

М. Ю. Антонова, Р. И. Гаффанова, А. Р. Давлетшин,
Р. Г. Теляшев

ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА, ПОВЫШАЮЩИЕ НЕФТЕОТДАЧУ ОТЛОЖЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Ключевые слова: высоковязкие нефти, паротепловое воздействие, нефтяная дисперсная система, фазовые переходы, асфальтены, сложная структурная единица, SARA, ИК спектроскопия, газовая хроматография.

В работе представлены новые данные о явлениях и закономерностях происходящих при использовании тепловых технологий добычи тяжелых высоковязких нефтей, в том числе о составе асфальтосмолистых структур, образующихся в нефтемещающей терригенной породе в зависимости от состава нефти и условий нефтеизвлечения с точки зрения физико-химической механики нефтяных дисперсных систем. Основной акцент сделан на получении новых знаний о превращениях и их закономерностях, происходящих с дисперсной системой тяжелых высоковязких нефтей при параметрах свойственных при использовании тепловых технологий добычи с помощью пара, углеводородных растворителей и неионогенных поверхностно-активных веществ. Для исследования изменений, происходящих в фазовом составе тяжелых высоковязких нефтей, использовались методы SARA-анализа, ИК спектроскопия, реологии. В качестве объектов в работе исследованы высоковязкие нефти Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений Республики Татарстан. Созданы методологические аспекты, определяющие устойчивость тяжелых нефтей к инверсии на основе их компонентного и структурно-группового состава, строения нефтяных дисперсных систем. На основе полученных знаний о нефтяных дисперсных системах дана количественная оценка состав и строение отдельных структурных образований. Показано, что высокие значения динамической вязкости дисперсных систем в тяжелых нефтях практически не зависят от объема образующихся ассоциативных комбинаций и количества дисперсионной среды, а связана в первую очередь с низкой дисперсностью системы в целом. Показано, что не все асфальтены способны служить основой дисперсной фазы, а лишь те из них в ком присутствует в значительной степени карбонизированная часть, в то время как высоко конденсированная ароматическая часть наряду со смолами способствует образованию сольватной оболочки, изолирующей от растворителя в дисперсионной среде.

М. Yu. Antonova, R. I. Gaffanova, A. R. Davletshin,
R. G. Telyashev

SURFACTANTS INCREASING OIL RECOVERY FROM DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY OILS

Keywords: High-viscosity oils, steam-thermal effect, oil dispersed system, phase transitions, asphaltenes, complex structural unit, SARA, IR spectroscopy, gas chromatography.

The paper presents new data on the phenomena and patterns occurring when using thermal technologies for the extraction of heavy high-viscosity oils, including the composition of asphalt-resinous structures formed in the oil-bearing terrigenous rock depending on the oil composition and oil recovery conditions from the point of view of the physicochemical mechanics of oil disperse systems. The main emphasis is on obtaining new knowledge about the transformations and their patterns occurring with the disperse system of heavy high-viscosity oils under the parameters characteristic of using thermal technologies for extraction using steam, hydrocarbon solvents and nonionic surfactants. SARA analysis, IR spectroscopy and rheology were used to study the changes occurring in the phase composition of heavy high-viscosity oils of the Ashalchinskoye and Mordovo-Karmalskoye fields of the Republic of Tatarstan were studied as objects in the work. Methodological aspects determining the resistance of heavy oils to inversion based on their component and structural-group composition, structure of oil disperse systems have been created. Based on the obtained knowledge about oil disperse systems, a quantitative assessment of the composition and structure of individual structural formations has been given. It has been shown that high values of the dynamic viscosity of disperse systems in heavy oils are practically independent of the volume of the resulting associative combinations and the amount of dispersion medium, and are associated primarily with the low dispersion of the system as a whole. It has been shown that not all asphaltenes are capable of serving as the basis of the dispersed phase, but only those in which a significantly carbonized part is present, while the highly condensed aromatic part, along with resins, promotes the formation of a solvate shell that isolates from the solvent in the dispersion medium.

Введение

В нефтедобывающих регионах запасы традиционных нефтей неуклонно снижаются, в то время как доля высоковязких нефтей возрастает [1,2]. Для извлечения высоковязких нефтей используют методы добычи, предполагающие закачку тепловых агентов, (циклическая закачка пара, парагаза, закачка горячей воды, создание в пласте движущегося очага горения и многие другие методы) [3,4]. Наиболее рациональными и экономически оправданными

технологиями увеличения нефтеотдачи, обеспечивающим доступ к запасам трудноизвлекаемых углеводородов, которые относятся к неизвлекаемым с применением классических методов, является паротепловое воздействие [5,6].

