region.

Materials and methods

Based on the analysis of practical material, the testing of the method of foam acid exposure in the conditions of developed fields in the territory of the Udmurt Republic.

Keywords

acid treatment, foam acid, acid deviation, increased efficiency of repeated BHT, carbonate reservoir

For citation

Polozov M.B., Mokhnacheva M.E., Borkhovich S.Yu. Application of the technology of foam acid treatment on carbonate reservoirs of the Bashkir object in the conditions of the Volga-Ural region. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-**-**

Received: 30.09.2020

Большая часть остаточных запасов Волго-Уральского региона, в частности Удмуртии, располагается в карбонатных коллекторах. Геология рассматриваемого башкирского объекта характеризуется высокой макронеоднородностью, пласты относятся к среднепроницаемым. Ниже представлена сравнительная таблица геолого-физической характеристики продуктивных пластов башкирского яруса месторождений Самарской области и Удмуртской Республики [1–3].

В целом, несмотря на разницу в географическом положении, отмечаем сходство геолого-технических условий пластов по пористости и проницаемости. Расчлененность коллектора, наиболее промытые зоны пластов, большой объем неперфорированных зон, ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства снижают эффективность солянокислотных обработок. Модификация методов кислотного воздействия — залог грамотной разработки месторождения на последних стадиях.

Сущность технологии азотно-пенокислотного воздействия

Суть технологии заключается во временном закупоривании высокопроницаемых зон, таким образом, в разработку вовлекаются продуктивные пласты с пониженной проницаемостью. В скважину закачивается азрированное поверхностно-активное вещество (ПАВ), а уже после — кислота с пенообразователем. Преимущества технологии следующие [4]:

- пенный отклонитель формируется непосредственно в призабойной зоне;
- реагирование с породой в сравнении со стандартной обработкой соляной кислотой увеличивается на 45 % и достигает порядка 95 %, время эффективного воздействия — до 20 часов благодаря ингибиторным свойствам азота, долгое время подавляющим процессы окисления;
- легкое извлечение продуктов реакции из обрабатываемой скважины (в том числе твердых кольматантов), сокращение времени освоения;
- значительное увеличение охвата пласта воздействием за счет повышения вязкости пенокислоты, обработка не способствует дополнительному вымыву каверны

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика пластов башкирского яруса
Tab. 1. Geological and physical characteristics of the Bashkirian strata

	Удмуртская Республика	Самарская область
Средняя глубина залегания, м	1 268	1 467
Толщина пласта общая/нефтенасыщенная, м	53,2/12	12/4,7
Начальное пластовое давление, атм	125	155
Текущее пластовое давление, атм	129	114
Пористость, %	16	17,4
Проницаемость, мД	37	32
Объемный коэффициент нефти	1,052	1,100
Давление насыщения, атм	92	56
Газовый фактор, м ³ /т	20,86	42
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	893–896	830
Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз	13,27	8,68
Пластовая температура, °С	29,8	35

в интервале перфорации, а имеет глубокое проникающее действие в пласт, как следствие — длительный эффект.

Однако пены, как и другие дисперсные системы, являются термодинамически неустойчивыми. Их образование сопровождается увеличением свободной энергии. Избыточная энергия вызывает самопроизвольные процессы, которые ведут к уменьшению дисперсности и разрушению ее как дисперсной системы [5].

На стабильность пены влияют тип и концентрация ПАВ, энергия смешивания, качество пены (чем меньше средний размер у пузырьков, тем большую вязкость она имеет; такая же зависимость для однородности их размера). Успешность технологии — правильное газосодержание пены (степень азрации) и скорость ее закачки. Наиболее интенсивно нейтрализация кислоты происходит при малых степенях азрации. При росте степени азрации снижается скорость нейтрализации кислоты, вследствие чего радиус проникновения ее в активном состоянии увеличивается.

Как правило, применяют следующие ПАВ: сульфанола, ДС-РАС, ОП-10, ОП-7, катапин-А, дисольван и другие. Оптимальные по замедлению реакции добавки ПАВ к раствору

кислоты составляют от 0,1 до 0,5 % от объема раствора. Так, для снижения коррозионного действия кислотной пены до уровня коррозионной активности обычной 15–25 %-й кислоты рекомендуют использовать катапин-А в количестве 0,1 % [6, 7].

На успешность (в среднем 50 %) и эффективность обработок (от 100–200 до 600–800 т/скв.) влияют:

- геолого-технические факторы (выбор скважины-кандидата, пористость коллектора, тип коллектора, глинистость и т.д.);
- технические и технологические особенности (объемы закачиваемых кислотных реагентов, пенообразующих композиций, кратность пены, степень азрации, рецептура состава, репрессии на пласт, закачка отклонителей, чередование порционных закачек пены и кислоты) [8].

