

УДК 621.892:622.276.72

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА ВОДНОЙ ФАЗЫ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

© 2025 г. Ю. В. Лоскутова¹, Н. В. Юдина^{1,*}

¹ Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти СО РАН,
Томск, Россия, 634055
E-mail: reoil@ipc.tsc.ru; natal@ipc.tsc.ru

Поступила в редакцию 14.10.2024
После доработки 12.02.2025
Принята к публикации 26.03.25

В данной работе проанализировано влияние степени минерализации, pH водной фазы и содержания асфальтенов в нефтях на формирование межфазного слоя и стабильность эмульсий. В процессе формирования эмульсий определяли межфазное натяжение на границе нефть–вода, размеры капель воды и стабильность по методу «bottle test». Межфазное натяжение на границе нефть–дистиллированная вода в эмульсиях варьирует в широких пределах. Эмульсии с высокоминерализованной пластовой водой характеризуются высокой стабильностью и снижением межфазного натяжения по сравнению с дистиллированной водой. В межфазном слое из эмульсии с высокоминерализованной пластовой водой концентрируются асфальтены с более высокой молекулярной массой по сравнению с асфальтенами из нефти и эмульсии с дистиллированной водой. Методами элементного анализа и ИК-спектроскопии показано, что в асфальтенах, адсорбированных на границе раздела нефть–дистиллированная вода, увеличивается количество серы, в асфальтенах из эмульсии с высокоминерализованной водой — кислорода.

Ключевые слова: эмульсии, пластовая вода, степень минерализации, pH, асфальтены

DOI: 10.53392/27823857-2025-5-1-93; EDN: BCRGEL

Для нефтегазовых месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки, характерна тенденция уменьшения объемов добычи нефти и увеличение обводненности продукции скважин, приводящее к формированию устойчивых эмульсий. Причина высокой устойчивости водонефтяных эмульсий заключается в образовании на поверхности капель воды адсорбционных оболочек с высокой структурной прочностью [1–3]. На прочность бронирующих оболочек глобул воды оказывают влияние многие факторы: содержание асфальтенов, смол, парафинов, pH и количество минеральных солей в водной фазе. В кислой среде на глобулах воды формируются жесткие адсорбционные слои, повышающие устойчивость эмульсий [4–7].

Существуют противоречивые мнения относительно влияния минерализации водной фазы на характеристики поверхности раздела [8]. Межфазная поверхность в эмульсии зависит от присутствия ионов в водной фазе. Ионы с меньшей ионной силой, как считают авторы [9], образуют более устойчивую межфазную поверхность по сравнению с ионами с

более высокой ионной силой. Авторы [10] полагают, что прочность поверхности раздела снижается в присутствии солей в водной фазе из-за экранирующего действия ионов, вызывающих электростатическое притяжение между пограничным слоем и асфальтенами в нефтяной фазе. Исследования, проведенные авторами [10, 11], показали, что при добавлении солей в водную фазу происходит перенос ионов в нефтяную фазу, что улучшает миграцию асфальтенов к границе раздела вода–нефть. Взаимодействие ионов Na^+ и Ca^{2+} с полярными группами в асфальтенах, смолах и нефтяных кислотах повышает межфазные свойства асфальтено-смолистой пленки [12].

Более высокий уровень агрегации изменяет кинетику адсорбции асфальтенов на границе раздела фаз, что приводит к более медленному снижению коэффициента диффузии [14]. Катионы рассола, нейтрализуя полярные участки, предотвращают агрегацию асфальтенов по сравнению с теми, которые находятся в контакте только с чистой водой [13]. Увеличение концентрации солей будет способство-

вать повышению стабильности асфальтенов только до оптимальной концентрации, превышение этого предела вызывает явление высаливания.

Авторы [15] установили влияние воды низкой минерализации на стабильность асфальтеновых агрегатов. Соли $MgCl_2$, $CaCl_2$, $MgSO_4$ и Na_2SO_4 вызывают агрегацию асфальтенов за счет образования хелатов. А присутствие катионов способствует перегруппировке агрегатов на границе раздела вода–нефть, повышая их стабильность. Двухвалентные соли в большей степени способствуют агрегации асфальтенов по сравнению с одновалентными катионами.

