

doi:10.25689/NP.2019.3.141-155

УДК 622.276.63

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМРЕАГЕНТОВ НА КЕРНОВОМ МАТЕРИАЛЕ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

¹Закиров И.С., ¹Захарова Е.Ф., ²Мусабилов М.Х., ¹Ганиев Д.И.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт

²Институт «ТатНИПИнефть»

APPROACHES TO THE ESTIMATE OF CHEMICAL REAGENTS EFFICIENCY ON THE DOMANIC DEPOSITS CORE MATERIAL

¹Zakirov I.S., ¹Zakharova E.F., ²Musabirov M.Kh., ¹Ganiev D.I.

¹Almetyevsk State Oil Institute

²TatNIPIneft Institute

E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Аннотация. В связи с истощением разрабатываемых месторождений с традиционными запасами углеводородов (УВ) актуально изучение эффективности воздействия химреагентов в составе кислотных композиций для обработки призабойных зон (ОПЗ) скважин в плотных породах доманиковых отложений. На Бавлинском месторождении продуктивные пласты низкопроницаемых доманиковых отложений представлены карбонатными разностями пород, с прослоями слабопроницаемых и обогащенных органическим веществом известково-кремнистых или кремнисто-известковых пород, с незначительными прослоями трещиноватых пород в разрезе.

Основным методом интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов являются составы на основе соляной кислоты (HCl), применение которых позволяет восстановить проницаемость пласта за счет образования новых высоко проводящих поровых каналов («червоточин»). Эффективность данного метода зависит в первую очередь от глубины проникновения активной кислоты в пласт и от полноты растворения породы коллектора в растворе кислоты. Экспериментальными исследованиями установлено, что структура этих каналов определяется условиями эксплуатации пласта, включая температуру, скорость закачки кислотного раствора, фильтрационные свойства пласта и свойства реагентов.

В процессе обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) технической соляной кислотой HCl максимальное ее воздействие на породу происходит в околоскважинной зоне (ОСЗ). В удаленной зоне пласта реакция кислоты с породой идет менее интенсивно ввиду потери части ее активности. В результате этого околоскважинная

зона обрабатывается более интенсивно с формированием максимального числа каналов растворения в ущерб глубине проникновения последних в удаленную зону пласта. Зачастую низкая эффективность кислотных обработок на низкопроницаемых коллекторах доманиковых отложений обуславливает необходимость их повторного проведения. Поэтому актуально физико-химическое усовершенствование рецептуры состава и планирование кислотного воздействия с учетом всего многообразия факторов, влияющих на его эффективность.

Для повышения успешности кислотной обработки карбонатных матриц, необходимо формирование червоточин, глубоко проникающих в пласт при использовании минимального объема кислоты. Именно оптимальная скорость закачки определенного состава кислотной композиции создаёт условия, при которых требуется минимальный объем раствора кислоты для образования наиболее эффективного канала червоточины.

Полный учет факторов, существенно влияющих на эффективность воздействия (геолого-физические параметры продуктивных пластов и техногенные параметры, связанные с особенностями разработки залежи) позволит с большой долей вероятности подобрать оптимальный состав и дизайн кислотного воздействия.

Основная функция кислот при проведении обработки призабойной зоны пластов заключается в относительно быстром и полном растворении контактирующих с ними матрицы породы и компонентов, кольматирующих пустотное пространство. Механизм этого взаимодействия определяется их минералогическим составом и состоянием поверхности, а также в значительной степени природой, концентрацией кислот и физическими условиями протекания процесса растворения. Ввиду этого скорость и полнота растворения ими твердых тел может варьировать в широких пределах в зависимости от конкретных скважинных условий.

В рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014—2020» по соглашению 14.607.21.0195 Альметьевским государственным нефтяным институтом выполняется работа по теме «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований», направленная на усовершенствование процесса интенсификации добычи кислотными составами в скважинах, пробуренных в доманиковых отложениях.

Возникающие новые условия освоения нетрадиционных месторождений обуславливают применение усовершенствованных подходов в изучении особенностей проведения кислотных обработок на доманиковых отложениях. На базе оценки существующих стандартов, регламентирующих проведение фильтрационных исследований, авторами предложена методика проведения фильтрационных экспериментов с кислотными составами для обработки призабойной зоны скважин. В данной работе приведены результаты исследований по оценке эффективности составов, используемых для ОПЗ при интенсификации притока жидкости в скважины, пробуренные в доманиковых отложениях.

