

Рустам Шафкатович САЛИХОВ¹
Руслан Фаритович МАЗИТОВ²
Юрий Вавилович ПАХАРУКОВ³

УДК 536.24

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТЕПЛООБМЕНА ПРИ НЕПОЛНОЙ ГИДРОФОБИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

¹ соискатель, кафедра прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
salihov.r.sh@gmail.com

² соискатель, кафедра прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
mazitovruslanfaritovich@yandex.ru

³ доктор физико-математических наук, профессор,
кафедра прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
pacharukovyu@yandex.ru

Аннотация

Для добычи высоковязкой нефти широко применяются тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов с комбинированием закачки поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение таких методов получило широкое распространение. Тепловое воздействие позволяет повысить подвижность углеводородов. Ограничивающим фактором повышения эффективности этого метода являются тепловые потери закачиваемого агента (воды, пара), а также термодеструкция молекул ПАВ. В работе приведены оценки влияния добавления наночастиц в водный раствор ПАВ на характеристики теплопереноса. В статье авторами рассматривается теоретическая возможность увеличения интенсивности теплообмена между нефтяным коллектором и закачиваемым агентом

Цитирование: Салихов Р. Ш. Интенсификация теплообмена при неполной гидрофобизации нефтяных коллекторов / Р. Ш. Салихов, Р. Ф. Мазитов, Ю. В. Пахаруков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 4 (20). С. 58-78.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-58-78

за счет добавления наночастиц, а также возможность увеличения термостабильности ПАВ при воздействии высоких температур.

По результатам проведенных лабораторных экспериментов по изучению структуры адсорбционных слоев ПАВ на поверхности твердого тела установлена зависимость структуры адсорбционных слоев от концентрации ПАВ в растворе. Согласно разработанной математической модели, периодическое адсорбционное поле будет приводить к повышению коэффициента теплопередачи за счет повышения числа Нуссельта, что позволит увеличить эффективность применения тепловых методов повышения нефтеотдачи пласта.

Ключевые слова

Адсорбция, теплоперенос, термостабильность, теплообмен, повышение нефтеотдачи, число Нуссельта, поверхностно-активные вещества, наночастицы.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-58-78

Введение

Особенность разработки залежей высоковязкой и битуминозной нефти заключается в том, что необходимо решение двух принципиальных задач. Первая — эффективное вытеснение флюида закачиваемой жидкостью; вторая, предваряющая первую, — это повышение подвижности высоковязких или битуминозных углеводородов.

В настоящее время существует обширный ряд технологий воздействия на месторождения высоковязкой нефти (рис. 1).

В свою очередь каждая из представленных технологий направлена на решение только одной из вышеперечисленных задач. Стандартные технологии, основанные на закачке теплоносителя в пласт, решают проблему высокой подвижности вытесняемых углеводородов [35], но, как правило, не решают проблему низких коэффициентов вытеснения.

Комплексная технология теплового воздействия должна эффективно решать следующие поставленные задачи: повышать температуру пласта за счет теплопередачи и вытеснять нефть к добывающей скважине.

При решении последней задачи хорошо зарекомендовали себя химические методы повышения нефтеотдачи пласта, разработанные на основе применения поверхностно-активных веществ. Для решения первой необходимо увеличивать коэффициент теплоотдачи теплоносителя. Существует ряд технологий с комбинированным принципом действий: закачка теплоносителя в пласт совместно с растворителями, ПАВ, щелочами, что позволяет повысить конечную технологическую эффективность воздействия [18, 32, 38]. Таким образом, на сегодняшний день применение комплексных технологий, одной из которых является применение комбинации закачки теплоносителя и ПАВ, позволит решать совокупность поставленных задач.

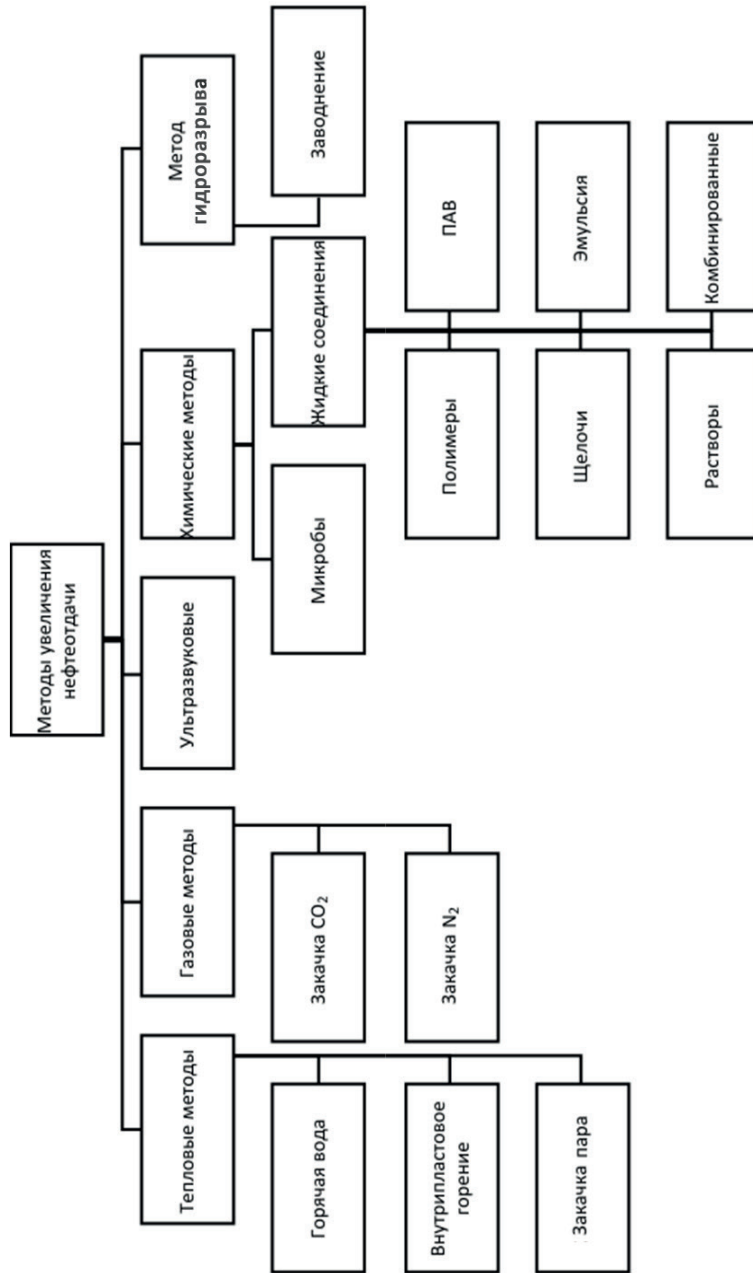


Fig. 1. Methods for increasing oil recovery of viscous, highly viscous, and bituminous deposits

Source: [9].

Рис. 1. Методы увеличения нефтеотдачи вязких, высоковязких и битуминозных месторождений

Источник: [9].

Перечисленные выше задачи могут быть решены на основе применения поверхностно-активных веществ в условиях гидрофобизации коллекторов. В результате адсорбции молекул ПАВ в поровых каналах происходит структурное изменение поверхности, что приводит к инверсии смачиваемости капилляров с гидрофильного на гидрофобный [8, 13, 32].

Вытеснение нефти происходит более эффективно при образовании неоднородного адсорбированного слоя гидрофобизатора [2]. В процессе фильтрации на поверхности породы образуются структурированные кластеры коллоидных частиц [5].

