

© Д. В. НЕЛЮБОВ, Л. П. СЕМИХИНА, А. А. ФЕДОРЕЦ

Тюменский государственный университет
Nelyubov_DV@mail.ru, Semihina@mail.ru, fedorets_alex@mail.ru

УДК 547.912:622.011

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ
И НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ МОДЕЛЬНЫХ
РАСТВОРОВ ТВЕРДЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ**

**RESEARCH OF RHEOLOGICAL
AND LOW-TEMPERATURE PROPERTIES OF SOLVENTS
WITH THE SOLID CRUDE OIL COMPONENTS***

Представлены результаты исследования фазовых переходов, а также реологических свойств модельных растворов, состоящих из следующих компонентов: n-трикозан, октадекан, асфальтены Аганского месторождения, n-гептан, фракция нефти 230-400°C. Показано, что асфальтены и депрессорные присадки оказывают подобное влияние на процессы кристаллизации твердых углеводородов нефти, которое проявляется в существенном смещении диапазона температур этого процесса в область низких температур. Выявлен эффект резкого повышения температуры иммобилизации модельных растворов с содержанием асфальтенов более 5% масс. Данный эффект не связан с иммобилизацией твердых углеводородов в асфальтеновых ассоциатах, т. к. не сопровождается смещением соответствующего фазового перехода на кривых охлаждения в область более высоких температур. Отмечено также, что эффекты влияния асфальтенов на структурно-реологические свойства нефтяных дисперсных систем в зависимости от их концентрации могут быть противоположных знаков.

The results of rheological and low-temperature properties of model solvents research are presented. Solvents consist of: n-tricosane, octadecane, asphaltenes of Aganskoe oilfield, n-heptane, oil fraction 230-400°C. Cooling curves of that solvents have been studied in temperature space 40-(-20°C). Viscosity-temperature curves have been studied in viscosity space 0,3-1031 mPa•s. Depressors and asphaltenes have been proved to have similar effect on processes of solid crude oil hydrocarbons crystallization. This effect occurs as a significant increasing temperature space of that process, that moves the end of them to the low temperatures area. Asphaltenes have been discovered to make positive or negative influence on structure-rheological properties of crude oil dispersive systems, depending on their concentration. There has been found the effect of rapidly increasing temperature of model solvents immobilization in case of asphaltenes concentration increasing over 5 mass percents. This effect is not connected with solid crude oil hydrocarbons immobilization in asphaltene flocks because it is not followed by related phase transfers displacement to the higher temperatures area.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Твердые углеводороды нефти, асфальтены, депрессоры, реологические свойства нефтей, низкотемпературные свойства нефтей.

KEY WORDS. Hydrocarbons of solid crude oil, asphaltenes, depressors, rheological properties of crude oil, low-temperature properties of crude oil.

Введение

Нефть является сложной, многокомпонентной дисперсной системой, объединяющей в себе генетически связанные органические вещества различной молекулярной структуры. Тяжелые компоненты нефти отличаются наибольшим разнообразием молекулярной структуры и концентрируются в темных фракциях. Высокое содержание данных фракций в нефти является причиной осложнений в процессах ее добычи, транспорта и хранения. По групповому составу тяжелые компоненты нефти принято делить на парафино-нафтены, смолы и асфальтены. Асфальтены являются основными структурообразующими компонентами нефтяных дисперсных систем, поэтому изучению процессов их кристаллизации и агрегации с другими компонентами посвящен ряд исследований российских и зарубежных ученых [1-3]. Применяемые для исследования асфальтенов методы масс-спектропии, жидкостной хроматографии и математического моделирования позволяют дать адекватное представление о молекулярной структуре и агрегатах, образующихся при различных условиях из смол, асфальтенов и парафино-нафтеновых углеводородов нефти [4; 5]. Ряд работ был посвящен исследованию влияния тех или иных твердых компонентов нефтей на их структурно-реологические и адгезионные свойства. При этом, чаще всего исследовались реальные объекты различного происхождения (нефти, АСПО, гудроны) [6; 7], что не позволяло адекватно сопоставлять результаты исследований и делать выводы, справедливые для других объектов. Поэтому целью данной работы стало исследование низкотемпературных свойств модельных растворов твердых компонентов нефти с различным содержанием асфальтенов для определения степени их влияния на структурно-реологические свойства нефтей.