Ключевые слова: доманиковые отложения, фильтрационные исследования, керновый материал, проницаемость, кислотный состав, слабопроницаемый коллектор.

Abstract. Due to the depletion of developed fields with conventional hydrocarbon (HC) reserves, it is currently important to study the impact of chemical reagents being part of acidic compositions for bottomhole zone treatment in tight Domanic rock wells. In the Bavlinskoye field, productive reservoirs of low permeability Domanic sediments are represented by carbonaceous differences of rocks, with interlayers of low permeability and rich in organic matter lime-siliceous or siliceous-calcareous rocks, as well as minor fractured rock interlayers in the cross-section.

The basic method of enhanced oil recovery from carbonate reservoirs is compositions based on hydrochloric acid (HCl), the application of which allows to restore reservoir permeability due to the formation of new highly conductive pore channels ("wormholes"). The effectiveness of this method depends primarily on the depth of penetration of the active acid into the reservoir and on the completeness of reservoir rock dissolution in the acid solution. Experimental studies have shown that the structure of these channels is determined by the operating conditions of the formation, including temperature, the rate of injection of the acid solution, the filtration properties of the formation, and the properties of the reagents.

In the process of treating the bottom-hole formation zone (BHZ) with industrial hydrochloric acid HCl, its maximum impact on the rock occurs in the near-wellbore zone (NWZ). In the remote zone of the reservoir, the reaction of acid with the rock is less intense due to the partial loss of its activity. As the result, this wellbore zone is treated more intensively to form the maximum number of dissolution channels at the expense of the depth of channels penetration into the remote reservoir zone. Often, the low efficiency of acid treatments on low-permeability reservoirs of Domanic deposits necessitates their repeated implementation. Therefore, physicochemical improvements of the composition formula and designing acid treatment with due consideration for the whole variety of factors affecting the efficiency are of topical importance.

To increase success of carbonate matrix acid treatment, it is necessary for wormholes to penetrate deeply into the reservoir with the minimum volume of acid. It is the optimal injection rate of a certain acid composition that creates the conditions under which a minimum volume of acid solution is required to form the most effective wormhole channel.

The full consideration of factors that significantly affect the efficiency of the impact (geological and physical parameters of productive strata and technological parameters related to the characteristics of reservoir development) would very likely help to choose the optimal structure and design of acid exposure.

The main function of acids during the reservoir bottomhole treatment is relatively fast and complete dissolution of the rock matrix and the components in contact with reservoirs that clog the void space. The mechanism of this interaction is determined by their mineralogical composition and surface condition, as well as, to a large extent, by the nature, concentration of acids, and physical conditions of the dissolution process. Due to this, the rate and completeness of dissolution of solids can vary within wide limits depending on the specific downhole conditions.

Under Agreement 14.607.21.0195 and as part of the Federal Target Program "Research and Development in Priority Directions for the Development of the Russian Science and Technology Complex in 2014–2020", Almet'yevsk State Oil Institute carries out work on the theme "Development of Scientific and Technological Solutions for the Development of Unconventional Reservoirs (Domanic Deposits) and Hard-to-Recover Oil

(Bituminous Oil) Based on Experimental Studies”, which is focused on improving the process of production intensification with application of acid compositions in wells drilled in Domanic deposits.

Emerging new conditions of development of non-conventional oilfields provide for application of enhanced approaches in studying the features of acid treatments on Domanic sediments. Based on the assessment of existing standards governing the conduct of flooding research, the authors propose a methodology for conducting filtration experiments with acidic compositions for wells bottomhole treatment. In this work we show the results of studies evaluating the efficacy of compositions used for BHT with intensifying fluid influx into wells drilled in Domanic sediments.

Key words: *domanic sediments, flooding research, core material, permeability, acid composition, low permeability reservoir.*

Нетрадиционные запасы нефти в связи с падением добычи на традиционных залежах, все больше привлекают внимание нефтедобывающих компаний [1]. В связи с низкой проницаемостью пластов при освоении нетрадиционных запасов необходимы современные подходы, начиная с создания новых методических решений при проведении лабораторных экспериментов, завершая грамотным внедрением методов интенсификации добычи нефти, эффективных и рентабельных для освоения данных коллекторов.

Запасы доманиковых отложений сконцентрированы [2] в плотных формациях, в большинстве случаев являясь нефтегазоматеринскими породами или скоплениями между фундаментом и осадочным чехлом.