Ионы железа влияют на процесс деэмульсации нефти через образование сульфида железа. Сульфид железа, образующийся в результате взаимодействия Fe^{2+} с сероводородом, стабилизирует эмульсии, концентрируясь на границе раздела фаз. Вместе с неорганическими твердыми частицами образуются эмульсии Пикеринга [16].

Накопление ионов из водной фазы на границе раздела зависит от поверхностных зарядов компонентов нефти. Растворы, содержащие двухвалентные катионы (Mg^{2+} и Ca^{2+}), оказывали наиболее сильное воздействие на характеристики поверхности раздела рассола и нефти, по сравнению с раствором, содержащим одновалентные ионы. В работах [17, 18] утверждается, что для двухвалентных катионов характерно более сильное взаимодействие со смолами в сравнении с асфальтенами. Наиболее высоким ионным обменом характеризуется взаимодействие молекул смол и асфальтенов с катионом Mg^{2+} , по сравнению с катионом Ca^{2+} , причиной чему является меньший ионный радиус и более высокая плотность заряда.

Цель работы — исследование влияния асфальтенов и минерального состава водной фазы на устойчивость и поверхностные свойства водонефтяных эмульсий.

В связи с широким разнообразием состава пластовых вод и нефтей особую актуальность приобретает установление влияния группового состава поверхностно-активных веществ и минерального состава водной фазы на устойчивость и поверхностные свойства эмульсий нефтей Западной Сибири.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В работе использовали *n*-гептан (АО «ЭКОС-1», х.ч.), *n*-гексан (АО «ЭКОС-1», х.ч.), толуол (АО «ЭКОС-1», х.ч.), этиловый спирт (АО «ВЕКТОН», х.ч.), силикагель АСК (компания «СОРБИС ГРУПП»), калий хлористый (УРАЛХИМ, 98%).

Исследования проводились на нефтях Столбового (Н1), Игнялинского (Н2 и Н3) Русского (Н4) и Верхнечонского (Н5) месторождений и соответствующих пластовых водах ПВ1, ПВ2, ПВ3, ПВ4, ПВ5, физико-химические свойства которых приведены в табл. 1 и 2. Нефти Н2 и Н3 являются парафинистыми (ПУ) с низким содержанием асфальтенов (А). Наибольшим количеством асфальтенов характеризуется нефть Н1. Высокое содержание смол (С) отмечается в нефтях Н4 и Н5.

Содержание воды в нефтях определяли методом Дина Старка (ГОСТ 2477-2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды).

Водородный показатель пластовой воды измеряли на иономере И-160МИ со стеклянным электродом и электродом сравнения (ПНДФ 14.1:2:3:4.121-97 Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений рН в водах потенциометрическим методом). Вибрационным методом определяли плотность воды (ГОСТ Р 57037. Вибрационный метод определения плотности). Методом ионной хроматографии анализировали концентрацию анионов и катионов в пластовой воде (ПНДФ 14.2:4.176-2000. Количественный химический анализ вод), минерализацию — расчетным методом.

Таблица 1. Физико-химическая характеристика нефтей

Месторождение	Вода, мас%	ρ_{20} , кг/м ³	T_3 , °С	Компонентный состав, мас%			
				ПУ	С	А	ПУ/САК
Столбовое Н1	0.5	872	−40.3	0.4	8.6	2.6	0.04
Игнялинское Н2	2.2	844	−56.0	2.0	6.2	0.4	0.32
Игнялинское Н3	0.3	856	−58.0	1.9	7.3	0.3	0.25
Русское Н4	2.0	939	−45.0	0.4	13.0	0.8	0.03
Верхнечонское Н5	1.5	851	−48.5	3.6	19.7	0.1	0.18

ρ_{20} , кг/м³ — плотность, T_3 , °С — температура застывания, ПУ/САК — отношение содержания парафинов к содержанию смолисто-асфальтеновых компонентов.

