03

Микрофлюидное исследование эффективности вытеснения нефти с помощью наноэмульсий

© *С.С. Лубенец, Д.В. Гузей, А.Д. Скоробогатова, Р.А. Ваганов, А.И. Пряжников, А.В. Минаков*

Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия
E-mail: dguzey@sfu-kras.ru

Поступило в Редакцию 15 ноября 2024 г.
В окончательной редакции 18 марта 2025 г.
Принято к публикации 21 марта 2025 г.

Представлены результаты микрофлюидного исследования процесса вытеснения нефти из модельной пористой среды наноэмульсией. Наноэмульсии были приготовлены на основе дистиллированной воды и дизельного топлива с концентрацией 1 wt.%. Массовая концентрация эмульгатора варьировалась от 0.05 до 0.4 %. Отработана методика приготовления устойчивых эмульсий, основанная на методе крупного дробления капель и ультразвуковой обработке. Для изучения механизмов влияния эмульсий исследованы характеристики их смачиваемости и межфазного натяжения. В результате проведенных микрофлюидных экспериментов установлено, что наноэмульсии с низким содержанием углеводородной фазы позволяют увеличить коэффициент вытеснения нефти по сравнению с водой с 32 до 57 %. В связи с этим представляется перспективным дальнейшее систематическое исследование их свойств для разработки новых методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: наноэмульсии, микрофлюидные чипы, межфазное натяжение, смачиваемость, вытеснение нефти.

DOI: 10.61011/PJTF.2025.12.60610.20188

В последние годы значительно увеличилось число работ, в которых исследовалось применение наноэмульсий (дисперсных систем со средним размером капель дисперсной фазы порядка 100 nm и ниже) в нефтяной промышленности. Помимо способности значительно воздействовать на характеристики смачивания пласта, еще одной из уникальных характеристик наноэмульсий, делающей их привлекательными для нефтяной промышленности, является их относительно высокая устойчивость к расслоению и коагуляции [1,2]. Другой важной особенностью наноэмульсий является размер капель, который меньше эффективного диаметра пор породы-коллектора. Это облегчает прохождение вытесняющей жидкости через структуру пор с меньшим риском закупоривания и потери проводимости пласта. По мнению многих исследователей, наноэмульсии в сравнении с другими вытесняющими агентами обладают наибольшим потенциалом в задачах увеличения нефтеотдачи [3,4].

Применение наноэмульсий в задачах увеличения нефтеотдачи в настоящее время активно исследуется с помощью различных методов. В настоящей работе представлены результаты микрофлюидного исследования процесса вытеснения нефти из модельной пористой среды с помощью наноэмульсий. Микрофлюидика позволяет получать принципиально новые сведения о процессе вытеснения [5], недоступные для традиционных методов исследования, на основе которых упрощается возможность анализировать структуру и динамику фронта вытеснения, наблюдать за поведением менисков в точке контакта фаз и др. Это позволяет лучше понять механизмы воздействия вытесняющего агента на капиллярно-удержанную нефть. В настоящее время данных микрофлюидных исследований режимов течения наноэмульсий при вытеснении нефти недостаточно.

Наноэмульсии для заводнения были приготовлены на основе дистиллированной воды. В качестве дисперсной фазы использовалось дизельное топливо (ПАО „Газпромнефть“, ГОСТ 305–82) вязкостью 3.5 cP и плотностью 830 kg/m^3. Для придания эмульсиям устойчивости использовался эмульгатор РС-501 (ООО НПО „Реагенты Сибири“). Массовая концентрация эмульгатора варьировалась от 0.05 до 0.4 %. Были рассмотрены очень низкие значения концентрации углеводородной фазы, представлены результаты для массовой концентрации дизельного топлива в эмульсии, равной 1 %. Наноэмульсии использовались для вытеснения нефти плотностью 901.3 kg/m^3 и вязкостью 79.3 mPa · s.