Совершенствование существующих и внедрение новых методов разработки нефтеносных залежей требует изучения микропроцессов и явлений, происходящих на границе «пористая среда - пластовые флюиды» [3]. Также необходим учет естественной и техногенной кольтмации флюидопроводящих каналов, степени обводненности, объема пустотного пространства, фазовых проницаемостей, возникающих капиллярных эффектов на фоне различной смачиваемости поверхности пород. Обработка скважин кислотным составом позволяет увеличить продуктивность низкопроницаемых отложений за счет реагирования с горной породой и изменения индекса продуктивности скважин.

Повышению эффективности кислотной обработки ПЗП способствует увеличение ее активного воздействия по нефтенасыщенной толщине в вертикальном и латеральном направлении, универсальность растворения и диспергирования органо-минеральных кольматантов, минимизация процессов вторичного осадкообразования с учетом характера продвижения кислотных составов по коллекторскому пространству, состояния прореагировавшей поверхности горной породы и нерастворившейся части кольматантов.

Одной из главных проблем в прогнозе эффективности обработки карбонатов является широкий диапазон структур растворения (Рис. 1), которые могут быть сформированы при воздействии кислотных композиций. Структура канала растворения зависит от свойств и скорости нагнетания химреагента, а также минерального состава породы.

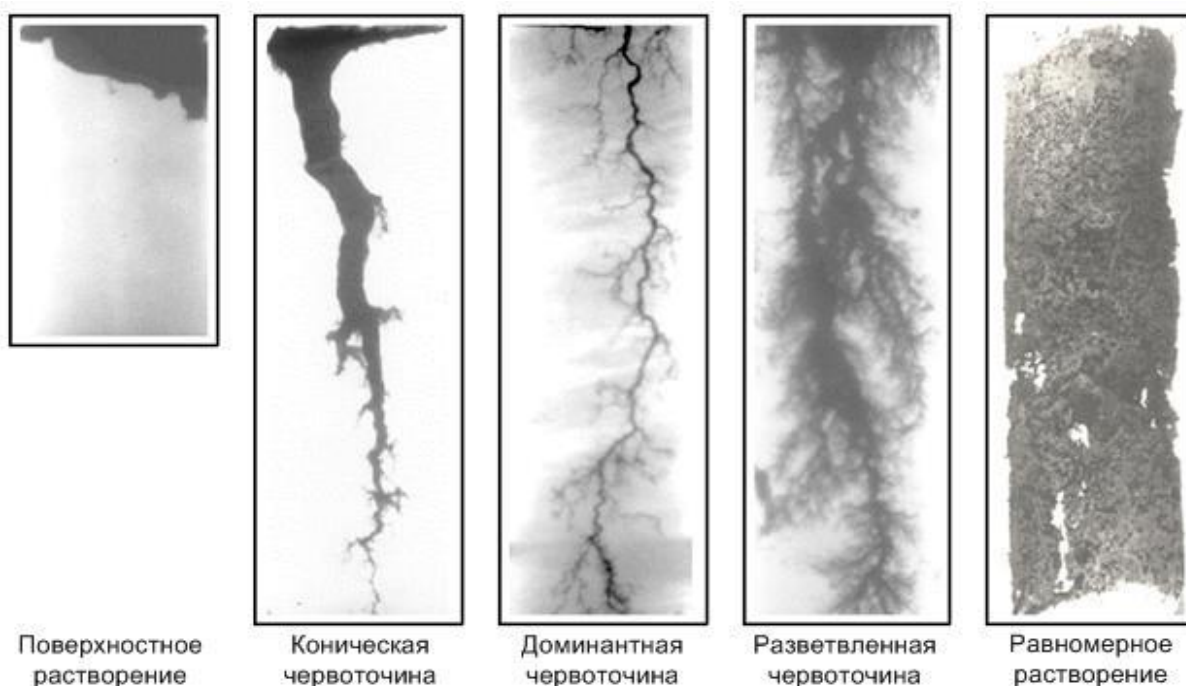


Рис. 1. Структуры растворения в карбонатных породах [3]

Взаимное влияние различных процессов, таких, как перенос кислоты и химическая реакция, определяет нестабильное поведение червоточин. Если реакция растворения происходит значительно медленнее, чем перенос кислоты на поверхность раздела твердой и жидкой фаз, то реакция

называется ограниченной кинетически. В противном случае, когда скорость растворения велика по сравнению со скоростью переноса, возможен ограниченный массообмен.

