



Оценка влияния коллоидных систем с наночастицами на смачиваемость поверхности карбонатных горных пород

В.В. Сергеев^{1*} , К. Танимото², М. Абэ², Р.Р. Шарапов³, Ю.В. Зейгман⁴

¹ ООО «ОИЛМАЙНД», Фонд «Сколково», г. Москва, Россия;

² Nissan Chemical Corporation, Токио, Япония;

³ ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия;

⁴ ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия.

* **Контакты:** e-mail: sergeev@oilmind.ru

РЕЗЮМЕ: Смачиваемость поверхности каналов фильтрации жидкостей и газов в естественных условиях коллекторов нефти и газа является одним из параметров, во многом определяющих фильтрацию. Характер смачиваемости поверхности канала фильтрации определяет фазовую проницаемость, капиллярные силы и интенсивность адсорбции на границе раздела фаз. Способность поверхности канала фильтрации к смачиваемости полярной или неполярной фазами пластового флюида и технологических жидкостей оказывает влияние на фильтрационно-емкостные параметры нефтегазонасыщенных пород. В связи с этим при разработке нефтяных и газовых месторождений большое внимание уделяется изучению физико-химических явлений и процессов, происходящих на границах разделов фаз. В статье представлены результаты комплекса лабораторных экспериментов по исследованию поверхностной активности коллоидной системы в виде эмульсии со сверхзаряженными наночастицами. С целью оценки влияния эмульсионной системы с наночастицами на смачиваемость поверхности каналов фильтрации горных пород-коллекторов нефти и газа был проведен комплекс фильтрационных экспериментов с применением методики Горного бюро США (USBM). Исследования были проведены на кернях горных пород двух нефтегазовых месторождений Урало-Поволжского региона Российской Федерации. По методике эксперимента керны горных пород предварительно выдерживались при пластовых условиях для придания поверхности поровых каналов свойств, максимально приближенных к пластовым. После этого производилась оценка смачиваемости горных пород с измерением индекса смачиваемости USBM до и после фильтрации эмульсионной системы с наночастицами. Анализ результатов исследований показал, что фильтрация эмульсионной системы с высокой поверхностной активностью приводит к изменению смачиваемости горных пород с гидрофильной (индекс USBM – 0.60) на гидрофобную (индекс USBM – минус 0.32). Результаты исследований позволили сделать вывод о высоком потенциале применения эмульсионных систем со сверхзаряженными наночастицами для регулирования фильтрации пластовых флюидов и технологических жидкостей в природных коллекторах нефти и газа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: наночастицы, двуокись кремния, эмульсионная система, смачиваемость, карбонаты, индекс USBM.

БЛАГОДАРНОСТИ: авторы выражают благодарность Мэту Мацумуре, главному менеджеру и Такаши Соноде, старшему менеджеру Департамента неорганических материалов, Nissan Chemical Corporation (Токио), которые сделали возможным проведение данного исследования и поддерживают научный подход к инновациям.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Сергеев В.В., Танимото К., Абэ М., Шарапов Р.Р., Зейгман Ю.В. Оценка влияния коллоидных систем с наночастицами на смачиваемость поверхности карбонатных горных пород // Нанотехнологии в строительстве. – 2020. – Том 12, № 3. – С. 166–173. – DOI: 10.15828/2075-8545-2020-12-3-166-173.

ВВЕДЕНИЕ

Качество выработки запасов углеводородов, а также эффективность способов техногенного воздействия на природные коллекторы нефти и газа

в значительной степени определяются корректностью и актуальностью информации о характере смачиваемости поверхности каналов фильтрации горных пород. Определение смачиваемости поверхностей пластовых систем является нетривиальной