Целью данной работы является исследование структуры адсорбционных слоев ПАВ при различных концентрациях на поверхности твердого тела, разработка математической модели, описывающей механизм влияния строения адсорбционных агрегатов на коэффициент теплоотдачи.

Основная часть

Для эффективной добычи вязкой и высоковязкой нефти необходимо улучшение технико-экономических показателей существующих методов ее добычи. Авторами в данной работе ставится цель разработки новых подходов к комбинированным технологиям методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) для добычи высоковязкой нефти.

Применение наночастиц в нефтяной промышленности является динамично развивающимся направлением. Использование наножидкостей, наночастиц в исходных жидкостях для вытеснения нефти является многообещающим направлением. В последнее время появляются исследования по изучению влияния добавок наночастиц на процесс эффективности вытеснения нефти при применении тепловых методов ПНП [16, 22]. Известны также работы по изучению использования в качестве добавок при применении тепловых методов ПНП наночастиц металлов (цинка, железа, титана), показавшие лучшую эффективность, чем применяемые ПАВ [17].

Преимуществами применения наночастиц совместно с ПАВ являются: меньшие размеры частиц, что позволяет наночастицам воздействовать на более мелкие поры [26, 34]; увеличенная солестойкость раствора [29]; увеличенная термостабильность раствора [19, 36]; стабилизация глин [28]; поддержание температуры пласта за счет экзотермических реакций при взаимодействии наночастиц и тяжелой нефти [25].

Механизмы действия наночастиц на вытеснение высоковязкой нефти до сих пор мало изучены. В одной из гипотез предполагается, что адсорбция асфальтенов на поверхность наночастиц («выдираание» их с поверхности нефти) является ключевым механизмом снижения вязкости нефти [23]. Добавление наночастиц приводит к появлению каталитического эффекта, что приводит к разрушению углерод-углеродной связи и снижению вязкости нефти. Другая гипотеза предполагает, что для эффективного вытеснения нефти наночастицами необходимо наличие достаточного перепада давления между фазами, что обеспечивается броуновским движением наночастиц [21]. С другой стороны, эф-

фективное вытеснение нефти происходит за счет увеличенной вязкости раствора наночастиц и их повышенного растекания, рассеивания на поверхности [43].

Очевидно, что единого общепринятого подхода к этому вопросу нет. В то же время исследователи обращают внимание и на побочные эффекты применения наночастиц. Так, например, замечено, что с увеличением концентрации наночастиц при некоторой критической концентрации происходит существенное снижение проницаемости пор [37]; экспериментально показано, что прокачка 0,1% наночастиц кремния через высокопроницаемый песчаник Береа практически не приводит к увеличению коэффициента вытеснения. Это связано с установленным фактом блокировки высокопроницаемых пор наночастицами [27].

В связи с этим авторы настоящей статьи предполагают, что для подбора оптимальных концентраций частиц необходимо исследование их пространственного расположения на поверхности при различных концентрациях вещества и его структуры.

Изучение структуры образующихся адсорбционных слоев, согласно [40], возможно разделить на косвенные и прямые методы.

В основе группы косвенных методов изучения заложен принцип измерения изменения концентрации вещества в результате адсорбции. Результатом таких исследований является построение изотерм адсорбции, позволяющих оценить толщину адсорбционного слоя, а также площадь поверхности, занимаемой одной адсорбированной молекулой. Исследования с применением таких методов имеют свои недостатки, а именно: отсутствие информации о структуре адсорбционного слоя и невозможность исследования растворов ПАВ с их концентрацией ниже ККМ.

Вторая группа основана на изучении адсорбированных слоев прямыми методами. К такому роду исследований относят методы автордиографии, пьезоэлектрического микровзвешивания, многократного нарушенного полного внутренне-го отражения, ИК-спектроскопии, радиоактивных индикаторов [4, 7, 11].

На сегодняшний день для систем «жидкость — жидкость» и «жидкость — газ» получено наиболее полное представление о структурах адсорбционных слоев. В то же время для систем «твердое тело — жидкость» и «твердое тело — газ» исследование строения адсорбционных слоев не позволяет сделать однозначного заключения о форме модифицированной поверхности [7].

Для изучения свойств поверхности предоставленных образцов был использован зондовый микроскоп «Интегра — Аура» производства фирмы NT-MDT (Россия). На рис. 2 приведена схема расположения основных узлов.

В экспериментах использовалась схема с закрепленным зондом и подвижным образцом. Это наложило некоторые ограничения на исследуемые образцы. Для обеспечения достаточной точности и быстроты позиционирования их размер должен был быть не более $20 \times 20 \times 10$ мм, а вес — не превышать 30 г.

На первом этапе сканировалась поверхность твердого тела (слюды) без адсорбционного слоя. Проведение данных измерений необходимо для регистрации исходной поверхности и выявления наличия деформации, чтобы в последующем не производить их учет в качестве адсорбционных элементов.

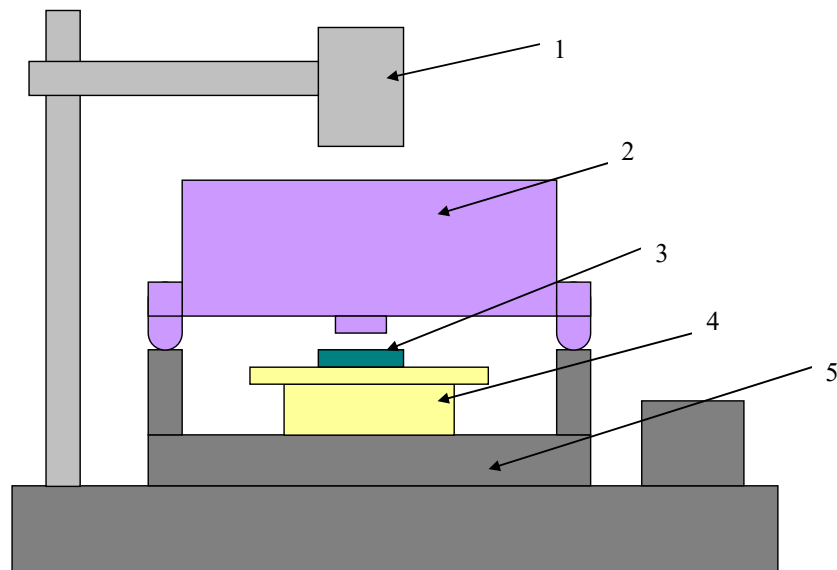


Рис. 2. Схема расположения основных узлов прибора: 1 — видеомикроскоп, 2 — измерительная головка, 3 — подложка с образцом, 4 — сканер, 5 — базовый блок

Fig. 2. The scheme of the device's crucial components: 1 — video microscope, 2 — measuring probe, 3 — sample substrate, 4 — scanner, 5 — core module

Второй этап работ заключался в нанесении на поверхность слюды адсорбционного слоя и последующем сканировании модифицированной поверхности при помощи атомно-силового микроскопа. При подборе поверхностно-активных веществ нужно выбирать такие, которые являются недефицитными, выпускаются в промышленных масштабах, имеют широкую область применения, удобны в транспортировке и хранении и по возможности наиболее дешевые. В данной работе были выбраны ПАВ «Неонол БС-1», «ГКЖ-11», «Бетанол». Исследования проводились при различных концентрациях активного вещества в растворе — 0,1, 1 и 5% (рис. 3-5).

«Неонол БС-1» — неионогенный ПАВ. Действующим веществом является оксиэтилированные моноалкилфенолы на основе тримеров пропилена, химическая формула — $C_9H_{19}C_6H_4O(C_2H_4O)_nH$.