Таблица 2. Физико-химическая характеристика пластовых вод

Пластовая вода	Минерализация, г/дм ³	ρ_{20} , кг/м ³	рН	Содержание, ионов г/дм ³			
				Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻
ПВ1	40.5	1027	6.9	14.77	0.89	0.21	24.85
ПВ2	311.7	1258	4.5	21.80	105.55	11.75	269.40
ПВ3	73.5	1042	2.9	3.55	12.10	1.30	39.20
ПВ4	12.0	980	6.8	3.45	0.89	—	7.55
ПВ5	385.4	1310	3.9	38.0	113.72	9.60	271.0

В пластовых водах рН изменяется от кислой реакции рН 2.9 в ПВ3 до нейтральной — рН 6.8 и 6.9 в ПВ1 и ПВ4 (табл. 2). Воды ПВ2, ПВ3 и ПВ5 по степени минерализации классифицируются как рассолы, по солевому составу являются хлоридно-кальциевыми. Воды ПВ1 и ПВ4 относятся к соленым хлоридно-натриевого типа.

Асфальтены (А) выделяли из нефтей и промежуточного слоя *n*-гептаном, методом адсорбционной хроматографии на силикагеле АСК (0.25–0.50 мм), бензолные смолы (БС) элюировали толуолом, силикагелевые смолы (СС) — смесью этанол:толуол (1 : 1), парафиновые углеводороды — по ГОСТ 11851-2018 (Нефть. Методы определения парафинов. М.: Стандартинформ, 2018.).

Эмульсии с дистиллированной и пластовой водой в концентрации 50 мас% получали на перемешивающем устройстве марки ПЭ-0118 мощностью 150 Вт и скоростью вращения лопасти 1500 об/мин в течение 10 мин с последующим отстаиванием 1 ч при 20°C. Устойчивость эмульсий определяли методом «bottle test» (СТ-07.1-00-00-02. Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа») в течение 60 мин при температуре 20 и 50°C. Объемную долю (ϕ) выделившейся воды в % рассчитывали по формуле:

$$\phi = V_s/V_t,$$

где V_s — объем отделившейся воды; V_t — общий объем воды в эмульсии.

Межфазное натяжение на границе нефть–дистиллированная вода и нефть–пластовая вода измеряли при комнатной температуре методом отрыва кольца дью Нуи на тензиометре *KRUSS EasyDyne K20*.

Эмульсию Н5-ПВ5 после образования межфазного слоя переносили в делительную воронку и выдерживали 24 ч. Затем выделяли межфазный слой и центрифугировали для разделения на нефтяную и водную фазы [19].

Дисперсность водонефтяных эмульсий анализировали методом оптической микроскопии с помощью биологического микроскопа *Axio Lab A1 (Carl Zeiss)*, оснащенного цифровой камерой *Axiocam ERc 5s*, при 400-кратном увеличении.

Элементный состав асфальтенов определяли на С, Н, N, S анализаторе *VARIO CUBE* (Германия). Содержание кислорода рассчитывали по разности.

Определение молекулярной массы асфальтенов осуществляли криоскопическим методом в нафталине на приборе *Крион* (разработка ИХН СО РАН).

Инфракрасные спектры регистрировали на FTIR-спектрометре *NICOLET 5700* с использованием пластин из КВг в соотношении 1 : 300 в области 4000–400 см⁻¹. Обработку спектров и определение оптической плотности проводили с помощью программного обеспечения *OMNIC 7.2 Thermo Nicolet Corporation*. Условное содержание отдельных структурных фрагментов оценивали по отношению оптических полос поглощения: ароматических (D_{1610}/D_{1465}), конденсированных (D_{750}/D_{725}) структур, алифатических длинных цепей (D_{725}/D_{1380}), коэффициент разветвленности (D_{1380}/D_{1465}), гетеро-содержащих С=О- (D_{1710}/D_{1465}) и S=О- (D_{1030}/D_{1465}).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Поверхностно-активные вещества, адсорбируясь на границе раздела фаз, снижают поверхностное натяжение путем увеличения адгезионных сил между обеими фазами и уменьшают за счет этого колیمчества работы, которую необходимо затратить на создание границы раздела фаз при диспергировании одной жидкости в другой.

