

РЕГУЛИРОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ АСФАЛЬТЕНОВ В ЛЕГКОЙ/ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

© 2021 г. Majid Razipour¹, Mohammad Samipour Giri^{1,*}, Nasrollah Majidian¹

¹Chemical Engineering Department, Faculty of Engineering, North Tehran Branch,
Islamic Azad University, Tehran, 1651153311 Iran

*E-mail: m_samipour@iaui-tnb.ac.ir

Поступила в редакцию 20 августа 2020 г.

После доработки 26 октября 2020 г.

Принята к публикации 21 июля 2021 г.

В работе исследованы три вида поверхностно-активных веществ (ПАВ) – линейная додецилбензолсульфоновая кислота (L-DBSA), додецилрезорцин (DR) и нонилфенол (NP) – на предмет их способности замедлять начало осаждения асфальтенов в образцах тяжелой (“S”) и легкой (“D”) нефтей, добываемых в южных месторождениях Ирана, а также возможности повышения стабильности коллоидов асфальтенов. Приведено объяснение задействованных механизмов добавления ПАВ в сырую нефть. Показано, что для образца тяжелой нефти “S” стабильность сырой нефти и количество отложений при начале осаждения асфальтенов выше всего при использовании линейной додецилбензолсульфоновой кислоты, меньше – при использовании додецилрезорцина, наименьшие показатели – при использовании нонилфенола. Для образца легкой нефти “D” стабильность сырой нефти и количество отложений при начале осаждения асфальтенов выше всего при использовании нонилфенола, меньше – при использовании додецилрезорцина и меньше всего – при использовании линейной додецилбензолсульфоновой кислоты. Кроме того выяснено, что значения межфазного натяжения для легкой и тяжелой нефтей аналогичны, а более быстрое начало выпадения асфальтенов из легкой нефти возникает из-за нестабильной природы нефти.

Ключевые слова: асфальтены, поверхностно-активные вещества, осаждение, межфазное натяжение, начало выпадения асфальтенов

DOI: 10.31857/S0028242121050075

Асфальтены – самые тяжелые компоненты сырой нефти. В их состав входят такие элементы, как углерод, водород, кислород, сера, азот, никель, ванадий и железо [1]. При нормальных условиях асфальтены находятся в термодинамическом равновесии с другими молекулами, содержащимися в сырой нефти. Они могут осаждаться при изменении давления, температуры или состава и, тем самым, затруднять прохождение потока при добыче нефти из нефтяных коллекторов [2, 3]. Асфальтены растворяются в толуоле и осаждаются при добавлении алканов.

Точка выпадения асфальтенов определяется по началу осаждения асфальтенов при добавлении в сырую нефть парафиновых углеводородов [4, 5].

Начало осаждения сопровождается внезапным изменением межфазного поверхностного натяжения системы вода–нефть [6]. Последнее определяется как сила, возникающая между двумя несмешиваемыми жидкими фазами [7, 8] и измеряется с помощью экспериментов с висящей каплей [9].

ПАВ представляют собой смачивающие вещества, которые адсорбируются на поверхности раздела вода–нефть и снижают межфазное натяжение между двумя жидкостями [10–12]. Они имеют амфифильную природу, т.к. содержат в молекуле гидрофильные и гидрофобные части. Поэтому их используют в качестве стабилизирующих агентов сырой нефти для подавления агрегации асфальтенов и/или растворения асфальтеновых агрегатов.

Таблица 1. Тестовый SARA-анализ образцов тяжелой и легкой нефти

Фракция	Образец тяжелой нефти "S", мас. %	Образец легкой нефти "D", мас. %
Насыщенные углеводороды	48.21	74.81
Ароматические соединения	28.54	21.59
Смолистые вещества	14.22	2.63
Асфальтены	9.03	0.97

В работе [13] исследовано влияние выбранных ПАВ на осаждение асфальтенов. Кроме того, результаты работы [14] по воздействию смол и додецилбензолсульфоновой кислоты на асфальтеновые осадки выявили сложные взаимодействия между частицами в сырой нефти. В [15] изучено влияние химических веществ на подавление осаждения асфальтенов в образцах бразильской сырой нефти.

В нашей более ранней работе [16] изучено поведение межфазного натяжения в результате добавления ПАВ к образцу иранской сырой нефти; результат показал, что линейная додецилбензолсульфоновая кислота является наиболее эффективным агентом для повышения стабильности нефти против осаждения асфальтенов. Кроме того, были приведены характеристики нонилфенола при различных концентрациях, а также подтверждена надежность результатов, полученных ранее для линейной додецилбензолсульфоновой кислоты в качестве выбранного реагента.

В данной работе предпринимается попытка получения недостающих данных исследования по эффективности ПАВ в легкой нефти, связанных с их сложным строением. Поэтому проводится сравнительное исследование и анализ ПАВ, включая нонилфенол, додецилрезорцин и линейную додецилбензолсульфоновую кислоту, для легких и тяжелых сырых нефтей.

В данной работе были определены величины межфазного поверхностного натяжения для систем вода–нефть и проанализированы результаты с целью оценки различных ПАВ и определения наиболее эффективной формулы при оптимальной концентрации для ингибирования осаждения асфальтенов в образцах иранских тяжелой и легкой нефтей.