«ГКЖ-11» — гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость, изготовленная по ТУ 2458-011-57014766-2008. Применяется в качестве модификаторов растворов глинистых буровых растворов, что позволяет:

- обеспечить повышенную смазывающую способность,
- уменьшить поступление воды в буровой раствор из породы,
- снизить и стабилизировать вязкость бурового раствора.

«Бетанол» — неионогенный ПАВ, химическая формула — $C_{15}H_{24}O(C_2H_4O)_n$.

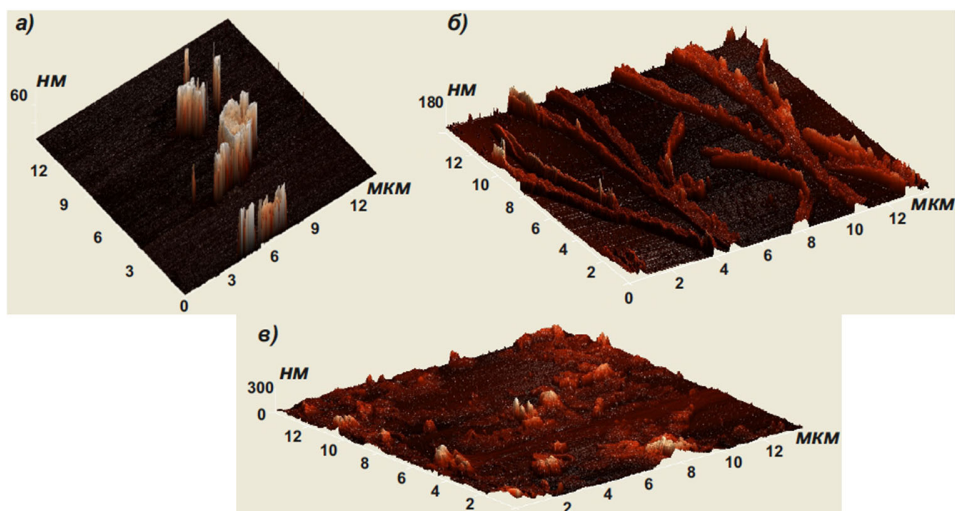


Рис. 3. 3D-изображение поверхности адсорбционного слоя ПАВ с концентрацией 0,1% (а — «Неонол БС-1», б — «ГКЖ-11», в — «Бетанол»)

Fig. 3. 3D image of the surface with an applied adsorption layer, SAA concentration 0.1% (a — Neonol BS-1, б — GKZh-11, в — Betanol)

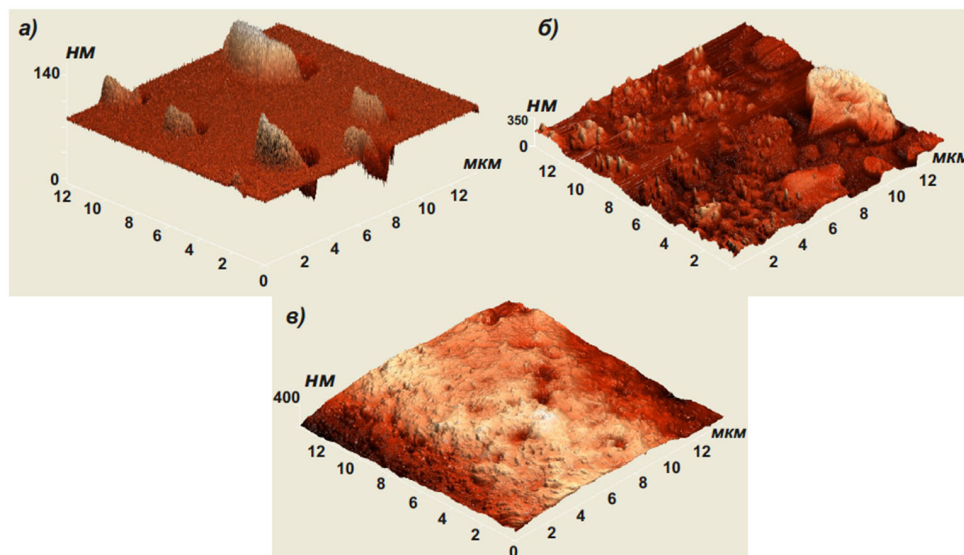


Рис. 4. 3D-изображение поверхности адсорбционного слоя ПАВ с концентрацией 1% (а — «Неонол БС-1», б — «ГКЖ-11», в — «Бетанол»)

Fig. 4. 3D image of the surface with an applied adsorption layer, SAA concentration 1% (a — Neonol BS-1, б — GKZh-11, в — Betanol)

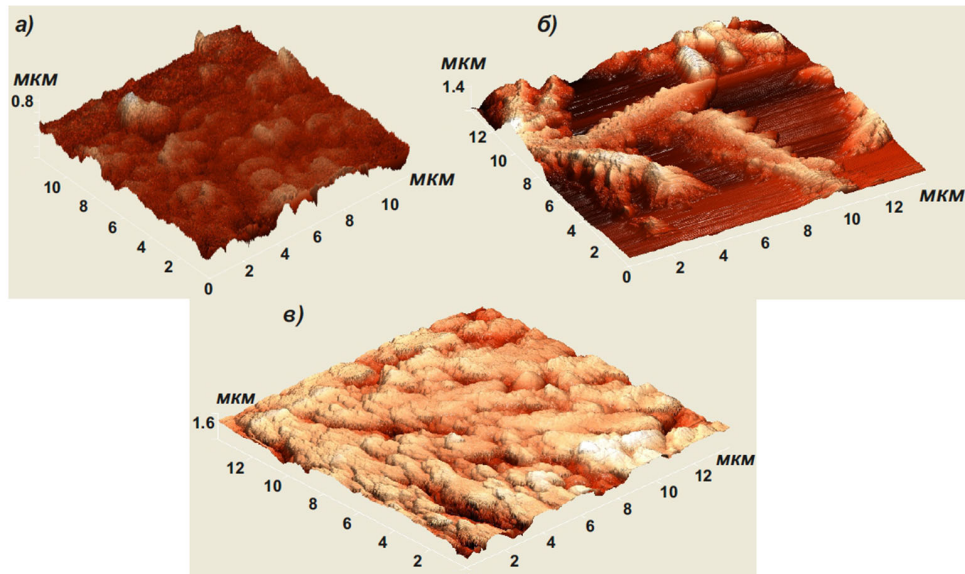


Рис. 5. 3D-изображение поверхности адсорбционного слоя ПАВ с концентрацией 5% (а — «Неонол БС-1», б — «ГКЖ-11», в — «Бетанол»)

Fig. 5. 3D image of the surface with an applied adsorption layer, SAA concentration 5% (a — Neonol BS-1, б — GKZh-11, в — Betanol)

