

06

Экспериментальное исследование влияния добавки наночастиц оксида кремния на характеристики смачиваемости нефтью горной породы

© А.В. Минаков^{1,2}, М.И. Пряжников^{1,2}, Я.Н. Сулемана¹, В.Д. Мешкова¹

¹ Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия

² Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск, Россия

E-mail: Aminakov@sfu-kras.ru

Поступило в Редакцию 20 августа 2020 г.

В окончательной редакции 14 сентября 2020 г.

Принято к публикации 15 сентября 2020 г.

Приведены результаты экспериментальных исследований межфазного натяжения и смачиваемости поверхности в системе наноразмерная суспензия/нефть/горная порода. Впервые систематически исследовано влияние концентрации и размера наночастиц оксида кремния на коэффициент межфазного натяжения и значение краевого угла смачивания. Рассмотрены широкие диапазоны массовых концентраций наночастиц (от 0 до 1 wt.%) и их средних размеров (от 5 до 50 nm). Установлено, что использование наносуспензий позволяет радикально менять смачиваемость нефтью горной породы. При этом указанное влияние существенно зависит от концентрации и размеров наночастиц.

Ключевые слова: смачиваемость, межфазное натяжение, наносуспензия, увеличение нефтеотдачи.

DOI: 10.21883/PJTF.2020.24.50425.18520

Нефтегазовая индустрия является одной из важнейших отраслей экономики России. Для ее устойчивого развития важно рационально использовать уже существующие месторождения, а также необходима разведка новых. Особое внимание следует уделить уровню обводненности на действующих месторождениях, который в настоящее время составляет 70–80%. Наблюдаемая тенденция показывает, что без внедрения новых высокоэффективных технологий добыча нефти будет снижаться и ввод новых месторождений не сможет компенсировать это падение. Для решения данной проблемы могут использоваться нанотехнологии, направленные на увеличение нефтеотдачи.

В последние годы появились лабораторные исследования, в которых показано, что применение наносуспензий в качестве вытесняющих жидкостей для заводнения пласта позволяет существенно повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) [1–4]. Так, в работе [2] продемонстрировано, что добавление 1 wt.% наночастиц оксида кремния позволяет увеличить КИН на 30% (по сравнению с водой). Близкие по величине приращения КИН были получены при заводнении с помощью наносуспензий с металлическими наночастицами [3] и наночастицами оксида титана [4].

В качестве одной из возможных причин влияния добавок наночастиц на нефтеотдачу называют изменение смачиваемости горной породы, которое способствует вымыванию как пленочной, так и капиллярно-удержанной нефти [1,4–6]. В настоящей работе проведены экспериментальные исследования межфазного натяжения и смачиваемости поверхности в системе наносуспензия/нефть/горная порода. Впервые система-

тически исследовано влияние концентрации и размера наночастиц оксида кремния на коэффициент межфазного натяжения и значение краевого угла смачивания.

В экспериментах использовалась легкая нефть со следующими характеристиками: плотность нефти равна 0.831 g/cm³, вязкость 0.0078 Pa·s. В качестве образца горной породы использовался доломит. Наносуспензии были приготовлены на основе дистиллированной воды. Были использованы порошки наночастиц SiO₂ (ООО „Бардаханов“, Новосибирск). Средний размер наночастиц варьировался от 5 до 50 nm. Концентрация наночастиц варьировалась от 0 до 1 wt.%. Для приготовления наносуспензии применялся стандартный двухшаговый метод. Необходимое количество порошка добавляется в жидкость, после чего полученная суспензия тщательно механически перемешивается. Для разрушения конгломератов наночастиц суспензии подвергаются обработке в ультразвуковом диспергаторе „Волна-М“.

Измерение межфазного натяжения и краевого угла смачивания проводилось с помощью автоматического тензиометра IFT-820-P. Принцип действия тензиометра IFT-820-P основан на методе висячей капли, при котором поверхностное натяжение определяется по результатам измерений геометрических параметров капли исследуемой жидкости. Обработка результатов измерений выполнена с использованием программного обеспечения DropImage Advanced. Детальное описание метода определения межфазного натяжения можно найти в работе [7]. Итоговые данные получены усреднением по четырем независимым измерениям. Разброс данных в экспериментах не превышал 5%. Методика измерений коэффициента поверхностного натяжения была протест-