Экспериментальная часть

Модельные растворы готовились на основе следующих компонентов: асфальтены АСПО Аганского месторождения (выделенные холодным методом Гольде), *n*-трикозан чистый, октадекан чистый, фракции нефти 230-400°С (выделенной фракционной перегонкой под атмосферным и остаточным давлением 0,3 атм.), *n*-гептан чистый. Гептан применяли в качестве растворителя, моделирующего легкие углеводороды нефти. Фракция нефти 230-400°С по своему назначению является дизельно-маслянной и кроме типичных для легких фракций жидких углеводородов содержит мальтены, повышающие седиментационную устойчивость полученных растворов, а также нафтеновые кислоты, являющиеся природными поверхностно-активными веществами. Парафины *n*-трикозан и октадекан использовали в качестве высокоплавких нефтяных парафинов нор-

мального и изомерного строения. На данном этапе исследований в состав модельных смесей не вводились смолы, поскольку они являются пластифицирующими компонентами нефтей, которые снижают экзотермический эффект при фазовых переходах [3].

Приготовление модельных растворов с асфальтенами велось с учетом современных представлений об их структуре и свойствах [2], согласно которым асфальтены переходят в молекулярно-дисперсионное состояние лишь в сильно разбавленном растворе толуола (менее 0,01 г/л), либо после плавления при температуре свыше 200 °С в инертной среде. Поэтому на первом этапе готовилась смесь всех компонентов, кроме н-гептана, которая разогревалась и выдерживалась при температуре 210-230 °С в течение 15 минут, после чего смесь охлаждалась и вводился н-гептан. Это позволяло смоделировать процессы образования наночастиц и кластеров асфальтенов, что приблизило фазовую структуру приготовленных модельных растворов к нефтяным дисперсным системам. Таким образом, было приготовлено 12 растворов с содержанием асфальтенов от 0 до 11% масс, что соответствует наиболее распространенному диапазону концентраций асфальтенов в природных нефтях [2]. В табл. 1 представлены данные о содержании различных компонентов в приготовленных растворах.

Таблица 1

Содержание компонентов в модельных растворах

№ п/п раствора	гептан, % масс	фракция нефти 230-400 °С, % масс	октадекан, % масс	трикозан, % масс	асфальтены, % масс
1	44,70	34,03	12,76	8,51	0,00
2	44,70	33,42	12,53	8,35	1,00
3	44,70	32,80	12,30	8,20	2,00
4	44,70	32,18	12,07	8,05	3,00
5	44,70	31,57	11,84	7,89	4,00
6	44,70	30,95	11,61	7,74	5,00
7	44,70	30,34	11,38	7,58	6,00
8	44,70	29,72	11,15	7,43	7,00
9	44,70	29,11	10,92	7,28	8,00
10	44,70	28,49	10,68	7,12	9,00
11	44,70	27,88	10,45	6,97	10,00
12	44,70	27,26	10,22	6,82	11,00

Кроме того, на основе модельного раствора № 1 были приготовлены растворы депрессорных присадок сложноэфирного (раствор 1а) и полиаминальдегидного (раствор 1б) типов с концентрацией 0,005% (масс).

Все растворы готовились в мерных цилиндрах по 50 мл, которые затем устанавливались в цилиндр большего объема таким образом, чтобы между ними был

равномерный воздушный зазор, по принципу сосуда Дюара. В цилиндр с раствором устанавливался термодатчик прецизионного термометра ЛТ-300. Раствор прогревался выше 80°C для разрушения крупных асфальтовых ассоциатов, затем охлаждался до 50°C и устанавливался в баню программируемого криостата КРИО ВТ-1. Хладагент криостата охлаждался с постоянной скоростью $0,71$ град/мин. от 45 до -31°C . Таким образом, определение температуры плавления осуществлялось методом термографических исследований, который аналогичен методу Жукова по ГОСТ 4255-75. Регистрация температуры производилась автоматически с частотой 60 с^{-1} с помощью программы Thermo Chart.