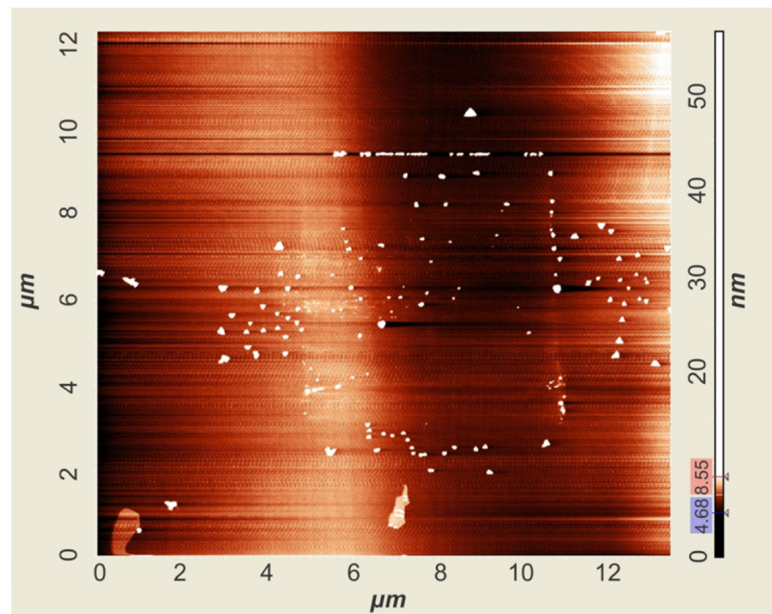


Рис. 6. Карта толщин начальной поверхности слюды

Fig. 6. The initial mica surface

Результаты сканирования в виде карты толщин начальной (без добавления ПАВ) поверхности слюды приведены на рис. 6. Светлые пятна — наночастицы слюды, получившиеся в результате отрыва части поверхности слюды под действием иглы, работавшей при сканировании в полуконтактном режиме. Результаты измерения высоты адсорбционных слоев представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты измерения высоты адсорбционных слоев

Table 1

The results of measuring the height of the adsorption layers

ПАВ	Концентрация, %	Средняя высота адсорбционного слоя молекул ПАВ, нм	Описание адсорбционного слоя
Неонол БС-1	5	750	Сплошное покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ
	1	70	Сплошное покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ с отдельными агрегатами молекул ПАВ диаметром 1-4 мкм
	0,1	30	Частичное (островковое) покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ с отдельными агрегатами адсорбированных ПАВ толщиной до 60 нм
ГКЖ-11	5	700	Сплошное покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ с отдельными «бороздами» адсорбционных слоев с толщинами до 1,4 мкм
	1	200	Сплошное покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ с отдельными агрегатами молекул ПАВ диаметром до 2 мкм
	0,1	110	Частичное (островковое) покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ в виде «борозд»
Бетанол	5	1 600	Сплошное покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ
	1	400	Сплошное покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ
	0,1	200	Сплошное покрытие поверхности слюды адсорбционным слоем ПАВ с отдельными агрегатами молекул ПАВ толщиной до 300 нм

Таким образом, результаты эксперимента позволили установить переходную границу концентрации ПАВ «Неонол БС-1» и «ГКЖ-11», при которой возможно образование островковой адсорбции ПАВ. Повышение концентрации данных ПАВ выше 0,1% изменяет структуру их адсорбционного слоя на поверхности слюды с частичной на сплошную. Повышение толщины адсорбционного слоя на 2-3 порядка при концентрации ПАВ 5% связано с процессом адсорбирования ПАВ на самого себя.

Исходя из этого, можно ожидать, что в нефтяном коллекторе вероятно получение частичного адсорбционного распределения молекул ПАВ «Неонол БС-1» и «ГКЖ-11» на поверхности породы в условиях их низкой концентрации.

На сегодняшний день разработана одна из возможных математических моделей, описывающих механизм образования частичного адсорбционного слоя на поверхности твердого тела [1]. Авторами работы [10] ранее проведена серия лабораторных экспериментов по изучению зависимости структуры адсорбционного слоя от концентрации активного вещества.

Как уже было сказано ранее, широкое развитие получают комбинированные технологии закачки теплоносителя и ПАВ. В то же время применение ПАВ в таких условиях имеет серьезные ограничения, а именно: снижение термостабильности при воздействии повышенными температурами разогретого пласта, понижение теплового потока из-за адсорбции ПАВ. Для решения этих проблем авторами данной работы предлагается использование специальных наночастиц. Согласно проведенным исследованиям в работах [6, 24], добавление наночастиц в раствор значительно повышает теплоотдачу даже в условиях малых концентраций. В результате их адсорбции на поверхности поровых каналов будет происходить увеличение теплового потока [42] и структурное изменение поверхности, что приведет к инверсии смачиваемости капилляров; кроме того, ожидается проявление описанных выше особенностей адсорбции. Изменение смачиваемости раздела фаз с гидрофильного на гидрофобный в условиях малых концентраций ПАВ и наночастиц отмечалось в работах [12, 39, 40]. Повышение эффективности вытеснения нефти растворами ПАВ с добавлением наночастиц отмечается в работе [20].

Согласно разработанной авторами математической модели, неоднородная наноструктурная модификация поверхности приводит к существенному увеличению числа Нуссельта:

$$\text{Nu} = \frac{\alpha \cdot d}{\lambda}, \quad (1)$$

где α и λ — коэффициенты теплоотдачи и теплопроводности, d — высота кластера.

Подобные результаты получены в работе [46], где отмечается рост числа Нуссельта в зависимости от конфигурации фильтрационного канала.

В общем случае число Нуссельта оценивается выражением [44, 47]:

$$\text{Nu} = f \left(\text{Re}, \text{Pr}, \left(\frac{k_p}{k_f} \right), \left(\frac{(\rho C_p)_p}{(\rho C_p)_f} \right), \phi \right), \quad (2)$$

где Re — число Рейнольдса, Pr — число Прандтля, k_p — теплопроводность наночастиц, k_f — теплопроводность флюида, ρ — плотность, ϕ — концентрация, C_p — удельная теплоемкость.

В работах [3, 8] приведены эмпирические формулы для оценки числа Nu в шероховатых каналах:

$$Nu = 0,22Re^{0,22}Pr^{0,43} \left(\frac{Pr_{ж}}{Pr_c} \right) \exp(0,085 S/d), \quad (3)$$

где Re — число Рейнольдса, $Pr_{ж}$ — число Прандтля жидкости, Pr_c — число Прандтля у стенки канала, S — расстояние между кластерами.

Расстояние между кластерами при их квазипериодическом распределении оказывается соизмеримым с шириной островка L .

В работах [1, 10] приведены результаты исследования устойчивости гидрофобных островков. Критическое значение ширины гидрофобного участка определяется выражением:

$$L = \left(\left(\frac{\sigma}{a} \right)^{1/2} \right) \pi/2, \quad (4)$$

где σ — поверхностное натяжение, a — параметр, характеризующий наклон изотермы адсорбции.

Параметр a можно оценить выражением:

$$a \approx \frac{2\sigma}{r \times r_k}, \quad (5)$$

где r_k — критический радиус, r — радиус взаимодействия молекул ПАВ и островка.

Ширину гидрофобного участка можно переопределить новым выражением:

$$L \sim \frac{2\sigma}{\rho(\mu_k - \mu_{ж})} \sqrt{r} \sim \frac{2\sigma}{\rho(\mu_k - \mu_{ж})} \frac{1}{n^{1/6}}, \quad (6)$$

где ρ — плотность жидкости, $\mu_{ж}$ — химический потенциал молекул ПАВ в жидкости, μ_k — химический потенциал молекул ПАВ в кластере (гидрофобный участок), n — концентрация молекул ПАВ.

С увеличением n расстояние между кластерами уменьшается, что хорошо видно по результатам проведенных лабораторных экспериментов (рис. 3-6).

Возможно оценить интенсификацию теплообмена при учете кластеризации ПАВ на поверхности капилляров при фиксированном значении числа Re (от 1 до 80) [5]:

$$\bar{\alpha} = \frac{Nu\lambda}{\delta}, \quad (7)$$

По данным работы [3] коэффициент теплопроводности увеличивается с добавлением концентрации наночастиц. В данном случае $\lambda = 1,2\lambda_0$. После подстановки всех значений в формулы (6) и (7) отмечено увеличение коэффициента теплоотдачи порядка 28%. В экспериментальных работах [3, 5] увеличение λ оценивается в 40%.