задачей. При решении данной задачи рекомендуется в комплексе учитывать естественные геологические, физико-химические явления и процессы, происходящие на макро- и микроуровнях каналов фильтрации, а также геологическую трансформацию и изменение термобарических условий пластов в результате техногенного воздействия [1–8]. На этапе геологического формирования залежи смачиваемость поверхности горных пород определяется свойствами слагающих породу минералов и в динамике изменяется в зависимости от геологических трансформаций и свойств, насыщающих пласт многокомпонентных пластовых флюидов. В результате адсорбции молекул пластовых флюидов на поверхности поровых каналов создается пленка положительно или отрицательно заряженного флюида, что определяет смачиваемость поверхности порового канала. В процессе разработки залежи смачиваемость будет меняться вместе с изменением свойств пластовых флюидов ввиду нарушения термобарического равновесия пластовой системы, а также фильтрации в пласте технологических агентов. Большое количество методик экспериментального исследования смачиваемости поверхности горных пород было разработано во второй половине 20 века [9–17]. Одной из этих методик является методика Горного бюро США (USBM), в соответствии с которой смачиваемость горных пород оценивают по петле гистерезиса кривых капиллярного давления [5, 9]. Данная методика была применена авторами статьи для экспериментального исследования и оценки влияния коллоидных систем с наночастицами на смачиваемость поверхности каналов фильтрации

горных пород двух нефтегазовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

МЕТОДЫ И МАТЕРИАЛЫ

В рамках подготовительных работ к проведению экспериментов проводили отбор и исследование кернов горных пород объектов разработки Башкирского ($C_{\text{Баш}}$) и Турнейского ($C_{\text{Тур}}$) ярусов по двум нефтегазовым месторождениям Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Подготовку керна материала к исследованиям проводили согласно требованиям отраслевых и государственных стандартов [18–20].

С целью проведения экспериментов в условиях, максимально приближенных к пластовым, лабораторными способами моделировались начальные пластовые условия изучаемых объектов разработки. В качестве моделей пластовых флюидов использовались поверхностные пробы нефти, отобранные со скважин, вскрывших объекты $C_{\text{Баш}}$ и $C_{\text{Тур}}$. Краткая геолого-физическая характеристика объектов разработки приведена в табл. 1.

Пробы нефти помещали в металлический контейнер из нержавеющей стали и нагревали до температуры, превышающей на 20°C пластовую. При этой температуре нефть выдерживали в течение 3 часов при периодическом перемешивании. Далее ее охлаждали до пластовой температуры и фильтровали через пористую среду. Нефть считалась пригодной для испытаний, если при прохождении через цилиндрический образец керна фильтрация не затухала. Затем определяли плотность и вязкость полученной пробы нефти при пластовой температуре. С целью

Таблица 1

Краткая геолого-физическая характеристика объектов разработки $C_{\text{Баш}}$ и $C_{\text{Тур}}$

Наименование	Объект $C_{\text{Баш}}$	Объект $C_{\text{Тур}}$
Средняя глубина залегания кровли, м	1100	1450
Горные породы	известняки с прослоями доломитов	известняки доломитизированные
Тип коллектора	каверно-трещинный	смешанный
Коэффициент пористости, ед.	0,13	0,10
Коэффициент нефтенасыщенности, ед.	0,80	0,68
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	47,0	21,0
Начальная пластовая температура, °С	22,0	27,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа • с	12,4	10,2
Плотность нефти при пластовой температуре, кг/м ³	880	860
Вязкость воды при пластовой температуре, мПа • с	1,29	1,38
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1108	1125

Таблица 2

Краткая фильтрационно-емкостная характеристика образцов кернов горных пород

Объект разработки	Номер образца керна	Пористость по газу, ед.	Проницаемость по газу, 10^{-3} мкм ²
$C_{\text{БАШ}}$	1	0,20	13,4
	2	0,17	59,7
	3	0,14	6,9
$C_{\text{Тур}}$	4	0,12	12,2
	5	0,10	8,0
	6	0,13	11,6

моделирования остаточной водонасыщенности образцов кернов горных пород использовали модель пластовой воды, приготовленной с применением хлористого кальция.

Для проведения исследований было отобрано шесть цилиндрических образцов кернов со скважин объектов разработки $C_{\text{БАШ}}$ и $C_{\text{Тур}}$. Краткая фильтрационно-емкостная характеристика образцов кернов представлена в табл. 2.

На этапе подготовки технологических жидкостей к проведению экспериментов были приготовлены лабораторные образцы эмульсионной системы с наночастицами двуокиси кремния (ЭСН). Коллоидная система ЭСН промышленно применяется в качестве водоограничивающего или нефтевытесняющего агентов в технологиях интенсификации добычи нефти или повышения нефтеотдачи пластов [21–30]. Применяемые в экспериментах наночастицы являются ультра-гидрофобными. Концентрация твердой и водной фаз образца ЭСН составили 0,5 и 81,5 % об. соответственно.

