МҰНАЙ ГАЗ ИНЖЕНЕРИЯСЫ ЖӘНЕ ГЕОЛОГИЯ
OIL AND GAS ENGINEERING, GEOLOGY
НЕФТЕГАЗОВАЯ ИНЖЕНЕРИЯ И ГЕОЛОГИЯ

УДК 544.77
МРНТИ 31.15.37

https://doi.org/10.55452/1998-6688-2026-23-3-518-535

[1]*Исаева А.Б.,
PhD, ORCID ID: 0000-0001-6727-0257,
*e-mail: isa-asem@mail.ru
[1]Айдарова С.Б.,
д.х.н., профессор, ORCID ID: 0000-0001-5115-5879,
e-mail: s.aidarova@kbtu.kz
[2]Шарипова А.А.,
PhD, ассоциированный профессор, ORCID ID: 0000-0002-2217-9975,
e-mail: a_sharipova85@mail.ru
[1]Исахов М.О.,
PhD докторант, ORCID ID: 0009-0005-6660-5758
e-mail: mir001@gmail.com

[1] Казахстанско-Британский технический университет, Алматы г., Казахстан
[2] Satbayev university, г. Алматы, Казахстан

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПОЗИЦИОННЫХ ПЕН НА ОСНОВЕ ПАВ И НАНОЧАСТИЦ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ В ПОВЫШЕНИИ НЕФТЕОТДАЧИ

Аннотация

Несмотря на значительный объем исследований, посвященных влиянию наночастиц на устойчивость газовых пен и коэффициент снижения подвижности (MRF), в литературе отсутствуют единые рекомендации по оптимальному диапазону концентраций наночастиц с учетом комплекса пластовых параметров, включая температуру, давление, проницаемость керна и соленость пластовых флюидов. Кроме того, влияние наностабилизированных пен на процессы вытеснения нефти и взаимодействие с нефтяной фазой изучено недостаточно, а в масштабе реальных месторождений оценка эффективности нанопен (NAF) при различных уровнях неоднородности коллектора практически не выполнялась. Настоящее исследование направлено на устранение этих пробелов путем сочетания лабораторных экспериментов и численного моделирования. В работе представлены результаты всестороннего исследования физико-химических характеристик композиционных систем на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) и наночастиц диоксида кремния, ориентированных на повышение стабильности газовых пен, применяемых в процессах повышения нефтеотдачи. Показано, что традиционные ПАВ-пены демонстрируют ограниченную устойчивость при высоких температурах, давлениях и минерализации, что существенно снижает их эффективность в условиях реальных пластов. Для решения этой проблемы изучено влияние наночастиц SiO_2 на межфазные свойства таких систем,

включая анионные, катионные и неионогенные ПАВ. На основе экспериментальных данных определены модифицирующие коэффициенты для периода полураспада пены и MRF, которые интегрированы в симуляционную модель вытеснения нефти. Численное моделирование показало значительный рост охвата пласта и задержку газового прорыва при использовании нанокомпозитных пен, особенно в условиях высокой неоднородности. Полученные результаты подтверждают перспективность наностабилизированных пен как эффективных агентов МУН и обосновывают их применение для увеличения нефтеотдачи на сложнопостроенных месторождениях.

Ключевые слова: наночастицы, повышение нефтеотдачи, ПАВ-пены, коэффициент снижения подвижности, поверхностное натяжение, CO_2-заводнение.

Введение

Разработка недорогих, экологичных и эффективных методов увеличения нефтеотдачи остается актуальной задачей нефтяной промышленности, особенно на фоне снижения пластовой энергии. Среди применяемых технологий значительное внимание уделяется газовому заводнению, включая использование CO_2 [1–5]. Метод CO_2-заводнения является перспективным, поскольку позволяет повысить добычу нефти более чем на 10% и удерживать до 50% закачанного CO_2 в пласте, одновременно выступая инструментом декарбонизации. Около 34% улавливаемого CO_2 в мире направляется на процессы EOR/EGR, что соответствует целям устойчивого развития (ЦУР 13).

CO_2 обладает высокой растворимостью в нефти и ограниченной растворимостью в воде, что обеспечивает более высокую нефтеотдачу по сравнению с полимерным заводнением. Однако в трещиноватых и неоднородных пластах возникают проблемы: высокая подвижность газа, неравномерное распределение и ранний прорыв, что снижает эффективность метода [6–7].

Одним из решений является применение CO_2/пены, которая увеличивает кажущуюся вязкость газа и уменьшает его подвижность [5]. Недостатком остается низкая стабильность пены при высоких температурах и в присутствии сырой нефти. В этой связи все большее внимание уделяется наночастицам, способным повышать стабильность газовых пен и эмульсий в экстремальных условиях коллектора [8–13].

Для повышения эффективности CO_2-заводнения требуется комплексное исследование свойств пен на основе ПАВ, модифицированных наночастицами, и моделирование их влияния на нефтеотдачу в условиях реальных резервуаров.

Закачка смешивающегося диоксида углерода (CO_2) является одним из наиболее распространенных и перспективных методов увеличения нефтеотдачи пласта (МУН), широко применяемым уже более сорока лет. К факторам, влияющим на эффективность закачки CO_2 как метода повышения нефтеотдачи пласта, относятся способность к достижению многократной смешиваемости при контакте и низкая растворимость в воде, что обеспечивает более высокий коэффициент извлечения нефти по сравнению с заводнением водой. Другими благоприятными факторами, делающими CO_2 подходящим выбором для повышения нефтеотдачи пласта, являются снижение вязкости сырой нефти, набухание нефти, испарение более тяжелых компонентов нефти при контакте с газовой фазой и снижение межфазного натяжения (IFT) сырой нефти за счет растворенного в нефти газообразного CO_2. Однако метод повышения нефтеотдачи пласта с помощью CO_2 имеет ряд внутренних (присущих) ограничений, главным образом из-за его очень низкой вязкости по сравнению с большинством видов сырой нефти, встречающихся в подземных (пластовых) формациях. Низкая вязкость и плотность CO_2 может привести к серьезным проблемам с контролем подвижности, таким как вязкостная пальцеобразная структура и образование каналов, тенденция к гравитационному обгону CO_2, преимущественный поток газа через высокопроницаемые каналы и нестабильное перемещение фронта. В результате может произойти ранний прорыв газа, который является потенциальной причиной неудачи проекта повышения нефтеотдачи пласта, особенно в коллекторах, содер-

жащих вязкую сырую нефть. Ряд исследователей разработали и внедрили гибридные методы повышения нефтеотдачи пласта на основе CO_2, такие как пенообразование, для преодоления проблем с подвижностью, связанных с закачкой CO_2, и для повышения коэффициента извлечения остаточной нефти. Во время пенообразования газообразный CO_2 превращается в вязкую пену под высоким давлением и при высокой скорости сдвига, а затем закачивается в пласт для повышения кажущейся вязкости газа и снижения его подвижности за счет иммобилизации большого объема газа внутри пор [14].

Улучшение пенообразования обычно достигается с помощью химических агентов. Поверхностно-активные вещества (ПАВ), такие как альфа-олефинсульфонаты (AOS), додецилсульфат натрия (SDS), додецилтриметиламмоний бромид (DTAB), цетилтриметиламмоний бромид (CTAB), полиоксиэтилен-23 лаурил эфир (Brij 35), полиоксиэтилен-20 цетил эфир (Brij 58), полиоксиэтилен сорбитан монолаурат (Tween 20) и полиоксиэтилен сорбитан монопальмитат (Tween 40), широко используются для образования и стабилизации пены [15–18]. Этот подход известен как пенообразование с помощью ПАВ (или стабилизированное ПАВ). Образовавшаяся пена улучшает нефтеотдачу за счет снижения подвижности газовой фазы посредством образования ламелей в водной фазе [19].