Выбор скважин-кандидатов для воздействия

Выбор скважин-кандидатов осуществляется по следующим критериям, которые свидетельствуют о целесообразности обработки [9]:

- некачественно выполненное крепление в зоне фильтра;
- слоистый пласт;
- открытый ствол скважины;

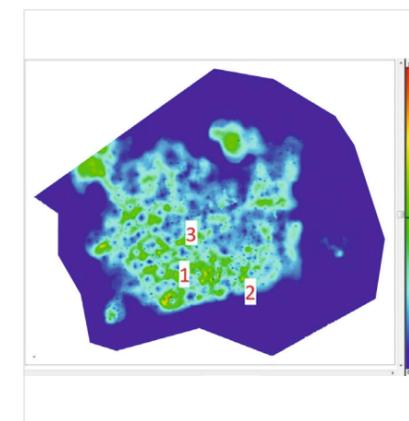


Рис. 1. Карта подвижных запасов башкирского объекта
Fig. 1. Map of mobile reserves of the Bashkir object

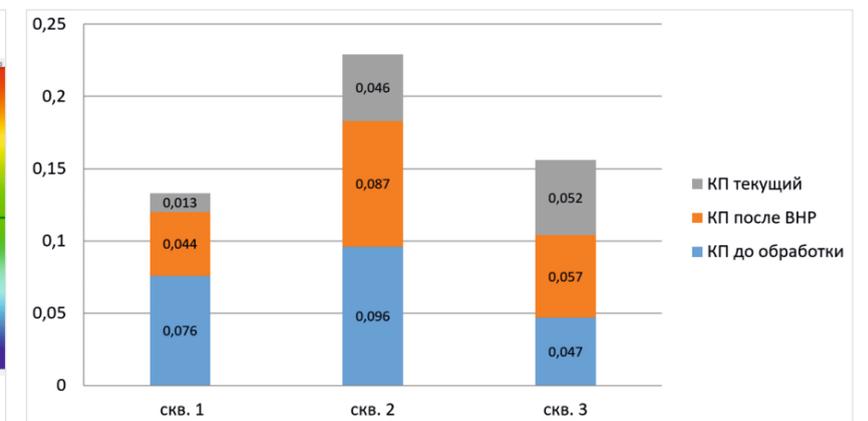


Рис. 2. Распределение коэффициента продуктивности для скважин 1, 2 и 3
Fig. 2. Distribution of the productivity index for wells 1, 2 and 3

- высокоплотная перфорация колонны;
- трещинный тип коллектора;
- высокое содержание воды в продукции скважины;
- эффективная мощность не менее 10 м.

Для воздействия были выбраны скважины под номерами 1, 2 и 3 соответственно. На карте подвижных запасов нефти они располагаются в областях, где плотность подвижных запасов варьируется в диапазоне 0,6–1,4 т/м³ (рис. 1).

Значения по пластовому давлению варьируются в пределах 120–130 атмосфер.

Проведено сравнение нормализованных коэффициентов продуктивности (КП) на скважинах: до солянокислотных обработок, после выхода на режим (ВНР) и текущие значения по техническому режиму спустя полгода (рис. 2).

Как видно на графиках, КП до обработки соляной кислотой на первых двух скважинах

значительно превышает КП после выхода скважин на режим и текущего КП. Таким образом, в ходе проведения солянокислотной обработки мы не получаем дополнительную добычу от воздействия на пласт.

Анализ эффективности азотно-пенного воздействия, применяемого в Волго-Уральском регионе

В Оренбургской области использование пен оказалось самым надежным методом отклонения в условиях истощенных пластов с многократными обработками и возрастающей обводненностью. И уже с 2011 г. большинство матричных кислотных обработок перешли в отклонение на пенной основе [10].

На месторождениях Самарской области в 2016 г. в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) была проведена технология пенной обработки. Компания Schlumberger использует стабильный агент для формирования азотной пены 65 % качеством на забое. После проведения обработок пена распадается на жидкость и азот, тем самым улучшая отработку скважины. Несмотря на высокую степень выработки месторождений, нормализованный коэффициент продуктивности был увеличен на 69 % в сравнении с другими методами интенсификации притока. Дебит скважин после ВНР увеличился дважды, при этом обводненность составила 46,5 %, что незначительно выше обводненности по кислотному гидроразрыву пласта (КГРП) или солянокислотной обработке (СКО).

Итоги

Данная технология доказывает эффективность воздействия на карбонатные коллекторы в сравнении с обычными СКО на территории Волго-Уральского региона, улучшая качество обработок призабойной зоны, проводимых на месторождениях.

Выводы

1. Использование пен является оптимальным способом при воздействии на коллекторы, ранее подвергавшиеся многократным солянокислотным обработкам.