Оценку показателя смачиваемости поверхности горных пород проводили по методике Горного бюро США (индекс USBM), разработанной Доналдсоном и др. [5, 9]. Данная методика основана на оценке смачиваемости по петле гистерезиса кривых капиллярного давления [5, 9–12]. Кривые капиллярного давления получали путем попеременного вытеснения воды и нефти из образцов керна при помощи центрифуги. В основе метода определения преимущественной смачиваемости горных пород лежит сравнение величины работы, необходимой для того, чтобы одна жидкость вытеснила другую. Площади, ограничиваемые на поле графика кривой капиллярного давления и осью абсцисс между двумя предельными значениями флюидонасыщенности, являются мерой работы, которую нужно затратить для вытеснения соответствующего флюида из образца. Для вытеснения несмачивающей фазы смачивающей фазой требуется меньше энергии, чем для вы-

теснения смачивающей фазы несмачивающей фазой. Следовательно, отношение площадей, ограниченных кривыми капиллярного давления, является прямым индикатором степени смачиваемости. Десятичный логарифм отношения площади, соответствующей случаю вытеснения воды нефтью (A_1), к площади, соответствующей случаю вытеснения нефти водой (A_2), используется в качестве показателя смачиваемости и называется индексом преимущественной смачиваемости I_{USBM} [5, 9].

Индекс смачиваемости USBM рассчитывается как логарифм отношения площадей по кривым капиллярного давления:

$$I_{\text{USBM}} = \log_{10} \cdot [A_1]/[A_2],$$

где A_1 и A_2 – площади кривых капиллярного давления.

Увеличение положительных значений до $+\infty$ указывает на возрастающее предпочтительное смачивание поверхности водой до бесконечной гидрофильности. Нулевое значение характеризует равное смачивание поверхности обоими флюидами (нейтральная смачиваемость). Увеличение отрицательных значений до $-\infty$ указывает на возрастающее предпочтительное смачивание поверхности нефтью до бесконечной гидрофобности [5, 9].

Последовательность проведения эксперимента:

1) помещали образцы, насыщенные водой (при остаточной нефтенасыщенности) в стаканы центрифуги и заполняли их нефтью так, чтобы она покрывала керн.

2) запускали центрифугу, ступенчато увеличивая скорость вращения ротора. При каждом очередном приращении скорости вращения измеряли количество вытесненной воды из образца. Образцы вращали на каждой ступени по 12 часов для достижения гидростатического равновесия.

3) после остановки ротора образцы взвешивали и экстрагировали в аппарате Закаса.

В поставленных в рамках исследований экспериментах по определению смачиваемости горных пород можно выделить два основных этапа, задачами которых является определение смачиваемости поверхности кернов горных пород до и после фильтрации ЭСН.

На первом этапе исследований проводили эксперименты для определения смачиваемости образцов горных пород и расчетов индексов смачиваемости, которые были приняты за исходные для дальнейшего сравнительного анализа и оценки. Смачиваемость образцов кернов горных пород определяли по методике, приведенной ниже. Индексы смачиваемости образцов кернов горных пород определяли по методике, приведенной ниже.

Методика состоит из двух последовательных циклов обработки каждого образца керна:

- из водонасыщенных образцов вытеснялась вода нефтью с помощью центрифуги. На каждой ступени центрифугирования фиксировалось количество вытесненной воды для определения коэффициента остаточной водонасыщенности. Затем из образцов, насыщенных преимущественно нефтью, вытеснялась нефть водой с помощью центрифуги. На каждой ступени центрифугирования фиксировалось количество вытесненной нефти для определения коэффициента остаточной водонасыщенности. В результате были получены зависимости коэффициента остаточной водо-

насыщенности образцов пород от капиллярного давления (кривая «капиллярной пропитки»).

- из образцов, насыщенных преимущественно водой, вода вытеснялась нефтью с помощью центрифуги. На каждой ступени центрифугирования фиксировалось количество вытесненной воды для определения коэффициента остаточной водонасыщенности. В результате были получены зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности от капиллярного давления (кривая «вторичного дренирования»).