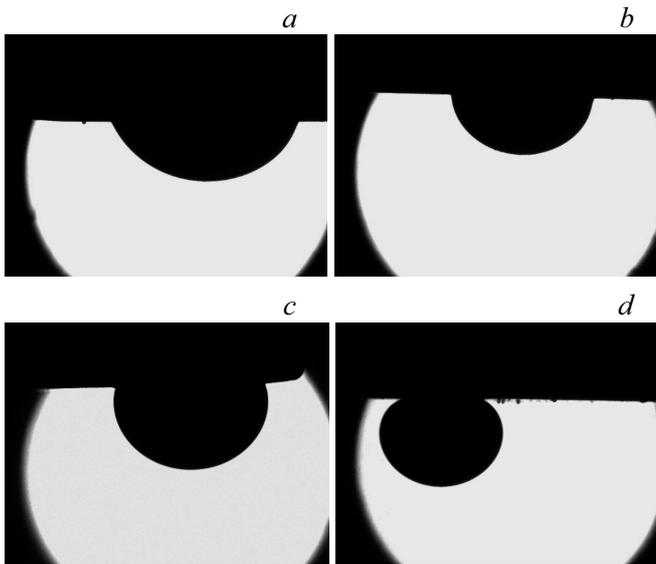


Рис. 1. Фотографии капли нефти в наносuspензии SiO₂ (5 nm) на поверхности доломита при концентрации наночастиц, равной 0 (a), 0,25 (b), 0,5 (c) и 1 wt.% (d).

стирована на воде и этиленгликоле. Получено хорошее согласие с эталонными данными.

При проведении экспериментов использовалась следующая последовательность действий. В герметичной ячейке на специальном штоке крепился образец горной породы, который представлял собой прямоугольную подложку размером 1 × 1 см. После этого ячейка заполнялась исследуемой наножидкостью, герметизировалась и выдерживалась при стандартных условиях в течение 2 h. Далее через тонкий капилляр в нижней части ячейки вводилась капля нефти, которая всплывала и ложилась на подложку (рис. 1). После установления равновесия фиксировалось значение краевого угла.

Сначала проведено исследование влияния концентрации наночастиц на краевой угол на границе наносuspензия/нефть/горная порода. На рис. 1 показаны типичные результаты измерений для наножидкости с частицами SiO₂ со средним размером 5 nm. Как видно из фотографий, добавка наночастиц радикально влияет на смачивание нефтью горной породы в наносuspензии. Было установлено, что добавка наночастиц в жидкость существенно ухудшает смачиваемость нефтью горной породы. Фактически добавка 1 wt.% наночастиц в воду делает доломит несмачиваемым нефтью. Зависимость краевого угла смачивания (внутреннего) от концентрации наночастиц SiO₂ со средним размером 5 nm приведена на рис. 2. С увеличением концентрации наночастиц до 0,5 wt.% краевой угол возрастает с 73 до 153°. Дальнейшее увеличение концентрации наночастиц, как видно, не приводит к изменению смачиваемости.

На следующем этапе было проведено исследование влияния концентрации наночастиц на межфазное натяжение на границе раздела наносuspензия/нефть. На

рис. 3 показаны результаты измерений для наножидкости с частицами оксида кремния со средним размером 5 nm. В результате исследований было установлено, что с увеличением концентрации наночастиц межфазное натяжение в целом снижается (рис. 3), хотя и не монотонно. Для данного размера наночастиц максимальное снижение межфазного натяжения составляет около 7%.

Далее исследовано влияние размера наночастиц на характеристики смачиваемости нефтью горной породы в наносuspензии. Для этого рассмотрена добавка в воду наночастиц оксида кремния со средними размерами 5, 18, 22 и 50 nm. Определение средних размеров наночастиц в суспензиях выполнено с помощью акустического спектрографа DT-1200. Массовая концентрация наночастиц в измерениях была равна 0,5 wt.%.

Результаты измерений краевого угла смачивания и межфазного натяжения приведены в таблице. Результаты экспериментов показывают, что размер наночастиц также оказывается значимым фактором влияния на межфазное натяжение и особенно на краевой угол смачивания поверхности нефтью. Анализ полученных данных позволяет выделить следующие закономерности: с уменьшением размера наночастиц краевой угол смачивания на границе нефть/наносuspензия/горная порода

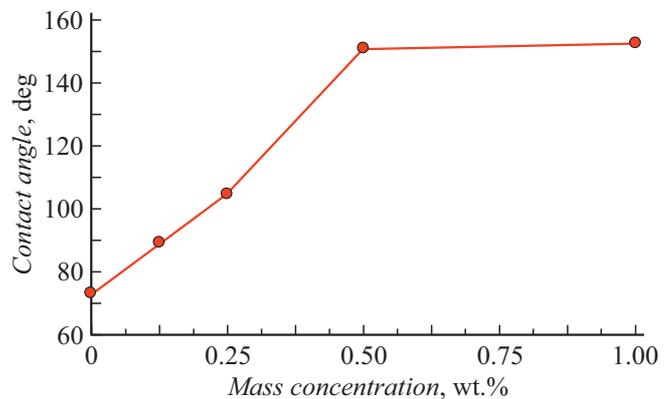


Рис. 2. Зависимость краевого угла смачивания наносuspензия/нефть на доломите от концентрации наночастиц SiO₂.