Таблица 2. Углеродный состав образцов тяжелых и легких нефтей

Компонент	Образец тяжелой нефти "S", мас. %	Компонент	Образец легкой нефти "D", мас. %
CO ₂	0.00	CO ₂	2.3
C ₁	0.00	C ₁	50.8
C ₂	0.23	C ₂	8.8
C ₃	1.47	C ₃	5.7
<i>изо</i> -C ₄	0.53	C ₄	4.0
<i>n</i> -C ₄	1.12	C ₅	3.0
<i>изо</i> -C ₅	0.47	C ₆	2.2
<i>n</i> -C ₅	0.38	C ₇	2.3
C ₆	6.55	C ₈₊	6.4
C ₇	4.16	C ₁₁₊	14.2
C ₈	6.58	N ₂	0.1
C ₉	5.45	H ₂ S	0.2
C ₁₀	6.13	–	–
C ₁₁	8.18	–	–
C ₁₂₊	58.75	–	–

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

Подготовка образцов нефтей. Данные SARA-анализа (метод изучения нефти, основанный на разделении нефти на предельные углеводороды, ароматические соединения, смолистые вещества и асфальтены), состав и физические свойства тяжелых ("S") и легких ("D") образцов нефтей иранских нефтяных месторождений приведены в табл. 1–3.

Для получения синтетической модели жидкости и проведения первой серии испытаний при различных объемных соотношениях смешивали толуол и *n*-гептан с последующим добавлением 9.03 мас. % асфальтенов, извлеченных по стандарту ASTM D3279 из нефти "S". В дальнейшем проводили эксперименты с использованием реальных образцов нефтей.

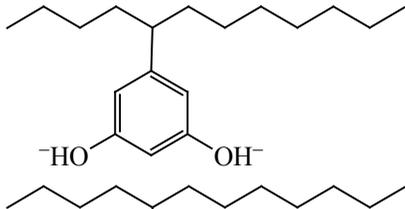
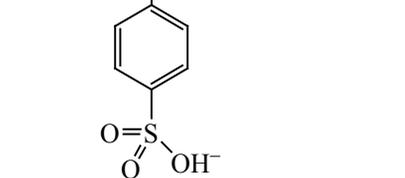
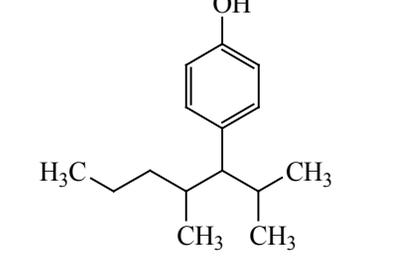
Поверхностно-активные вещества. Анионные ПАВ являются оптимальными ингибиторами для осаждения асфальтенов [15, 17, 18]. Как указано ниже, в данной работе были выбраны, смоделированы и приготовлены три ПАВ, исходя из свойств нефти:

1. DR (додецилрезорцинол);
2. L-DBSA (линейная додецилбензолсульфоновая кислота);
3. NP (нонилфенол).

Таблица 3. Свойства образцов тяжелой “S” и легкой “D” нефтей

Параметр	Ед. изм.	Образец тяжелой нефти “S”	Образец легкой нефти “D”
Молекулярная масса дегазированной нефти	г/гмоль	340.7	69.66
Соотношение газ/нефть	Стандартный кубический фут/баррель	98	1382
Коэффициент сжимаемости	(psi) ⁻¹	6.1E-6	12.51E-6
Вязкость нефти при давлении в коллекторе	Сантипуаз (сП), сП	21.44	0.33
Плотность нефти в градусах Американского нефтяного института	API	18.2	35.7
Удельная плотность дегазированной нефти	60/60°F	0.945	0.846

Таблица 4. Химическая структура и свойства выбранных ПАВ

ПАВ	Молекулярная масса, г/моль	Плотность, г/см ³	Химическая структура
Додецилрезорцин (DR)	278	0.943	
Линейная додецил-бензолсульфоновая кислота (L-DBSA)	322	1.06	
Нонилфенол (NP)	221	0.953	

В табл. 4 показана химическая структура и свойства вышеуказанных ПАВ.

Экспериментальный метод. Метод висящей капли применяется для измерения межфазного натяжения систем деионизированная вода–синтетическая нефть и деионизированная вода–образцы дегазированной нефти с учетом воздействия ПАВ.

Для определения межфазного натяжения по результатам эксперимента с висящей каплей используются два параметра, связанные с каплей: экваториальный диаметр (D) и диаметр (d) на расстоянии D от верхней части капли. Капли нефти, погруженные в воду для измерений межфазного натяжения методом эксперимента с висящей каплей, и связанные с ними параметры показаны на рис. 1.

Данные, полученные в результате экспериментов с висящей каплей, используются в следующем уравнении для вычисления межфазного натяжения [9]:

$$y = A\rho gD^2/H, \quad (1)$$

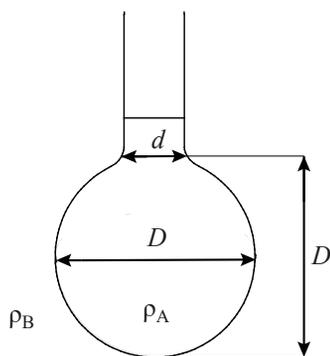


Рис. 1. Висящая капля [9].