На втором этапе исследований проводили аналогичный комплекс экспериментов и расчетов после фильтрации ЭСН в образцах кернов горных пород.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Для определения интенсивности влияния ЭСН на смачиваемость каналов фильтрации карбонатных горных пород были проведены фильтрационные эксперименты по определению смачиваемости образцов кернов объектов разработки $C_{\text{БАШ}}$ и $C_{\text{Тур}}$ в соответствии с методикой, представленной выше. Содержание наночастиц двуокиси кремния в образце ЭСН составляла 0,5% об. при содержании водной фазы – 81,5% об. Результаты фильтрационных экспериментов по снятию кривых капиллярного давления и определению смачиваемости по образцам кернов № 2 и 5 представлены на рис. 1–4.

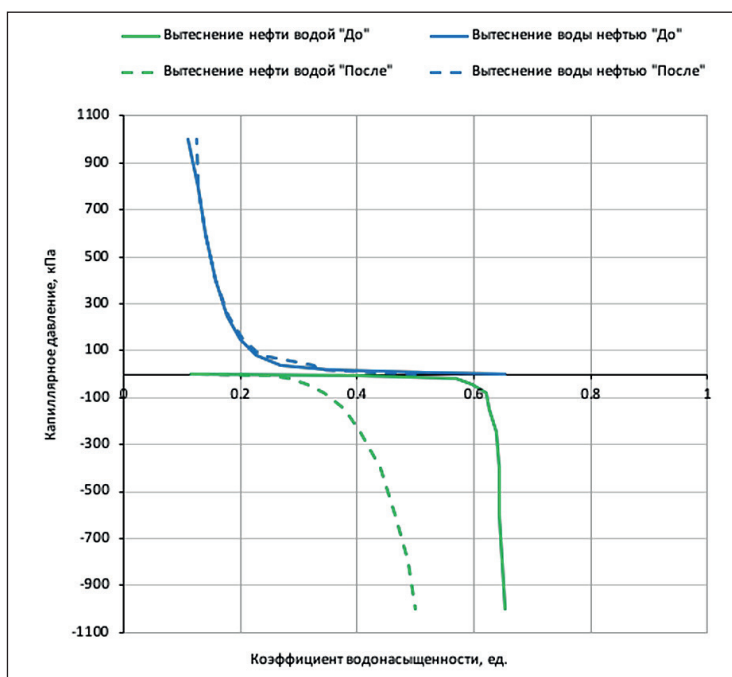


Рис. 1. Кривые капиллярного давления по образцу керна горных пород № 2 объекта разработки $C_{\text{БАШ}}$ до и после фильтрации ЭСН

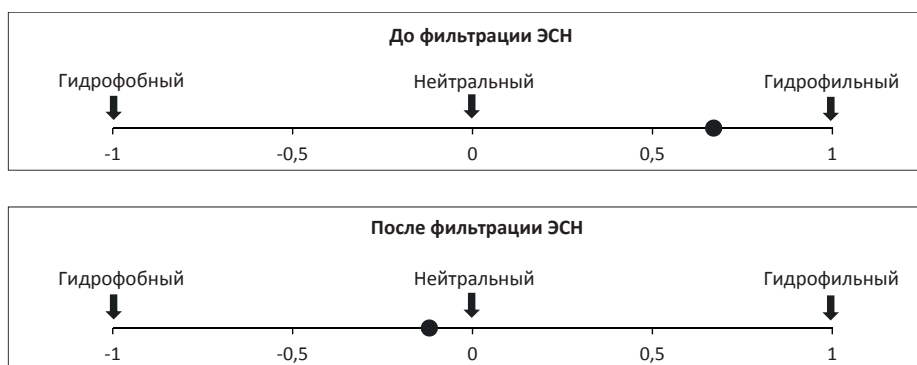


Рис. 2. Индекс смачиваемости USBM по образцу керна горных пород № 2 объекта разработки С_{БАШ} до и после фильтрации ЭСН

Результаты экспериментов, графически представленные на рис. 1, иллюстрируют значительное снижение капиллярного давления для вытеснения нефти водой после фильтрации коллоидной системы с наночастицами ЭСН в керна № 2. При этом не было зафиксировано существенного изменения кривой капиллярного давления для процесса вытеснения воды нефтью, что является неоднозначным результатом. На основании снятых кривых капиллярного давления были рассчитаны индексы смачиваемости USBM (рис. 2).