На рис. 1 представлены примеры кинетики изменения температуры $T(\tau)$ в процессе охлаждения растворов трех различных типов: раствор 1 — без асфальтенов, раствор 3 — с асфальтенами, раствор 1б — с депрессорной присадкой. Как видим, в полном соответствии с имеющимися в литературе представлениями о подобных системах, на полученных зависимостях $T(\tau)$ наблюдаются перегибы, указывающие на наличие фазовых переходов в исследуемых растворах в диапазоне температур ниже $+10^{\circ}\text{C}$. Для более четкого определения температур этих фазовых переходов были рассчитаны производные $dT/d\tau$ в каждой точке кривой $T(\tau)$ и построены их зависимости от температуры (рис. 2).

Согласно рис. 2, в исследуемых растворах в диапазоне температур от $+25^{\circ}\text{C}$ до -20°C имеются два фазовых перехода, в области которых наблюдаются резкие экстремумы значений производных $dT/d\tau$ на кривых охлаждения. Параметры этих фазовых переходов представлены в табл. 2.

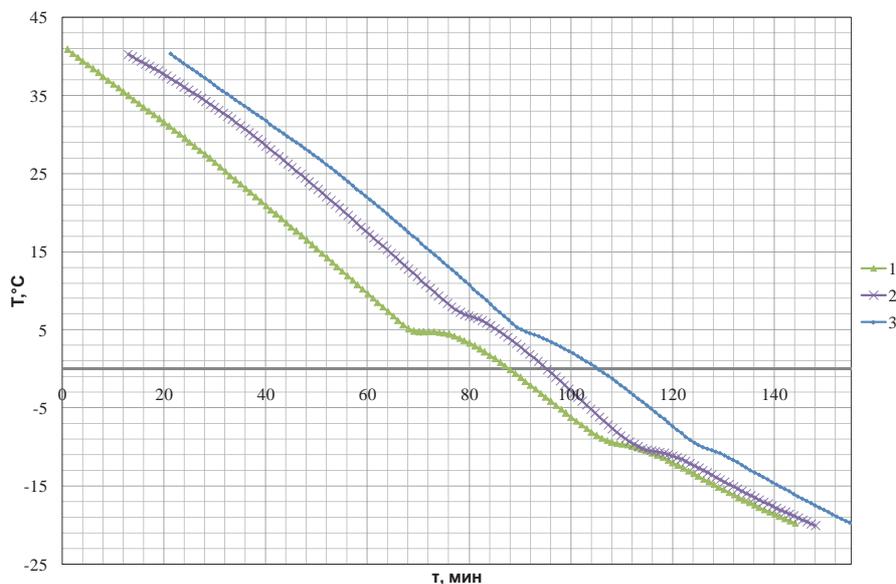


Рис. 1. Примеры кинетики изменения температуры при охлаждении модельных растворов: 1 — раствор № 1; 2 — раствор № 3; 3 — раствор № 1 с $0,005\%$ масс полиаминальдегидной присадки (кривые 2 и 3 смещены вправо относительно истинного положения по оси абсцисс на 10 и 20 минут соответственно)