где γ обозначает межфазное натяжение, $\Delta\rho$ – разность плотностей, g – ускорение свободного падения, D – экваториальный диаметр, H – параметр, зависящий от формы капли, выражается через “коэффициент формы” капли $S = d/D$.

Значения $1/H$ определяются следующей зависимостью:

$$1/H = B_4/S^A + B_3S^3 - B_2S^2 + B_1S - B_0, \quad (2)$$

где B_0, B_1, B_2, B_3, B_4 и A – эмпирические константы для определенного диапазона S , приведенные в табл. 5.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Экспериментальные результаты – синтетическая нефть. Первую серию экспериментов проводили с использованием синтетической нефти: для этого порции осадителя $n\text{-C}_7$ добавили в смесь толуола с 9.03 мас. % асфальтенов и воды. Начали проводить измерения с 10-ти мл такой смеси и продолжили с образцами при более высоком объемном соотношении $n\text{-C}_7$ (рис. 2, опыт 1).

Согласно результатам, показанным на рис. 2, резкое изменение значений межфазного натяжения

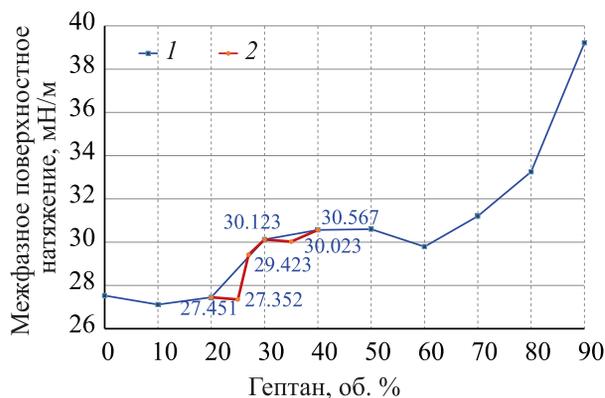


Рис. 2. Измерение межфазного натяжения для синтетической нефти [16]. (1) опыт 1; (2) опыт 2.

наблюдается при 20 об. % $n\text{-C}_7$. Кроме того, считается, что начало осаждения асфальтенов происходит при объеме $n\text{-C}_7$ от 20 до 40%. Следует отметить, что межфазное натяжение между толуолом и водой однообразно увеличивается при добавлении большего количества $n\text{-C}_7$. В то же время измерение межфазного натяжения для воды и синтетической нефти с n -гептаном показывает неоднородные изменения, связанные с осаждением асфальтенов. $n\text{-C}_7$ вызывает осаждение асфальтенов в тех случаях, когда точка начала выпадения асфальтенов приходится на колебания межфазного натяжения.

Повторение измерений в диапазоне 20–40 об. % при 25, 27 и 35 мас. % $n\text{-C}_7$ показано на рис. 2, опыт 2. Результаты указывают, что точка 25 об. % $n\text{-C}_7$ с межфазным натяжением 27.352 мН/м является началом осаждения асфальтенов.

Анализ механизма межфазного натяжения. Измеряли натяжение для границы фаз образцов нефти “S” и “D” с деионизированной водой с добавлением $n\text{-C}_7$ в качестве осаждающего агента (рис. 3).

Свойства и поведение поверхности. Поверхностные свойства асфальтенов, описанные ниже,

Таблица 5. Эмпирические константы

Диапазон S	A	B_0	B_1	B_2	B_3	B_4
0.401–0.46	2.56651	0.18069	0.84059	0.97553	0	0.32720
0.46–0.59	2.59725	0.13261	0.50059	0.46898	0	0.31968
0.59–0.68	2.62435	0.05285	0.15756	0.11714	0	0.31522
0.68–0.90	2.64267	0.05877	0.14701	0.09155	0	0.31345

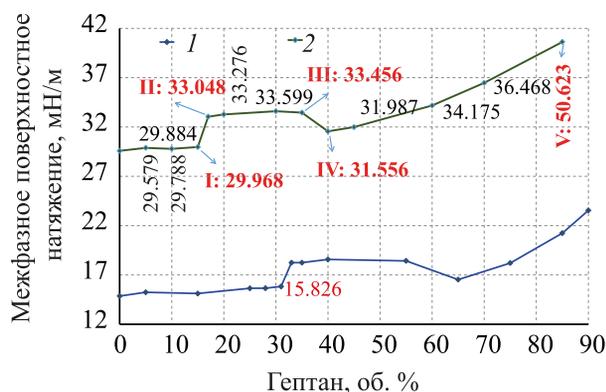


Рис. 3. Данные межфазного натяжения для нефтей "S" и "D" с деионизированной водой: (1) образец нефти "S"; (2) образец нефти "D".