Результаты расчетов индексов смачиваемости по методу USBM, графически представленные

на рис. 2, показали, что коллоидные системы с наночастицами ЭСН оказывают значительное влияние на смачиваемость поверхности карбонатных горных пород, обеспечивая возможность изменения индекса смачиваемости USBM с 0,67 (гидрофильная поверхность) до значения минус 0,12 (гидрофобная поверхность).

Результаты фильтрационных экспериментов, графически представленные на рис. 3, показали, что фильтрация коллоидной системы с наночастицами ЭСН в образце керна горной породы № 5 оказала существенное влияние на кривые капиллярного давления как для вытеснения воды нефтью, так и для

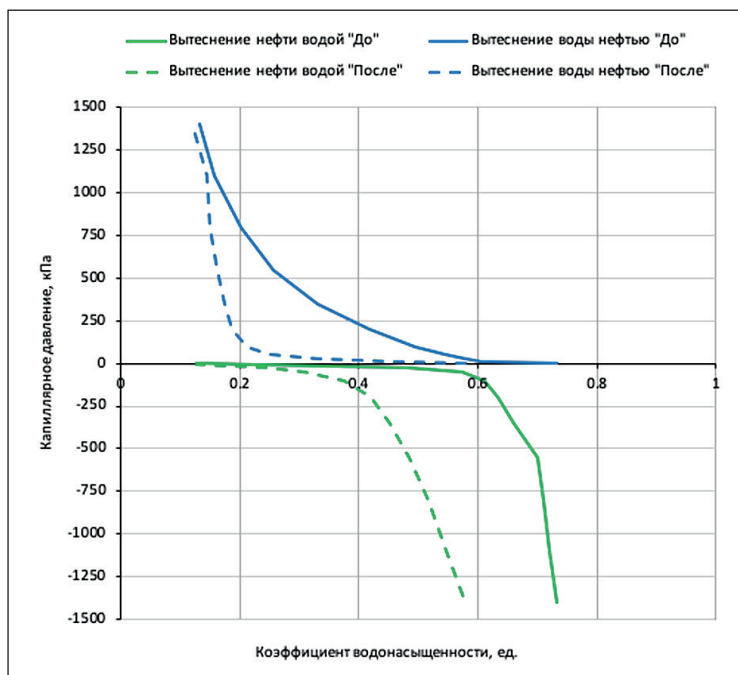


Рис. 3. Кривые капиллярного давления по образцу керна горных пород № 5 объекта разработки С_{Гур} до и после фильтрации ЭСН

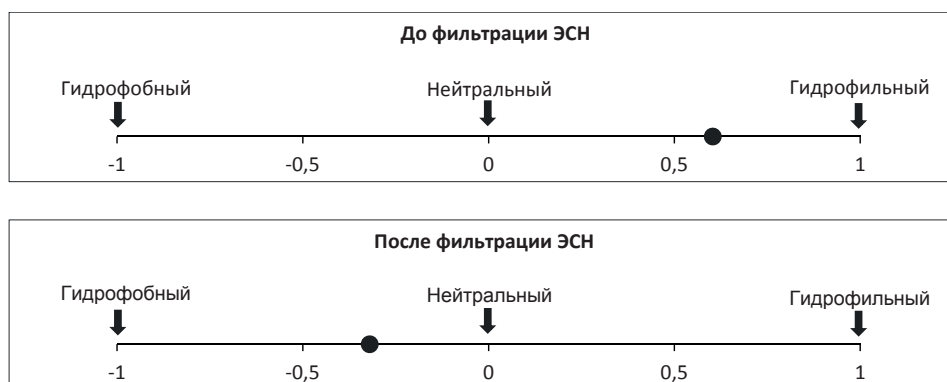


Рис. 4. Индекс смачиваемости USBM по образцу керна горных пород № 5 объекта разработки С_{Тур} до и после фильтрации ЭСН

вытеснения нефти водой. В данных экспериментах фильтрация ЭСН привела к снижению капиллярного давления как для вытеснения воды нефтью, так и для вытеснения нефти водой, что не коррелируется с теоретическим пониманием зависимости между преимущественной смачиваемостью поверхности горных пород и эффективностью процесса вытеснения. На основании снятых кривых капиллярного давления были рассчитаны индексы смачиваемости USBM (рис. 4).