Для приготовления устойчивых наноэмульсий была отработана методика, основанная на методе крупного дробления капель. Суть методики состоит в медленном (капельном) одновременном вводе углеводородной фазы и эмульгатора при непрерывном механическом диспергировании при помощи высокоскоростной мешалки (OFITE 152-18-Prince Castle, 20 000 rpm) в течение 60 min с последующей обработкой ультразвуком на аппарате „Волна-М“ (22 kHz, 400 W) в течение 30 min с контролем температуры. С помощью данной методики и подбора дозировки и вида эмульгатора удалось получить устойчивые наноэмульсии с размером капель порядка 100 nm.

Исследовано влияние концентрации эмульгатора на эффективность вытеснения нефти из микрофлюидной

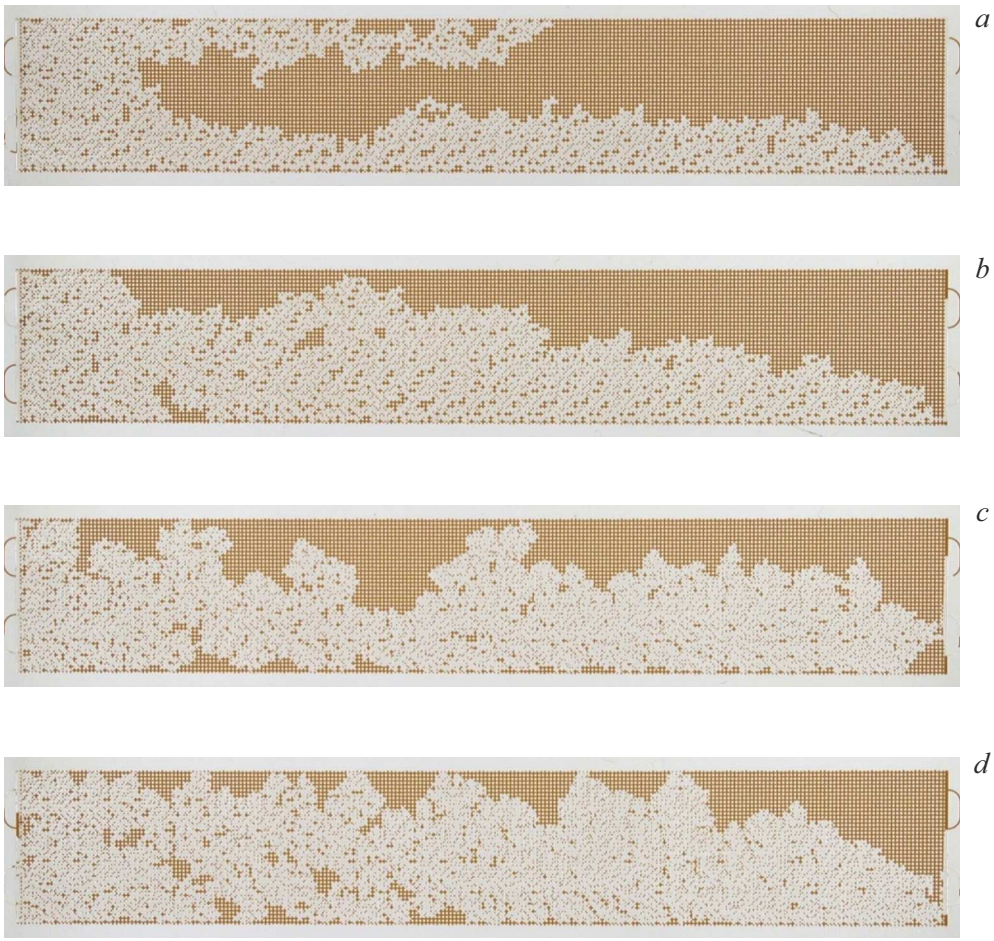

Рис. 1. Фотографии распределения нефти в микрофлюидной модели после вытеснения водой (a) и наноэмульсиями с концентрацией эмульгатора 0.1 (b), 0.2 (c), 0.4 % (d).