В настоящее время для извлечения высоковязких нефтей разрабатываются технологии Solvent Aided Process (SAP), воплощающая в себе плюсы от использования водяного пара и углеводородного

растворителя [7]. Использование в технологии добычи SAP растворителя и поверхностно-активных соединений увеличивает энергетическую компоненту паротепловых методов извлечения тяжелых углеводородов за счет значительного уменьшения количества расходуемого теплоносителя, необходимого для уменьшения высокой вязкости тяжелой нефти в продуктивных отложениях [8].

Тепловые методы добычи приводят к различным изменениям физико-химических свойств добываемой нефти. Происходит изменение фазового состояния извлекаемых нефтей, что может вызывать выпадение асфальтосмолистых соединений. Одни и те же термические методы воздействия на месторождения тяжелых нефтей в определенных обстоятельствах могут быть как высокоэффективными, так и не эффективными с нулевым или даже отрицательным эффектом. Процессы, происходящие в пласте, в том числе связанные с изменением состава и свойств извлекаемых нефтей, представляют большой интерес.

В последние годы все больше появляется работ, изучающих взаимосвязь свойств и состава тяжелых высоковязких нефтей с позиций дисперсных систем [9,10]. Согласно теории о нефтяных дисперсных системах (НДС) на этапе формирования дисперсной фазы возникают надмолекулярные структуры преимущественно из асфальтенов, центром которых являются молекулы карбенов-карбоидов [11]. Надмолекулярные структуры не способны к самостоятельному существованию и имеют термодинамически неустойчивое метастабильное состояние [12]. Между изменениями в составе и строении компонентов НДС существует определенная взаимосвязь, которая зависит от соотношения поверхностной энергии и объемной энергии взаимодействующих молекул. Углеводородные и гетероатомные молекулы, расположенные в объеме надмолекулярных структур НДС, являются энергетически скомпенсированными, в отличие от тех молекул, которые расположены на условной границе раздела фаз. После достижения некоторого критического размера они способны к самостоятельному существованию в виде образованной дисперсной фазы. Имея не скомпенсированную избыточную энергию, фаза именуемая дисперсной создаёт на своей поверхности бронирующие слои различной толщины известные в литературе как сольватные оболочки из молекул, образующих дисперсионную среду. Таким образом, с помощью сформированной сольватной оболочки дисперсная фаза создаёт формы, отличающиеся структурой, которая в условиях трансформации внешних факторов способна менять размеры [13]. Для изучения состава и свойств такой структуры исследователями была принята условная модель известная под термином «сложная структурная единица» или ССЕ, позволяющая развивать новый аспект в исследовании нефтяных дисперсных систем (НДС).

Сложная структурная единица исследователями рассматривается как составляющая ассоциативных и

агрегативных флуктуаций, как основной компонент НДС, склонный к самопроизвольному образованию при определённых параметрах [14]. ССЕ в тяжелых нефтях являются постоянными только в дисперсионной среде определенного состава и в определенных условиях внешних факторов, оказывающих воздействие на НДС. Строение и свойства ССЕ обусловлены составом образующих её компонентов, таких как ядро и сольватная оболочка [15]. Распределение смолисто-асфальтеновых молекул и других гетеросодержащих соединений в сложных структурных единицах происходит от центра к периферии по уменьшению энергии межмолекулярных взаимодействий [16]. Основным отличием строения ССЕ от мицеллы является отсутствие строго выраженной поверхности границы раздела фаз между ядром и сольватной оболочкой, и сольватной оболочкой и дисперсионной средой. Различия в межмолекулярных взаимодействиях соединений высоковязких нефтей, отражаются на разной их способности к ассоциации [17]. При увеличении расстояния между ассоциативными флуктуациями осуществляются дальнедействующие межмолекулярные ван-дер-ваальсовы силы такие как ориентационные, индукционные и дисперсионные [18]. С разностью скоростей процессов образования и разрушения бронирующих слоев связана их толщина и обусловленная энергией взаимодействия с ядром ССЕ [19]. Так, в составе дисперсионной среды ароматические соединения практически не являются ассоциированными, поскольку возникающие ассоциативные флуктуации под действием ориентационного поля других молекул быстро распадаются. Однако такое поведение ароматических соединений меняется, если они оказываются в сильно алкановой или циклоалкановой среде [20,21]. Появление на границе раздела фаз между ароматическими флуктуациями и алифатическими соединениями поверхностно-активных веществ (ПАВ) способствует формированию «слоя имеющего энергетическое сродство как с ароматическими, так и с парафинафтеновыми соединениями.

Выявление отличительных количественных особенностей в составе и строении, реологическом поведении тяжелых нефтей, определении фазовой стабильности является важной и актуальной задачей решение которой способствует развитию эффективных методов нефтедобычи.

Цель работы – выявление отличительных закономерностей в строении и составе компонентов НДС высоковязких нефтей, определяющих их стабильность.