Аналогичные результаты приведены в работе [45]. Отмечается повышение числа Нуссельта для водного раствора с добавлением наночастиц алюминия в результате повышения концентрации частиц, а также повышения числа Рейнольдса [41]. В работе [30] отмечается повышение числа Нуссельта почти на 30% при добавлении 2% наночастиц Ag или Cu. В работе [31] авторы приходят к выводу, что использование наночастиц Ag при малых значениях числа Re повышает скорость теплопередачи от стенок канала к жидкости, в то время как в условиях повышенных значений числа Re рекомендуется использовать наночастицы с высоким значением теплопроводности.

Дополнительным преимуществом применения наночастиц является их увеличенная нефтевытесняющая способность. Известно, что эффективность вытеснения одного флюида другим зависит от свободной энергии системы — для более эффективного вытеснения она должна стремиться к минимуму [15]. В свою очередь, свободная энергия зависит от перепада давления между фазами (что является производной энергии Гиббса), расстояния между молекулами и площади контакта [33]. Соответственно, согласно приведенным выше математическим выкладкам, модификация поверхности может приводить к уменьшению свободной энергии системы и, как следствие, увеличению коэффициента вытеснения.

Необходимо отметить, что в проведенном нами эксперименте исследовалось довольно небольшое количество ПАВ и только один вид специально разработанных наночастиц. Продолжение исследований данной темы авторы видят в поиске наиболее оптимальных ПАВ и наночастиц различной формы (сферические, трубчатые, пластинчатые и т. д.) и их размеров.

Заключение

Настоящее исследование в рамках изучения применения нанотехнологий с целью повышения нефтеотдачи позволило сделать, по мнению авторов, ряд важных новых выводов.

Выявлено, что изменение концентрации поверхностно-активных веществ позволяет регулировать структуру адсорбционного слоя на поверхности твердого тела. При концентрации исследуемых ПАВ менее 1% обнаружено образование частичного адсорбционного слоя, в то время как при концентрации ПАВ более 1% адсорбционный слой на поверхности слюды является сплошным.

Разработана математическая модель процесса теплопереноса на поверхности твердого тела с частичным адсорбционным слоем. Согласно этой модели, коэффициент теплоотдачи прямо пропорционально зависит от расстояния между адсорбированными кластерами и обратно пропорционально зависит от высоты адсорбированного кластера, что позволяет регулировать тепловые характеристики за счет изменения размеров и формы кластеров адсорбируемых частиц путем подбора наиболее оптимальных концентраций ПАВ.

Добавление наночастиц в раствор ПАВ будет способствовать улучшению теплопередачи за счет дополнительного изменения геометрических показателей адсорбционного слоя (уменьшения расстояния между кластерами и их средней

толщины), что позволит улучшить эффективность теплопередачи при правильном подборе концентрации наночастиц. В свою очередь, изменение тепловых характеристик раствора за счет модификации структуры поверхности позволит повысить эффективность тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алимханов Р. Т. Периодическая адсорбция гидрофобных частиц на стенках капилляров в процессе фильтрации / Р. Т. Алимханов, В. Н. Осташков, Ю. В. Пахаруков, Р. Ш. Салихов // *Естественные и технические науки*. 2012. № 1 (57). С. 169-172.
2. Алимханов Р. Т. Эффект ускорения переноса нефтяных капель при периодической гидрофобизации капилляров / Р. Т. Алимханов, Ю. В. Пахаруков, Р. Ш. Салихов // *Естественные и технические науки*. 2012. № 1 (57). С. 173-175.
3. Анискин В. М. Экспериментальное изучение теплоотдачи наножидкости в микроканале / В. М. Анискин, В. Я. Рудяк // *Вестник Новосибирского государственного университета*. Серия: Физика. 2016. Том 11. № 2. С. 5-11.
4. Виноградова О. И. Гидродинамическое взаимодействие гидрофобного и гидрофильного тел / О. И. Виноградова // *Коллоидный журнал*. 1994. Том 56. № 1. С. 39-44.
5. Гузей Д. В. Измерение коэффициента теплоотдачи наножидкости на основе оксида меди в цилиндрическом канале / Д. В. Гузей, А. В. Минаков, В. Я. Рудяк, А. А. Дектерев // *Письма в Журнал технической физики*. 2014. Том 40. № 5. С. 34-42.
6. Дмитриев А. С. Введение в нанотеплофизику / А. С. Дмитриев. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2015. 790 с.
7. Должикова В. Д. О строении адсорбционного слоя ПАВ на границе раствор — твердое тело / В. Д. Должикова, Б. Д. Сумм // *Вестник Московского университета*. Серия 2. Химия. 1998. Том 39. № 6. С. 408-412.
8. Исаченко В. П. Теплопередача / В. П. Исаченко, В. А. Осипова. А. С. Сукомел. М.: Энергоиздат, 1981. 416 с.
9. Конесев С. Г. Эффективная электротермическая система парового воздействия на пласт с вязкой, высоковязкой и битуминозной нефтью / С. Г. Конесев, П. А. Хлюпин, Э. Ю. Кондратьев, Е. А. Безряднова // *Нефтегазовое дело*. 2017. Том 15. № 1. С. 80-84.
10. Салихов Р. Ш. Исследование структуры адсорбционного слоя гидрофобных частиц на поверхности твердого тела и его влияния на фильтрацию нефти в пористой среде / Р. Ш. Салихов, Ю. В. Пахаруков // *Нефтяное хозяйство*. 2015. № 5. С. 74-77.
11. Сергеева И. П. Структура и свойства адсорбционных слоев катионных полиэлектролитов на отрицательно заряженной поверхности / И. П. Сергеева, Т. Б. Ермакова // *Структура и динамика молекулярных систем: сборник статей IX Всероссийской конференции*. Яльчики, 2000. Том 1. С. 184-187.
12. Старов В. М. Смачивающие пленки на локально-гетерогенных поверхностях. Гидрофильная поверхность с гидрофобными включениями / В. М. Старов, Н. В. Чураев // *Коллоидный журнал*. 1998. Том 60. № 6. С. 831-835.