модели пористой среды. В работе использовался микрофлюидный чип Dolomite, позволяющий моделировать сложные пористые структуры горных пород (рис. 1). Чип изготовлен травлением натриево-известкового стекла фтористым водородом с последующим термосклеиванием. Чип имеет один вход и один выход, стандартный размер микрофлюидного чипа без коннекторов составляет 92.5×15.0 mm с толщиной 4 mm, а пористая область чипа имеет размер 10×60 mm. Длина входного канала, включая развилки, составляет 27.7 mm, объем входного канала 0.9 μl. Выходной канал имеет длину 99.2 mm с внутренним объемом 3.2 μl. Общая длина канала пористой области 4800 mm, объем пористой области $\sim 38\,\mu$l. Шероховатость поверхности каналов составляет 5 nm. Сужения или „поры“, образованные в сетке каналов, распределены случайным образом, чтобы имитировать естественную структуру породы. Сетка содержит 38 пор с Ø63 μm, 40 пор с Ø85 μm и 50 прямых каналов, которые имеют почти эллиптическое поперечное сечение (глубина и ширина канала 100 и 110 μm соответственно).

Детальное описание эксперимента представлено в [6]. Для проведения экспериментов использовался двухканальный шприцевой насос SPLab02 (диапазон расхода от 0.831 nl/min до 127 ml/min, погрешность ± 0.5 %). Вытесняющая жидкость подавалась с помощью шприца Hamilton объемом 1 ml с соединением типа Луер.

Микрофлюидный чип располагался горизонтально сверху на предметном стекле. Фото- и видеофиксация изображения осуществлялась при помощи камеры Sony RX100 IV. Пустой чип сначала полностью заполнялся нефтью, а затем проводился процесс ее вытеснения наноэмульсией при фиксированном расходе 0.5 μl/min. Прокачивалось несколько поровых объемов до установившегося состояния остаточной нефтенасыщенности. На рис. 1 показаны фотографии микрофлюидного чипа на финальной стадии закачки наноэмульсии с различной концентрацией эмульгатора. Оценка коэффициента вытеснения нефти осуществлялась по результатам обработки изображений, полученных в ходе эксперимента с помощью приложения BlackBox Component Builder (Oberon microsystems, Switzerland) и библиотеки FreeImage на основе цветовой модели HSV [6]. Изоб-

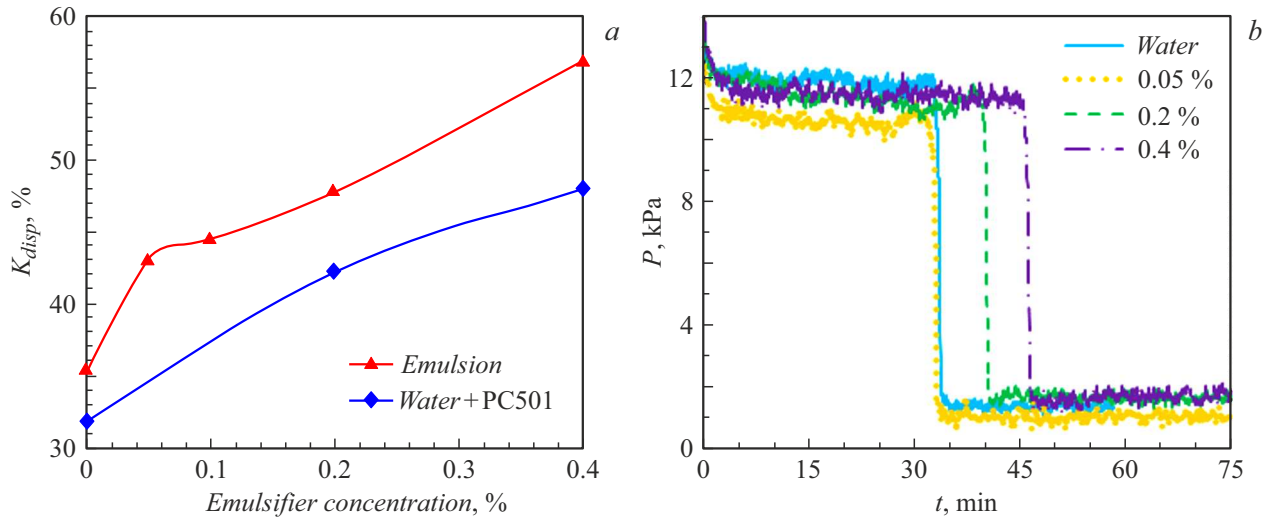

Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения от концентрации эмульгатора (a) и зависимость перепада давления от времени в процессе закачки (b).