Известно, что межфазное натяжение σ на границе нефть–вода зависит от количества адсорбированных асфальтенов. Считается [8], что при концентрации 0.5 мас% поверхность раздела может полностью насыщаться асфальтенами. Наибольшее количество асфальтенов содержится в нефти Н1, для которой отмечается самое высокое значение σ на границе с дистиллированной водой по сравнению с дру-

гими нефтями (рис. 1). При измерении межфазного натяжения на границе Н1-ПВ1 наблюдается существенное его снижение по сравнению с Н1-ДВ. Пластовая вода ПВ1 характеризуется невысокой степенью минерализации 40.5 г/дм^3 и присутствием ионов Na^+ и Cl^- . В системе Н1-ПВ1 с наибольшим количеством асфальтенов и незначительным содержанием двухвалентных солей (MgCl_2 и CaCl_2) отмечается существенное снижение σ по сравнению с дистиллированной водой [17]. Соли в водной фазе в определенных диапазонах минерализации влияют на агрегацию и стабильность асфальтенов за счет гидрофобных взаимодействий между ионами и молекулами асфальтенов [8]. Уменьшение значений σ в эмульсии Н4-ПВ4 было более выраженным при более низкой минерализации водной фазы и содержании в нефти асфальтенов $0.8 \text{ мас}\%$ по сравнению с Н1-ПВ1 (рис. 1).

Минеральные вещества, не проявляющие поверхностной активности, тем не менее, являются компонентами межфазной пленки. Их присутствие увеличивает объем поверхности раздела нефть–вода, повышает вязкость и стабильность асфальтено-смолистой пленки, что характерно для эмульсий с ПВ2 и ПВ5, степень минерализации которых составляет 311.7 и 385.4 г/дм^3 . Катионы в водной фазе отвечают за полярность и прочность поверхности раздела нефть–вода. Взаимодействие катионов с асфальтенами приводит к тому, что эти полярные компоненты остаются на границе раздела, в результате чего образуется жесткий межфазный слой [20, 21].

На стабильность эмульсий и жесткость поверхности раздела фаз сильное влияние оказывает рН

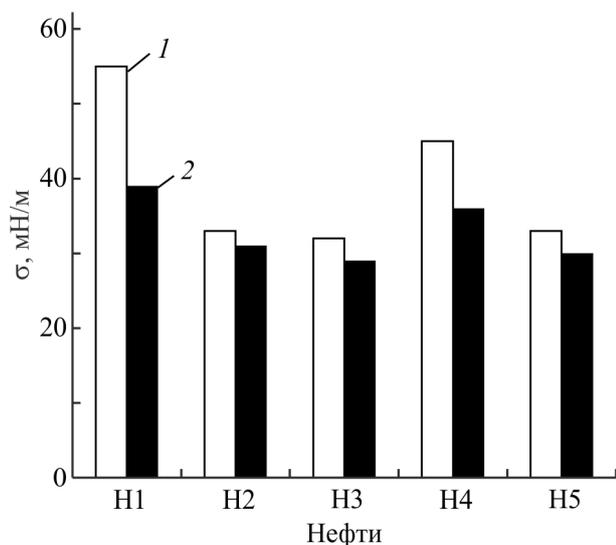


Рис. 1. Межфазное натяжение σ на границе нефть–дистиллированная вода (1) и нефть–пластовая вода (2).

водной фазы [22]. Асфальтены стабилизируют поверхность раздела в кислой среде. При низком значении рН полярные группы подвергаются полной или частичной ионизации, например, как в эмульсиях с пластовыми водами ПВ2, ПВ3 и ПВ5, в результате чего создаются более стабильные нефтяные системы. В эмульсиях с ПВ1 и ПВ4, которые характеризуются как нейтральные среды, асфальтены проявляют меньшую поверхностную активность, что приводит к повышению межфазного натяжения (рис. 1). При высокой минерализации и низком значении рН в ПВ2 и ПВ5, а также при содержании в соответствующих нефтях Н2 и Н5 асфальтенов $0.1\text{--}0.3 \text{ мас}\%$ отмечается незначительное снижение значения σ на границе Н2-ПВ2 и Н5-ПВ5 в сравнении с соответствующими значениями для Н2-ДВ и Н5-ДВ (рис. 1).

Значение σ на границе Н3-ПВ3 достигает наименьшего значения 28.5 Н/м , что свидетельствует о концентрации поверхностно-активных молекул и формировании эффективного барьера для предотвращения коалесценции капель воды. Особенностью ПВ3 является низкое значение водородного показателя 2.9 при содержании солей 73.5 г/дм^3 .