Суровые условия в пластах, такие как высокое давление, высокая температура и высокая соленость, могут оказывать негативное влияние на эффективность пены на основе ПАВ. В таких условиях ПАВ склонны к большей адсорбции на поверхности породы и могут потерять способность поддерживать стабильность пены. Поэтому для повышения качества и стабильности пены рассматриваются различные подходы. В течение последних нескольких лет широко изучалось применение наночастиц (НЧ) с целью повышения эффективности пенообразования на основе ПАВ в пластах. Они покрывают частицы ПАВ подобно щиту, что приводит к укреплению пузырьков пены. Кроме того, наночастицы уменьшают адсорбцию ПАВ на породе, что может повысить стабильность пены и замедлить ее разрушение. Кроме того, наночастицы играют ключевую роль в повышении вязкости пены. Из-за высокой вязкости нефти в пластах увеличение вязкости пены, стабилизированной наножидкостью, влияет на коэффициент подвижности и улучшает нефтеотдачу. Следовательно, сочетание ПАВ и наночастиц является эффективным способом повышения применимости пены.

Устойчивость пены играет решающую роль в повышении нефтеотдачи пластов, особенно в высокопроницаемых коллекторах, где пена может помочь контролировать подвижность газа и тем самым повысить эффективность отбора. На устойчивость пены влияют различные факторы, включая выбор ПАВ, его концентрацию, температуру пласта, давление, соленость и наличие нефти. В последние годы наночастицы стали перспективным кандидатом на роль стабилизаторов пены при повышении нефтеотдачи пластов. Благодаря своим уникальным свойствам, таким как высокотемпературная стабильность и низкая адсорбция на поверхности горных пород, наночастицы могут значительно повысить устойчивость пены в суровых пластовых условиях.

Стабильность пены с использованием наночастиц (NAF) зависит от ряда факторов, таких как тип наночастиц, их концентрация, степень гидрофобности, соленость, жесткость, температура и скорость закачки. Для получения стабильных пен использовались различные наночастицы, включая SiO_2, Al_2O_3, TiO_2, Fe_3O_4 и CuO [20–23], из которых SiO_2 является наиболее распространенной и основным объектом нашего исследования. В большинстве исследований использовались наночастицы кремнезема из-за их гидрофильной природы, низкой токсичности и высокой растворимости в воде. ПАВ часто используются для повышения дисперсности и стабильности наножидкостей. Добавление определенных ПАВ в наножидкость может значительно снизить степень агрегации наночастиц.

Стабильность пены оценивается с помощью статических испытаний, таких как пенообразующая способность и измерение изменения высоты пены с течением времени. Измеренное время, за которое объем или высота пены уменьшается до половины, называется периодом полураспада. Изменение подвижности газа как основная цель пенообразования обычно изме-

ряется параметром, называемым коэффициентом снижения подвижности (MRF). Изменение перепада давления вдоль пористой среды во время закачки пены является индикатором MRF. Эффективность пены оценивалась с помощью MRF, который показан в уравнении 1:

$$MRF = \frac{\left(\frac{KA\Delta P}{QL}\right)_{(f)}}{\left(\frac{KA\Delta P}{QL}\right)_{(g)}} = \frac{\Delta P_f}{\Delta P_g} \quad (1)$$

где K – абсолютная проницаемость, A – площадь поперечного сечения керна, Q – расход, L – длина керна, ΔPf – перепад давления в керне во время закачки пены, а ΔPg – перепад давления в керне во время закачки газа. MRF рассчитывается путем измерения и сравнения перепада давления вдоль керна во время заводнения поверхностно-активным веществом, или пеной, стабилизированной наножидкостью, или без пены (заводнение рассолом или газом) при одинаковой скорости закачки. Эффективность пены выше при более высоком MRF благодаря контролю подвижности и раннего прорыва. Обзор предыдущих исследований показал, что добавление наночастиц улучшает стабильность пены/время полураспада пены и MRF [23–25].

В отличие от ранее опубликованных работ, в которых преимущественно рассматриваются отдельные аспекты влияния наночастиц на устойчивость пен, в настоящем исследовании реализован комплексный коллоидно-химический подход к анализу систем ПАВ–SiO_2. Проведено одновременное изучение межфазных (поверхностное натяжение), объемных (размер частиц, дзета-потенциал) и реологических характеристик адсорбционных слоев. Установлена взаимосвязь между структурой адсорбционного слоя, величиной дзета-потенциала и устойчивостью пены. Дополнительно предложен подход к количественной оценке влияния наночастиц на параметры пенообразования (период полураспада и коэффициент снижения подвижности, MRF), что расширяет представления о механизмах стабилизации пен в условиях, приближенных к пластовым. Таким образом, настоящая работа направлена на комплексное изучение взаимосвязи межфазных, коллоидных и реологических свойств систем ПАВ–SiO_2 и их влияния на эффективность процессов повышения нефтеотдачи.

Материалы

В работе использованы поверхностно-активные вещества (ПАВ) различной природы: анионные (SDS), катионные (CTAB) и неионогенные (Tween, Brij). В качестве наностабилизатора применялись наночастицы диоксида кремния (SiO_2). В качестве электролита использовали раствор NaCl заданной концентрации. Все реагенты имели аналитическую степень чистоты и использовались без дополнительной очистки. Для приготовления растворов применялась деионизированная вода.

Приготовление систем

Растворы ПАВ готовили в диапазоне концентраций ниже и выше критической мицеллообразующей концентрации. Наночастицы SiO_2 вводили в растворы ПАВ при постоянном перемешивании до получения устойчивых дисперсий. Концентрация наночастиц составляла 0.1 мас. %. Перед измерениями системы выдерживали до достижения равновесного состояния.

Методы

Определение поверхностного натяжения

Динамическое поверхностное натяжение измеряли методом максимального давления пузырька (PAT-1). Измерения проводились при температуре (25 ± 1 °C).

Исследование реологических свойств адсорбционных слоев

Дилатационные реологические свойства (упругость и вязкость) адсорбционного слоя исследовали методом гармонических колебаний площади поверхности.

Определение дзета-потенциала и размера частиц

Размер частиц и дзета-потенциал определяли методом динамического рассеяния света в приборе Winner 901 Zeta Potential NanoParticle Size Analyzer. Измерения проводились при различных значениях pH и ионной силы среды.

Оценка устойчивости пены

Устойчивость пены оценивали по изменению высоты пены во времени. В качестве характеристики использовали период полураспада пены.

Исследования проводились при температуре 25 ± 1 °C. Ионная сила среды регулировалась добавлением NaCl (0.1 M). Значение pH варьировалось в зависимости от состава системы и контролировалось в процессе эксперимента. Все измерения проводились не менее чем в трех повторностях.

Результаты и обсуждение

Ископаемые виды топлива, особенно нефть и газ, остаются основными источниками энергии для удовлетворения мирового потребления энергии. Однако многие месторождения достигли или приближаются к остаточной нефтенасыщенности, что приводит к снижению добычи нефти. В ответ на эту проблему были разработаны методы повышения нефтеотдачи пласта. Например, закачка газа как МУН показала свою перспективность в снижении остаточной нефти и увеличении нефтеотдачи. Однако этому методу противостоят такие проблемы, как преждевременный прорыв газа, вязкостное пальцеобразование и гравитационная сегрегация, что приводит к снижению эффективности охвата пласта.

Для решения этих проблем широко используется технология пенообразования, которая помогает повысить нефтеотдачу за счет увеличения эффективности охвата в высокопроницаемых зонах. Образование пены с участием ПАВ называется пенообразованием с помощью ПАВ или пеной, стабилизированной ПАВ (SF). SF повышает нефтеотдачу за счет снижения подвижности закачиваемого газа, такого как CO_2, посредством образования стабильных ламелей в водной фазе. Однако пены на основе CO_2 могут разрушаться в суровых пластовых условиях, что ограничивает их долгосрочную эффективность. Чтобы преодолеть ограничения традиционных методов SF, исследователи изучили возможность использования наночастиц для стабилизации пен и достижения более высокой нефтеотдачи. Наночастицы способны адсорбироваться на межфазной границе раздела CO_2-раствор из-за разницы зарядов по сравнению с ПАВ, что повышает стабильность пены. Исследования показали, что пена, стабилизированная наночастицами, характеризуется повышенной устойчивостью к разрушению в сложных пластовых условиях.

На первом этапе этого исследования основным вопросом была возможность использования пены, стабилизированной наночастицами, для контроля прорыва газа в неоднородных пластах. На основе обобщения экспериментальных данных и литературных источников установлено, что применение NAF увеличивает вязкость пены, что отражается в коэффициенте подвижности и стабильности пены, что отражается в периоде полураспада. Приведенные ниже кривые демонстрируют влияние концентрации наночастиц на эти два параметра.