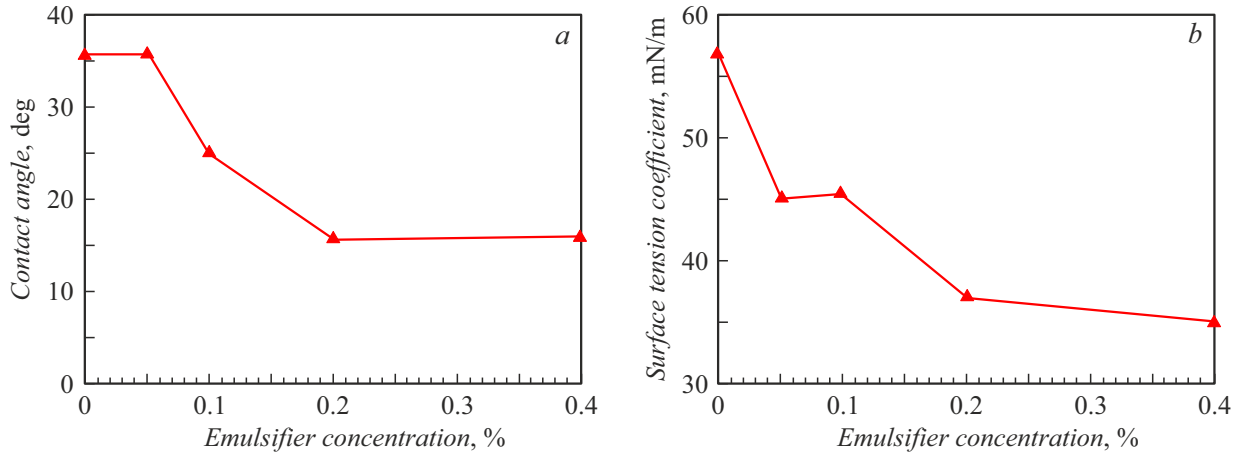

Рис. 3. Зависимость краевого угла (a) и коэффициента поверхностного натяжения (b) для наноэмульсии от концентрации эмульгатора.

ражение микрофлюидного чипа состоит из пикселей, принадлежащих поровому пространству и фону. Для определения доли нефти рассчитывалось число пикселей, занятых нефтью. Аналогично производился расчет количества пикселей изображения, занятых вытесняющим агентом. Коэффициент вытеснения нефти определялся как отношение количества пикселей, занятых вытесняющим агентом (вода/эмульсия/водный раствор поверхностно-активного вещества (ПАВ)), к количеству пикселей, занятых нефтью.

Анализ результатов экспериментов показал, что при вытеснении водой фронт вытеснения движется очень неравномерно. Течение воды в заполненной нефтью пористой среде распадается на отдельные ручьи. В результате вода примерно за 30 min прорывается к выходу из микромодели, в дальнейшем процесс стабилизируется, и нефть прекращает вытесняться. На рис. 1, *a* представлено остаточное распределение нефти в микрофлюидном чипе после процесса вытеснения водой. Как видно, значительная часть порового пространства остается занятой нефтью, коэффициент вытеснения водой составляет 32 %. При закачке наноэмульсий картина вытеснения меняется (рис. 1, *b*–*d*). Течение также осуществляется преимущественно в виде отдельных струй, но ширина этих струй и извилистость их течения по поровому пространству значительно возрастает. Течением охвачена большая часть порового пространства, в результате существенно возрастает время, за которое вытесняющая жидкость достигает выхода из пористой среды. Увеличение времени прохождения вытесняющей жидкостью пористой среды видно по графикам зависимости перепада давления от времени в процессе закачки, приведенным на рис. 2, *b*, где резкое снижение перепада давления соответствует моменту прорыва вытесняющей