Материалы и методы

В настоящее время как в мировой практике, в Канаде, Венесуэле, так и в России на Ярегском, Ашальчинском месторождениях разрабатываются залежи тяжелых высоковязких нефтей из терригенных отложений. Из карбонатных залежей тяжелых нефтей следует отметить месторождение на Кубе (Бока де Харуко), где идет опытно-промышленная разработка с закачкой пара. С

карбонатными отложениями Татарстана связано значительно больше ресурсов высоковязких нефтей. Эффективным подходом в добычи тяжелых нефтей является использование в качестве вытесняющих агентов паров воды, растворителей и поверхностно-активных веществ, которые способны распределяться в нефтяной дисперсионной среде изменяя при этом её состав и реологические свойства. Основными объектами исследования были выбраны высоковязкие нефти Мордово-Кармальского и Ашальчинского месторождений Республики Татарстан (табл. 1). Продуктивными отложениями месторождений являются терригенные пласты девона, нижнего карбона и карбонатные отложения девона и среднего карбона.

Таблица 1 - Общие характеристики и состав нефтей

Table 1 - General characteristics and composition of oils

Показатели	Месторождение	
	Ашальчинское	Мордово-Кармальское
Плотность, при 25°С, г/см ³	0,972	0,961
Вязкость, мПа·с, в пласт. усл.	12000	3000
Состав, % масс.:		
- УВ	57,8	71,9
- смолы	36,9	23,3
- асфальтены	5,3	4,6
Возраст	P _{2uf}	P _{2uf}
Генотип	Б ²	А ²

На Ашальчинском месторождении применяется технология паро-гравитационного воздействия (SAGD), на Мордово-Кармальском месторождении нефть была добыта методом пароциклического воздействия на пласт с помощью горизонтальных скважин, на данный момент месторождение законсервировано на неопределенный срок в связи с убыточностью. Нефть Мордово-Кармальского месторождения (МК) относится к типу А² (эксп. № 1-3), нефть Ашальчинского месторождения (Аш) к типу Б² (эксп. № 4-6). Нефти отличаются высокими температурами начала кипения – 90 и 110 °С, соответственно, большим содержанием смолисто-асфальтеновых и полиароматических соединений.

Перед экспериментом готовилась насыпная модель пласта, в заданном количестве смешивались породослагающие минеральные соединения (табл. 2). Для модели терригенных отложений использовался кварцевый песок фр. 0,32-0,64 мкм. Для модели карбонатных отложений были выбраны кальцит (фр. 1,3-2,5 мкм) и доломит (фр. 0,2-10,5), учитывая повсеместное присутствие в породах глинистых минералов – каолин (фр. 0,3-3,5).

Экспериментальные исследования моделирующие различные условия извлечения тяжелых нефтей выполнялись на лабораторной установке, имитирующей модель нефтенасыщенного пласта, выполненный в виде полый трубы из нержавеющей стали, заключенной в термостатирующую рубашку (рис. 1).

Таблица 2 - Состав насыпной модели пласта

Table 2 - Composition of the bulk reservoir model

Эк сп., №	Состав насыпной модели пласта, % масс.			
	Кварцевый песок	Кальцит	Доломит	Каолин
1	-	99,4	-	0,6
2	98,8	-	-	1,2
3	-	80,9	18,8	0,3
4	99,1	-	-	0,9
5	-	92,5	6,4	1,1
6	98,6	-	-	1,4

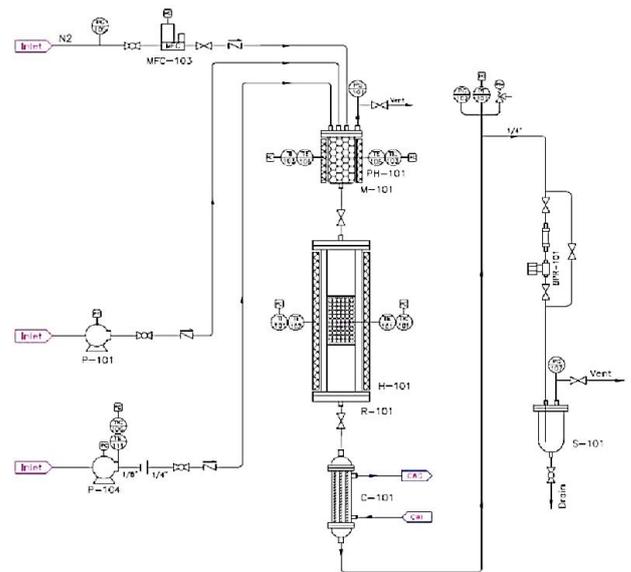


Рис. 1 – Лабораторная установка модели пласта: P-101 насос подачи дистиллированной воды в испаритель M-101, P-104 насос подачи в испаритель растворителя с ПАВ, R-101 модель пласта, C-101 теплообменник, BPR-101 регулятор обратного давления, S-101 сепаратор

Fig. 1 – Laboratory setup of the reservoir model: P-101 pump supplying distilled water to the M-101 evaporator, P-104 pump supplying surfactant solvent to the evaporator, R-101 reservoir model, C-101 heat exchanger, BPR-101 back pressure regulator, S-101 separator

Пористость минеральной смеси, моделирующей пласт определяли по разнице массы сухого и насыщенного (водой) образца, отнесённой к единице объёма. Проницаемость рассчитывается по формуле: $K_v = V\mu L / \tau S \Delta P$, где V – объем прошедшей через модель воды, см³; μ – вязкость воды, МПа·с; τ – время замера, сек.; L – длина модели, см; S – площадь поперечного сечения модели, см²; ΔP – перепад давления, атм. (табл. 3).