Значение межфазного натяжения на границе нефть–пластовая вода определяет стабильность эмульсий. На рис. 2 приведены результаты по деэмульсации эмульсий с деэмульгатором ТНД-А. Без деэмульгатора все эмульсии устойчивы в течение 60 мин. Объемная доля выделившейся воды из 50% эмульсии Н1-ПВ1 достигает 88% , в то время, как из эмульсий Н2-ПВ2 и Н3-ПВ3 при использовании

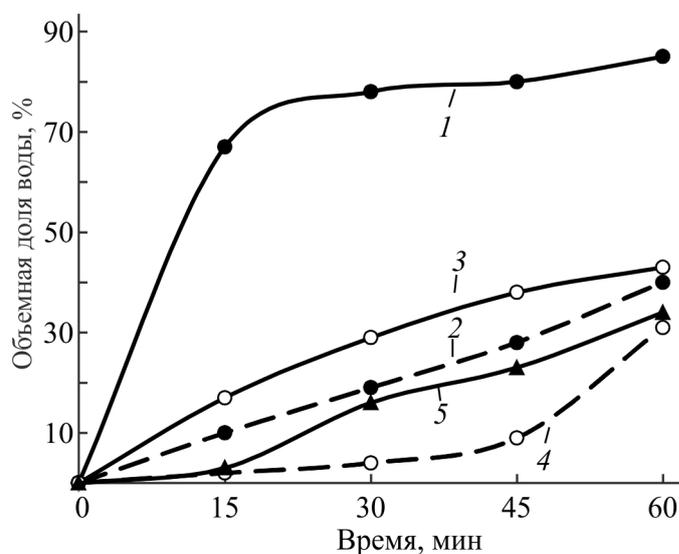


Рис. 2. Объемная доля выделившейся воды из 50% эмульсий с деэмульгатором ТНД-А: 1 — Н1-ПВ1; 2 — Н3-ПВ3; 3 — Н4-ПВ4; 4 — Н2-ПВ2; 5 — Н5-ПВ5 при температуре 50°C .

деэмульгатора и нагревании до 50°C составляет всего 38–42%. Более высокую прочность поверхности раздела фаз и стабильную эмульсию определяют такие показатели, как содержание катионов кальция и рН водной фазы [16].

Величина межфазного натяжения на границе раздела фаз определяет дисперсность эмульсий. На рис. 3 показано влияние солей на средний диаметр капель в эмульсиях с дистиллированной и пластовой водой различной минерализации. Диаметр капель в эмульсиях возрастает при отсутствии в водной фазе солей. Увеличение концентрации солей приводит к уменьшению размеров капель в эмульсиях и повышению степени дисперсности, что, вероятно, связано с увеличением плотности ПВ при одном и том же объемном соотношении фаз.

Толщина межфазной пленки, образующейся на границе раздела нефть–вода, постепенно увеличивается по мере повышения концентрации адсорбированных асфальтенов. Количество, природа гетероатомов и длина алифатических цепей в структуре асфальтенов влияют на их поверхностную активность за счет изменения агрегации в системе и формирования межфазной поверхности [3, 8].

На примере эмульсий нефти Н5 с дистиллированной и высокоминерализованной водой ПВ5 проведен анализ элементного и структурно-группового состава асфальтенов, выделенных из нефти и межфазного слоя эмульсий (табл. 3). Показано, что в межфазном слое содержание асфальтенов возрастает в 15–55 раз, их молекулярная масса увеличивается по сравнению с асфальтенами, выделенными из нефти. В элементном составе асфальтенов из межфазного слоя эмульсии с ДВ повышается содержание азота и серы при существенном понижении доли кислорода. Для асфальтенов, выделенных из межфазного слоя эмульсии с ПВ5, напротив, характерно повышение содержания кислорода.