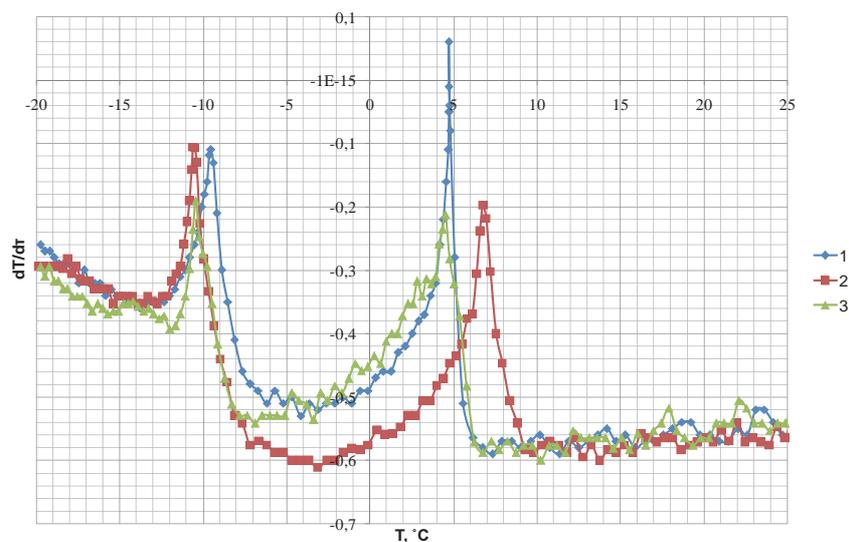


Рис. 2 Температурные зависимости производных dT/dt для модельных растворов: 1 — раствор № 1; 2 — раствор № 3; 3 — раствор № 1 с 0,005% (масс) полиаминоальдегидной присадки

В табл. 2 температурам фазовых переходов соответствуют максимумы производных dT/dt на рис. 2. В табл. 2 приведены также значения производных dT/dt при температурах выявленных фазовых переходов, характеризующие величину экзотермического эффекта при данном фазовом переходе.

Таблица 2

Низкотемпературные свойства полученных растворов

№ р-ра	Температуры фазовых переходов растворов при их охлаждении, °C		Величина dT/dt при фазовых переходах при охлаждении растворов, (К/с.)		Содержание асфальтенов, % масс.
	первого	второго	первого	второго	
1	2	3	4	5	6
1a	4,4	-10,49	-0,188	-0,247	0
1б	4,35	-10,61	-0,212	-0,190	0
1	4,77	-9,64	0,06	-0,11	0
2	7,96	-9,65	0	-0,168	1
3	6,59	-10,68	-0,198	-0,106	2
4	5,93	-11,5	-0,306	-0,221	3
5	6,18	-10,25	-0,259	-0,165	4
6	6,23	-11,14	-0,259	-0,141	5
7	6,68	-10,66	-0,131	-0,057	6
8	5,79	-12,23	-0,235	-0,188	7
9	7,56	-9,41	-0,329	-0,212	8

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6
10	7,21	-9,6	-0,329	-0,235	9
11	5,07	-12,04	-0,129	-0,094	10
12	4,23	-12,84	-0,447	-0,267	11

Поскольку фазовые переходы в исследуемых растворах обусловлены процессами кристаллизации их компонентов, то, очевидно, данные процессы должны сопровождаться резким изменением вязкости растворов. Поэтому полученные модельные растворы исследовали на вискозиметре Brookfield DV-II+ Pro с рабочим диапазоном 0,3-1031 сПз и криостатом КРИО ВТ-1, подключенным к измерительной ячейке, обеспечивающим измерение вязкости в диапазоне температур от 80°С до 8°С. Исследованные модельные растворы являются неньютоновскими, псевдопластичными жидкостями, поэтому их вязкость увеличивается по мере снижения скорости сдвига. Поэтому для корректного сопоставления результатов исследования был выбран режим снижения данной скорости по мере увеличения вязкости растворов 375; 225; 90; 45; 22,5; 11,3; 4,5; 2,25 с⁻¹.

Полученные температурные зависимости вязкости исследуемых растворов представлены на рис. 3.