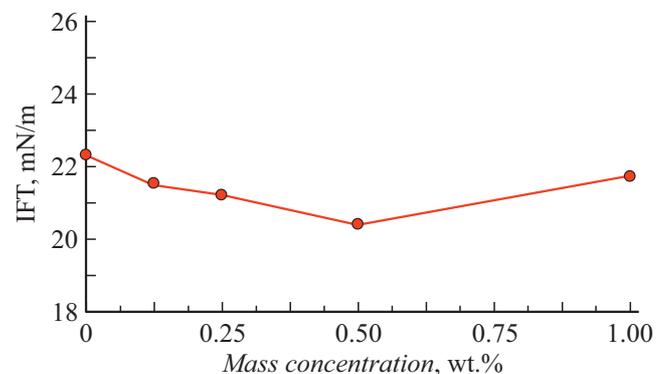


Рис. 3. Зависимость межфазного натяжения (IFT) на границе раздела наносuspензия/нефть от концентрации наночастиц SiO₂.

Краевой угол смачивания наносuspензия/порода и межфазное натяжение капли нефти в наносuspензии с разным размером наночастиц SiO₂

Размер частиц, nm	Краевой угол смачивания, °	Коэффициент межфазного натяжения, mN/m
5	151	20.4
18	117	19.3
22	109	17.1
50	91	15.6

увеличивается; при больших концентрациях наночастиц влияние размера наночастиц пропадает. Таким образом, с уменьшением размера наночастиц способность отмы- вать от нефти у наносuspензии возрастает. Из этого следует, что для увеличения нефтеотдачи эффективнее использовать частицы с минимальным размером.

Средний размер наночастиц также оказывает значи- тельное влияние и на межфазное натяжение на границе нефть/наносuspензия. В результате экспериментов было установлено, что с увеличением размера наночастиц межфазное натяжение уменьшается. Так, при увеличе- нии среднего размера частиц с 5 до 50 nm натяжение снижается примерно в 1.3 раза.

С точки зрения увеличения нефтеотдачи в большин- стве случаев выгодно снижение межфазного натяжения, т. е. в этом смысле более выгодно использовать частицы с максимальным размером. Однако при этом, как было установлено, снижается влияние наночастиц на сма- чиваемость. Поэтому должен существовать некоторый оптимальный размер наночастиц, при котором увели- чение КИН при фиксированной концентрации будет максимальным.

Таким образом, в работе установлено, что исполь- зование наносuspензий позволяет радикально менять смачиваемость нефтью горной породы. При этом данное влияние сложным образом зависит от концентрации и размеров наночастиц. Это открывает широкие пер- спективы применения наночастиц для интенсификации нефтеотдачи при заводнении пласта.

Финансирование работы

Исследование выполнено при финансовой поддерж- ке Российского научного фонда в рамках проекта № 17-79-20218-П.

Конфликт интересов

Авторы заявляют, что у них нет конфликта интересов.

Список литературы

- [1] Евдокимов И.Н. „Наножидкости“ и „умные жидкости“ в технологиях разработки нефтегазовых месторождений. М.: Недра, 2016. 246 с.
- [2] Roustaei A., Bagherzadeh H. // J. Petrol. Explor. Prod. Technol. 2015. V. 5. N 1. P. 27–33.
- [3] Suleimanov B.A., Ismailov F.S., Veliyev E.F. // J. Petrol. Sci. Eng. 2011. V. 78. N 2. P. 431–437.
- [4] Ehtesabi H., Ahadian M.M., Taghikhani V. // Energy Fuels. 2015. V. 29. N 1. P. 1–8.
- [5] Путюк Ю.А., Сематов С.Л., Муллаянов А.И., Абрамо- ва О.А. // Письма в ЖТФ. 2019. Т. 45. В. 23. С. 26–29.
- [6] Кошоридзе С.И., Левин Ю.К. // ЖТФ. 2020. Т. 90. В. 6. С. 886–890.
- [7] Berry J.D., Neeson M.J., Dagastine R.R., Chance D.Y.C., Tabor R.F. // J. Colloid Interface Sci. 2015. V. 454. P. 226–237.