Температура в аппарате (M-101) где предварительно готовился вытесняющий агент составляла 180 °С. В модели пласта (R-101) температура составляла 150 °С. Насосами (P-101 и 104) в смеситель (M-101) подавалась дистиллированная вода и углеводородный растворитель, содержащий ПАВ (табл. 4). Извлекаемая тяжелая нефть вместе с водой, растворителем и ПАВ поступала в сепаратор (S-101).

Отделение воды проводили по методики «Bottle Test». Растворитель отгоняли с помощью колбы Вюрца с дефлегматором.

Таблица 3 - Характеристики модели пласта

Table 3 - Reservoir model characteristics

Эксп., №	Пористость, %	Нефте-насыщенность, % масс.	Проницаемость, мкм ²
1	28	8,3	0,17
2	32	9,0	0,02
3	29	10,3	0,06
4	29	8,3	0,66
5	31	9,0	0,06
6	30	11,7	0,23

Таблица 4 - Параметры вытеснения

Table 4 - Displacement parameters

Эксп., №	Состав вытесняющего агента, % об.			Расход воды / р-ль с ПАВ, мл/мин
	Вода	Р-ль	ПАВ	
1	57	29	9	0,8/0,6
2	76	17	2	1/0,3
3	58	28	9	0,8/0,6
4	77	19	-	1/0,3
5	58	29	9	0,7/0,5
6	77	12	7	1/0,3

Состав нефтей до и после экспериментов изучался по методике SARA-анализа. Определение количества асфальтенов (А) проводилось методом осаждения в 40-кратном избытком петролейного эфира (с температурами начала и конца кипения 40-70 °С). Разделение деасфальтизата на насыщенные и ароматические углеводороды (УВ) и смолы (С) (бензольные (Сб) и спирто-бензольные (Ссп-б)) проводилось методом жидкостно-адсорбционной хроматографии с использованием силикагеля марки АСК. Фазовую устойчивость нефтей к осаждению смолисто-асфальтеновых веществ рассчитывали по формуле: $[A+C]/[УВ]$. Долю ядер (Яд) в составе ССЕ рассчитывали из соотношения A/CCE , а долю сольватной оболочки (Со) из C/CCE . Также из соотношений содержания спиртобензольных смол (Ссп-б) и бензольных смол (Сб) к содержанию смолисто-асфальтеновых веществ (А+С) определяли значения долей внутренней и внешней сольватных оболочек.

Структурно-групповой состав компонентов составляющих нефтяные дисперсные системы изучался методом ИК-спектроскопии по соответствующим характеристическим полосам поглощения: для алифатических фрагментов молекул 1380 и 1465 см⁻¹, метиленовых фрагментов 720 см⁻¹, ароматических фрагментов 1600 см⁻¹, 1030 см⁻¹ сульфоксидных групп и 1740 см⁻¹ карбоксильных групп. Спектры получали с помощью инфракрасного спектрофотометра Vector 22 (Bruker) в диапазоне длин волн 4000-400 см⁻¹ с характерным разрешением 4 см⁻¹.

Для сравнительного анализа рассчитывались спектральные показатели ароматичности Ar (D_{1600}/D_{720}) и алифатичности Al ($(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$).

По значениям показателей ароматичности и алифатичности рассчитывали коэффициенты сродства сольватной оболочки и дисперсионной среды $Ar_{УВ-С}$ ($ArC / Ar_{УВ} * 100$ %), $Al_{УВ-С}$ ($AlC / Ar_{УВ} * 100$ %), сольватной оболочки и ядра $Ar_{С-А}$ ($ArC / AlA * 100$ %), $Al_{С-А}$ ($AlC / AlA * 100$ %).

Реологическое поведение тяжелых нефтей проводилось на приборе «Реотест 2» при температурах от 10 до 80 °С с использованием коаксиально цилиндрических конструкций, при скоростях сдвига от 3 до 1312 с⁻¹.