подтверждают наблюдаемые флуктуации данных межфазного натяжения (кривая 2 на рис. 3):

а) добавление n -C₇ приводит к тому, что осаждение асфальтенов начинается в точке I (точка начала выпадения асфальтенов), за которой следует увеличение объемной концентрации асфальтенов и межфазного натяжения при добавлении большего количества n -C₇. Стабильная диаграмма и незначительные вариации межфазного натяжения в интервале между точками II и III обусловлены равновесием между адсорбцией и десорбцией асфальтенов на границе вода–нефть;

б) осаждение асфальтенов становится интенсивнее при добавлении большего количества n -C₇ между точками III и IV. Но из-за ненасыщенности границы раздела вода–нефть частицы асфальтенов перемещаются из основного объема на границу раздела слоев. Таким образом, межфазное натяжение уменьшается, когда асфальтены в качестве ПАВ накапливаются на границе раздела слоев. Этот процесс завершается созданием плотной пленки на границе слоев за счет увеличения концентрации асфальтенов на поверхности;

в) в конечном итоге большая объемная концентрация n -C₇ между точками IV и V приводит к значительному осаждению асфальтенов. Кроме того, слабый перенос асфальтенов из основного объема на насыщенную границу раздела слоев и увеличение объемной концентрации наряду с сопротивлением плотной пленки на границе раздела слоев к перемешиванию фаз, приводят к увеличению межфазного натяжения системы вода–нефть.

Легкая нефть "D" по сравнению с тяжелой нефтью "S" является менее стабильным растворителем для осаждения асфальтена из-за ее структуры и природы. Она также имеет большую разницу в плотности с водой, что приводит к более высокому значению межфазного натяжения. Все эти факты приводят к тому, что выпадение асфальтенов наблюдается быстрее в легкой нефти "D" по сравнению с тяжелой нефтью "S".

Влияние ПАВ на начало осаждения асфальтенов. Образец тяжелой нефти "S". Было исследовано воздействие следующих ПАВ: додецилрезорцина, линейной додецилбензолсульфоновой кислоты и нонилфенола – на начало выпадения асфальтенов в образце нефти "S" иранского месторождения.

Первоначально 0.02 об. % додецилрезорцин используется в 10 мл образца тяжелой нефти, а при 34 об. % n -C₇ начинается осаждение асфальтенов.

Кроме того, начинается выпадение асфальтенов при 37 об. % n -C₇ при повторении эксперимента с 0.05 об. % додецилрезорцина. Это подтверждает незначительное повышение стабильности асфальтенов за счет увеличения массового процентного содержания додецилрезорцина с 0.02 до 0.05%.

Любое дополнительное увеличение концентрации додецилрезорцина (DR) выше 0.05 мас. % приводило к серьезной нестабильности капли нефти и границы раздела между нефтью и водой. Следовательно, было нерационально получать аналогичную тенденцию для межфазного натяжения в зависимости от объемной доли гептана.

Хотя оптимальную концентрацию 0.25 мас. % линейной додецилбензолсульфоновой кислоты (L-DBSA) определили на основе первоначального исследования, при котором использовали 0.1, 0.25 и 0.5 мас. % [16], по-прежнему важно добиваться точности путем повторения испытаний на стабильность и измерения межфазного натяжения при близких значениях 0.20 и 0.30 мас. % L-DBSA. Это поможет учесть будущие потребности и определит точность, необходимую для применения ПАВ в промышленных и промышленных условиях, если для оптимальной концентрации существует более точное значение, отличное от 0.25 мас. % L-DBSA.

Как показано на рис. 4, при снижении концентрации L-DBSA с 0.25 до 0.20 мас. %, асфальтены

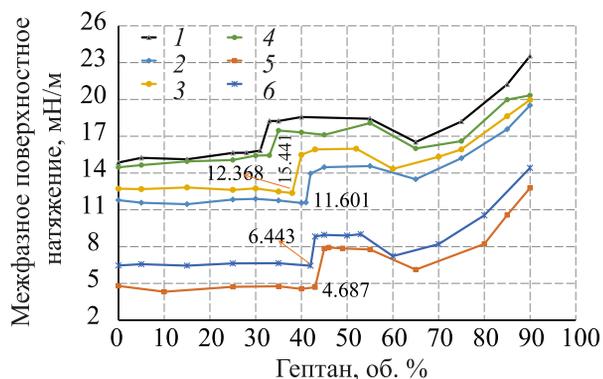


Рис. 4. Зависимость межфазного поверхностного натяжения и начала выпадения асфальтенов от концентрации линейной додецилбензолсульфоновой кислоты (L-DBSA) для тяжелой нефти "S". (1) Образец нефти "S"; (2) L-DBSA, 0.25 мас. %, (3) L-DBSA, 0.20 мас. %, (4) L-DBSA, 0.1 мас. %, (5) L-DBSA, 0.5 мас. %, (6) L-DBSA, 0.3 мас. %.

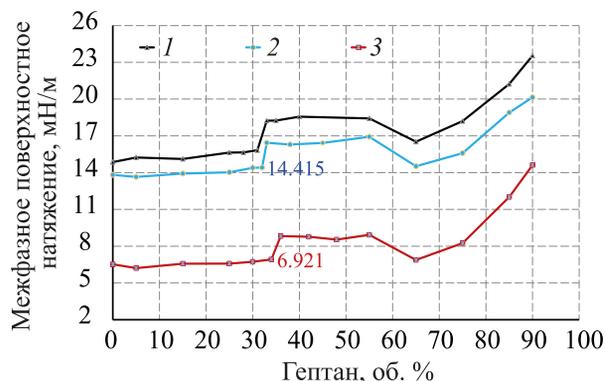


Рис. 5. Зависимость межфазного поверхностного натяжения и начала выпадения асфальтенов в тяжелой нефти от концентрации нонилфенола (NP): (1) образец нефти "S"; (2) NP 0.1 мас. %; (3) NP 0.25 мас. %.