Табл. 2. Успешность технологии в Самарской и Оренбургской областях
Tab. 2. The success of the technology in the Samara and Orenburg regions

	Самарская область	Оренбургская область
Нормализованный коэффициент продуктивности	увеличился на 38 %	увеличился в 4,4 раза
Прирост дебита нефти	+58,6 % накопленной добычи за полгода	48 т/на скв.*

* Данные по Оренбургским месторождениям в статье описываются по пласту Д5, были взяты за основу для повсеместного внедрения технологии, в т.ч. на башкирских пластах [1, 10].

Табл. 3. Обводненность скважин при осуществлении СКО и пенного воздействия в Удмуртской Республике
Tab. 3. Water cut of wells during the implementation of DIS and foam treatment in the Udmurt Republic

№	Начальная обводненность до ГТМ	СКО		СКО с пенным воздействием	
		ВНР	Текущая	ВНР	Текущая
1	94	95	98	97	95
2	91	91	95	94	91
3	91	92	90	93	90

Табл. 4. Результаты по скважинам Удмуртской Республики
Tab. 4. Results for wells in the Udmurt Republic

№	Параметры до обработки		Параметры после обработки пенным воздействием	
	Qн	Qж	Qн	Qж
1	1,2	69	5,7	87,5
2	4,6	103	9,1	121,5
3	3,3	37	7,8	56,5

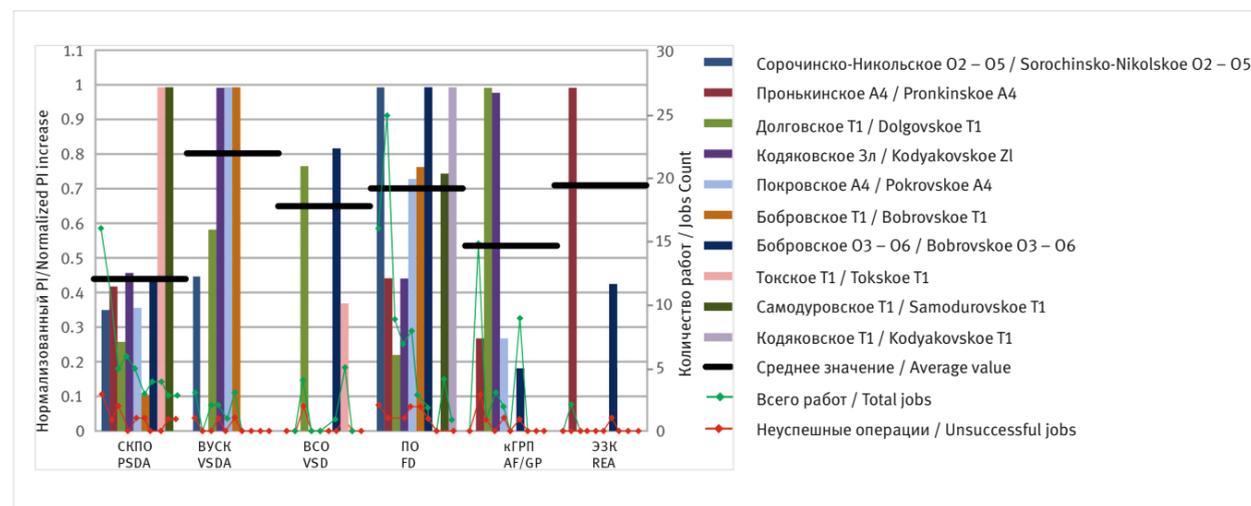


Рис. 3. Средние результаты кислотной обработки (КО) в «старых» скважинах для месторождений Оренбургской области, где чаще всего проводилась стимуляция [10]
Fig. 3. Average CR results in "old" wells for fields in the Orenburg region, where stimulation was most often carried out [10]

2. СКО с пенным воздействием способствует повышению уровня добываемой жидкости, наряду с повышением уровня добываемой нефти, при этом происходит снижение текущего уровня обводненности.

Литература

1. Летичевский А., Никитин А., Парфенов А., Макаренко В., Лавров И., Рузан Г., Овсянников Д., Нуриахметов Р., Громовенко А. Азотно-пенная кислотная обработка – ключ к повышению нефтеотдачи карбонатных пластов на истощенных месторождениях Самарской области. Москва. Российская нефтегазовая конференция SPE, 2017. 16–18 октября.
2. Дополнение к технологическому проекту разработки Чутырско-Киенгопского газонефтяного месторождения Удмуртской Республики. ОАО «Удмуртнефть».

3. ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», 2019. Т. 1. Кн. 1. 420 с.
3. Днистрянский В.И., Мокшаев А.Н., Богатырев О.М., Ильгильдин Р.Ф., Каюмов Р.Э., Лобов М.А., Бурдин К.В. Комплексный подход к интенсификации добычи газа из низкотемпературного неоднородного карбонатного коллектора с применением ГНКТ // Время колтюбинга. Время ГРП. 2011. № 6. С. 36–41.
4. Устойчивость пен. URL: https://rospepa.ru/stati/article_post/ustoychivost-peny
5. Пантелеев В.Г., Лозин Е.В., Скороход А.Г., Приросты коэффициента вытеснения нефти из песчаных и карбонатных коллекторов для различных по размеру оторочек пены. Уфа. Труды БашНИПИнефть, 1990. С. 71–79.
6. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974. 704 с.
7. Дмитриева А.Ю., Залитова М.В., Шайхив

- И.Г. Экологические аспекты в технологии интенсификации добычи нефти путем направленной пенокислотной обработки // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т. 18. № 22. С. 158–161.
8. Ефимов О.Д., Рахматуллина Ю.Ш., Валиев М.Ф., Черевиченко Д.С., Хасанова Л.Н. Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ) // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7. С. 48–50.
9. Каюмов Р., Конченко А., Клубин А., Леванюк О., Бурдин К., Чикин А., Никульшин Е. Комплексный подход и опыт проведения кислотной обработки в сложных условиях карбонатных коллекторов Волго-Уральского региона // Время колтюбинга. Время ГРП. 2015. № 1. С. 24–40.

ENGLISH

Results

This technology proves the effectiveness of impact on carbonate reservoirs in comparison with conventional DIS in the Volga-Ural region, improving the quality of bottomhole treatments carried out in the fields.

Conclusions

1. The use of foams is the best way when impacting collectors that have previously been subjected to multiple hydrochloric acid treatments.
2. SDS with foam effect contributes to an increase in the level of produced fluid, along with an increase in the level of oil produced, while the current level of water cut decreases.

References

1. Letichevskiy A., Nikitin A., Parfenov A., Makarenko V., Lavrov I., Rukan G., Ovsyannikov D., Nuriakhmetov R., Gromovenko A. Foam acid treatment – the key to stimulation of carbonate reservoirs in depleted oil fields of the Samara. Russia, Moscow, 2017, 16–18 October, Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. (In Russ).
2. Addendum to the technological project for the development of the Chutyrsko-Kiengop gas and oil field in the Udmurt Republic. "Izhevsk Oil Research Center" CJSC, "Udmurtneft" OJSC, 2019, Vol. 1, book 1, 420 p. (In Russ).
3. Dnistriansky V.I., Mokshaev A.N., Bogatyrev O.M., Ilgildin R.F., Kayumov R.E., Lobov M.A., Burdin K.V. Comprehensive

- approach to production stimulation of cold heterogeneous carbonate formation using coiled tubing. Coiled tubing times, 2011, issue 6, P. 36–41. (In Russ).
4. Stability of foams. URL: https://rospepa.ru/stati/article_post/ustoychivost-peny (In Russ).
5. Panteleev V.G., Lozin E.V., Skorokhod A.G. Increases in the coefficient of oil displacement from sandy and carbonate reservoirs for different sizes of foam rims. Ufa: BashNIPIneft, 1990, P. 71–79. (In Russ).
6. Gimatudinov Sh.K. Reference book on oil production. Moscow: Nedra, 1974, 704 p. (In Russ).
7. Dmitrieva A.Yu., Zalitova M.V., Shaikhiyev I.G. Environmental aspects in the technology of intensification of oil production by directed foaming acid

- treatment. Bulletin of Kazan Technological University, 2015, Vol. 18, issue 22, P. 158–161. (In Russ).
8. Efimov O.D., Rakhmatullina Yu.Sh., Valiev M.R., Cherevichenko D.S., Khasanova L.N. Application the self-diverting acid to increasing the production wells (on example Orenburg OGCF) Exposition Oil Gas, 2015, issue 7, P. 48–50. (In Russ).
9. Kayumov R., Konchenko A., Klyubin A., Levanyuk O., Burdin K., Chikin A., Nikulshin E. An integrated approach and the experience of acidizing in the challenging Environment of carbonate reservoirs of the Volga-Ural region. Coiled Tubing Times, 2015, issue 1, P. 24–40. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Полозов Михаил Брониславович, к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия
Для контактов: michael999@inbox.ru

Мохначева Мария Эдуардовна, студент 1 курса магистратуры, Политехническая школа, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Борхович Сергей Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

Polozov Michail Bronislavovich, ph. d., associate professor, Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
Corresponding author: michael999@inbox.ru

Mokhnacheva Maria Eduardovna, 1st year Master's student, Tyumen State University, Tyumen, Russia

Borkhovich Sergey Yurievich, ph. d., associate professor, Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia