DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-86-94

УДК 622.276

Манреса Акоста Йосбель, А.В. Лысенков, А.С. Лавренова (Уфимский государственный нефтяной технический университета, г. Уфа, Российская Федерация)

ВЛИЯНИЕ ЗАГУСТИТЕЛЕЙ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ НА ФИЛЬТРАЦИЮ В МОДЕЛИ КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕБОРУКО (РЕСПУБЛИКА КУБА)

Manresa Acosta Yosbel, Aleksey V. Lysenkov, Anastasiya S. Lavrenova
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

INFLUENCE OF ACID SOLUTIONS THICKENERS ON FILTRATION IN THE MODEL OF THE CARBONATE LAYER OF THE SEBORUKO OIL FIELD (REPUBLIC OF CUBA)

Введение

В процессе добычи нефти из карбонатных коллекторов ухудшается проницаемость пород призабойной зоны пласта (ПЗП). Ухудшение обусловлено гидромеханическим загрязнением фильтрующей поверхности ПЗП механическими примесями и углеводородными соединениями, нерастворимыми отложениями, образованием неорганических солей, качеством вскрытия продуктивного пласта, увеличением водонасыщения ПЗП и снижением фазовой проницаемости для нефти. С целью повышения проницаемости пород ПЗП используются различные методы: механические, химические и тепловые. Для карбонатных коллекторов обработка ПЗП соляной кислотой является одним из основных методов интенсификации добычи нефти. Приоритетом для проведения обработки обводненных карбонатных пластов является образование высокопроницаемых каналов со структурой червоточины. Большое количество теоретических и экспериментальных исследований посвящено определению параметров эффективного кислотного воздействия и созданию условий образования червоточин в карбонатном коллекторе.

Background

In the process of extracting oil from carbonate reservoirs, the permeability of the bottomhole formation zone (BFZ) strata decreases. The deterioration is due to the hydromechanical contamination of the filtering surface of the BFZ by mechanical impurities and hydrocarbon compounds, insoluble deposits, the loss of inorganic salts, the quality of opening of the productive layer, the increase in the saturation of BFZ and the decrease in phase permeability for oil. In order to increase the permeability of BFZ strata, various methods are used: mechanical, chemical and thermal. For carbonate collectors, the treatment of the BFZ with hydrochloric acid is one of the main methods for the intensification of oil production. The priority for the treatment of watered carbonate reservoirs is the creation of highly permeable channels with a wormhole structure. A large number of theoretical and experimental studies are devoted to the determination of parameters of effective acid exposure and the creation of conditions for wormholes formation in the carbonate reservoir.

© Манреса Акоста Йосбель, Лысенков А.В., Лавренова А.С., 2019

В последние годы для повышения эффективности кислотной обработки трещиноватых коллекторов используются загустители кислотных растворов. Увеличение вязкости кислотного раствора позволяет увеличить глубину проникновения кислоты в породу в активном состоянии, при этом образуются каналы фильтрации различной геометрии, которые улучшают коэффициент проницаемости пород ПЗП.

Цели и задачи

Провести сравнительный анализ эффективности кислотного воздействия с применением загустителей кислотных растворов и без загустителей. Оценка фильтрационной способности загущенной кислоты в породе и ее растворяющей способности по приросту коэффициента проницаемости образца карбонатного пласта месторождения Себоруко (Республика Куба).

Результаты

По результатам исследований определен прирост коэффициента проницаемости образца породы при воздействии традиционным кислотным раствором и загущенным. Определена геометрия образующихся каналов растворения. Под действием обычной кислоты образовался канал конической формы с низкой разветвленностью, а при воздействии на образец загущенной кислотой образовался разветвленный канал с геометрией червоточки. Таким образом, это исследование показывает, что эффективность обработки карбонатных пластов повышается с добавлением загустителей к кислотным растворам. Загустители повышают вязкость кислотного раствора, снижая скорость реакции кислоты с карбонатными минералами.

In recent years, acid thickeners are used to increase the acid treatment efficiency of fractured reservoirs. Increasing acidic solution viscosity allows increasing the penetration depth of the acid in the strata in the active state, thus forming channels of filtration of different geometry, which improve the permeability coefficient of BFZ.

Aims and Objectives

To carry out a comparative analysis of the acid exposure effectiveness with the use of acidic solutions thickeners and without thickeners. Estimate of the thickened acid filtration capacity in the strata and its dissolving ability according to the increase in the permeability coefficient of the sample from the Seboruko carbonate formation (Republic of Cuba).