Результаты расчетов индексов смачиваемости по методу USBM, графически представленные на рис. 4, показали, что коллоидная система с наночастицами ЭСН оказывает значительное влияние на смачиваемость поверхности горных пород, обеспечивая возможность изменения индекса смачиваемости USBM с 0,60 (гидрофильная поверхность) до значения минус 0,32 (гидрофобная поверхность).

Сравнительная оценка влияния ЭСН на индекс смачиваемости поверхности карбонатных горных пород приведена в табл. 3 и на рис. 5.

По результатам фильтрационных экспериментов было установлено, что фильтрация коллоидной

системы ЭСН в кернах карбонатных горных пород с преимущественной гидрофильностью поверхности приводит к снижению степени гидрофильности или абсолютному изменению смачиваемости поверхности каналов фильтрации горных пород (рис. 5). По образцам кернов № 1 и 3 было зафиксировано снижение степени гидрофильности поверхности с 0,76 и 0,74 до 0,19 для обоих образцов (в среднем для двух образцов снижение индекса USBM составило 0,56). Более существенные изменения смачиваемости поверхности наблюдались по результатам экспериментов на образцах кернов № 2, 4, 5 и 6, поверхность которых стала гидрофобной после фильтрации ЭСН. Наивысший уровень абсолютного изменения смачиваемости поверхности горной породы с максимального значения 0,60 (гидрофильная поверхность) до минимального значения минус 0,32 (гидрофобная поверхность) был зафиксирован по образцу № 5. В среднем по шести образцам кернов индекс USBM снизился с 0,52 (гидрофильная поверхность) до минус 0,04 (нейтральная смачиваемость).

Таблица 3

Смачиваемость поверхности горных пород объектов разработки С_{БАШ} и С_{Тур} до и после фильтрации ЭСН

Объект разработки	Номер образца керна	Индекс смачиваемости I _{USBM}	
		До фильтрации ЭСН	После фильтрации ЭСН
С _{БАШ}	1	0,76	0,19
	2	0,67	-0,12
	3	0,74	0,19
С _{Тур}	4	0,21	-0,02
	5	0,60	-0,32
	6	0,11	-0,17

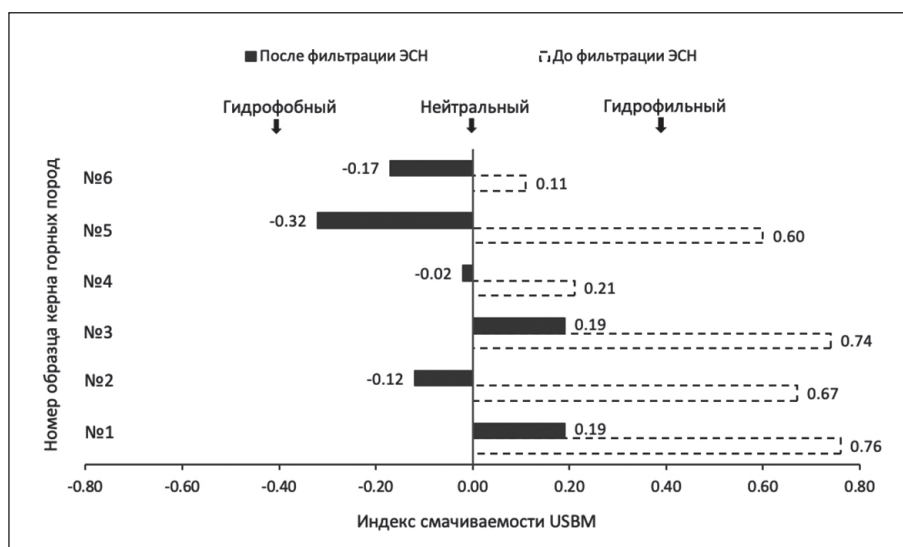


Рис. 5. Индекс смачиваемости поверхности горных пород до и после фильтрации ЭСН

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты комплекса лабораторных экспериментов по исследованию влияния коллоидных систем с наночастицами ЭСН на смачиваемость поверхности каналов фильтрации горных пород показали высокую технологическую функциональность применения ЭСН для регулирования смачиваемости поверхностей флюидонасыщенных трещинно-пористых сред. Анализ результатов исследований показал, что фильтрация ЭСН в кернах горных пород нефтегазовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в четырех из шести экспериментов привела к абсолютному изменению смачиваемости поверхности каналов фильтрации с гидрофильной на гидрофобную. Наиболее высокий уровень изменения смачиваемости поверхности горных пород оцененный через индекс USBM был зафиксирован по образцу № 5, в котором индекс смачиваемости USBM был