начинают выпадать при добавлении 38 об. % $n-C_7$. Эти показатели ниже, чем в случае 0.25 мас. % L-DBSA, когда выпадение асфальтенов начинается при 41 об. % $n-C_7$. Также во время эксперимента при повышении концентрации L-DBSA с 0.25 до 0.30 мас. % наблюдается значительное падение значений межфазного натяжения до 6.443 мН/м в точке начала выпадения асфальтенов. Однако изменение точки начала выпадения асфальтенов незначительно, и поэтому оптимальная концентрация для стабильности асфальтенов остается на уровне 0.25 мас. %.

Наконец, для подтверждения результатов неоднократно проводили эксперименты с ПАВ нонилфенолом при концентрациях 0.1 и 0.25 мас. % Из рис. 5 видно, что увеличение концентрации нонилфенола до 0.25 мас. % уменьшает межфазное натяжение, которого, однако недостаточно с точки зрения устойчивости асфальтенов, поскольку точка начала их выпадения для образца тяжелой нефти сдвигается всего с 31 об. % $n-C_7$ до 34 об. % $n-C_7$.

Согласно полученным результатам (рис. 6), наибольшее воздействие на начало выпадения асфальтенов и повышение стабильности нефти оказывает линейная додецилбензолсульфоновая кислота, меньшее воздействие оказывает додецилрезорцин и меньше всего влияет нонилфенол. Оптимальная концентрация линейной додецилбензолсульфоновой кислоты составляет 0.25 мас. %.

Образец легкой нефти "D". Ввиду различий между легкой и тяжелой нефтью с точки зрения плотности, вязкости, химического состава, структуры и т.д., асфальтены в образцах легкой нефти отличаются стабильностью и поведением. Наличие большей доли легких компонентов в легкой нефти по сравнению с образцами более тяжелой нефти приводит к тому, что у легкой нефти уменьшается способность к растворению (по сравнению с тяжелой нефтью), а с ней уменьшается и стабильность осаждающихся асфальтенов [19, 20]. Поэтому важно сравнивать характеристики ПАВ, необходимые для повышения стабильности асфальтенов в тяжелой и легкой нефтях, и найти подходящее ПАВ для легкой нефти.

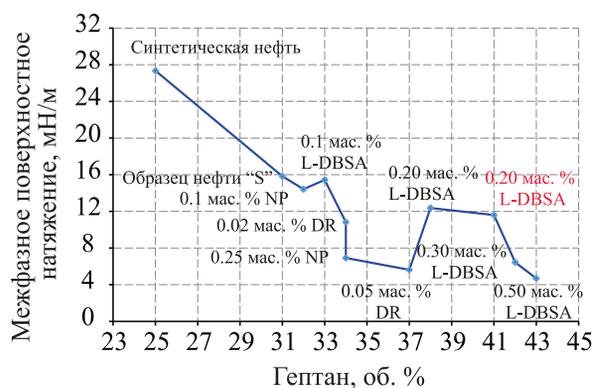


Рис. 6. Сравнение воздействия трех поверхностно-активных веществ на начало выпадения асфальтенов в образце тяжелой нефти "S".

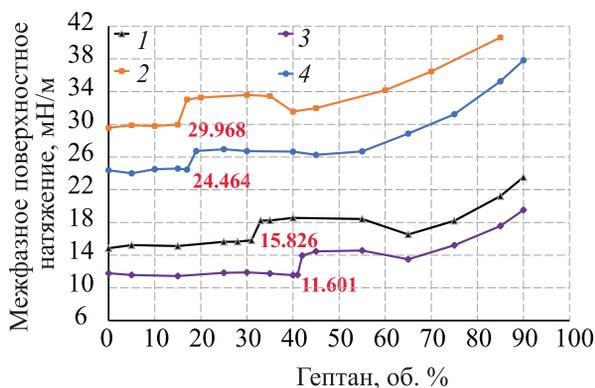


Рис. 7. Зависимость межфазного поверхностного натяжения и начала выпадения асфальтенов в легкой и тяжелой нефтях от концентрации линейной додецилбензолсульфоновой кислоты (L-DBSA): (1) образец нефти “S”; (2) образец нефти “D”; (3) L-DBSA (месторождение нефти “S”) 0.25 мас. %, (4) L-DBSA (месторождение нефти “D”) 0.25 мас. %.