При низких скоростях закачки реагент расходуется на входе в карбонатную породу, что приводит к поверхностному растворению. При увеличении скорости закачки реагент может проникнуть в поровую матрицу и увеличить перетоки между блоками матрицы и системой трещин. Однако значительное количество реагента впитывается стенками пор, что приводит к образованию конусообразного канала растворения.

При средних скоростях закачки реагент переносится к концевой границе развивающегося потока, где последующее поглощение способствует распространению канала и в итоге приводит к формированию доминантной червоточки. При высоких скоростях нагнетания каналы растворения становятся более разветвленными, поскольку флюид продавливается также и в поры меньшего размера. При чрезмерных или очень высоких скоростях нагнетания наблюдается равномерное растворение, так как реагент переносится в большинство пор среды.

Важным моментом при применении методов интенсификации добычи нефти в доманиковых отложениях является получение значимого прироста коэффициента проницаемости на базе детального изучения в лабораторных условиях возможности воздействия различных составов на образцы кернового материала. Проведение фильтрационных исследований на моделях пластов позволит масштабировать результаты выполненных экспериментов и оптимизировать применение технологий разработки в условиях реальных месторождений с нетрадиционными запасами, сокращая риски при проведении опытно-промысловых работ.

Доманиковые отложения на Бавлинском месторождении [4, 5] стратиграфически приурочены к интервалу разреза от саргаевского

горизонта до заволжского надгоризонта включительно, и представлены чередованием прослоев, сложенных карбонатными разностями пород, с прослоями слабопроницаемых и обогащенных органическим веществом известково-кремнистых или кремнисто-известковых пород, с встречающимися в разрезе незначительными прослоями трещиноватых пород, в пределах которых (на сегодняшний день) выявлены залежи нефти.

Известно, что фильтрационные эксперименты регламентируются стандартом [6], для которого была обоснована [7] доработка в части актуализации постановки экспериментов, в том числе и с кислотными составами, с учетом возможностей современного оборудования, позволяющих снизить погрешности при оценке коэффициентов проницаемости и выборе химреагентов в составе композиции для ОПЗ скважин, вскрывших низкопроницаемые доманиковые отложения.

В рамках федерального целевого проекта для повышения эффективности процесса интенсификации добычи кислотными составами в скважинах, пробуренных в доманиковых отложениях, определены методические подходы [8] и проведены эксперименты на фильтрационной установке по оценке изменения проницаемости кернового материала, с учетом влияния химреагентов в составе композиции для ОПЗ, обеспечивающей необходимую скорость растворения, кратность замедления, межфазное натяжение, минимальное вторичное осадкообразование и минимальную скорость коррозионных процессов [5]. Для этих целей образцы кернового материала доманиковых отложений диаметром 3 см, длиной 4 см, были подвергнуты стандартной подготовке (экстракция в аппарате Сокслета спирто-бензолом в соотношении 1:4, сушка в сушильном шкафу при температуре 105 ± 2 °С до постоянной массы). Согласно макроописанию, выбранные образцы относятся к известнякам мелкозернистым, равномерно нефтенасыщенным (до проведения экстракции), без включений, трещин, сколов.

Для оценки начальных параметров проведения эксперимента, было определено значение коэффициента проницаемости по воздуху исследуемых образцов кернового материала согласно [9] с использованием порозиметра-пермеаметра Vinci PoroPerm Prod 3.

В соответствии с условиями залегания доманиковых отложений для проведения экспериментов на фильтрационной установке Vinci CFS-700, были приняты следующие параметры, имитирующие пластовые условия: горное давление (давление обжима) – 20,6 МПа; пластовое давление (поровое давление, противодействие) – 10,3 МПа; температура – 23 °С. В экспериментах был использован референтный состав соляной кислоты с концентрацией 15 %, а также разработанный кислотный состав, представляющий собой смесь на основе соляной кислоты с добавлением поверхностно-активных веществ, ингибитора кислотной коррозии и различных модифицирующих компонентов, и обеспечивающий необходимую скорость растворения, кратность замедления, межфазное натяжение, минимальное вторичное осадкообразование и минимальную скорость коррозионных процессов.