снижен с 0,60 до минус 0,32. Для инженеров-нефтяников возможность регулирования смачиваемости горных пород представляет собой высокоэффективный механизм регулирования разработки нефтяного и газового пласта, т.к. изменение смачиваемости каналов фильтрации нефтегазожидкостных смесей позволяет изменять направления фильтрационных потоков в призабойной зоне нефтегазоносного пласта. Изменение смачиваемости каналов фильтрации горных пород является эффективным рычагом воздействия на такие явления как межфазное натяжение, капиллярное давление и капиллярная пропитка, которые в свою очередь определяют темп и качество выработки запасов нефти и газа. Результаты экспериментов свидетельствуют о высокой перспективности применения коллоидных систем со сверхзаряженными наночастицами двуокиси кремния для регулирования фильтрации жидкостей в нефтегазоводонасыщенных трещинно-пористых средах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Baker E.G. Origin and Migration of Oil. Science. 1959;129(3353):871–874. DOI: 10.1126/science.129.3353.871.
2. Blackwell, R.J., Rayne, J.R., and Terry, W.M., 1959. Factors influencing the efficiency of miscible displacement. Trans. AIME, v. 216: 1–8.
3. Bonham, L.C. 1980. Migration of hydrocarbons in compacting basins: (Abs. in AAPG Bulletin, v. 62, 1978: 498); 1980, AAPG Studies of Geology 10: 69–88.
4. Buckley, J.S., and Liu, Y, 1998. Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions. J. Petrol. Sci. and Eng., v. 20 (Jun): 155–160.
5. Donaldson, E., & Alam, W. 2013. Wettability. Burlington: Elsevier Science.
6. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа // Деловой журнал «Nefegas.ru». – 2016. – № 3. – С.80–90.
7. The Effect of the Pore Space Microstructure on Hydrophobization of Oil and Gas Reservoirs. Moscow University Geology Bulletin. – 2016. – №6. – 71. – P. 436–444. Mikhailova N.N., Kuz'min V.A., Motorova K.A., Sechina L.S. SCOPUS.
8. Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П., Моторова К.А., Сечина Л.С., Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа / Нефтяное хозяйство. – 2016. – №7. – С. 80–85.