В связи с этим были проведены испытания на стабильность и измерения величины межфазного натяжения для образцов обеих нефтей. На рис. 7 приводится сравнение эффективности выбранного ПАВ – линейной додецилбензолсульфоновой кислоты L-DBSA (0.25 мас. %) для образцов тяжелой “S” и легкой “D” нефтей. Как показано на рисунке, L-DBSA не увеличила стабильность легкой нефти в той же степени, как для образца тяжелой нефти. Для того, чтобы началось осаждение асфальтенов, в образец нефти “D” добавляют немно-

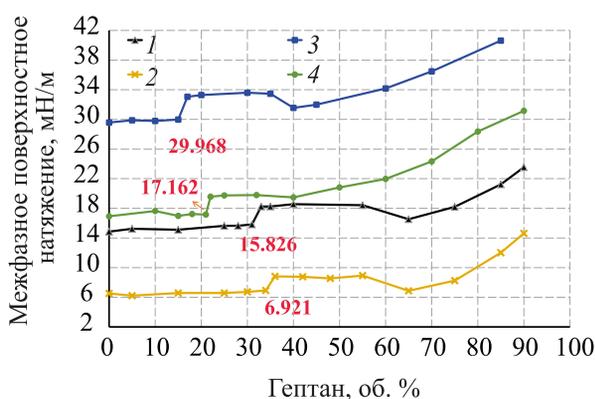


Рис. 9. Зависимость межфазного поверхностного натяжения и начала выпадения асфальтенов легкой и тяжелой нефтей от концентрации нонилфенола (NP): (1) образец нефти “S”; (2) NP в образце нефти “S”, 0.25 мас. %, (3) образец нефти “D”; (4) NP в образце нефти “D”, 0.25 мас. %.

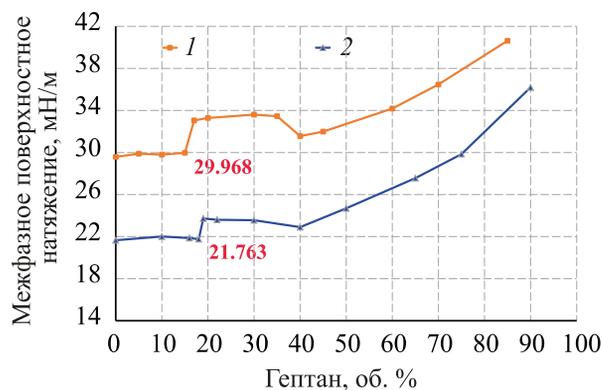


Рис. 8. Зависимость межфазного поверхностного натяжения и начала выпадения асфальтенов в легкой нефти от концентрации додецилрезорцина (DR): (1) образец нефти “D”, (2) 0.25 мас. % DR.

го больше гептана: не 15 об. %, а 17 об. %, в то время как в образцах “S” осаждение происходит при увеличении содержания гептана от 31% об. до 41% об.

Кроме того, провели эксперимент: к образцу легкой нефти “D” добавили 0.25 мас. % ПАВ додецилрезорцина; результаты (рис. 8) показывают незначительное изменение начала выпадения асфальтенов: вместо 15 об. % гептана (кривая 1) необходимо 18 об. % гептана (кривая 2).

В результате крайне важно найти эффективное ПАВ для повышения стабильности асфальтенов и задержки их осаждения в образцах легкой нефти.

На рис. 9 показан замедляющий эффект нонилфенола при 0.25 мас. % для образцов нефтей “S” и “D”. В отличие от эксперимента с добавлением линейной додецилбензол-сульфоновой кислоты начало осаждения для образца нефти “D” значительно изменилось – вместо 15 об. % гептана понадобился 21 об. %. Это свидетельствует о более активном воздействии нонилфенола на легкую нефть “D” по сравнению с тяжелой нефтью “S”, где точка начала осаждения сместилась только на 3 единицы при увеличении объема гептана с 31 до 34% за счет добавления нонилфенола к нефти “S”.

На рис. 10 сравнивается замедляющее действие на начало осаждения асфальтенов для образца легкой нефти “D” таких ингибиторов, как линейная

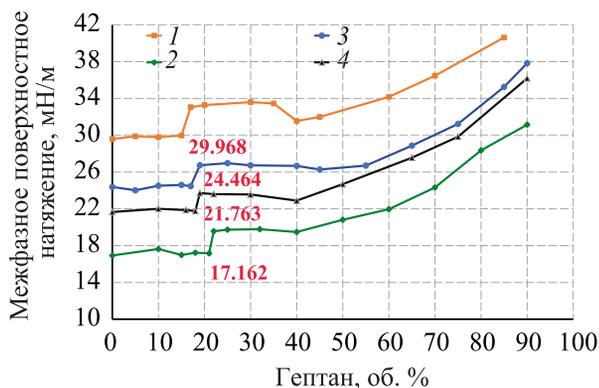


Рис. 10. Сравнение ингибирующего действия линейной додецилбензолсульфоновой кислоты (L-DBSA), нонилфенола (NP) и додецилрезорцина (DR) (концентрация 0.25 мас. %) на начало осаждения асфальтенов в легкой нефти "D": (1) образец нефти "D"; (2) NP, 0.25 мас. %, (3) L-DBSA, 0.25 мас. %, (4) DR, 0.25 мас. %.

додецилбензолсульфоновая кислота, додецилрезорцин и нонилфенола (концентрация 0.25 мас. %). Эффективность ПАВ для задержки точки начала осаждения асфальтенов располагается в порядке 15, 17, 18 и 21 об. % гептана для нефти без ПАВ, L-DBSA, DR и NP, соответственно, где соответствующее межфазное натяжение составляет 29.968, 24.464, 21.763 и 17.162. Таким образом, нонилфенол для легкой нефти является потенциально пригодным ПАВ. Это можно объяснить химической природой и структурой нонилфенола, которые способствуют стабильному состоянию асфальтенов в нефти.