Фильтрационный эксперимент выполнялся в несколько этапов [8]. На первом этапе эксперимента прокачивалось семь поровых объемов керосина для полного насыщения образца керна при условиях, имитирующих пластовые (Рис. 2а).

Второй этап предполагал определение проницаемости образца кернового материала по керосину, в процессе которого производилась фиксация перепада давления при различных скоростях фильтрации для построения кривой зависимости перепада давления от скорости прокачки и дальнейшего расчета проницаемости образца кернового материала (Рис. 2б). Согласно измерениям, проницаемости образцов составили 7 мД и 20 мД соответственно для проведения экспериментов с разработанным кислотным составом и соляной кислотой.

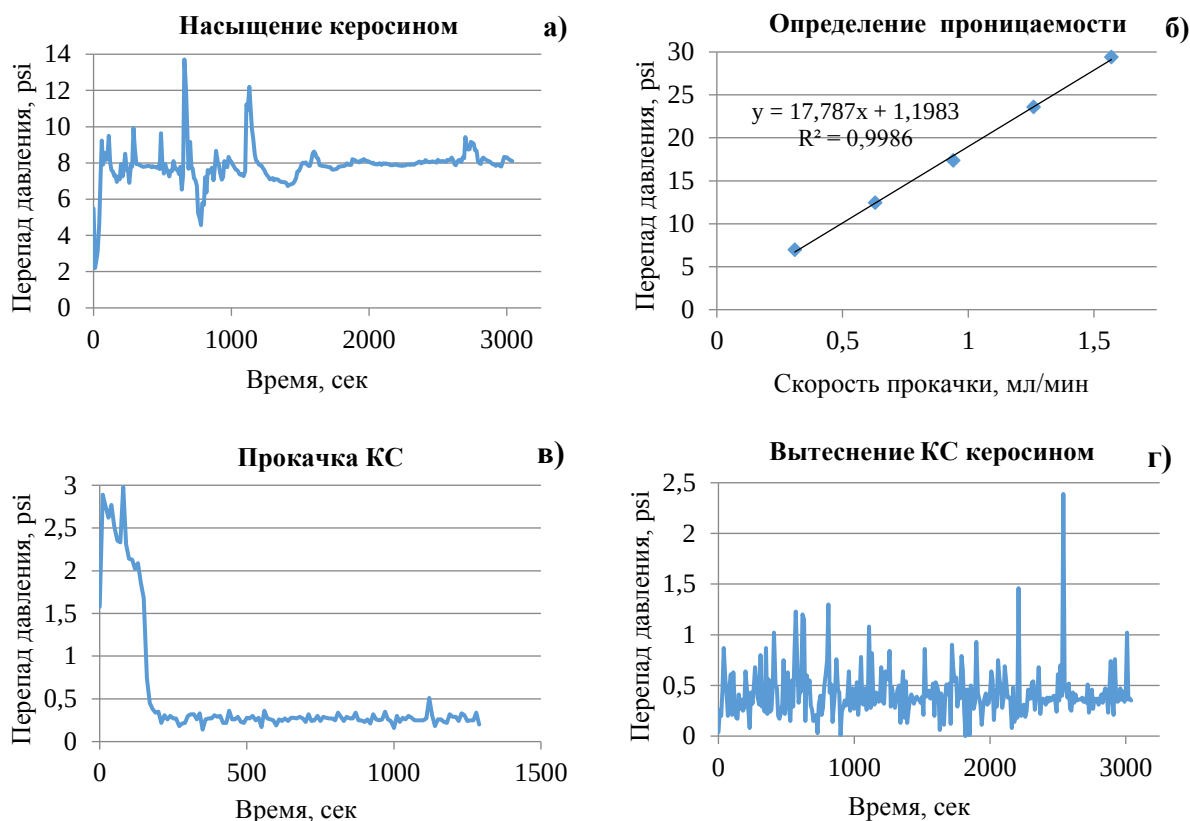


Рис. 2. Результаты эксперимента с разработанным кислотным составом

На третьем этапе производилась прокачка химреагентов через керновый материал в количестве трех поровых объемов модели с линейной скоростью (Рис. 2в). Четвертый этап соответствовал выдержке химреагента в течение 20 часов при условиях, имитирующих пластовые. Пятый этап заключался в повторении первого этапа: прокачка семи поровых объемов керосина с линейной скоростью для полного вытеснения химреагента и продуктов реакции из образца кернового материала (Рис. 2г). Завершающий шестой этап подразумевал определение проницаемости образца кернового материала по аналогии со вторым этапом, а также оценку доли порового объема кислотных составов, требуемых для распространения каналов на заданную глубину.