Асфальтены играют заметную роль в стабилизации эмульсий за счет карбоксильных, кетонных и гидроксильных функциональных групп, взаимодействующих с катионами Na^+ и Ca^{2+} . Повышение концентрации катионов из высокоминерализо-

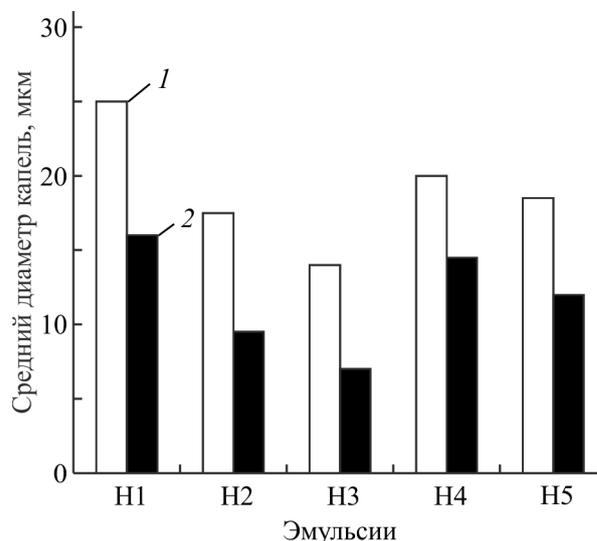


Рис. 3. Средний диаметр капель в 50% эмульсиях Н1–Н5 с дистиллированной (1) и пластовой водой (2).

зованной водной фазы увеличивает стабильность эмульсий за счет образования жесткого межфазного слоя [23–25].

По данным спектрального анализа в составе асфальтенов, выделенных из межфазного слоя эмульсий Н5–ДВ и Н5–ПВ5, повышается значение коэффициента конденсированности ароматических фрагментов D_{750}/D_{725} (табл. 4). По мере увеличения числа ароматических колец в асфальтенах межфазное натяжение нефть–вода постепенно должно снижаться, обеспечивая формирование более прочного слоя, что характерно для асфальтенов из межфазного слоя эмульсии с пластовой водой. Возрастание количества алкильных цепей D_{725}/D_{1465} в асфальтенах может препятствовать их агрегации и повышать прочность межфазного слоя [26].

Спектральный коэффициент D_{1710}/D_{1465} , характеризующий количество кислородсодержащих фрагментов, возрастает в случае асфальтенов межфазного слоя из эмульсии с ПВ5. Асфальтены из эмульсии с ДВ характеризуются большим содержанием серосодержащих фрагментов.

Таблица 3. Характеристика асфальтенов, выделенных из нефти Н5 и межфазного слоя 50% эмульсий с дистиллированной и пластовой водой ПВ5

Образец	Содержание, мас%	Молекулярная масса, а.с.м.	Содержание, мас%		
			N	S	O
Н5	0.1	1010	0.5	0.9	4.0
Н5–ДВ	1.5	1250	0.8	1.4	1.1
Н5–ПВ5	5.5	1910	0.8	0.9	6.7

Таблица 4. Структурно-групповой состав асфальтенов, выделенных из нефти Н5, поверхностного слоя 50% эмульсий с дистиллированной ДВ и пластовой водой ПВ5

Спектральные коэффициенты	Н5	Эмульсия с ДВ	Эмульсия с ПВ5
D_{1610}/D_{1465}	0.4	0.5	0.4
D_{750}/D_{725}	0.8	0.9	1.2
D_{725}/D_{1465}	0.2	0.3	0.4
D_{1380}/D_{1465}	0.7	0.7	0.7
D_{1030}/D_{1465}	0.2	0.4	0.1
D_{1710}/D_{1465}	0.1	0.2	0.4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В этом исследовании проведен анализ влияния таких факторов, как минерализация, рН водной фазы и содержание асфальтенов в нефти на процесс формирования эмульсий. Значения межфазного натяжения на границе нефть–дистиллированная вода варьируют в широких пределах 33–56 мН/м в зависимости от содержания поверхностно-активных веществ в нефтях. Содержание асфальтенов в нефтях составляет 0.1–2.6 мас%. Максимальное снижение межфазного натяжения нефть–дистиллированная вода и нефть–пластовая вода отмечается при содержании асфальтенов 0.1–0.4 мас%.