Чтобы использовать нонилфенол для легкой нефти, необходимо выяснить оптимальную концентрацию ПАВ с учетом требуемого изменения времени начала выпадения асфальтенов, а также с учетом стоимости ПАВ. Соответственно, исследовали влияние нонилфенола на легкую нефть "D" в концентрациях 0.20, 0.25, 0.30, 0.35 и 0.45 мас. %. По результатам, приведенным на рис. 11, межфазное натяжение снижается, причем уровень снижения пропорционален концентрации нонилфенола. Однако для начала выпадения асфальтенов необходимо значительное увеличение количества гептана (с 21 до 28 об. %) при повышении концентрации нонилфенола с 0.25 до 0.3 мас. %; последующее увеличение концентрации нонилфенола не приводит к значительному изменению времени начала выпадения асфальтенов.

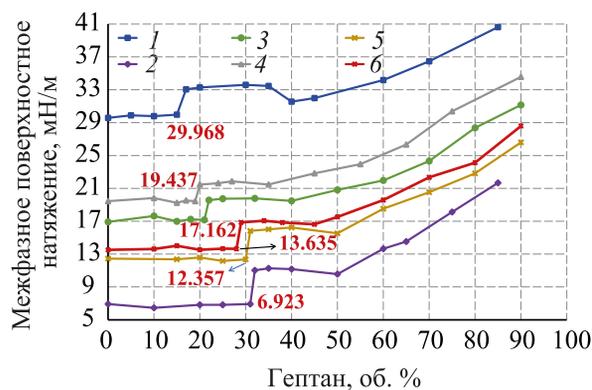


Рис. 11. Зависимость межфазного поверхностного натяжения и начала выпадения асфальтенов легкой нефти от концентрации нонилфенола (NP): (1) Образец нефти "D", (2) NP 0.45 мас. %, (3) NP 0.25 мас. %, (4) NP 0.20 мас. %, (5) NP 0.35 мас. %, (6) NP 0.30 мас. %.

Таким образом, оптимальная концентрация нонилфенола составляет 0.3 мас. % при 28 об. % гептана и значении межфазного натяжения 13.635. Любая концентрация выше 0.3 мас. % нонилфенола не дает заметного увеличения времени начала выпадения асфальтенов и не является экономически выгодной.

Итак, добавление $n-C_7$ в образцы нефти вызывает осаждение асфальтенов и влияет на свойство поверхности – межфазное натяжение. Эти экспериментальные результаты могут быть использованы для определения точки начала осаждения асфальтенов.

Химическая структура и полярная группа ПАВ определяют их способность к ингибированию. Гидрофобная часть в структуре молекулы ПАВ создает более стабильный слой вокруг асфальтенов, что приводит к предотвращению осаждения асфальтенов. Таким образом, при добавлении ПАВ в сырую нефть образуются асфальтеновые коллоиды, повышающие стабильность нефтей.

Кроме того, асфальтены являются наиболее полярной частью сырой нефти и полярные части ПАВ, действующие как ингибитор, вызывают его адсорбцию на поверхности асфальтенов и повышают их стабильность. На самом деле асфальтены не скапливаются в результате взаимодействия между полярными молекулами ПАВ и полярными асфальтенами. В результате способность ПАВ к ингиби-

рованию измеряется временем задержки осаждения асфальтенов.

Результаты экспериментов с тяжелой нефтью подтверждают, что наиболее стабильны асфальтены при добавлении линейной додецилбензолсульфоновой кислоты, при добавлении додецилрезорцина они обладают меньшей стабильностью и наименее стабильны при добавлении нонилфенола.

Результаты экспериментов с легкой нефтью показывают, что наиболее стабильны асфальтены при добавлении нонилфенола, меньшей стабильностью они обладают при добавлении додецилрезорцина и еще меньшей – при добавлении в нефть линейной додецилбензолсульфоновой кислоты. Кроме того, оптимальная концентрация, при которой достигнута большая стабильность асфальтенов в образце нефти “S” с 9.03 мас. % асфальтенов, составляет 0.25 мас. % от веса линейной додецилбензолсульфоновой кислоты, однако анализ чувствительности при концентрациях 0.20 и 0.30 мас. % не показывает лучших характеристик с точки зрения замедления точки начала осаждения. Это значение для образца “D” с 0.97 мас. % асфальтенов составляет 0.30 мас. % от веса нонилфенола при 28 об. % *n*-C₇.

Стоит отметить, что общая тенденция межфазного натяжения остается схожей для легкой и тяжелой нефтей, однако различия наблюдаются для точки начала осаждения, которое происходит быстрее в легкой нефти из-за меньшей стабильности асфальтенов, а также меньших значений межфазного натяжения из-за меньшей разницы плотности между водой и легкой нефтью.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Majid Razipour: <http://orcid.org/0000-0003-2190-9558>