13. Суртаев А. С. Нанотехнологии в теплофизике: теплообмен и кризисные явления при кипении / А. С. Суртаев, В. С. Сердюков, А. Н. Павленко // Российские нанотехнологии. 2016. Том 11. № 11-12. С. 18-32.
14. Хлюпин П. А. Индукционная нагревательная система для нефтепроводов: дис. ... канд. техн. наук / П. А. Хлюпин. Уфа, 2015. 194 с.
15. Adamson A. W. Physical Chemistry of Surfaces / A. W. Adamson, A. P. Gast. 6th edition. John Wiley and Sons, 1997. 808 p.
16. Al-Farsi H. Application of nanoparticles to improve the performance of microwave assisted gravity drainage (MWAGD) as a thermal oil recovery method / H. Al-Farsi, P. Pourafshary, R. S. Al-Maamari / SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (21-23 March, Muscat, Oman). 2016. Article № SPE-179764-MS. DOI: 10.2118/179764-MS
17. Alomair O. Experimental study for enhancing heavy oil recovery by nanofluid followed by steam flooding NFSF / O. Alomair, A. Alajmi // SPE Heavy Oil Conference and Exhibition (6-8 December, Kuwait City, Kuwait). 2016. Article № SPE-184117-MS. DOI: 10.2118/184117-MS
18. Bayestehparvin B. Use of solvents with steam — state-of-the-art and limitations / B. Bayestehparvin, S. M. Farouq Ali, J. Abedi // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (21-23 March, Muscat, Oman). 2016. Article № SPE-179829-MS. DOI: 10.2118/179829-MS
19. Caldelas F. M. Experimental Parameter Analysis of Nanoparticle Retention in Porous Media: M. Sc. thesis / F. M. Caldelas. Austin: The University of Texas, 2010.
20. Chen C. Using carbonaceous nanoparticles as surfactant carrier in enhanced oil recovery: a laboratory study / C. Chen, S. Wang, M. J. Kadhum, J. H. Harwell, B.-J. Shiao // Fuel. 2018. Vol. 222. Pp. 561-568. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.03.002
21. Chengara A. Spreading of nanofluids driven by the structural disjoining pressure gradient / A. Chengara, A. D. Nikolov, D. T. Wasan, A. Trokhymchuk, D. Henderson // Journal of Colloid and Interface Science. 2004. Vol. 280. № 1. Pp. 192-201. DOI: 10.1016/j.jcis.2004.07.005
22. El-Diasty A. I. Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery / A. I. El-Diasty, A. M. Aly // SPE North Africa Technical Conference and Exhibition (14-16 September, Cairo, Egypt). 2015. Article № SPE-175806-MS. DOI: 10.2118/175806-MS
23. Franco C. A. Heavy oil upgrading and enhanced recovery in a continuous steam injection process assisted by nanoparticulated catalysts / C. A. Franco, L. Cardona, S. H. Lopera, J. M. Mejía, F. B. Cortés // SPE Improved Oil Recovery Conference (11-13 April, Tulsa, Oklahoma, USA). 2016. Article № SPE-179699-MS. DOI: 10.2118/179699-MS
24. Ganvir R. B. Heat transfer characteristics in nanofluid — a review / R. B. Ganvir, P. V. Walke, V. M. Kriplani // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 75. Pp. 451-460. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.010
25. Hashemi R. Nanoparticle technology for heavy oil in-situ upgrading and recovery enhancement: opportunities and challenges / R. Hashemi, N. N. Nassar, P. P. Almas // Applied Energy. 2014. Vol. 133. Pp. 374-387. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.07.069
26. Hendraningrat L. Effect of some parameters influencing enhanced oil recovery process using silica nanoparticles: an experimental investigation / L. Hendraningrat, S. Li, O. Torsater // SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition

- (16-18 September, Abu Dhabi, UAE). 2013. Article № SPE-165955-MS. DOI: 10.2118/165955-MS
27. Hendraningrat L. Enhancing oil recovery of low-permeability Berea sandstone through optimised nanofluids concentration / L. Hendraningrat, S. Li, O. Torsaeter // SPE Enhanced Oil Recovery Conference (2-4 July, Kuala Lumpur, Malaysia). 2013. Article № SPE-165283-MS. DOI: 10.2118/165283-MS
 28. Hoxha B. B. How do nanoparticles stabilize shale? / B. B. Hoxha, E. van Oort, H. Daigle // SPE International Conference on Oilfield Chemistry (3-5 April, Montgomery, Texas, USA). 2017. Article № SPE-184574-MS. DOI: 10.2118/184574-MS
 29. Kanj M. Y. Nanofluid Coreflood Experiments in the ARAB-D / M. Y. Kanj, J. J. Funk, Z. Al-Yousif // SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium (9-11 May, Al-Khobar, Saudi Arabia). 2009. Article № SPE-126161-MS. DOI: 10.2118/126161-MS
 30. Karimipour A. New correlation for Nusselt number of nanofluid with Ag/Al₂O₃/Cu nanoparticles in a microchannel considering slip velocity and temperature jump by using lattice Boltzmann method / A. Karimipour // International Journal of Thermal Sciences. 2015. Vol. 91. Pp. 146-156. DOI: 10.1016/j.ijthermalsci.2015.01.015
 31. Karimipour A. The effects of different nano particles of Al₂O₃ and Ag on the MHD nano fluid flow and heat transfer in a microchannel including slip velocity and temperature jump / A. Karimipour, A. D'Orazio, M. S. Shadloo // Physica E: Low-Dimensional Systems and Nanostructures. 2016. Vol. 86. Pp. 146-153. DOI: 10.1016/j.physe.2016.10.015
 32. Li W. Experimental investigation of solvent co-injection in vapor and liquid phase to enhance SAGD performance / W. Li, D. D. Mamora // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (19-22 September, Florence, Italy). 2010. Article № SPE-133277-MS. DOI: 10.2118/133277-MS
 33. Lyklema J. Fundamentals of Interface and Colloid Science. Vol. IV / J. Lyklema. Academic Press, 2005. 692 p.
 34. McElfresh P. M. Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells / P. M. McElfresh, D. L. Holcomb, D. Ector // SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition (12-14 June, Noordwijk, The Netherlands). 2012. Article № SPE-154827-MS. DOI: 10.2118/154827-MS
 35. Miah M. I. Modeling of temperature distribution and oil displacement during thermal recovery in porous media: a critical review / M. I. Miah, M. A. Elhaj, S. Ahmed, M. E. Hossain // Fuel. 2018. Vol. 226. Pp. 423-440. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.018
 36. Murphy M. J. Experimental Analysis of Electrostatic and Hydrodynamic Forces Affecting Nanoparticle Retention in Porous Media: M. Sc. thesis / M. J. Murphy. Austin: The University of Texas, 2012.
 37. Mustin B. Deposition of particles from polydisperse suspensions in microfluidic systems / B. Mustin, B. Stoeber // Microfluid Nanofluid. 2010. Vol. 9. Pp. 905-913. DOI: 10.1007/s10404-010-0613-4
 38. Pang Zh. An investigation on propagation mechanisms of steam chamber during expanding solvent SAGP ES-SAGP in thin heavy oil reservoirs / Zh. Pang, L. Wang, X. Lv, Y. Liu, G. Wu, T. Wei // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (26-28 September, Dubai, UAE). 2016. Article № SPE-181331-MS. DOI: 10.2118/181331-MS
 39. Saien J. Simultaneous adsorption of CTAB surfactant and magnetite nanoparticles on the interfacial tension of *n*-hexane — water / J. Saien, A. M. Gorji // Journal of Molecular Liquids. 2017. Vol. 242. Pp. 1027-1034. DOI: 10.1016/j.molliq.2017.07.115

40. Saïen J. The study of interfacial tension of kerosene-water under influence of CTAB surfactant and different size silica nanoparticles / J. Saïen, V. Fadaei // *Journal of Molecular Liquids*. 2018. Vol. 255. Pp. 439-446. DOI: 10.1016/j.molliq.2018.01.120
41. Sajadifar S. A. Fluid flow and heat transfer of non-Newtonian nanofluid in a microtube considering slip velocity and temperature jump boundary conditions / S. A. Sajadifar, A. Karimipour, D. Toghraie // *European Journal of Mechanics, B/Fluids*. 2017. Vol. 61. Pp. 25-32. DOI: 10.1016/j.euromechflu.2016.09.014
42. Ting T. W. Entropy generation of viscous dissipative nanofluid flow in thermal non-equilibrium porous media embedded in microchannels / T. W. Ting, Y. M. Hung, N. Guo // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2015. Vol. 81. Pp. 862-877. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2014.11.006
43. Wang K. Research of improving water injection effect by using active SiO₂ nano-powder in the low-permeability oilfield / K. Wang, S. Liang, C. Wang // *Advanced Materials Research*. 2009. Vol. 92. Pp. 207-212. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.92.207
44. Xuan Y. Conceptions for heat transfer correlation of nanofluids / Y. Xuan, W. Roetzel // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2000. Vol. 43. № 19. Pp. 3701-3707. DOI: 10.1016/S0017-9310(99)00369-5
45. Yang Y.-T. Numerical study of flow and heat transfer characteristics of alumina-water nanofluids in a microchannel using the lattice Boltzmann method / Y.-T. Yang, F.-H. Lai // *International Communications in Heat and Mass Transfer*. 2011. Vol. 38. № 5. Pp. 607-614. DOI: 10.1016/j.icheatmasstransfer.2011.03.010
46. Yu D. Analytic solutions of the friction factor and the Nusselt number for the low-Reynolds number flow between two wavy plate fins / D. Yu, W. Jeon, S. J. Kim // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2017. Vol. 115. Pp. 307-316. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.08.025
47. Zerradi H. New Nusselt number correlations to predict the thermal conductivity of nanofluids / H. Zerradi, S. Ouaskit, A. Dezairi, H. Loulijat, S. Mizani // *Advanced Powder Technology*. 2014. Vol. 25. № 3. Pp. 1124-1131. DOI: 10.1016/j.appt.2014.02.020