Чтобы учесть влияние NAF, мы ввели два множителя, которые учитывают влияние концентрации наночастиц на период полураспада и MRF. Необработанные лабораторные данные были собраны и проанализированы для разработки этих множителей, как показано на рисунке 1. Во время моделирования закачки пены множители периода полураспада и MRF прогнозируются для каждого этапа на основе концентрации наночастиц. Затем эти множители умножаются на соответствующие значения периода полураспада и MRF, чтобы учесть влияние наночастиц на эффективность SF. Обновленные значения затем используются для моделирования NAF.

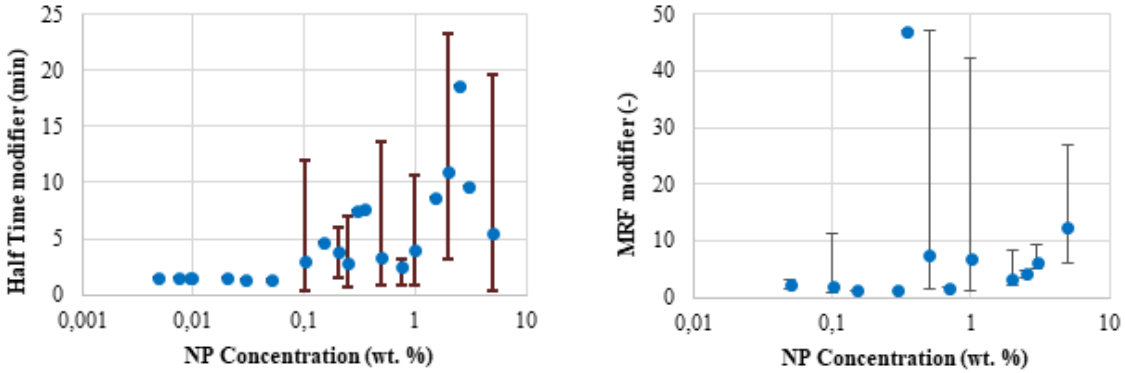


Рисунок 1 – Данные модификаторов периода полураспада
и MRF для пенообразования с использованием наночастиц:
(a) модификатор периода полураспада и (b) модификатор MRF

На основе экспериментальных данных были разработаны модели, демонстрирующие взаимосвязь между периодом полураспада и коэффициентом подвижности как функцию концентрации наночастиц. Проведено численное моделирование для анализа влияния этих улучшений на практические параметры, такие как время прорыва и коэффициент извлечения, при различных уровнях неоднородности. Результаты показывают, что преимущества пены, стабилизированной наночастицами, более выражены в неоднородных пластах. Например, следующий график иллюстрирует коэффициент извлечения как для однородных (STD = 0), так и для неоднородных (STD = 0.05) пластов. Добавление NAF значительно повышает извлечение из неоднородного пласта.

Этот эффект проиллюстрирован на рисунке 2, который отображает распределение газа в неоднородном пласте во время закачки газа для повышения нефтеотдачи с использованием различных типов пены. Очевидно, что пена, стабилизированная наночастицами, способствует более равномерному движению газа и задерживает прорыв.

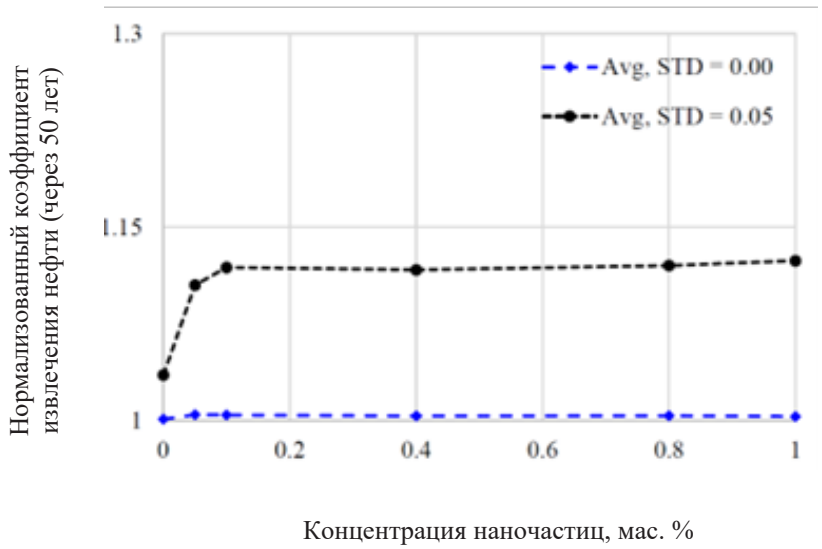


Рисунок 2 – Распределение газа в неоднородном пласте во время закачки газа
для повышения нефтеотдачи с использованием различных типов пены

Модель пласта

Для моделирования используется четверть 5-точечной схемы закачки, как показано на рисунке 3. Свойства пласта приведены в таблице 1. Для моделирования закачки пены были рассмотрены две нагнетательные скважины: одна для закачки газа и одна для закачки воды. В нагнетательной скважине вода смешивается с ПАВ. На рисунке 4 показаны исходные кривые относительной проницаемости без учета эффекта пены (MRF = 1).

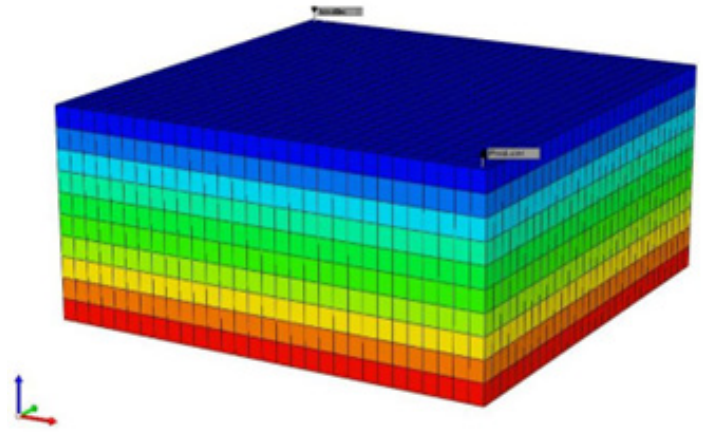


Рисунок 3 – Схема синтетической модели пласта (одна четверть 5-точечной модели), включающая два нагнетателя (нагнетатели воды и газа) и один добывающий колодец в углу модели

Таблица 1 – Характеристики синтетической модели пласта

Параметр	Значение
Количество блоков сетки (Nx, Ny, Nz)	30, 30, 10
Размер блока сетки (Δx, Δy, Δz) (ft)	50, 50, 10
Длина (фут)	5000
Высота (фут)	100
Вертикальная проницаемость (мД)	0.1Kh
Горизонтальная проницаемость (мД)	Kh
(cP)	1.13
(cP)	0.5
(фунт/фут3)	60
(фунт/фут3)	68
Пористость (доля)	0.125
Начальное давление в пласте (psi)	2900
Давление на забое добывающей скважины (psi)	2610
Скорость закачки газа (фут3/день)	706293
Скорость закачки воды (баррель/день)	6290
Продолжительность закачки (годы)	50

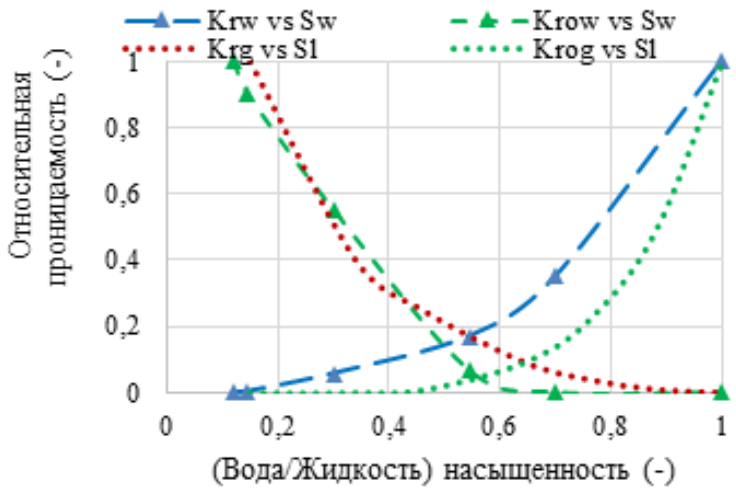


Рисунок 4 – Кривые относительной проницаемости (MRF = 1), K_{rw}: относительная проницаемость воды, K_{row}: относительная проницаемость нефти в присутствии воды, K_{rg}: относительная проницаемость газа, K_{rog}: относительная проницаемость нефти в присутствии газа, S_w: насыщенность водой и S_l: насыщенность жидкостью

Таким образом, было проведено симуляционное исследование и анализ вытеснения нефти с использованием методов повышения нефтеотдачи, таких как закачка газа, в вертикальных/площадных неоднородных коллекторах, а также влияние контроля подвижности на нефтеотдачу.