Обсуждение результатов

В процессе моделирующим паротепловое вытеснение на поверхности породообразующих минералов в составе вытесняемой нефти парообразной смесью воды и растворителя происходит перераспределение между извлекаемыми и адсорбированными углеводородами (табл. 5). По сравнению с исходной нефтью Мордово-Кармальского месторождения, в составе вытесненной нефти преобладают насыщенные и ароматические углеводороды (УВ). В составе вытесненной нефти Ашальчинского месторождения больше в 1,5 раза углеводородов, выше содержание бензольных и спиртобензольных смол, асфальтенов. В составе вытесненных нефтей из минеральных смесей, моделирующих карбонатные отложения (эксп. 3) содержание спиртобензольных смол и асфальтенов снижается, что говорит о неполном их извлечении, можно полагать о их адсорбционной склонности к кальциту, доломиту и каолину. Использование углеводородного растворителя, содержащего незначительное количество ПАВ, значительно уменьшает соотношение смолисто-асфальтеновых соединений и насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) в вытесненной тяжелой нефти.

Таблица 5 - Параметры вытеснения

Table 5 - Displacement parameters

Эксп., №	УВ	Смолы		А	А+С/УВ
		Сб	Ссп-б		
1	72,0	6,8	16,0	5,2	0,38
2	74,6	3,9	12,7	8,8	0,34
3	76,6	5,3	12,4	5,7	0,30
4	62,1	18,3	12,1	7,5	0,61
5	65,4	18,9	9,9	5,8	0,53
6	64,3	20,7	9,7	5,3	0,55

Данные анализа ИК-спектров УВ, смол и асфальтенов исследуемых нефтей после вытеснения показали как общие особенности в их структурно-групповом составе, так и отличия (рис. 2). Нефти после вытеснения отличаются меньшей долей ароматичности, и большей алифатичностью. Наиболее заметные изменения в сторону снижения ароматичности характерно для экспериментов с увеличением количества ПАВ в вытесняющем агенте. Паротепловое воздействие в присутствии растворителя ведет к изменениям в строении дисперсной системы вытесненной нефти (рис. 3 и 4).

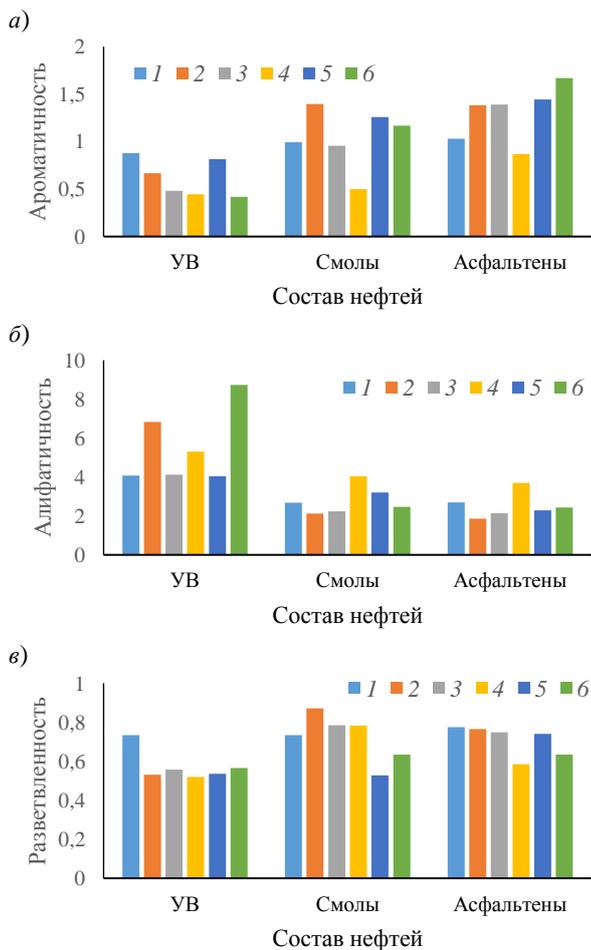


Рис. 2 – ИК-спектральные показатели: а) ароматичность (*Ar*); б) алифатичность (*Al*); в) разветвленность (*P*)

Fig. 2 – IR spectral indices: a) aromaticity (*Ar*); b) aliphaticity (*Al*); c) branching (*P*)

Добавление углеводородного растворителя при паротепловом воздействии на модель пласта приводит к увеличению в извлекаемой тяжелой нефти количества дисперсионной среды, и снижению содержания ССЕ. Вместе с этим в составе ССЕ увеличивается количество ядра и уменьшается содержание бронирующего слоя, представленного в виде сольватной оболочки. После воздействия водяного пара с углеводородным растворителем, в вытесненной нефти снижается содержание ССЕ, в первую очередь, за счёт уменьшения количества сольватной оболочки. При включении в состав растворителя ПАВ значительных отличий в строении нефтяной дисперсной системы и сложной структурной единицы не происходит, и только в эксперименте проведенным с большим количеством растворителя с высоким содержанием ПАВ, увеличивается количество дисперсионной среды и уменьшается доля структурных единиц – ССЕ.