Rustam Sh. SALIKHOV¹
Ruslan F. MAZITOV²
Yuriy V. PACHARUKOV³

UDC 536.24

THE HEAT EXCHANGE INTENSIFICATION UNDER INCOMPLETE HYDROPHOBIZATION OIL RESERVOIRS

¹ External Postgraduate Student, Department of Applied and Engineering Physics, University of Tyumen
salihov.r.sh@gmail.com

² External Postgraduate Student, Department of Applied and Engineering Physics, University of Tyumen
mazitovruslanfaritovich@yandex.ru

³ Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Department of Applied and Engineering Physics, University of Tyumen
pacharukovyu@yandex.ru

Abstract

High-viscosity oil recovery often requires thermal methods of enhanced oil recovery combining surface acting agent (SAA) injection. Thermal treatment allows increasing hydrocarbon movability. Efficiency raisings' limiting factor of this method includes injecting agent's thermal loss (water and steam) as well as SAA molecules thermal destruction. This article assesses nanoparticles adding in SAA water solution's influence. The authors consider a theoretic capability of increasing heat exchange's inetnsity between oil reservoir and injected agents by means of adding nanoparticles as well as increase of the SAA thermostability's capability under high temperatures influence.

The results of the laboratory experiments on SAA's adsorbed layer structure on the surface of solid state show the structure's dependence on SAA concentration in the solution. According to the developed mathematic model, a periodic adsorbed field will lead to the increase of heat

Citation: Salikhov R. Sh., Mazitov R. F., Pacharukov Yu. V. 2019. "The heat exchange intensification under incomplete hydrophobization oil reservoirs". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 4 (20), pp. 58-78. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-58-78

transfer coefficient by means of the Nusselt number increment. This will allow increasing efficiency of thermal methods EOR application.

Keywords

Adsorption, heat transfer, thermostability, heat exchange, enhanced oil recovery, Nusselt number, surface acting agent, nanoparticles.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-58-78

REFERENCES

1. Alimhanov R. T., Ostashkov V. N., Paharukov Yu. V., Salihov R. Sh. 2012. "Periodic adsorption of hydrophobic particles on the surface of the capillaries in the filtering process". *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*, no 1 (57), pp. 169-172. [In Russian]
2. Alimhanov R. T., Paharukov Yu. V., Salihov R. Sh. 2012. "The effect of the acceleration of the oil in a periodic hydrophobic capillaries". *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*, no 1 (57), pp. 172-175. [In Russian]
3. Aniskin V. M., Rudyak V. Ya. 2016. "Experimental study of heat transfer of nanofluid in microchannel". *Vestnik NSU. Series: Physics*, vol. 11, no 2, pp. 5-11. [In Russian]
4. Vinogradova O. I. 1994. "Hydrodynamic interaction of hydrophobic and hydrophilic objects". *Colloid Journal*, vol. 56, no 1, pp. 39-44. [In Russian]
5. Guzey D.V., Minakov A. V., Rudyak V. Ya., Dekterev A. A. 2014. "Measurement of heat transfer coefficient of copper oxide nanofluid in a cylindrical channel". *Technical Physics Letters*, vol. 40, no 5, pp. 34-42. [In Russian]
6. Dmitriev A.S. 2015. *Introduction to Nanothermophysics*. Moscow: BINOM. *Laboratoriya znaniy*. [In Russian]
7. Dolzhikova V. D., Summ B. D. 1998. "The structure of the adsorption layer of a surfactant at the solution — solid interface". *Vestnik Moskovskogo universiteta. Series 2. Chemistry*, vol. 39, no 6, pp. 408-412. [In Russian]
8. Isachenko V. P., Osipova V. A., Sukomel A. S. 1981. *Heat Transfer*. Moscow: Energoizdat. [In Russian]
9. Konesev S. G., Khlyupin P. A., Kondratyev E. Yu., Bezryadnova E. A. 2017. "Effective electrothermal system of steam impact on the formation with viscous, high viscosity and bituminous oil". *Neftegazovoe delo*, vol. 15, no 1, pp. 80-84. [In Russian]
10. Salihov R. Sh., Paharukov Yu. V. 2015. "Investigation of the structure of the adsorption layer of hydrophobic particles on the surface of a solid and its effect on oil filtration in a porous medium". *Oil Industry*, no 5, pp. 74-77. [In Russian]
11. Sergeeva I. P., Ermakova T. B. 2000. "Structure and properties of adsorption layers of cationic polyelectrolytes on a negatively charged surface". *Proceedings of the 9th All-Russian Conference "Structure and dynamics of molecular systems"*. Vol. 1, pp. 184-187. *Yalchiki*. [In Russian]
12. Starov V. M., Churaev N. V. 1998. "Wetting films on locally heterogeneous surfaces. Hydrophilic surface with hydrophobic inclusions". *Colloid Journal*, vol. 60, no 6, pp. 831-835. [In Russian]