В настоящее время растет интерес к композиционным материалам, которые могут эффективно модифицировать практические свойства многочисленных видов дисперсных систем жидкостей, широко используемых во многих отраслях промышленности. К ним относятся пены различного качества и стабильности. Стабильность пен может быть обеспечена композициями ПАВ с природными и синтетическими высокомолекулярными веществами [15] и частицами [26]. Пены, стабилизированные частицами, могут быть использованы в различных промышленных и технологических областях, таких как химическое повышение нефтеотдачи пласта, флотация минералов и пищевая промышленность [27].

Повышение нефтеотдачи пластов является реальной проблемой в мировой нефтяной промышленности из-за снижения добычи нефти на многих месторождениях. Поэтому применяются различные эффективные методы повышения нефтеотдачи пласта, включая закачку газа [21, 28–30]. В этом случае закачивается пена, которая увеличивает кажущуюся вязкость газа, тем самым снижая его подвижность в порах. Однако практическое применение МУН на основе пены показывает ограничения в нефтяных средах, вызванные быстрой дестабилизацией пены при повышенных температурах, что снижает ее эффективность.

Для устранения этого ограничения и развития в области повышения нефтеотдачи пластов в настоящем исследовании изучаются новые подходы к повышению стабильности газовых пен. В частности, исследование посвящено включению наночастиц в качестве потенциальных стабилизаторов пены [21, 30–32]. Наночастицы обладают присущими им свойствами, такими как химическая стабильность и низкая адсорбция на минеральных поверхностях, что делает их привлекательными кандидатами для получения высокостабильных пен.

Более того, эти особые свойства расширяют возможности их использования в технологических областях, выходящих за рамки повышения нефтеотдачи. Стабильные газовые пены и эмульсии имеют широкий спектр применения, включая восстановление недр, улавливание и хранение углерода и даже применение в пищевой и косметической промышленности.

На рисунке 5 показана динамика изменения поверхностного натяжения (γ) водных растворов с течением времени. Исследование поверхностных свойств растворов поверхностно-

активных веществ проводилось в контролируемых условиях. Измерения динамического поверхностного натяжения выполнялись при температуре (25 ± 1) °C. Концентрация SDS и смеси SDS с наночастицами SiO_2 варьировалась в диапазоне от 0.33 до 2 мМ, включая области ниже и выше критической мицеллообразующей концентрации. Ионная сила среды регулировалась добавлением раствора NaCl (0.1 М). Для исследования влияния наночастиц использовались системы ПАВ–SiO_2 с фиксированной концентрацией наночастиц 0.1 мас. %. Перед проведением измерений растворы выдерживались до достижения равновесного состояния. Измерения проводились не менее чем в трех повторностях, и приведенные значения являются усредненными.

Снижение поверхностного натяжения с течением времени свидетельствует об адсорбции молекул SDS и композитов SDS-SiO_2 на границе раздела вода/воздух. Это приводит к уменьшению поверхностной энергии системы. Более быстрое и выраженное снижение поверхностного натяжения в смесях SDS-SiO_2 по сравнению с чистым SDS указывает на синергетический эффект. Наночастицы SiO_2, вероятно, изменяют структуру адсорбционного слоя или увеличивают эффективную концентрацию поверхностно-активных компонентов, способствуя более эффективной адсорбции SDS. Более высокие концентрации SDS обеспечивают большее количество адсорбированных молекул, что приводит к более быстрому и значительному снижению поверхностного натяжения как для чистого SDS, так и для смесей с наночастицами.

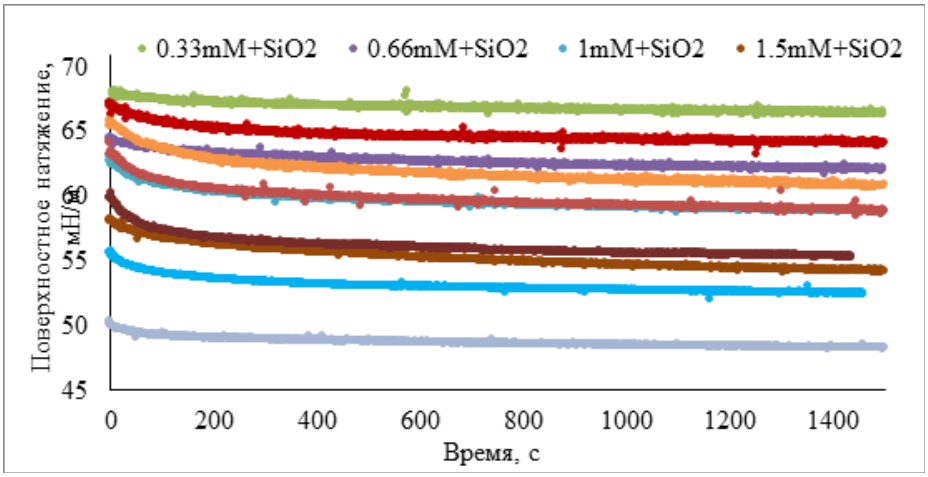


Рисунок 5 – Кинетика изменения динамического поверхностного натяжения для растворов SDS и композитной системы SDS–SiO_2 при различных концентрациях ПАВ. Линии соответствуют: светло-зеленая линия – SDS + SiO_2 (0.33 мМ), фиолетовая линия – SDS + SiO_2 (0.66 мМ), голубая линия – SDS + SiO_2 (1 мМ), коричневая линия – SDS + SiO_2 (1.5 мМ), светло-голубая линия – SDS + SiO_2 (2 мМ), красная линия – SDS (0.33 мМ), оранжевая линия – SDS (0.66 мМ), темно-голубая линия – SDS (1 мМ), бордовая линия – SDS (1.5 мМ)

На рисунках 6 и 7 показаны вязкоупругие свойства адсорбционного слоя композита SDS-SiO_2. Эти характеристики адсорбционных слоев ПАВ играют важную роль в стабильности пены, так как позволяют им противостоять разрушению под действием внешних сил и сохранять свою структуру в течение длительного времени.

Добавление наночастиц SiO_2 в раствор SDS приводит к увеличению как дилатационной упругости, так и дилатационной вязкости адсорбционного слоя. Увеличение вязкоупругости адсорбционного слоя в присутствии наночастиц SiO_2 может способствовать повышению стабильности пен, используемых в методах повышения нефтеотдачи пластов. Более устойчивые пены могут более эффективно блокировать высокопроницаемые зоны пласта, улучшая охват пласта вытесняющей жидкостью и повышая коэффициент извлечения нефти.