Расчет объемов прокачки реагентов в модели производился [8] по формуле:

$$Q = \frac{\vartheta \cdot 1000 \cdot V_{\text{пор}}}{l_{\text{обр}} \cdot 1440}, \quad (1)$$

где $V_{\text{пор}}$ – объем пор; $l_{\text{обр}}$ – длина составной модели, ϑ – линейная скорость течения жидкости в пласте.

Для проведения экспериментов выбрана скорость, которая соответствует появлению разветвленной сети червоточин за счет нагнетания на высокой скорости и, тем самым, максимального проникновения кислоты в поры меньшего размера.

Эффективность реагентов на кернавом материале определялась по двум критериям: на основе сравнения доли порового объема кислоты, требуемой для распространения каналов на заданную глубину (Рис. 3), а также с учетом изменения проницаемости β по формуле:

$$\beta = \frac{k_{\text{после}}}{k_{\text{до}}} * 100, \quad (2)$$

где $k_{\text{до}}$ – абсолютная проницаемость по керосину до обработки реагентом, мД; $k_{\text{после}}$ – абсолютная проницаемость по керосину после обработки реагентом, мД.

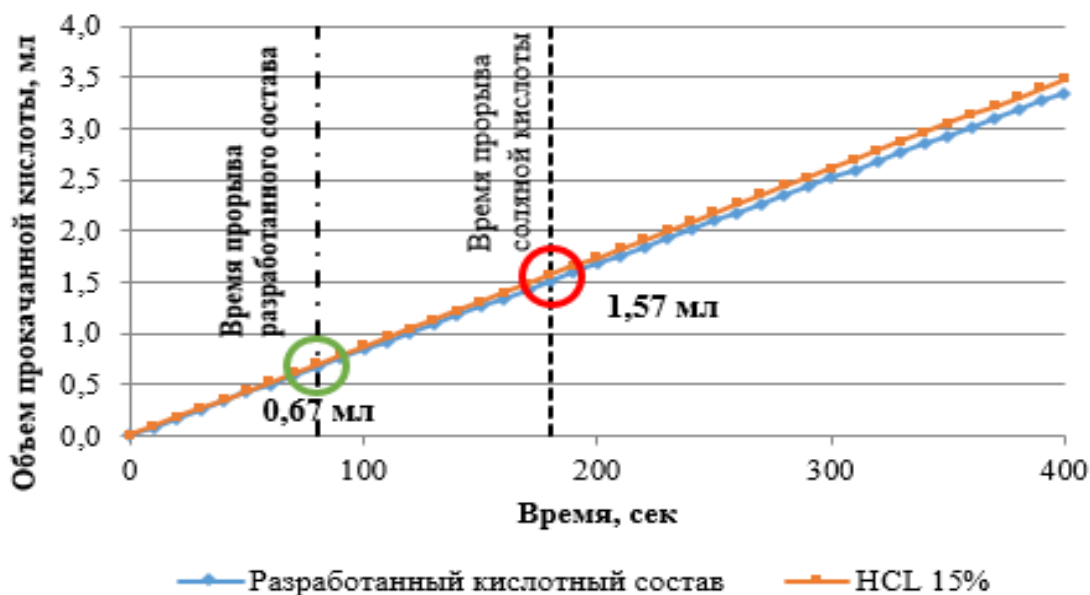


Рис. 3. Сравнение объемов реагентов, прокачанных на фильтрационной установке, через образец керна скважины 2801г

Согласно методике [8], сравнивались начальные фильтрационно-емкостные свойства образцов кернавого материала доманиковых

отложений и их изменение в результате воздействия кислотными составами.

Несмотря на существенные различия в начальных значениях проницаемости образцов кернового материала доманиковых отложений, подвергнутых воздействию сравниваемыми кислотными составами, кратность изменения проницаемости образца после обработки разработанным кислотным составом в 9 раз больше, чем после обработки референтным составом (HCl).

При прокачке соляной кислоты (Рис. 4) рост давления происходил непрерывно до величины 0,57 МПа вплоть до прорыва, что может свидетельствовать о создании конической червоточины без проникновения в другие поровые каналы (рост давления почти в 28 раз выше, чем с разработанным составом).