Повышение степени минерализации воды приводит к образованию в эмульсии более мелких, устойчивых к коагуляции капель, снижению значений межфазного натяжения за счет взаимодействия катионов, присутствующих в водной фазе, с анионными функциональными группами асфальтенов. Для исследованных образцов установлено, что рН водной фазы оказывает более сильное влияние на межфазные свойства эмульсии. При низком значении рН 2.9–4.5 функциональные группы, содержащиеся в молекулах асфальтенов, становятся заряженными, что повышает их гидрофильность и поверхностную активность, уменьшая межфазное натяжение.

Асфальтены из межфазного слоя эмульсий с пластовой водой характеризуются значительным увеличением их выхода и молекулярной массы по сравнению с асфальтенами из нефти и эмульсии с дистиллированной водой. Анализ элементного состава и ИК-спектроскопии свидетельствует о повышении в них кислородсодержащих фрагментов.

Глубокий анализ факторов, влияющих на устойчивость эмульсий, используется в дальнейших исследованиях при разработке способов деэмульсации нефти.

ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Данная работа финансировалась за счет средств бюджета Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Лоскутова Юлия Владимировна, с.н.с.
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7853-3024>

Юдина Наталья Васильевна, в.н.с., зав. лабораторией
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7380-6668>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Li Y., Li C., Zhao Z., Cai W., Xia X., Yao B., Sun G., Yang F. Effects of asphaltene concentration and test temperature on the stability of water-in-model waxy crude oil emulsions // ACS Omega. 2022. N 7(9). P. 8023–8035. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c07174>
- Yaseen S., Mansoori G.A. Asphaltene aggregation onset during high-salinity waterflooding of reservoirs (a molecular dynamic study) // Pet. Sci. Technol. 2018. V. 36 (21). P. 1725–1732. <http://doi.org/10.1080/10916466.2018.1506809>
- Liang C., Liu X., Jiang H., Xu Y., Jia Y. Dissipative particle dynamics-based simulation of the effect of asphaltene structure on oil-water interface properties // ACS Omega. 2023. V. 36. N 8. P. 3083–33097. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c05486>
- Ashoorian S., Javadi A., Hosseinpour N., Husein M.J. Evolution of adsorbed layers of asphaltenes at oil-water interfaces: A novel experimental protocol // Colloid Interface Sci. 2021. V. 594. P. 80–91. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2021.02.123>