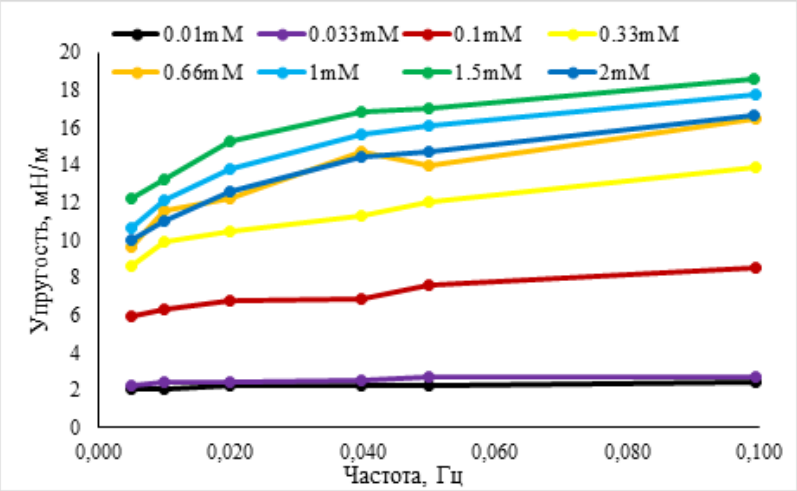


Рисунок 6 – Зависимость дилатационной упругости
от частоты гармонических колебаний композита SDS-SiO_2 (0.1 %)

Результаты других исследований подтверждают, что добавление наночастиц в растворы ПАВ может приводить к увеличению вязкоупругости адсорбционных слоев и повышению стабильности пены. Например, в работе [33] было показано, что добавление наночастиц кремнезема к растворам анионного ПАВ приводит к значительному увеличению дилатационной упругости и модуля упругости пен. Авторы объясняют этот эффект образованием более прочной и структурированной сети на границе раздела газ –жидкость в присутствии наночастиц.

При достижении определенной концентрации SDS (в нашем случае около 2 мМ) поверхность может стать перенасыщенной молекулами ПАВ. Дальнейшее увеличение концентрации может привести к образованию мицелл или других агрегатов в основной части раствора, а не к дополнительной адсорбции на поверхности. Это может снизить плотность упаковки молекул в адсорбционном слое и, как следствие, уменьшить его эластичность и вязкость.

При высоких концентрациях SDS возможно изменение конформации молекул ПАВ в адсорбционном слое, что может повлиять на его механические свойства. Например, молекулы могут более интенсивно взаимодействовать друг с другом, образуя менее упорядоченные структуры, что приведет к снижению эластичности и вязкости.

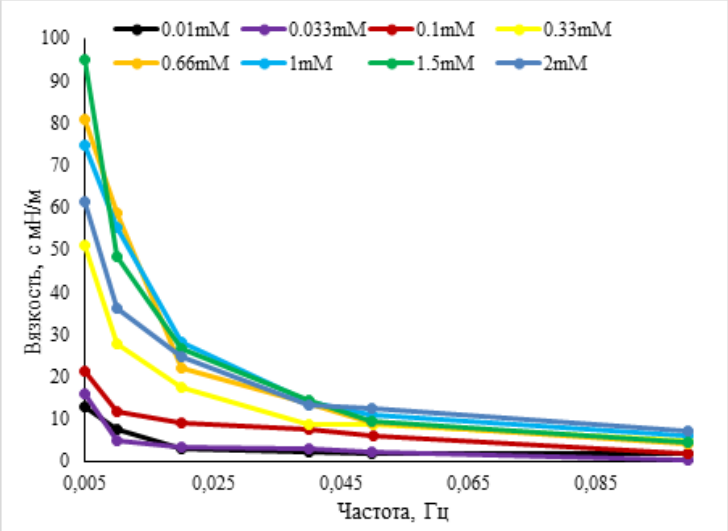


Рисунок 7 – Зависимость дилатационной вязкости
от частоты гармонических колебаний системы SDS-SiO_2 (0.1 %)

Рисунок 8 помогает понять, как изменение концентрации ПАВ влияет на структуру адсорбционного слоя и взаимодействие с наночастицами. При низких концентрациях ПАВ взаимодействие наночастиц с адсорбционным слоем может быть слабым. С увеличением концентрации ПАВ и образованием более плотного адсорбционного слоя взаимодействие наночастиц с ПАВ усиливается, и они могут встраиваться в адсорбционный слой или связываться с ним. При достижении КМЦ молекулы ПАВ начинают агрегировать в основной массе раствора, образуя мицеллы. Это может ограничить дальнейшую адсорбцию ПАВ на границе раздела фаз.

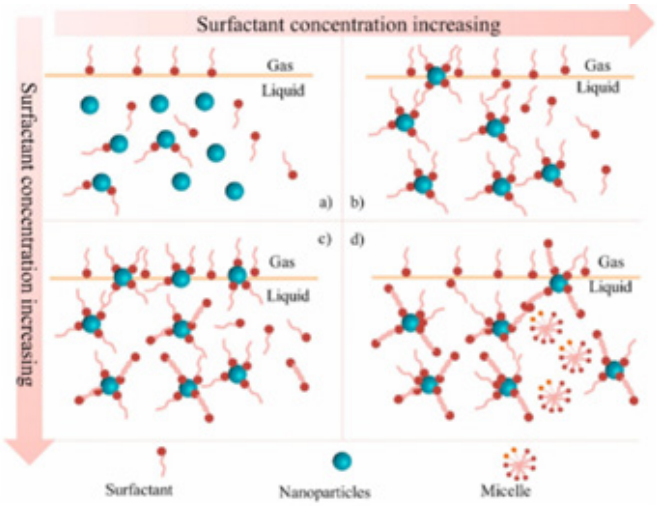


Рисунок 8 – Влияние увеличения концентрации ПАВ на адсорбцию ПАВ и наночастиц на границе раздела фаз

Таким образом, изучены поверхностно-активные свойства (поверхностное натяжение, дилатационная упругость и вязкость) ПАВ, наночастиц и их ПАВ-композитов на границе раздела фаз вода/воздух в зависимости от природы ПАВ (катионные, анионные и неионогенные ПАВ). Определен диапазон концентраций ПАВ, при которых поверхностно-активные свойства композитов проявляются в максимальной степени.

Одним из параметров, влияющих на коллоидные системы, такие как стабилизированная наночастицами пена, является заряд поверхности частиц, который можно проанализировать с помощью измерения дзета-потенциала. Молекулярное взаимодействие между различными поверхностями, находящимися в контакте друг с другом, создает электрический потенциал, известный как дзета-потенциал. Huo и др. [34] исследовали влияние дзета-потенциала на стабильность пены, содержащей наночастицы (Al_2O_3, ZrO_2) и ПАВ (SDS, CTAB). Согласно их результатам, абсолютное значение дзета-потенциала в диапазоне от 30 до 40 мВ служит порогом между стабильностью и нестабильностью пены. Они отметили, что стабильность пены снижается, когда потенциал превышает 40 мВ, из-за образования сильных отталкивающих сил. В другом исследовании Li и др. [35] оценили дзета-потенциал модифицированных многостенных углеродных нанотрубок (МСУНТ) в присутствии анионных, неионных и катионных ПАВ. Результаты показали, что более высокая абсолютная величина дзета-потенциала повышает стабильность пены. Также отмечается, что модифицированные МСУНТ с катионным ПАВ CTAB демонстрировали повышенную устойчивость пены по сравнению с анионным ПАВ SDS и неионным ПАВ OP-10, что объясняется электростатическим отталкиванием. Однако Wang и др. [36] обнаружили, что, хотя дзета-потенциал увеличивается с ростом концентрации наночастиц SiO_2, устойчивость пены не увеличивается равномерно с ростом концентрации наночастиц SiO_2. В исследовании Yekeen и др. [37] электростатическое поглощение играет более важную роль в снижении поверхностного натяжения и повышении устойчивости пены в суспензиях, содержащих наночастицы и поверхностно-активные вещества, по сравнению с электростатическим отталкиванием.

С увеличением концентрации SDS наблюдается увеличение абсолютного значения дзета-потенциала (рисунки 9) как для чистого SDS, так и для композита SDS-SiO_2. Это объясняется тем, что при более высоких концентрациях на поверхности частиц адсорбируется больше ионов SDS, что увеличивает их общий отрицательный заряд.

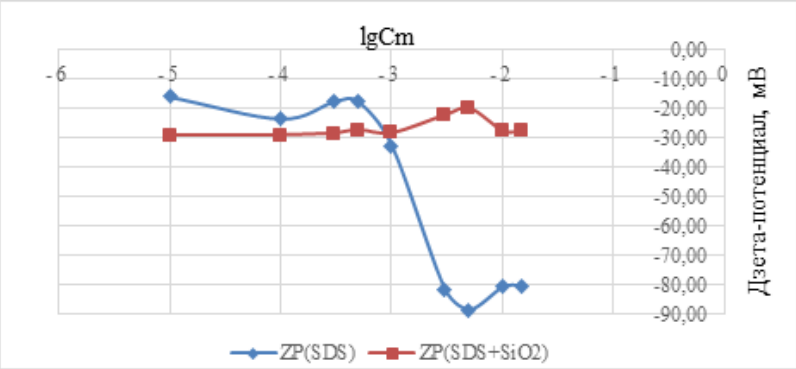


Рисунок 9 – График зависимости значений дзета-потенциала
от концентрации ПАВ (SDS и в системе SDS-SiO_2 (0.1 масс. %))

При одинаковых концентрациях SDS композит SDS-SiO_2 демонстрирует более высокие абсолютные значения дзета-потенциала по сравнению с чистым SDS. Это говорит о том, что добавление наночастиц SiO_2 в раствор SDS приводит к увеличению отрицательного заряда поверхности частиц, что объясняется отрицательным зарядом нанокремнезема.