В проведенных экспериментах с участием углеводородного растворителя и ПАВ повышается доля дисперсионной среды при одновременном снижении количества структурной единицы ССЕ (рис. 3). Таким образом, содержание ПАВ в составе вытесняющего агента приводит к снижению

физической прочности образованных ассоциативных комбинаций из высокомолекулярных углеводородов нефти и наибольшей их деструкции. Дальнейшее увеличение содержание углеводородного растворителя с ПАВ в составе вытесняющего агента при паротепловом воздействии ведёт к большему проявлению наблюдающегося эффекта, отражающего изменения происходящие в дисперсной системе извлекаемой нефти. Стоит отметить увеличение содержания парафиновых фрагментов в молекулах смол, а также снижение разветвленности в алифатических структурах. В целом алифатичность в нефтяных дисперсных системах снижается в последовательности: насыщенные и ароматические углеводорода, смолы бензолные и спирто-бензолные, асфальтены.

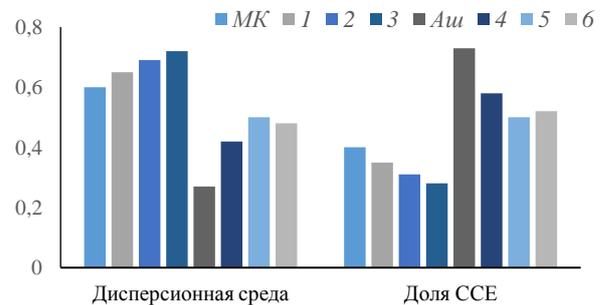


Рис. 3 – Состав нефтяной дисперсной системы

Fig. 3 – Composition of the oil dispersed system

В дисперсной системе извлекаемых тяжелых нефтей наиболее близки по составу и строению фрагменты ядра и бронирующего слоя (рис. 5). Степень химического сродства бронирующего слоя и дисперсионной среды – наименьшая. Степень относительного сродства фрагментов нефтяной дисперсной системы увеличивается в последовательности $Al_{УВ-С} < Al_{С-А}$. В извлеченной тяжелой нефти с помощью паротеплового воздействия во втором эксперименте наиболее близкими по строению являются фрагменты ядра и бронирующего слоя. Степень химического сродства внешней сольватной оболочки бронирующего слоя сложной структурной единицы и дисперсионной среды извлеченной тяжелой нефти приблизительно одинакова. При введении в состав вытесняющего агента углеводородного растворителя в извлекаемой тяжелой нефти увеличивается относительное сродство алифатичности дисперсионной среды и бронирующего слоя структурной единицы ССЕ. Однако в структурной единице ССЕ снижается химическое сродство алифатических фрагментов внутренней сольватной оболочки бронирующего слоя и ядра ($Al_{С-А}$). За исключением экспериментов, в которых в составе вытесняющего агента присутствует ПАВ – степень относительного сродства дисперсионной среды и бронирующего слоя ($Al_{УВ-С}$, $Ar_{УВ-С}$) существенно меньше, а внешней сольватной оболочки и ядра ($Al_{С-А}$, $Ar_{С-А}$) выше, чем в исходных нативных нефтях. Чем выше степень

химического сродства компонентов бронирующего слоя, тем больше его толщина. Смолы во внешней сольватной оболочке бронирующего слоя (Ссп-б) обладают малыми силами ММВ по отношению к асфальтенам образующим ядро структурной единицы ССЕ в целом. Наименьшей степенью химического сродства внешней сольватной оболочки бронирующего слоя и ядра (Ал_{С-А}, Ар_{С-А}) обладает система НДС тяжелой нефти, претерпевшей ПТВ с растворителем без ПАВ.