Results

According to the research results, the increase in the permeability coefficient of the strata sample was determined when exposed to a traditional acid solution and thickened. The geometry of the formed dissolution channels was determined. Under the action of a conventional acid, a conical shape channel with low branching was formed, and when a thickened acid was applied to the sample, a branched channel formed with a wormhole geometry. Thus, this study shows that the treatment efficiency of carbonate formations increases with the addition of thickeners to acidic solutions. Thickeners increase the viscosity of the acidic solution, reducing the rate of acid reaction with carbonate minerals.

Ключевые слова: карбонатный коллектор; призабойная зона пласта; соляно-кислотная обработка; загуститель кислоты; фильтрационный канал; червоточина; ксантан

Key words: carbonate reservoir; bottomhole formation zone; hydrochloric acid treatment; acid thickener; filtration channel; wormhole; xanthan

В настоящее время около 90 % извлекаемых запасов нефти Кубы сосредоточено в карбонатных коллекторах, поэтому повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов очень важно для нефтяной про-

мышленности Кубы, и большинство исследований направлено на разработку и внедрение новых технологий обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) карбонатного коллектора. В процессе добычи нефти на нефтяных место-

рождениях ухудшается проницаемость пород-коллекторов ПЗП, что связано с загрязнением поверхности фильтра ПЗП механическими примесями и углеводородными соединениями, нерастворимыми отложениями, образованием неорганических солей, качеством вскрытия продуктивного пласта и др. С целью повышения проницаемости ПЗП используются различные методы: механические, химические и термические. Воздействие на карбонатные пласты соляной кислотой является одним из основных методов интенсификации добычи нефти [1-3].

В карбонатных пластах целью кислотной обработки является создание максимального числа каналов (червоточин), пропускающих сквозь поврежденную призабойную зону. Эффективность соляно-кислотных обработок (СКО) скважин во многом зависит от глубины проникновения в пласт активной кислоты и качества растворения минералов коллектора в кислотном растворе. В удаленной части пласта образование растворенных каналов-червоточин будет меньше по сравнению с районом призабойной зоны пласта из-за потери части активности кислоты при продвижении ее в породе и реакции с минералами карбонатного коллектора, поэтому очевидна необходимость замедления растворения коллектора в кислотном растворе [4, 5].

В последние годы для повышения эффективности кислотной обработки трещиноватых коллекторов используется добавление загустителей к кислотному раствору. Повышение вязкости кислотного раствора позволяет увеличить проникновение кислоты в породу в активном состоянии. Проведено большое количество промышленных исследований по изучению растворяющей способности соляной кислоты с высокой вязкостью минералов карбонатных пород - доломита $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ и кальцита CaCO_3 [6-8].

Ниже представлены результаты фильтрационных исследований загущенных растворов соляной кислоты и растворов без загустителей в образце карбонатного коллектора месторождения Себоруко Республики Куба. Фильтрационные исследования проводились в термобарических условиях нефтяного

пласта (температура пласта $T_{\text{пл}} = 20^\circ \text{C}$, давление в пласте $P_{\text{пл}} = 10 \text{ МПа}$).

При воздействии кислотными растворами на карбонатные породы наблюдалось образование каналов фильтрации различной геометрии, которые улучшают коэффициент проницаемости образца.

Исследования проводились в следующей последовательности [9]: сначала через керн породы была прокачана пластовая нефть, определена проницаемость керна по нефти (K_1). Затем через образец прокачали фильтрат бурового раствора, повторно определили фазовую проницаемость по нефти (K_2). В заключении через образец породы был прокачан кислотный раствор, и снова определена проницаемость керна по нефти (K_3). После чего проведен расчет прироста коэффициента проницаемости в сравнении с проницаемостью по фильтрату бурового раствора $(K_3/K_2 - 1) \cdot 100\%$.

На рисунке 1 представлена динамика градиента давления в керне при прокачке через него пробы пластовой нефти, фильтрата бурового раствора и раствора традиционно применяемой при СКО HCl (12 % масс.).

При закачке раствора HCl (12 % масс.) без загустителя через образец карбонатного пласта наблюдается увеличение градиента давления из-за уменьшения проницаемости образца. Это связано с тем, что во время прокачки раствора через скелет породы подвижные частицы осаждаются в поровом пространстве, что создает частичную кольматацию коллектора и приводит к увеличению градиента давления. При прокачивании большего количества раствора HCl через образец микроагрегаты карбонатного образца реагируют с кислотой и растворяются, создавая новые каналы фильтрации, что приводит к снижению градиента давления. На завершающем этапе кислотного воздействия на керн произошло снижение градиента давления до 0 атм/м вследствие образования сквозного фильтрующего канала.

На рисунке 2 представлена динамика градиента давления по длине керна при прокачке через него нефти, фильтрата бурового раствора и загущенного ксантаном (0,5 %) раствора HCl (12 % масс.).

Рисунок 1. Динамика градиента давления в керне при прокачке через него проб пластовой нефти, фильтрата бурового раствора и раствора традиционно применяемой при СКО HCl (12 % масс.)

Рисунок 2. Динамика градиента давления по длине керна при прокачке через него нефти, фильтрата бурового раствора и загущенного ксантаном (0,5 %) раствора HCl (12 % масс.)

При фильтрации вязкого кислотного раствора HCl (12 % масс.) + 0,5 % ксантана наблюдалось значительное повышение градиента давления. Это вызвано тем, что вязкость раствора увеличивается при реакции кислоты с минералами карбонатного пласта, соответственно процесс растворения минералов породы становится медленнее. После кислотной обработки произошло полное снижение градиента давления в связи с образованием сквозного фильтрующего канала.

В таблице 1 показано увеличение проницаемости образца после обработки.

Геометрия и размеры каналов-червоточин, образующихся в породе при растворении соляной кислотой минералов карбонатного пласта, зависят от активности кислоты, ее растворяющей способности, скорости и кинетики массопереноса между раствором соляной кислоты и минералами карбонатной породы [9].

Геометрия, структура, размер и проницаемость образующихся каналов-червоточин в керне можно охарактеризовать числом Дамкелера и определить по формуле:

$$N_{Da} = \frac{\pi d l k}{Q} \quad (1)$$

Если скорость прокачки раствора кислоты через керн низкая, а реакция кислотного раствора с минералами керна протекает быстро, то в породе образуются конические каналы фильтрации. В этом случае число Дамкелера $N_{Da} > 0,6$. Когда условия реакции противоположные, то есть скорость реакции кислоты с горной породой низкая, а скорость подачи раствора в коллектор высокая, образуются каналы фильтрации с высокой разветвленностью, для которых числа Дамкелера $N_{Da} < 0,2$. Когда число Дамкелера находится в диапазоне от 0,2 до 0,6, образуются фильтрационные каналы со структурой червоточины, которые обеспечивают наибольший приток жидкости из пласта [10, 11].

Рассчитанное число Дамкелера для закачки раствора HCl (12 % масс.) без загустителей через модель карбонатного пласта соответствует $N_{Da} = 1,16$. Это указывает на то, что образовавшийся канал имеет коническую форму, поэтому кислотной обработки такого рода следует избегать. Зависимость поровых объемов кислотных растворов, прокачанных через керн до прорыва кислоты через образец, от числа Дамкелера представлена на рисунке 3.

Таблица.1. Проницаемости образца до и после обработки

Характеристики керна (образец карбонатного пласта)	Состав кислотного раствора	
	HCl (12 % масс.) + 0,5 % ксантан	HCl (12 % масс.)
Проницаемость керна по газу, 10^{-3} мкм ²	162,1	70,4
Пористость керна, %	20,0	14,9
Проницаемость керна по нефти до прокачки кислотного раствора $K_1 \cdot 10^{-3}$, мкм ²	88,0	32,6
Проницаемость керна по нефти после прокачки через него бурового раствора $K_2 \cdot 10^{-3}$, мкм ²	20,3	11,4
Количество прокачанных через керн поровых объемов кислотного раствора, ед.	1,9	1,2
Проницаемость керна по нефти после прокачки через него кислотного раствора $K_3 \cdot 10^{-3}$, мкм ²	> 1000	> 1000
Прирост коэффициента проницаемости керна в сравнении с проницаемостью по буровому раствору $(K_3/K_2-1) \cdot 100$, %	> 100	> 100
Скорость прокачки кислотных растворов через керн Q, см ³ /мин	0,25	0,25

Для раствора, состоящего из HCl (12 % масс.) и загустителя (0,5 % масс. ксантана), рассчитанное число Дамкелера составило $N_{Da} = 0,32$. Для этого результата подтверждается, что образованный канал является червоточинкой и обеспечивает наибольший приток жидкости из пласта. В качестве проверки геометрии каналов, образованных

при взаимодействии растворов соляной кислоты с загустителем и без загустителя с образцами карбонатного пласта, выполнен анализ полученных образцов с помощью исследовательского комплекса на основе рентгеновского микроскопа SkyScan 1172.

На рисунке 4 показаны результаты рентгеновской томографии образцов керна.

Рисунок 3. Зависимость поровых объемов кислотных растворов, прокачанных через керн до прорыва кислоты через образец, от числа Дамкелера

Рисунок 4. Рентгеновская томография образцов керна

На рисунке 4, а показано взаимодействие раствора HCl (12 % масс.) без загустителей с образцом модели пласта. Здесь можно увидеть образование канала конической и неразветвленной геометрии.

На рисунке 4, б показано образование разветвленного канала с геометрией червоточкины.

Выводы

При взаимодействии кислотных растворов с загустителем и без загустителя с образцами карбонатных пластов наблюдается образование фильтрующих каналов с различной геометрией. С раствором HCl (от 12 % масс.) без загустителя образовался ка-

нал конической и неразветвленной геометрии. Однако для раствора HCl (12 % масс.) с загустителем (0,5 % масс. ксантана) образовался разветвленный канал с геометрией червоточкины. Образование высокопроницаемых растворяющих каналов со структурой червоточкины является приоритетным для обработки карбонатных коллекторов.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что эффективность обработки карбонатных пластов повышается с добавлением загустителей к кислотным растворам.

Загустители повышают вязкость кислотного раствора, снижая скорость реакции кислоты с карбонатными минералами.

Список литературы

1. Лысенков А.В. Повышение эффективности комбинированного солянокислотного воздействия при разработке обводненных карбонатных коллекторов: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2009. 154 с.
2. Чеботарев А.В., Антипин Ю.В., Лысенков А.В., Якубов Р.Н. Обобщение геолого-физических условий применения солянокислотных обработок скважин для месторождений Западного Башкортостана // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление. 2011. № 8. С. 157-169.
3. Лысенков А.В., Якубов Р.Н., Антипин Ю.В., Чеботарев А.В. Современные представления об интенсификации добычи нефти из неоднородных обводненных карбонатных коллекторов // Сервисные услуги в добыче нефти: матер. науч.-техн. конф. УГНТУ. Уфа: УГНТУ, 2014. С. 92-96.
4. Андреев А.В. Совершенствование технологий кислотных обработок скважин в сложнопостроенных карбонатных коллекторах: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: ИПТЭР, 2009. 127 с.
5. Лысенков А.В., Антипин Ю.В., Стеничкин Ю.Н. Интенсификация притока нефти из гидрофобизированных карбонатных коллекторов с высокой обводненностью // Нефтяное хозяйство. 2009. № 6. С. 36-39.
6. Салимов Ф.С., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Лысенков А.В. Особенности разработки залежей нефти, осложненных тектоническими нарушениями // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 4. С. 25-32.
7. Пестриков А.В., Политов М.Е. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель // Электронный научный журнал «Нефтегазовое

References

1. Lysenkov A.V. *Povyshenie effektivnosti kombinirovannogo solyanokislotnogo vozdeistviya pri razrabotke obvodnennykh karbonatnykh kollektorov: dis. ... kand. tekhn. nauk.* [Improving the Efficiency of the Combined Hydrochloric Acid Exposure in the Development of Water-Flooded Carbonate Reservoirs: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, USPTU, 2009. 154 p. [in Russian].
2. Chebotarev A.V., Antipin Yu.V., Lysenkov A.V., Yakubov R.N. Obobshchenie geologo-fizicheskikh uslovii primeneniya solyanokislotnykh obrabotok skvazhin dlya mestorozhdenii Zapadnogo Bashkortostana [Generalization of Geological and Physical Conditions of Application of Hydrochloric Acid Treatments of Wells for Fields of Western Bashkortostan]. *Problemy geologii, geofiziki, bureniya i dobychi nefii. Ekonomika i upravlenie – Problems of Geology, Geophysics, Drilling and Oil Production. Economics and Management*, 2011, No. 8. P. 157-169. [in Russian].
3. Lysenkov A.V., Yakubov R.N., Antipin Yu.V., Chebotarev A.V. Sovremennye predstavleniya ob intensivatsii dobychi nefii iz neodnorodnykh obvodnennykh karbonatnykh kollektorov [Modern Views on the Intensification of Oil Extraction from Heterogeneous Water-Flooded Carbonate Reservoirs]. *Materialy nauchno-tekhnicheskoi konferentsii UGNTU «Servisnye uslugi v dobyche nefii»* [Materials of the Scientific-Technical Conference USPTU «Services in the Oil»]. Ufa, USPTU, 2014. pp. 92-96. [in Russian].
4. Andreev A.V. *Sovershenstvovanie tekhnologii kislotnykh obrabotok skvazhin v slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorakh: dis. ... kand. tekhn. nauk.* [Improvement of Technologies of Acid Treatments of Wells in Complex Carbonate Reservoirs: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, IPTER, 2009. 127 p. [in Russian].

дело». 2013. № 4. С. 529-562. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PestrikovAV/PestrikovAV_1.pdf (дата обращения: 03.06.2019).

8. Глущенко В.Н., Силин М.А., Мищенко И.Т. Нефтепромысловая химия. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. Т. 4. 704 с.

9. Антонов С.М. Взаимодействие вязких растворов HCl с карбонатной породой и их фильтрация в модели пласта: дис. ... канд. хим. наук. Тюмень: ТГУ, 2018. 148 с.

10. Cohen C.E., Ding D., Quintard M., Bazin B. From Porescale to Wellbore Scale: Impact of Geometry on Wormhole Growth in Carbonate Acidization // *Chemical Engineering Science*. 2008. Vol. 63. No. 12. P. 3088-3099.

11. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore Evolution and Channel Formation during Flow and Reaction in Porous Media // *American Institute of Chemical Engineers Journal*. 1988. No. 1. P. 44-54.

5. Lysenkov A.V., Antipin Yu.V., Stenichkin Yu.N. Intensifikatsiya pritoka nefti iz gidrofobizirovannykh karbonatnykh kollektorov s vysokoi obvodnennost'yu [Intensification of Inflow of Oil from Hydrophobic Carbonate Reservoirs with High Water]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2009, No. 6, pp. 36-39. [in Russian].

6. Salimov F.S., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Lysenkov A.V. Osobennosti razrabotki zalezhei nefti, oslozhnennykh tektonicheskimi narusheniyami [Peculiarities of Development of Oil Deposits, Complicated by Tectonic Faulting]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii – Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, No. 4, pp. 25-32. [in Russian].

7. Pestrikov A.V., Politov M.E. Samootklonyayushchiesya kislotnye sistemy na osnove vyazkouprugikh PAV: eksperiment i model' [A Viscoelastic Surfactant Based In-Situ Self-Diverting Acid Systems: Experiment and Model]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2013, No. 4, pp. 529-562. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PestrikovAV/PestrikovAV_1.pdf (accessed 03.06.2019). [in Russian].

8. Glushchenko V.N., Silin M.A., Mishchenko I.T. *Neftpromyslovaya khimiya. T. 4. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield Chemistry. Vol. 4. Acid Treatment of Wells]. Moscow, Intercontact Science, 2010. 704 p. [in Russian].

9. Antonov S.M. *Vzaimodeistvie vyazkikh rastvorov HCl s karbonatnoi porodoi i ikh fil'tratsiya v modeli plasta: dis. ... kand. khim. nauk.* [Interaction of Viscous HCl Solutions with Carbonate Rock and Their Filtration in the Reservoir: Cand. Chem. Sci. Diss. Tyumen, TSU, 2018. 148 p. [in Russian].

10. Cohen C.E., Ding D., Quintard M., Bazin B. From Porescale to Wellbore Scale: Impact of Geometry on Wormhole Growth in Carbonate Acidization. *Chemical Engineering Science*, 2008, Vol. 63, No. 12, pp. 3088-3099.

11. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore Evolution and Channel Formation during Flow and Reaction in Porous Media. *American Institute of Chemical Engineers Journal*, 1988, No. 1, pp. 44-54.

Авторы

• Манреса Акоста Йосбель
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Магистрант кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газонефтяных
месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: yosbelmanresa@gmail.com

The Authors

• Manresa Acosta Yosbel
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Oil and Gas & Oil Field
Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: yosbelmanresa@gmail.com

• Лысенков Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: rusoil.aleksey@mai.ru

• Lysenkov Aleksey V., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: rusoil.aleksey@mai.ru

• Лавренова Анастасия Сергеевна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Прикладная экология»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: asl37@mail.ru

• Lavrenova Anastasia S.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Applied Ecology Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: asl37@mail.ru