13. Surtaev A. S., Serdyukov V. S., Pavlenko A. N. 2016. "Nanotechnology in thermophysics: heat transfer and crisis phenomena at boiling". *Nanotechnologies in Russia*, vol. 11, no 11-12, pp. 18-32. [In Russian]
14. Khlyupin P. A. 2015. "Induction heating system for oil pipelines". *Cand. Sci. (Tech.) diss.* Ufa: Ufa State Aviation Technical University. [In Russian]
15. Adamson A. W., Gast A. P. 1997: *Physical Chemistry of Surfaces*. 6th edition. John Wiley and Sons.
16. Al-Farsi H., Pourafshary P., Al-Maamari R. S. 2016. "Application of nanoparticles to improve the performance of microwave assisted gravity drainage (MWAGD) as a thermal oil recovery method". Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (21-23 March, Muscat, Oman). SPE-179764-MS.
DOI: 10.2118/179764-MS
17. Alomair O., Alajmi A. 2016. "Experimental study for enhancing heavy oil recovery by nanofluid followed by steam flooding NFSF". Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference and Exhibition (6-8 December, Kuwait City, Kuwait). SPE-184117-MS.
DOI: 10.2118/184117-MS
18. Bayestehparvin B., Farouq Ali S. M., Abedi J. 2016. "Use of solvents with steam — state-of-the-art and limitations". Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (21-23 March, Muscat, Oman). SPE-179829-MS.
DOI: 10.2118/179829-MS
19. Caldelas F.M. 2010. "Experimental Parameter Analysis of Nanoparticle Retention in Porous Media". *M. Sc. thesis.* Austin: The University of Texas.
20. Chen C., Wang S., Kadhun M. J., Harwell J. H., Shiau B.-J.. 2018. "Using carbonaceous nanoparticles as surfactant carrier in enhanced oil recovery: a laboratory study". *Fuel*, vol. 222, pp. 561-568. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.03.002
21. Chengara A., Nikolov A. D., Wasan D. T., Trokhymchuk A., Henderson D. 2004: "Spreading of nanofluids driven by the structural disjoining pressure gradient". *Journal of Colloid and Interface Science*, vol. 280, no 1, pp. 192-201.
DOI: 10.1016/j.jcis.2004.07.005
22. El-Diasty A. I., Aly A. M. 2015. "Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery". Paper presented at the SPE North Africa Technical Conference and Exhibition (14-16 September, Cairo, Egypt). SPE-175806-MS.
DOI: 10.2118/175806-MS
23. Franco C. A., Cardona L., Lopera S. H., Mejía J. M., Cortés F. B. 2016. "Heavy oil upgrading and enhanced recovery in a continuous steam injection process assisted by nanoparticulated catalysts". Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference (11-13 April, Tulsa, Oklahoma, USA). SPE-179699-MS.
DOI: 10.2118/179699-MS
24. Ganvir R. B., Walke P. V., Kriplani V. M. 2017. "Heat transfer characteristics in nanofluid — a review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 451-460. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.010
25. Hashemi R., Nassar N. N., Almao P. P. 2014. "Nanoparticle technology for heavy oil in-situ upgrading and recovery enhancement: opportunities and challenges". *Applied Energy*, vol. 133, pp. 374-387. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.07.069
26. Hendraningrat L., Li S., Torsater O. 2013. "Effect of some parameters influencing enhanced oil recovery process using silica nanoparticles: an experimental investigation".

- Paper presented at the SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition (16-18 September, Abu Dhabi, UAE). SPE-165955-MS.
DOI: 10.2118/165955-MS
27. Hendraningrat L., Li S., Torsaeter O. 2013. "Enhancing oil recovery of low-permeability Berea sandstone through optimised nanofluids concentration". Paper presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference (2-4 July, Kuala Lumpur, Malaysia). SPE-165283-MS. DOI: 10.2118/165283-MS
 28. Hoxha B. B., van Oort E., Daigle H. 2017. "How do nanoparticles stabilize shale?". Paper presented at the SPE International Conference on Oilfield Chemistry (3-5 April, Montgomery, Texas, USA). SPE-184574-MS. DOI: 10.2118/184574-MS
 29. Kanj M. Y., Funk J. J., Al-Yousif Z. 2009. "Nanofluid coreflood experiments in the ARAB-D". Paper presented at the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium (9-11 May, Al-Khobar, Saudi Arabia). SPE-126161-MS. DOI: 10.2118/126161-MS
 30. Karimipour A. 2015. "New correlation for Nusselt number of nanofluid with Ag/Al₂O₃/Cu nanoparticles in a microchannel considering slip velocity and temperature jump by using lattice Boltzmann method". *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 91, pp. 146-156. DOI: 10.1016/j.ijthermalsci.2015.01.015
 31. Karimipour A., D'Orazio A., Shadloo M. S. 2016. "The effects of different nano particles of Al₂O₃ and Ag on the MHD nano fluid flow and heat transfer in a microchannel including slip velocity and temperature jump". *Physica E: Low-Dimensional Systems and Nanostructures*, vol. 86, pp. 146-153. DOI: 10.1016/j.physe.2016.10.015
 32. Li W., Mamora D. D. 2010. "Experimental investigation of solvent co-injection in vapor and liquid phase to enhance SAGD performance". Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (19-22 September, Florence, Italy). SPE-133277-MS. DOI: 10.2118/133277-MS
 33. Lyklema J. 2005. *Fundamentals of Interface and Colloid Science*. Vol. 4. Academic Press.
 34. McElfresh P. M., Holcomb D. L., Ector D. 2012. "Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells". Paper presented at the SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition (12-14 June, Noordwijk, Netherlands). SPE-154827-MS. DOI: 10.2118/154827-MS
 35. Miah M. I., Elhaj M. A., Ahmed S., Hossain M. E. 2018. "Modeling of temperature distribution and oil displacement during thermal recovery in porous media: a critical review". *Fuel*, vol. 226, pp. 423-440. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.018
 36. Murphy M. J. 2012. "Experimental Analysis of Electrostatic and Hydrodynamic Forces Affecting Nanoparticle Retention in Porous Media". M. Sc. thesis. Austin: University of Texas.
 37. Mustin B., Stoeber B. 2010. "Deposition of particles from polydisperse suspensions in microfluidic systems". *Microfluid Nanofluid*, vol. 9, pp. 905-913. DOI: 10.1007/s10404-010-0613-4
 38. Pang Zh., Wang L., Lv X., Liu Y., Wu G., Wei T. 2016. "An investigation on propagation mechanisms of steam chamber during expanding solvent SAGP ES-SAGP in thin heavy oil reservoirs". Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (26-28 September, Dubai, UAE). SPE-181331-MS. DOI: 10.2118/181331-MS

39. Saien J., Gorji A. M. 2017. "Simultaneous adsorption of CTAB surfactant and magnetite nanoparticles on the interfacial tension of n-hexane — water". *Journal of Molecular Liquids*, vol. 242, pp. 1027-1034. DOI: 10.1016/j.molliq.2017.07.115
40. Saien J., Fadaei V. 2018. "The study of interfacial tension of kerosene-water under influence of CTAB surfactant and different size silica nanoparticles". *Journal of Molecular Liquids*, vol. 255, pp. 439-446. DOI: 10.1016/j.molliq.2018.01.120.
41. Sajadifar S. A., Karimipour A., Toghraie D. 2017. "Fluid flow and heat transfer of non-Newtonian nanofluid in a microtube considering slip velocity and temperature jump boundary conditions". *European Journal of Mechanics, B/Fluids*, vol. 61, pp. 25-32. DOI: 10.1016/j.euromechflu.2016.09.014.
42. Ting T. W., Hung Y. M., Guo N. 2015. "Entropy generation of viscous dissipative nanofluid flow in thermal non-equilibrium porous media embedded in microchannels". *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 81, pp. 862-877. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2014.11.006
43. Wang K., Liang S., Wang C. 2009. "Research of improving water injection effect by using active SiO₂ nano-powder in the low-permeability oilfield". *Advanced Materials Research*, vol. 92, pp. 207-212. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.92.207
44. Xuan Y., Roetzel W. 2000. "Conceptions for heat transfer correlation of nanofluids". *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 43, no 19, pp. 3701-3707. DOI: 10.1016/S0017-9310(99)00369-5
45. Yang Y.-T., Lai F.-H. 2011. « Numerical study of flow and heat transfer characteristics of alumina-water nanofluids in a microchannel using the lattice Boltzmann method". *International Communications in Heat and Mass Transfer*, vol. 38, no 5, pp. 607-614. DOI: 10.1016/j.icheatmasstransfer.2011.03.010
46. Yu D., Jeon W., Kim S. J. 2017. "Analytic solutions of the friction factor and the Nusselt number for the low-Reynolds number flow between two wavy plate fins". *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 115, pp. 307-316. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.08.025
47. Zerradi H., Ouaskit S., Dezairi A., Loulijat H., Mizani S. 2014. "New Nusselt number correlations to predict the thermal conductivity of nanofluids". *Advanced Powder Technology*, vol. 25, no 3, pp. 1124-1131. DOI: 10.1016/j.apt.2014.02.020