Mohammad Samipour Giri: <http://orcid.org/0000-0001-5707-8915>

Nasrollah Majidian: <http://orcid.org/0000-0002-2617-0687>

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают свою признательность Факультету химической инженерии Инженерного факультета Северного Тегеранского отделения Исламского университета Азад.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Keshmiri K., Huang H., Nazemifard N. Microfluidic platform to evaluate asphaltene deposition during solventbased extraction of bitumen // *Fuel*. 2019. V. 239. P. 841–851. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.11.044>
2. Ghala G.T., Sulaiman S.A., Japper-Jaafar A. Flow start-up and transportation of waxy crude oil in pipelines. A review // *J. of Nonnewton. Fluid Mech.* 2017. V. 251. P. 69–87. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2017.11.008>
3. Memon A., Borman C., Mohammadzadeh O., Garcia M., Judith D., Tristancho R., Ratulowski J. Systematic evaluation of asphaltene formation damage of black oil reservoir fluid from lake Maracaibo // *Fuel*. 2017. V. 206. P. 258–275. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.05.024>
4. Mahdavi E., Zebarjad F.S., Taghikhani V., Ayatollahi Sh. Effects of paraffinic group on interfacial tension behavior of CO₂–asphaltenic crude oil systems // *J. Chem. Eng. Data*. 2014. V. 59. № 8. P. 2563–2569. <https://doi.org/10.1021/je500369e>
5. Oh K., Deo M.D. Effect of organic additives on the onset of asphaltene precipitation // *Energy Fuels*. 2002. V. 16. P. 694–699. <https://doi.org/10.1021/ef010223q>
6. Mousavi-Dehghani S.A., Riazi M.R., Vafaie-Sefti M., Mansoori G.A. An analysis of methods for determination of onsets of asphaltene phase separations // *J. Pet. Sci. Eng.* 2004. V. 42. P. 145–156. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.12.007>
7. Kumar B. Effect of salinity on the interfacial tension of model and crude oil systems. A Thesis submitted to the Department of Chemical and Petroleum Engineering, Calgary, Canada, 2012. V. 6–8. P. 23–24.
8. Nikseresht S., Riazi M., Amani M.J., Tabrizi F.F. Prediction of oil/water interfacial tension containing ionic surfactants // *Colloid Interface Sci. Commun.* 2020. V. 34. Article 100217. <https://doi.org/10.1016/j.colcom.2019.100217>
9. Drellich J., Fang C., White C.L. Measurement of interfacial tension in fluid–fluid systems. – *Encyclopedia of surface and colloid science*, 2002. P. 3152–3166.
10. Mishra M., Muthuprasanna P., Prabha K.S., Rani P.S., Satish I.A., Chandiran I.S., Arunachalam G., Shalini S. Basics and potential applications of surfactants – A review // *Int. J. Pharmtech Res.* 2009. V. 1. P. 1354–1365. CODEN: IJPRIF, ISSN: 0974-4304
11. Principles of colloid and surface chemistry. 3rd ed. Ed. by P.C. Hiemenz, R. Rajagopalan. New-York: Marcel Dekker, 1997.

12. *Saeedi Dehaghani A.H., Soodbakhsh Taleghani M., Badizad M.H., Daneshfar R.* Simulation study of the Gachsaran asphaltene behavior within the interface of oil/water emulsion: A case study // *Colloid Interface Sci. Commun.* 2019. V. 33. Article 100202. <https://doi.org/10.1016/j.colcom.2019.100202>
13. *Al-Sahhaf T.A., Fahim M.A., Elkilani A.S.* Retardation of asphaltene precipitation by addition of toluene, resins, deasphalted oil and surfactants // *Fluid Phase Equilibria.* 2002. V. 194–197. P. 1045–1057. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(01\)00702-6](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(01)00702-6)
14. *Goual L., Firoozabadi A.* Effect of resins and DBSA on asphaltene precipitation from petroleum fluids // *AIChE J.* 2004. V. 50. № 2. P. 470–479. <https://doi.org/10.1002/aic.10041>
15. *Junior L.C.R., Ferreira M.S., Ramos A.C.D.* Inhibition of asphaltene precipitation in Brazilian crude oils using new oil soluble amphiphiles // *J. Pet. Sci. Eng.* 2006. V. 51. № 1–2. P. 26–36. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.11.006>
16. *Razipour M., Samipour Giri M., Majidian N.* Application of surfactants on asphaltene stability in heavy oil by interfacial tension approach // *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects.* 2020. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1752332>
17. *Gonzalez G., Middea A.* Peptization of asphaltene by various oil soluble amphiphiles // *Colloids Surf.* 1991. V. 52. P. 207–217. [https://doi.org/10.1016/0166-6622\(91\)80015-G](https://doi.org/10.1016/0166-6622(91)80015-G)
18. *Chang Ch., Fogler H.S.* Asphaltene stabilization in alkyl solvents using oil-soluble amphiphiles, Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 25185, SPE Int. Symp. on Oilfield Chemistry, New Orleans, LA, USA. March 2–5, 1993.
19. *Hajizadeh A., Rostami R.R., Amani M., Shedin A.* An investigation on asphaltene precipitation potential for light and heavy oils, during natural depletion, Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 119725, 32nd Annual SPE Int. Technical Conf. and Exhibition, Abuja, Nigeria, August, 4–6, 2008.
20. *Wei J., Li J., Zhou X., Zhang X.* Effect of pressure and CO₂ content on the asphaltene precipitation in the light crude oil // *Petrol. Sci. Technol.* 2020. V. 38. P. 116–123. <https://doi.org/10.1080/10916466.2019.1684947>