Рис. 4. Перепад давления по сравниваемым составам, прокачанным на фильтрационной установке, через образец керна скважины 2801г

В случае применения разработанного кислотного состава в керновом материале была создана доминантная червоточина, учитывая практически горизонтальное распространение кривой давления до значения 0,02 МПа и прорыв кислотного состава во множество имеющихся поровых каналов за счет добавки, снижающей межфазное натяжение.

Кроме того, необходимый объем применения разработанного состава более чем в 2 раза ниже (Рис. 3), по сравнению с референтным кислотным составом, что играет немаловажную роль при проведении обработок призабойной зоны в условиях скважин, снижая затраты на проведение ОПЗ. Таким образом, по результатам проведенных экспериментов можно констатировать следующее.

1. Установлена высокая эффективность разработанного кислотного состава по сравнению с референтным кислотным составом при оценке влияния растворения кернового материала доманиковых отложений на основе изменения проницаемости и получения доминантной червоточки при сокращении объема закачиваемых химических реагентов в 2,3 раза.
2. ОПЗ с разработанным кислотным составом может привести к значительному повышению коэффициента продуктивности скважин (эффективность обработки в 9 раз выше в сравнении с концентрированной соляной кислотой), что связано с увеличением проницаемости матрицы коллектора.
3. Разработанный кислотный состав рекомендован к использованию при проведении опытно-промышленных работ в скважинных условиях Бавлинского месторождения.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по соглашению о предоставлении субсидии №14.607.21.0195 от 26.09.2017 по теме «Разработка научно - технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований», уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195 [3].

Список литературы

1. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Жарков А.М., Нефтегазоносные отложения доманикового типа - резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах // Георесурсы. – 2013. – №4. С. 18-22.
2. Кривощёков С.Н., Кочнев А.А., Санников И.В., Перспективы нефтегазоносности отложений доманикового типа на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №9. с. 18-26.
3. Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Будкевич Р.Л. и др. Методика численного моделирования вариантов реализации СКО (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195. – научный руководитель проекта, д.т.н., Закиров И.С.) – Альметьевск. - АГНИ. – 2018. – приложение к отчету о ПНИЭР - книга 3. – с.380.
4. Хисамов Р.С., Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Базаревская В.Г., Абусалимова Р.Р., Тимиров Д.А., Опыт изучения и освоения доманиковых отложений на примере Бавлинского месторождения республики Татарстан. - Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 11. с. 78-83.
5. Отчет о прикладных и научных исследованиях по теме «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований за 2 этап «Выявление закономерностей изменения характеристик флюидов и кернового материала, анализируемых пластовых систем под влиянием техногенных факторов», (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195. – Научный руководитель проекта, д.т.н., Закиров И.С.). – Альметьевск, - АГНИ. – книга 1 – 2018. – 417 с.
6. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях // Взамен ОСТ 39-070-78; введ. 1987-01-01. – М.: Миннефтепром. – 1986. – с. 2-16.
7. Белашапка И.Е., Ганиев Д.И. Применение фильтрационных исследований для изучения технологий разработки месторождений нетрадиционных коллекторов и трудноизвлекаемых запасов нефти // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия «Инженерные исследования». 2018. – Т. 19. – №3. – с.343-357
8. Закиров И.С., Захарова Е.Ф. и др. 04-12 ФЦП 0195-06МД Методика воздействия химическими реагентами на образцы керна доманиковых отложений (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195. – научный руководитель проекта, д.т.н., Закиров И.С.) – Альметьевск. - АГНИ. – 2018. – приложение к отчету о ПНИЭР – книга 2. – с. 320-335.
9. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации // М.: Миннефтепром. – 1985. с. 1-16.