Высокая стабильность композитной дисперсии SDS-SiO_2 положительно влияет на свойства пен, сформированных на ее основе. Стабильные дисперсии способствуют образованию более однородных и мелких пузырьков пены, что позволяет улучшить ее текстуру и реологические свойства. Кроме того, электростатическое отталкивание между частицами композита может предотвратить их коалесценцию в пенные пленки, что повышает стабильность пены.

На рисунке 10 показана зависимость pH раствора от логарифма концентрации (lgCm) для SDS и системы SDS с наночастицами кремнезема (SDS-SiO_2). Для обеих систем наблюдается изменение pH с увеличением концентрации ПАВ. В области низких концентраций pH остается относительно постоянным, затем снижается. Добавление наночастиц кремнезема к SDS приводит к снижению pH раствора во всем диапазоне концентраций по сравнению с чистым SDS. Это связано с тем, что наночастицы SiO_2, особенно в коллоидных растворах, обладают кислотными поверхностными свойствами из-за наличия силанольных групп (Si-OH). Эти группы могут диссоциировать в растворе, высвобождая протоны (H+) и понижая pH. Аналогичная картина наблюдается на рисунке 11.

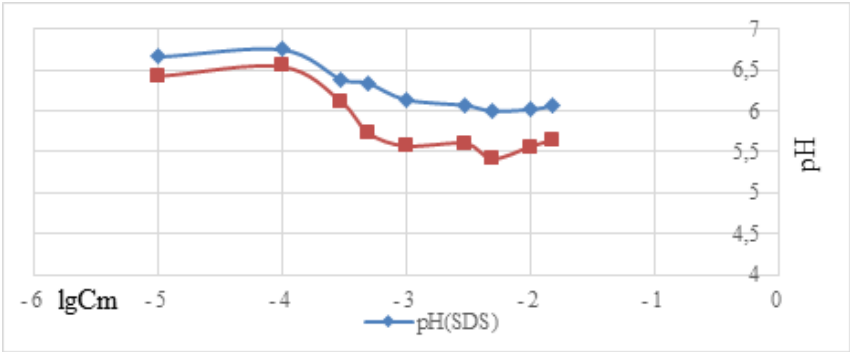


Рисунок 10 – pH бинарной системы SDS-SiO_2 при фиксированной
концентрации SiO_2 0.1 масс. % в присутствии 0.1 M NaCl

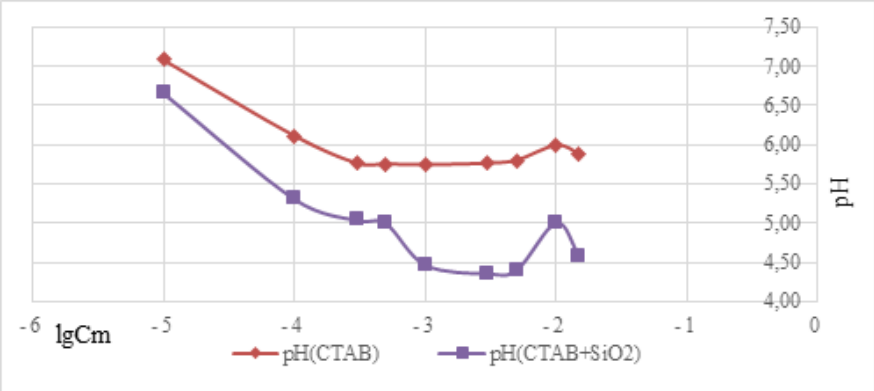


Рисунок 11 – pH CTAB и бинарной системы CTAB-SiO2 при фиксированной концентрации SiO2 0.1 масс. % в присутствии 0.1 M NaCl

Таким образом, были изучены особенности и свойства ПАВ, наночастиц и их композитов в массе в зависимости от различных факторов, таких как соленость, pH и различная природа ПАВ. Исследованы размеры (распределение размеров по интенсивности) и заряд (дзета-потенциал) ПАВ, наночастиц и их композитов в зависимости от присутствия NaCl и при различных pH, а также композитов с ПАВ различной природы (катионные, анионные и неионогенные ПАВ). Установлено, что с увеличением концентрации ПАВ размеры композитов уменьшаются. Полученные результаты по исследованию объемных свойств коррелируют с результатами по исследованию поверхностного натяжения и дилатационной реологии.

На рисунке 12 показана зависимость устойчивости пены от логарифма концентрации (lgCm) для двух систем: SDS и SDS-SiO_2.

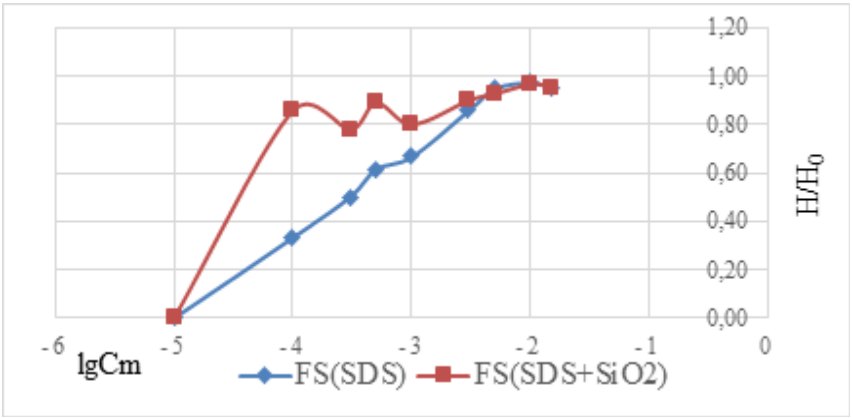


Рисунок 12 – Влияние концентрации SDS
(в системе SDS и SDS-SiO_2 (0.1 масс. %)) на стабильность пены

Для системы SDS-SiO_2 наблюдается увеличение устойчивости пены с ростом концентрации ПАВ. Это объясняется тем, что при более высоких концентрациях увеличивается количество молекул, адсорбированных на поверхности пузырьков. Это приводит к снижению поверхностного натяжения и повышению поверхностной активности, что способствует образованию более мелких и стабильных пузырьков. Кроме того, адсорбция молекул ПАВ на границе раздела газ – жидкость приводит к образованию адсорбционных слоев, которые препятствуют коалесценции пузырьков.

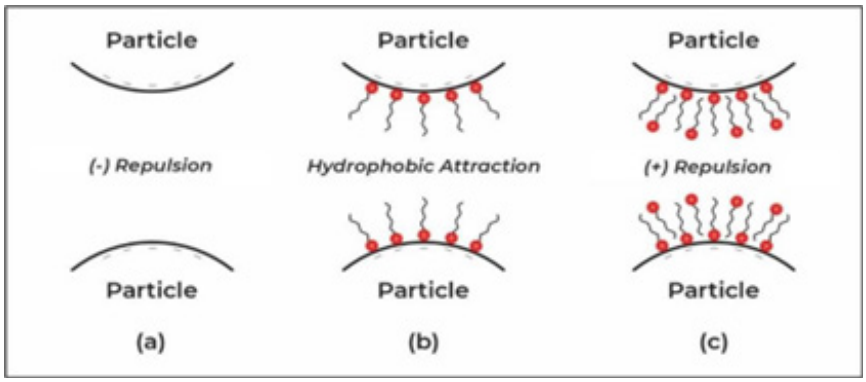


Рисунок 13 – Поведение пары частиц кремнезема на различных стадиях адсорбции ПАВ: (а) в отсутствие ПАВ; (б) при монослойной адсорбции; (в) при бислойной адсорбции

С увеличением концентрации ПАВ эти слои становятся плотнее и прочнее, что повышает стабильность пены (рисунок 13). Молекулы ПАВ, адсорбированные на поверхности пузырьков, могут замедлять процесс вытекания жидкости из пены, что также способствует ее стабилизации.