жидкости. Увеличение струй по ширине, охват большей области, безусловно, приводит к значительному увеличению нефтевытеснения. Видно, что островки остаточной нефтенасыщенности уменьшаются в размерах. Зависимость коэффициента вытеснения нефти для эмульсий с различной концентрацией эмульгатора приведена на рис. 2, *a*. Было показано, что эмульсия даже без добавки эмульгатора примерно на 10% повышает коэффициент вытеснения по сравнению с водой. Добавление эмульгатора положительно сказывается на эффективности вытеснения. При этом, как видно из рис. 2, *a*, сама по себе аналогичная добавка эмульгатора в воду не позволяет добиться увеличения коэффициента вытеснения нефти, как при использовании эмульсии. Это можно объяснить тем, что коэффициент поверхностного натяжения на границе эмульсия/нефть ниже, чем на границе водный раствор ПАВ/нефть, и эффект связан именно с наличием углеводородной фазы. С увеличением концентрации эмульгатора в эмульсии до 0.4% происходит дополнительное увеличение коэффициента вытеснения до 57%.

Это связано с уменьшением размера капель при диспергировании с добавлением эмульгатора, что приводит к изменению характеристик смачивания и межфазного натяжения. На рис. 3 приведены измеренные методом висящей и сидящей капли зависимости коэффициента поверхностного натяжения и угла смачивания наноэмульсией пластинки из кварцевого стекла в зависимости от концентрации эмульгатора.

Показано, что с увеличением концентрации эмульгатора улучшается смачиваемость эмульсией. Значение краевого угла уменьшается с 35 до 16°, что способствует лучшему отмыванию нефти от стенок каналов. Кроме того, было зафиксировано почти двукратное снижение коэффициента поверхностного натяжения, что также способствует лучшему вытеснению нефти. Снижение капиллярного давления в процессе закачки за счет лучшей смачиваемости и уменьшения межфазного натяжения можно наблюдать на рис. 2, *b*.

Таким образом, в результате микрофлюидного исследования было показано, что наноэмульсии с низким содержанием углеводородной фазы позволяют значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти при заводнении. В связи с этим представляется перспективным дальнейшее систематическое исследование их свойств для разработки новых методов увеличения нефтеотдачи.

Финансирование работы

Исследование выполнено в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (номер FSRZ-2020-0012).

Конфликт интересов

Авторы заявляют, что у них нет конфликта интересов.

Список литературы

[1] N. Kumar, A. Mandal, Energy Fuels, **32** (6), 6452 (2018). DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b00043
[2] M. Jaliliana, A. Tabzarb, V. Ghasemic, O. Mohammadzadehd, P. Pourafsharye, N. Rezaeif, S. Zendehboudif, Fuel, **251**, 754 (2019). DOI: 10.1016/j.fuel.2019.02.122
[3] H. Yan, C. Bao, X. Chen, C. Yu, D. Kong, J. Shi, Q. Lin, RSC Adv., **9**, 11649 (2019). DOI: 10.1039/c9ra00591a
[4] N. Pal, N. Kumar, R.K. Saw, A. Mandal, J. Pet. Sci. Eng., **183**, 106464 (2019). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106464
[5] М.И. Пряжников, А.В. Минаков, А.И. Пряжников, А.С. Якимов, Письма в ЖТФ, **48** (3), 6 (2022). DOI: 10.21883/PJTF.2022.03.51973.19030 [M.I. Pryazhnikov, A.V. Minakov, A.I. Pryazhikov, A.S. Yakimov, Tech. Phys. Lett., **48** (2), 1 (2022). DOI: 10.21883/TPL.2022.02.53572.19030].
[6] A.I. Pryazhnikov, M.I. Pryazhnikov, A.S. Lobasov, A.V. Minakov, Nanomaterials, **14** (14), 1233 (2024). DOI: 10.3390/nano14141233