5. Wang W., Sheng F., Ou G., Zhao Y., Sun G. Adsorption of asphaltenes at model oil/brine interface: Influence of solvent polarity // *ACS Omega*. 2024. V. 18. N 9. P. 19879–19891.
<https://doi.org/10.1021/acsomega.3c09091>
6. Benderrag A., Daaou M., Bounaceur B., Haddou B. Influence of pH and cationic surfactant on stability and interfacial properties of Algerian bitumen emulsion // *Chemical Papers*. 2016. V. 70. N 9. P. 1196–1203.
<https://doi.org/10.1515/chempap-2016-0061>
7. Daaou M., Bendedouch D. Water pH and surfactant addition effects on the stability of an Algerian crude oil emulsion // *J. Saudi Chem. Soc.* 2012. V. 16. N 3. P. 333–337.
<https://doi.org/10.1016/j.jscs.2011.05.015>
8. Shi C., Zhang L., Xie L., Lu X., Liu Q., He J., Mantilla C.A., Van den Berg F.G.A., Zeng H. Surface interaction of water-in-oil emulsion droplets with interfacially active asphaltenes // *Langmuir*. 2017. V. 33. P. 1265–1274.
<https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.6b04265>
9. Malkin A.Ya., Zadymova N.M., Skvortsova Z.N., Traskine V.Yu., Kulichikhin V.G. Formation of concentrated emulsions in heavy oil // *Colloid Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.* 2016. V. 504. P. 343–349.
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.05.094>
10. Mahdavi S., Moghadam A.M. Critical Review of underlying mechanisms of interactions of asphaltenes with oil and aqueous phases in the presence of ions // *Energy Fuels*. 2021. V. 35. P. 19211–19247.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02270>
11. Verruto V.J., Le R.K., Kilpatrick P.K. Adsorption and molecular rearrangement of amphoteric species at oil-water interfaces // *J. Phys. Chem. B*. 2009. V. 113. N 42. P. 13788–99.
<https://doi.org/10.1021/jp902923j>
12. Qiao J., Cheng S., Song W., Jian C., Wang W., Zhang D., Xu Y. Probing the effect of NaCl concentrations on a model asphaltene adsorption onto water droplets of different sizes // *Energy Fuels*. 2019. V. 33. N 5. P. 3881–3890.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03975>
13. Derkani M., Fletcher A., Abdallah W., Sauerer B., Anderson J., Zhang Z. Low salinity water flooding in carbonate reservoirs: Review of interfacial mechanisms // *Colloids Interfaces*. 2018. V. 20. № 2. P. 4–43.
<https://doi.org/10.3390/colloids2020020>
14. Mahmoudvand M., Javadi A., Pourafshary P. Brine ions impacts on water-oil dynamic interfacial properties considering asphaltene and maltene constituents // *Colloids Surf. A*. 2019. V. 579. P. 123665.
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.123665>
15. Shojaati F., Mousavi S.H., Riazi M., Torabi F., Osat M. Investigating the effect of salinity on the behavior of asphaltene precipitation in the presence of emulsified water // *Ind. Eng. Chem. Res.* 2017. V. 56. N 48. P. 14362.
<https://doi.org/10.1021/ACS.IECR.7B03331>
16. Tian Y., Zhou J., He C., He L., Xingang L., Hong S. The formation, stabilization and separation of oil–water emulsions: A review et al. // *Processes*. 2022. V. 10. N 4. P. 738.
<https://doi.org/10.3390/pr10040738>
17. Mohammadi A., Keradeh M.P. Exploring the effect of relaxation time, natural surfactant, and potential determining ions (Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-}) on the dynamic interfacial tension behavior of model oil–brine systems // *Heliyon*. 2024. V. 10. N 7. P. 29247.
<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e29247>
18. Wang X., Brandvik A., Alvarado V. Probing interfacial water-in-crude oil emulsion stability controls using electrorheology // *Energy Fuels*. 2010. V. 24. N 12. P. 6359–6365.
<https://doi.org/10.1021/ef1008874>
19. Сахабутдинов П.З. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 324 с.
20. Kazemzadeh Y., Ismail I., Rezvani H., Sharifi M., Riazi M. Experimental investigation of stability of water in oil emulsions at reservoir conditions: Effect of ion type, ion concentration, and system pressure // *Fuel*. 2019. V. 243. P. 15–27.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.01.071>
21. da Silva M., Sad C.M.S., Pereira L.B., Corona R.R.B., Bassane J.F.P., dos Santos F.D., Neto D.M.C., Silva S.R.C., Castro E.R.V., Filgueiras P.R. Study of the stability and homogeneity of water in oil emulsions of heavy oil // *Fuel*. 2018. V. 226. P. 278–285.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.011>
22. Fortuny M., Oliveira C.B.Z., Melo R.L.F.V., Nele M., Coutinho R.C.C., Santos A.F. Effect of salinity, temperature, water content, and pH on the microwave demulsification of crude oil emulsions // *Energy Fuels*. 2007. V. 21. N 3. P. 1358–1364.
<https://doi.org/10.1021/ef0603885>
23. Yang F., Tchoukov P., Dettman H., Teklebrhan R.B., Liu L., Dabros T. Asphaltene subfractions responsible for stabilizing water-in-crude oil emulsions. Part 2: Molecular Representations and Molecular Dynamics Simulations // *Energy Fuels*. 2015. V. 29. P. 4783–4794.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b00657>
24. Liu D., Li C., Zhang X., Yang F., Sun G., Yao B., Zhang H. Polarity effects of asphaltene subfractions on the stability and interfacial properties of water-in-model oil emulsions // *Fuel*. 2020. V. 269. P. 117450.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117450>
25. Singh M.B., Rampal N., Malani A. Structural behavior of isolated asphaltene molecules at the oil–water interface // *Energy Fuels*. 2018. V. 32. P. 8259–8267.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01648>
26. Sun X., Jian C., He Y., Zeng H., Tang T. Probing the effect of salt on asphaltene aggregation in aqueous solutions using molecular dynamics simulations // *Energy Fuels*. 2018. V. 32. N 8. P. 8090–8097.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01191>