Заключение

Проведенное исследование позволило комплексно оценить роль наночастиц диоксида кремния в стабилизации газовых пен на основе поверхностно-активных веществ и определить ключевые коллоидно-химические механизмы, влияющие на повышение нефтеотдачи пластов. Показано, что внедрение наночастиц в ПАВ-системы существенно изменяет межфазные свойства: усиливает дилатационную упругость и вязкость адсорбционных слоев, увеличивает дзета-потенциал и способствует формированию более структурированных межфазных пленок. Эти эффекты приводят к снижению поверхностного натяжения, уменьшению размера пузырьков и замедлению процессов коалесценции, что в совокупности обеспечивает значительное повышение устойчивости пены.

Экспериментальные данные подтверждают, что стабилизированные наночастицами пены способны сохранять структуру в условиях, характерных для нефтяных пластов, таких как высокая температура, соленость и давление. Смесь ПАВ демонстрируют различную степень вовлечения наночастиц в адсорбционные процессы, что подчеркивает важность рационального выбора ПАВ при создании эффективных композитов.

Результаты симуляционного моделирования показали, что использование пены, стабилизированной наночастицами, приводит к увеличению коэффициента снижения подвижности, задержке газового прорыва и значительному повышению охвата пласта вытесняющим агентом. Особенно заметен эффект в неоднородных коллекторах, где традиционные методы МУН ограничены из-за зон с высокой проницаемостью.

Таким образом, разработанные композиционные пены представляют собой перспективные материалы для повышения нефтеотдачи, а их применение может обеспечить значительный прирост добычи на месторождениях с осложненными фильтрационными условиями.

Информация о финансировании. Работа проводится в рамках проекта AP23488132 «Разработка нового научно обоснованного подхода к улучшению хранения CO_2 с использованием нанофлюидов для декарбонизации».

ЛИТЕРАТУРА

1 Fakoya, M. F., Shah, S. N. Emergence of nanotechnology in the oil and gas industry: Emphasis on the application of silica nanoparticles. Petroleum, 3(4), 391– 405 (2017).

2 Hoefner, M.L., Evans, E.M., Buckles, J.J., Jones, T.A. CO_2 foam: results from four developmental field trials. SPEREE, 10 (4), 273-281 (1995).

3 Friedmann, F., Hughes, T.L., Smith, M.E., Hild, G.P., Wilson, A., Davies, S.N., Development and testing of a foam-gel technology to improve conformance of the Rangely CO_2 flood. SPEREE, 2 (1), 4-13 (1999).

4 Hematpour, H., Arabjamloei, R., Nematzadeh, M., Esmaili, H., Mardi, M. An experimental investigation of surfactant flooding efficiency in low viscosity oil using a glass micromodel. Energy Sources Part A: Recov. Util. Environ. Effects, 34(19), 1745–1758 (2012).

5 Sanz, C.A., Pope, G.A. Alcohol-free chemical flooding: from surfactant screening to coreflood design. SPE Paper No. 28956. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, 14–17 Feb. (1995).

6 Djabbarah, N.F., Weber, S.L., Freeman, D.C., Muscatello J.A., Ashbaugh J.P., Covington, T.E. Laboratory design and field demonstration of steam diversion with foam. Paper 20067 Presented at the SPE California Regional Meeting, 4-6 April, Ventura, CA. (1990).

7 Patzek, T.W., Koinis, M.T. Kern river steam-foam pilots. JPT, 42 (4), 496-503.

8 Almahfood, M., Bai, B. The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications. Journal of Petroleum Science and Engineering, 171, 196-210, (2018).

9 Fakoya, M. F., Shah, S. N. Emergence of nanotechnology in the oil and gas industry: Emphasis on the application of silica nanoparticles. Petroleum, 3(4), 391-405, (2017).

10 Wasan, D. T., Nikolov, A.D. Spreading of nanofluids on solids. Nature, 423(6936), 156, 2003.

11 Esmaeilzadeh, P., Hosseinpour, N., Bahramian, A., Fakhroueian, Z., Arya, S. Effect of ZrO2 nanoparticles on the interfacial behavior of surfactant solutions at air–water and n-heptane–water interfaces. Fluid Phase Equilib, 361, 289–295 (2014).

12 Li, X., Murray, B.S., Yang, Y., Sarkar, A. Egg white protein microgels as aqueous Pickering foam stabilizers: Bubble stability and interfacial properties. Food Hydrocolloids, 98, 105292 (2020).

13 Wang, G., Wang, K, Lu, C., Wang, Y. Preparation and Foam Properties of Janus Particles. Chemical Journal of Chinese Universities, 39(5), 990-995 (2018).

14 Issakhov, M., Shakeel, M., Pourafshary, P., Aidarova, S., Sharipova, A. Hybrid surfactant-nanoparticles assisted CO_2 foam flooding for improved foam stability: A review of principles and applications. Petroleum Research, 7(2), 186-203 (2022).

15 Adkins, S.S., Gohil, D., Dickson, J.L., Webber, S.E., Johnston, K.P. Water-in-carbon dioxide emulsions stabilized with hydrophobic silica particles. Physical Chemistry Chemical Physics, 9, 633–634 (2007).

16 Belhaij, A., AlQuraishi, A. Al-Mahdy, O. Foamability and foam stability of several surfactants solutions: the role of screening and flooding. In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, SPE-172185 (2014).

17 Petkova, B., Tcholakova, S., Chenkova, M., Golemanov, K., Denkov, N., Thorley, D. Stoyanov, S. Foamability of aqueous solutions: Role of surfactant type and concentration. Advances in colloid and interface science, 276, 102084 (2020).

18 Skauge, A., Solbakken, J., Ormehaug, P.A., Aarra, M.G. Foam generation, propagation and stability in porous medium. Transport in Porous Media, 131(1), 5-21 (2020).

19 Wang, M., Yang, S., Li, M., Wang, S., Yu P., Zhang, Y., Chen, H. Influence of heterogeneity on nitrogen foam flooding in low-permeability light oil reservoirs. Energy & Fuels, 35(5), 4296-4312 (2021).

20 Bayat, A.E., Rajaei, K., Junin, R. Assessing the effects of nanoparticle type and concentration on the stability of CO_2 foams and the performance in enhanced oil recovery. Colloids Surf A Physicochem Eng Asp., 511, 222–231 (2016).

21 Espinosa, D., Caldelas, F., Johnston, K., Bryant, S.L., Huh, C. Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO_2 Foams for Potential Mobility Control Applications. SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings, 2, 1242–1254 (2010).

22 Liu, Q., Qu, H., Liu, S., Zhang, Y., Zhang, S., Liu, J., Peng, B., Luo, D. Modified Fe_3O_4 nanoparticle used for stabilizing foam flooding for enhanced oil recovery. Colloids Surf A Physicochem Eng Asp., 605, 125383 (2020).

23 Yusuf, S.M., Junin, R., Sidek, M.A.M., Manan, M.A., Fuad, M. F.I.A., Jaafar, M.Z., Yahya, E., Rosli, N.R. The effect of nanosilica sizes in the presence of nonionic TX100 surfactant on CO_2 foam flooding. Petroleum Research, 7, 62–76 (2022).

24 Chen, X., Da, C., Hatchell, D.C., Daigle, H., Ordonez-Varela, J.R., Blondeau, C., Johnston, K.P. Ultra-stable CO_2-in-water foam by generating switchable Janus nanoparticles in-situ. J Colloid Interface Sci., 630, 828–843 (2023).

25 Li, X., Chen, X., Xu, Z., Pu, C.A Novel Foam Flooding for Enhanced Oil Recovery in Fractured Low-Permeability Reservoirs: Performance Evaluation and Mechanism Study. SPE Journal, 7, 2408–2424 (2022).

26 Alexander, S., Barron, A.R., Denkov, N., Grassia, P., Kiani, S., Sagisaka, M., Shojaei, M.J., Shokri, N. Foam generation and stability: role of the surfactant structure and asphaltene aggregates. Industrial & Engineering Chemistry Research, 61(1), 372-381 (2021).