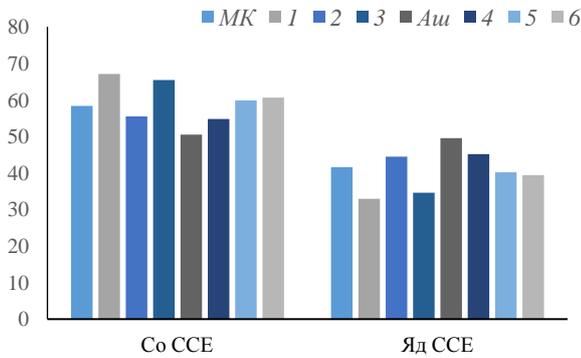


Рис. 4 – Состав сложной структурной единицы

Fig. 4 – Composition of a complex structural unit

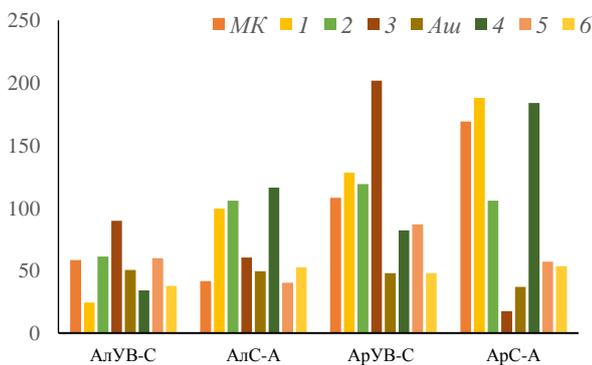


Рис. 5

Fig. 5

Отличительной особенностью тяжелых нефтей, представляющих собой высокоструктурированные объекты, обладающие низкой подвижностью, является более высокая степень химического сродства молекул, образующих внешнюю сольватную оболочку бронирующего слоя и соединений, образующих дисперсионную среду (Ар_{УВ-С}, Ал_{УВ-С}). Дисперсионная среда в наибольшей степени участвует в образовании дисперсной системы, что приводит к уменьшению степени дисперсности и снижению её подвижности (рис. 6). При температуре 50 °С основная часть физических ассоциатов в нефтях разрушается, это приводит к уменьшению вязкости. Имеющиеся различия в характере изменения динамической вязкости объяснены различиями в составе и строении их нефтяных дисперсных систем, что предопределяется несколько различным механизмом структурирования

этих систем. В составе сложной структурной единицы нефти обладающие низкой вязкостью характеризуются большей долей ядра и меньшей сольватной оболочкой.

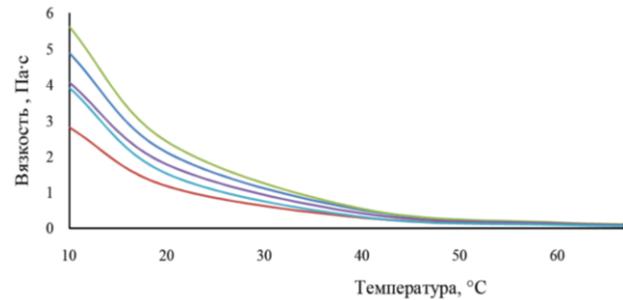


Рис. 6

Fig. 6

Снижение количества углеводородного растворителя в составе вытесняющего агента приводит к увеличению толщины бронирующего слоя и упрочнению структуры сольватных оболочек, что отражается в меньшей степени на реологических кривых. Причина наблюдаемого эффекта заключается в перестроении дисперсной системы вытесненной тяжелой нефти из структурированного вида, имеющего определенный набор единиц, в разрушенное состояние, где высокая подвижность обусловлена меньшими по размерам структурными единицами.

Варьирование растворяющей функции дисперсионной среды и взаимодействиями внутри надмолекулярной структуры ССЕ сопровождается двумя противоположно протекающими процессами: увеличением степени дисперсности, ведущее к росту толщины бронирующего слоя и силы взаимодействия дисперсионной среды с внешней сольватной оболочкой бронирующего слоя с уменьшением количества последнего. Разность скоростей процессов образования и разрушения бронирующих слоев определяет их толщину при влиянии углеводородного растворителя и во многом зависит от взаимодействия внутренней сольватной оболочки бронирующего слоя с поверхностью ядра структурной единицы ССЕ. Повышение за счет использования углеводородного растворителя растворяющей способности вытесняющего агента приводит к росту бронирующего слоя и одновременному уменьшению размеров ядра ССЕ, дисперсная система отличается максимальной устойчивостью к инверсии. С увеличением растворяющей способности вытесняющего агента толщина бронирующего слоя уменьшается, за счет чего повышается движущая сила инверсии вытесняемой нефти.

Заключение

Получены новые данные о явлениях и закономерностях, происходящих при использовании технологий добычи тяжелых нефтей с помощью пара, растворителей и поверхностно-активных веществ, в том числе о составе асфальтосмолистых структур, образующихся в нефтewмещающей породе в зависимости от состава высоковязких нефтей и

условий нефтеизвлечения. Показана взаимосвязь молекулярной подвижности дисперсионной среды и вязкости нефти. Показано, что не все асфальтены способны служить основой дисперсной фазы, а лишь те из них в ком присутствует в значительной степени карбонизированная часть, в то время как высоко конденсированная ароматическая часть наряду со смолами способствует образованию сольватной оболочки, изолирующей от растворителя в дисперсионной среде.

Результаты проведённых исследований открывают новые возможности для повышения эффективности извлечения высоковязких нефтей с помощью паротеплового воздействия.