9. Tiab, D. & Donaldson, E. 2015. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* (4th ed.). Amsterdam, Netherlands: Gulf Professional Publishing.
10. Donaldson, E.C, Lorenz, P.B. and Thomas, R.D. «Wettability Determination and its Effect on Recovery Efficiency». *Soc. Petrol. Eng. J.*, Vol. 9, No. 1, March 1969, pp. 13–20.
11. Donaldson, E.C, Kendall, R.F., Pavelka, E.A. and Crocker, M.E. «Equipment and Procedures for Fluid Flow and Wettability Tests of Geological Materials». U.S. Dept. Energy report DOE/BETC/IC-79/5, 1980, Nat. Tech. Info Sv., Springfield, VA, 40 pp.
12. Kwan, M.Y. «Measuring Wettability of Unconsolidated Oil Sands Using the USBM Method». *JPSE*, Vol. 21, Sept. 1998, pp. 61–78.
13. R.J.S. Brown, I. Fatt, Measurement of fractional wettability of oil fields rocks by the nuclear magnetic relaxation method. *Trans. AIME* 207. 1956, pp. 262–264.
14. P. Alba, Discussion on effect of fractional wettability on multiphase flow through porous media. *Trans. AIME* 216. 1958, pp. 426–432.
15. Anderson W.G. *Wettability Literature Survey-Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure*. Society of Petroleum Engineers. 1987. DOI: [10.2118/15271-PA](https://doi.org/10.2118/15271-PA).
16. Anderson W.G. *Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability*. Society of Petroleum Engineers. 1987. DOI: [10.2118/16323-PA](https://doi.org/10.2118/16323-PA).
17. Anderson W.G. *Wettability Literature Survey-Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers. 1987. DOI: [10.2118/16471-PA](https://doi.org/10.2118/16471-PA).
18. ГОСТ 26450.1-85. *Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением*. – Москва: Изд. Стандартинформ, 1985. – 8 с.
19. ГОСТ 39-204-86. *Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления*. – М.: Стандартинформ, 1986. – 24 с.
20. ГОСТ 8.417-2002 *Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин*. Москва: Изд. Стандартинформ, 2003. – 26 с.
21. Sergeev, V., Zeigman, Y. and Kinzyabaev, F. *Water-blocking Solution Based on Emulsion with SiO₂ Nanoparticles Content for Reservoir Stimulation Technologies*. European Association of Geoscientists & Engineers. April 2017. DOI: [10.3997/2214-4609.201700291](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700291).
22. Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Сергеев В.В., Кинзябаев Ф.С. Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ // *Нанотехнологии в строительстве*. – 2017. – Том 9, № 2. – С. 16–38. – DOI: [10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38).
23. Зейгман Ю.В., Беленкова Н.Г., Сергеев В.В. Экспериментальное исследование стабильности эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ // *Нанотехнологии в строительстве*. – 2017. – Том 9, № 5. – С. 36–52. – DOI: [10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52).
24. Сергеев В.В., Беленкова Н.Г., Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш. Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ // *Нанотехнологии в строительстве*. – 2017. – Том 9, № 6. – С. 37–64. – DOI: [10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64).
25. Sergeev, V., Kim, I., Zeigman, J., & Yakubov, R. (2018, November 12). *Innovative Water-Blocking Agent Based on High Stable Emulsion with Nanoparticles for IOR Implementation*. Society of Petroleum Engineers. DOI: [10.2118/192742-MS](https://doi.org/10.2118/192742-MS).
26. Сергеев В.В., Зайнуллин И.И., Зейгман Ю.В., Якубов Р.Н. Исследование селективности действия эмульсионных систем с наночастицами SiO₂ // *Нанотехнологии в строительстве*. – 2018. – Том 10, № 6. – С. 18–44. – DOI: [10.15828/2075-8545-2018-10-6-18-44](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-6-18-44).
27. Сергеев В.В., Русских К.Г., Зейгман Ю.В., Якубов Р.Н. Исследование влияния процессов фильтрации на дисперсность эмульсионных систем с наночастицами // *Нанотехнологии в строительстве*. – 2019. – Том 11, № 1. – С. 31–41. – DOI: [10.15828/2075-8545-2019-11-1-31-41](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2019-11-1-31-41).
28. Sergeev, V., Tanimoto, K. and Abe, M. *The Water-Blocking Agent with Improved Properties for IOR Implementation*. European Association of Geoscientists & Engineers. 08 April 2019. DOI: [10.3997/2214-4609.201900162](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900162).
29. Sergeev, V., Tanimoto, K., & Abe, M. (2019, November 11). *Innovative Emulsion-Suspension Systems Based on Nanoparticles for Drilling and Well Workover Operation*. Society of Petroleum Engineers. DOI: [10.2118/197510-MS](https://doi.org/10.2118/197510-MS).
30. Сергеев В.В., Шарапов Р.Р., Кудымов А.Ю., Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш. Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта // *Нанотехнологии в строительстве*. – 2020. – Том 12, № 2. – С. 100–107. – DOI: [10.15828/2075-8545-2020-12-2-100-107](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2020-12-2-100-107).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Сергеев Виталий Вячеславович, кандидат технических наук, директор по инновациям ООО «ОИЛМАЙНД», Фонд «Сколково», г. Москва, Россия, <https://orcid.org/0000-0001-8883-4381>, e-mail: sergeev@oilmind.ru

Танимото Кенджи, доктор химических наук, зам. исполнительного директора по НИОКР, Nissan Chemical Corporation, Токио, Япония, e-mail: tanimotoke@nissanchem.co.jp

Абэ Масаши, научный сотрудник департамента НИОКР, Nissan Chemical Corporation, Токио, Япония, e-mail: abemas@nissanchem.co.jp

Шарапов Ринат Расихович, заведующий лабораторией геомеханических исследований, ООО «РН-БашНИПинефть», г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия, e-mail: sharapovrr@bashneft.ru

Зейгман Юрий Вениаминович, доктор технических наук, профессор, зав. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия, e-mail: jvzeigman@gmail.com

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию: 26.04.2020.

Статья поступила в редакцию после рецензирования: 22.05.2020.

Статья принята к публикации: 28.05.2020.