27 Babamahmoudi, S., Riahi, S. Application of nano particle for enhancement of foam stability in the presence of crude oil: Experimental investigation. Journal of Molecular Liquids, 264, 499-509 (2018).

28 Chen, Z., Zhao, X. Enhancing heavy-oil recovery by using middle carbon alcohol-enhanced waterflooding, surfactant flooding, and foam flooding. Energy & Fuels, 29(4) 2153-2161 (2017).

29 Dehdari, B., Parsaei, R., Riazi, M., Rezaei, N., Zendehboudi, S. New insight into foam stability enhancement mechanism, using polyvinyl alcohol (PVA) and nanoparticles. Journal of Molecular Liquids., 307, 112755 (2020).

30 Emrani, A.S., Nasr-El-Din, H.A. Stabilizing CO_2-foam using nanoparticles. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, SPE-174254 (2015).

[1]*Исаева А.Б.,
PhD, ORCID ID: 0000-0001-6727-0257,
*e-mail: isa-asem@mail.ru
[1]Айдарова С.Б.,
х.ғ.д., профессор, ORCID ID: 0000-0001-5115-5879,
e-mail: s.aidarova@kbtu.kz
[2]Шарипова А.А.,
PhD, қауымдастырылған профессор, ORCID ID: 0000-0002-2217-9975,
e-mail: a_sharipova85@mail.ru
[1]Исахов М.О.,
PhD докторант, ORCID ID: 0009-0005-6660-5758,
e-mail:mir001@gmail.com

[1]Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қ., Қазақстан
[2]Satbayev university, Алматы қ., Қазақстан

БЕТТІК БЕЛСЕНДІ ЗАТТАР МЕН НАНОБӨЛШЕКТЕРГЕ НЕГІЗДЕЛГЕН КОМПОЗИЦИЯЛЫҚ КӨБІКТЕРДІҢ ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ СИПАТТАМАЛАРЫ ЖӘНЕ ОЛАРДЫҢ МҰНАЙ ӨНДІРУДІ АРТТЫРУДАҒЫ ТИІМДІЛІГІ

Андатпа

Нанобөлшектердің газ көбіктерінің тұрақтылығына және қозғалғыштықты төмендету коэффициентіне (MRF) әсерін зерттеуге арналған жұмыстардың айтарлықтай санына қарамастан, әдебиеттерде температура, қысым, коллектордың бастапқы өткізгіштігі және қабат сұйықтықтарының минералдануы сияқты қабат жағдайларының кешенді әсерін ескере отырып, нанобөлшектер концентрациясының оңтайлы диапазоны жөнінде бірыңғай ұсынымдар қалыптаспаған. Сонымен қатар, нанобөлшектермен тұрақтандырылған көбіктердің мұнайды ығыстыру үдерісіне және мұнай фазасымен өзара әрекеттесуіне әсері жеткілікті дәрежеде

зерттелмеген. Әсіресе, нақты кен орындары жағдайында коллектор гетерогенділігінің әртүрлі деңгейлерін ескере отырып, нанобөлшектермен тұрақтандырылған көбіктердің (NAF) тиімділігін бағалауға бағытталған зерттеулер шектеулі. Бұл зерттеу зертханалық эксперименттер мен сандық модельдеуді кешенді түрде үйлестіру арқылы аталған ғылыми олқылықтарды толықтыруға бағытталған. Жұмыста мұнай бергіштікті арттыру үдерістерінде қолданылатын газ көбіктерінің тұрақтылығын жоғарылату мақсатында беттік-белсенді заттар (ББЗ) мен кремний диоксиді (SiO_2) нанобөлшектері негізінде әзірленген композициялық жүйелердің физика-химиялық қасиеттері жан-жақты зерттелді. Дәстүрлі ББЗ негізіндегі көбіктер жоғары температура, қысым және қабат суларының жоғары минералдануы жағдайында тұрақтылығының төмендеуімен сипатталады, бұл олардың нақты қабат жағдайларындағы тиімділігін айтарлықтай шектейді. Осы мәселені шешу мақсатында SiO_2 нанобөлшектерінің аниондық, катиондық және иондық емес ББЗ негізіндегі жүйелердің фазааралық қасиеттеріне, көбік тұрақтылығына және газ фазасының қозғалғыштығына әсері зерттелді. Эксперименттік нәтижелер негізінде көбіктің жартылай ыдырау уақыты мен қозғалғыштықты төмендету коэффициентін (MRF) сипаттайтын модификациялық коэффициенттер анықталып, олар мұнайды ығыстыру үдерісінің сандық моделіне енгізілді. Сандық модельдеу нәтижелері нанокомпозиттік көбіктерді қолдану қабаттың ығыстырумен қамтылуын арттыратынын және газдың өндіруші ұңғымаларға мерзімінен бұрын жарып өтуін тежейтінін көрсетті. Бұл әсер әсіресе гетерогенділігі жоғары коллекторларда айқын байқалды. Алынған нәтижелер нанобөлшектермен тұрақтандырылған көбіктердің мұнай бергіштікті арттырудың перспективалы агенттері екенін көрсетеді және оларды геологиялық құрылымы күрделі әрі гетерогенділігі жоғары кен орындарында мұнай өндіру тиімділігін арттыру үшін қолданудың ғылыми негізін қалыптастырады.

Түйін сөздер: нанобөлшектер, мұнай берудің жоғарылауы, беттік-көбік, қозғалғыштықтың төмендеу коэффициенті, беттік керілу, CO_2-мен ығыстыру.

[1]*Isayeva A.B.,
PhD, ORCID ID: 0000-0001-6727-0257,
*e-mail: isa-asem@mail.ru
[1]Aidarova S.B.,
D.Sc. (Chem.), Professor, ORCID ID: 0000-0001-5115-5879,
e-mail: s.aidarova@kbtu.kz
[2]Sharipova A.A.,
PhD, associate professor, ORCID ID: 0000-0002-2217-9975,
e-mail: a_sharipova85@mail.ru
[1]Issakhov M.O.,
PhD student, ORCID ID: 0009-0005-6660-5758,
e-mail: mir001@gmail.com

[1]Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan
[2]Satbayev university, Almaty, Kazakhstan

PHYSICO-CHEMICAL CHARACTERISTICS OF COMPOSITE FOAMS BASED ON SURFACTANTS AND NANOPARTICLES AND THEIR EFFECTIVENESS IN INCREASING OIL RECOVERY

Abstract

Despite a significant amount of research on the effect of nanoparticles on the stability of gas foams and the coefficient of reduced mobility (MRF), there are no uniform recommendations in the literature on the optimal range of nanoparticle concentrations, taking into account a set of reservoir parameters, including temperature, pressure, core permeability and salinity of reservoir fluids. In addition, the effect of nanostabilized foams on oil displacement processes and interaction with the oil phase has not been sufficiently studied, and on the scale of real deposits, the effectiveness of nanofoams (NAF) at various levels of reservoir heterogeneity has not been practically performed. The present study aims to address these gaps through a combination of laboratory experiments and numerical simulations. The paper presents the results of a comprehensive study of the physico-chemical characteristics of composite systems based on surfactants and silicon dioxide nanoparticles, aimed at increasing the stability of gas foams used in oil recovery enhancement processes. It has been shown that traditional surfactant foams exhibit limited

stability at high temperatures, pressures, and mineralization, which significantly reduces their effectiveness in real formations. To solve this problem, the effect of SiO_2 nanoparticles on the interfacial properties of such systems, including anionic, cationic, and nonionic surfactants, has been studied. Based on experimental data, modifying coefficients for the foam half-life and MRF have been determined, which are integrated into the simulation model of oil displacement. Numerical modeling has shown a significant increase in reservoir coverage and delayed gas breakthrough when using nanocomposite foams, especially in conditions of high heterogeneity. The results obtained confirm the prospects of nanostabilized foams as effective MUN agents and substantiate their use to increase oil recovery in complex fields.

Keywords: nanoparticles, enhanced oil recovery, surfactant foams, reduced mobility coefficient, surface tension, flooding.

Received January 1, 2026; revised April 30, 2026; accepted July13, 2026.