Литература

1. С. М. Петров, Нефтепромысловая химия 193-195 (2022).
2. S. M. Petrov et al., Processes, 9, 2, 256 (2021).
3. Р. Х. Муслимов и др., Всероссийский экономический журнал ЭКО 1 (451), 35-40 (2012).
4. А. И. Хамидулина и др., Вестник Казанского технологического университета 18, 9, 124-128 (2015).
5. И. М. Абдрафикова и др., Экспозиция Нефть Газ 5 (30), 27-33 (2013).
6. Г. П. Каюкова и др., Вестник Казанского технологического университета 17, 21, 318-323 (2014).
7. Д.А. Халикова, С. М. Петров, Н. Ю. Башкирцева, Вестник Казанского технологического университета 16, 3, 217-221 (2013).
8. I. N. Zaidullin et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 54, 550-556 (2018).
9. A. I. Lakhova et al., Processes 9, 3, 553 (2021).
10. I. N. Zaidullin et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 53, 470-479 (2017).
11. A. I. Lakhova et al. Journal of Petroleum Science and Engineering 153, 385-390 (2017).
12. S. M. Petrov et al. Chemistry and Technology of Fuels and Oils 52, 619-625 (2016).
13. A. V. Vakhin et al. Processes, 9, 1, 158 (2021).
14. S. M. Petrov et al., Processes 9, 11, 1893 (2021).
15. E. G. Moiseeva et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 57, 746-752 (2021).
16. S. M. Petrov et al., Petroleum Chemistry 56, 21-26 (2016).
17. S. M. Petrov et al., Journal of Petroleum Science and Engineering 159, 497-505 (2017).
18. A. I. Lakhova, S. M. Petrov, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 58, 2, 297-301 (2022).
19. R. Z. Safieva, V. D. Mishin, Petroleum Chemistry 61, 5, 539-554 (2021).
20. А. И. Лахова, С. М. Петров, Химия и технология топлив и масел 2, 27-30 (2022).
21. E. E. Barskaya et al., Petroleum Chemistry 63, 1, 128-137 (2023).

References

1. S. M. Petrov, Oilfield chemistry 193-195 (2022).
2. S. M. Petrov et al., Processes, 9, 2, 256 (2021).
3. R. Kh. Muslimov et al., All-Russian Economic Journal ECO 1 (451), 35-40 (2012).
4. A. I. Khamidullina et al., Herald of Technological University 18, 9, 124-128 (2015).
5. I. M. Abdrafikova et al., Exposition Oil Gas 5 (30), 27-33 (2013).
6. G. P. Kayukova et al., Herald of Kazan Technological University 17, 21, 318-323 (2014).
7. D.A. Khalikova, S. M. Petrov, N. Yu. Bashkirtseva, Herald of Kazan Technological University 16, 3, 217-221 (2013).
8. I. N. Zaidullin et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 54, 550-556 (2018).
9. A. I. Lakhova et al., Processes 9, 3, 553 (2021).
10. I. N. Zaidullin et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 53, 470-479 (2017).
11. A. I. Lakhova et al. Journal of Petroleum Science and Engineering 153, 385-390 (2017).
12. S. M. Petrov et al. Chemistry and Technology of Fuels and Oils 52, 619-625 (2016).
13. A. V. Vakhin et al. Processes, 9, 1, 158 (2021).
14. S. M. Petrov et al., Processes 9, 11, 1893 (2021).
15. E. G. Moiseeva et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 57, 746-752 (2021).
16. S. M. Petrov et al., Petroleum Chemistry 56, 21-26 (2016).
17. S. M. Petrov et al., Journal of Petroleum Science and Engineering 159, 497-505 (2017).
18. A. I. Lakhova, S. M. Petrov, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 58, 2, 297-301 (2022).
19. R. Z. Safieva, V. D. Mishin, Petroleum Chemistry 61, 5, 539-554 (2021).
20. A. I. Lakhova, S. M. Petrov, Chemistry and technology of fuels and oils 2, 27-30 (2022).
21. E. E. Barskaya et al., Petroleum Chemistry 63, 1, 128-137 (2023).

© **М. Ю. Антонова** – студент кафедры Химической технологии переработки нефти и газа (ХТПНГ), Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ), Казань, Россия, 22b.antonovamu@fnnh.ru; **Р. И. Гаффанова** – аспирант кафедры ХТПНГ, КНИТУ; **А. Р. Давлетшин** – д.т.н., доцент, профессор базовой кафедры Технология нефти и газа, Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет, Уфа, Россия, davletshinar@list.ru, **Р. Г. Теляшев** – к.т.н., генеральный директор ООО «Энерджи энд Инжиниринг», Москва, Россия, telrau@mail.ru, **Н. В. Лыжина** – к.э.н., доцент кафедры ХТПНГ, КНИТУ.

© **M. Yu. Antonova** – Student of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing (ChTOGP), Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan, Russia, 22b.antonovamu@fnnh.ru; **R. I. Gaffanova** – PhD-student of the ChTOGP department, KNRTU; **A. R. Davletshin** – Doctor of Sciences (Technical Sci.), Docent, Professor of the Basic Department of Oil and Gas Technology, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia, davletshinar@list.ru, **R.G. Telyashev** – PhD (Technical Sci.), General Director of Energy and Engineering LLC, Moscow, Russia, telrau@mail.ru, **N.V. Lyzhina** – PhD (Economic Sci.), Associate Professor of the ChTOGP department, KNRTU.