References

1. Prishhepa O.M., Averyanova O.Yu., Zharkov A.M., *Neftegazonosnye otlozheniya domanikovogo tipa - rezerv podderzhaniya dobychi uglevodorodov v promyshlennno osvoennykh rajonakh* (Domanic-type oil and gas deposits - a reserve for maintaining hydrocarbon production in industrially developed areas) // *Georesursy*. – 2013, – No. 4, pp. 18-22. (in Russian)
2. Krivoshhyokov S.N., Kochnev A.A., Sannikov I.V., *Perspektivy neftegazonosnosti otlozhenij domanikovogo tipa na territorii Permskogo kraya* (Prospects for the oil and gas potential of Domanic deposits in the Perm Territory) // *Vestnik Permskogo nacionalnogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologiya, neftegazovoe i gornoe delo*. – 2013, – No. 9, pp. 18-26. (in Russian)
3. Zakirov I.S., Zakharova E.F., Budkevich R.L. i dr. *Metodika chislennogo modelirovaniya variantov realizacii SKO* (Methodology for the numerical simulation of the variants of the implementation of the DIS (Agreement on the provision of subsidies dated September 26, 2017 No. 14.607.21.0195. - Research advisor: I.S. Zakirov, Dr.Sc.) – Almetevsk. - AGNI. – 2018. – prilozhenie k otchetu o PNIER - kniga 3, – p.380. (in Russian)
4. Khisamov R.S., Zakirov I.S., Zakharova E.F., Bazarevskaya V.G., Abusalimova R.R., Timirov D.A., *Opyt izucheniya i osvoeniya domanikovyx otlozhenij na primere Bavlinskogo mestorozhdeniya respubliki Tatarstan* (Experience in the study and development of Domanik deposits on the example of the Bavlinskoye field of the Republic of Tatarstan) - *Neftyanoe khozyajstvo*. – 2018, - No 11, pp. 78-83. (in Russian)
5. Report on applied research on —Development of technical solutions for unconventional reservoirs (Domanik deposits) and hard-to-recover reserves production based on experimental studies, Phase 2: Identifying principles of core fluid properties changes under man-induced factors. Research advisor: I.S. Zakirov, Dr.Sc. Almetevsk, AGNI Publ., 2018, (in Russian)
6. OST 39-195-86. *Neft. Metod opredeleniya koefficienta vytesneniya nefti vodoj v laboratornykh usloviyax* (Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory condition) // *Vzamen OST 39-070-78; vved. 1987-01-01*, – M.: Minnefteprom, – 1986, – pp. 2-16. (in Russian)
7. Beloshapka I.E., Ganiev D.I. *Primenenie filtracionnykh issledovanij dlya izucheniya tekhnologij razrabotki mestorozhdenij netradicionnykh kollektorov i trudnoizvlekaemykh zapasov nefti* (The use of flooding studies to study technologies for the development of unconventional reservoir deposits and hard-to-recover oil reserves) // *Vestnik Rossijskogo universiteta druzhby narodov. Seriya «Inzhenernye issledovaniya»*. 2018. – T. 19. – No 3, – pp.343-357. (in Russian)
8. Zakirov I.S., Zakharova E.F. and oth. 04-12 FCP 0195-06MD *Metodika vozdejstviya khimicheskimi reagentami na obrazcy kerna domanikovyx otlozhenij* (The method of exposure to chemical reagents on core samples of Domanik deposits) (Research advisor: I.S. Zakirov, Dr.Sc.) – Almetevsk. - AGNI. – 2018, – pp. 320-335. (in Russian)
9. GOST 26450.2-85. *Porody gornye. Metod opredeleniya koefficienta absolyutnoj gazopronicaemosti pri stacionarnoj i nestacionarnoj filtracii* (Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient for stationary and non-stationary filtration) // M.: Minnefteprom. – 1985, pp. 1-16. (in Russian)

Сведения об авторах

Закиров Искандер Сумбатович, доктор технических наук, проректор по научной работе, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: zis277@yandex.ru

Захарова Елена Федоровна, кандидат технических наук, доцент кафедры РиЭНГМ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Мусабилов Мунавир Хадеевич, доктор технических наук, заведующий лабораторией эксплуатации и ремонта скважин, ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: musabirov@tatnipi.ru

Ганиев Динис Ильдарович, инженер ЦНТИ, сектор Доманик-битум, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: dinisganiev@gmail.com

Authors

Zakirov I.S., Dr.Sc, Pro-rector for Research, Almetьевsk State Petroleum Institute, Almetьевsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: zis277@yandex.ru

Zakharova E.F., PhD, Associate Professor, Almetьевsk State Petroleum Institute, Almetьевsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Musabirov M. Kh., Dr.Sc, Head of the laboratory of operation and repair of wells, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: musabirov@tatnipi.ru

Ganiev D.I., Engineer, Research Center, Domanik bitumen sector, Almetьевsk State Petroleum Institute, Almetьевsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: dinisganiev@gmail.com

Закиров Искандер Сумбатович
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
Тел.: 8(8553) 31-00-33
E-mail: zis277@yandex.ru