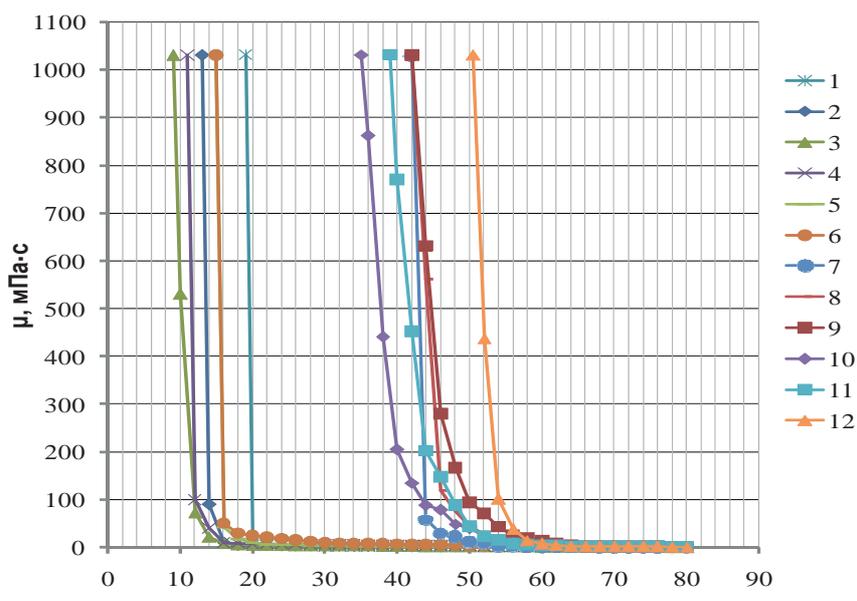


Рис. 3. Температурные зависимости вязкости модельных растворов при их охлаждении (нумерация графиков соответствует нумерации растворов в табл. 1)

Согласно рис. 3, для всех исследованных растворов, начиная с некоторой температуры, наблюдается очень резкое увеличение их вязкости. На рис. 5 представлена зависимость температуры, при которой величина динамической вяз-

кости модельных растворов достигает 1031 мПа·с, от концентрации асфальтенов в этих растворах.

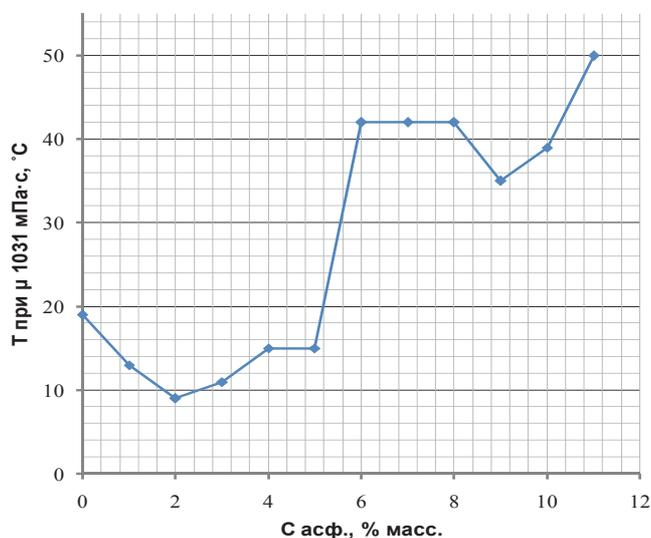


Рис. 4. Зависимость от концентрации асфальтенов в модельных растворах значений температуры, при которой величина динамической вязкости растворов достигает 1031 мПа·с

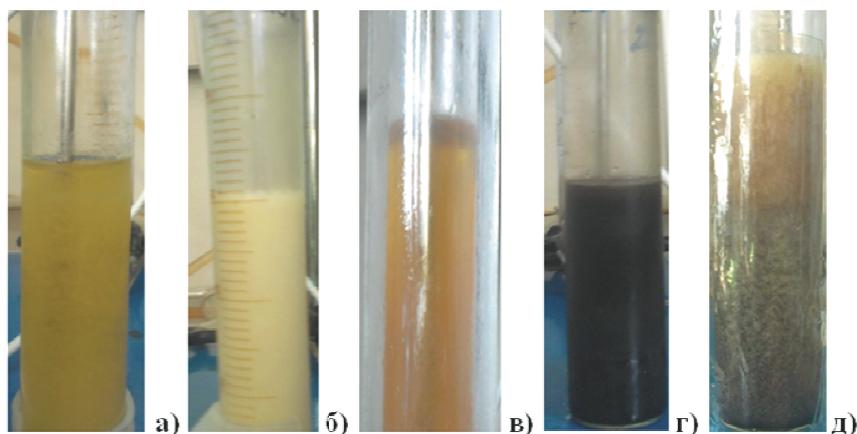


Рис. 5. Фото внешнего вида растворов при пониженных температурах: а) раствор 1 при 1°C; б) раствор 1 при -20°C; в) раствор 16 при 1°C; г) раствор 3 при 1°C; д) раствор 3 при -20°C

Обсуждение полученных результатов

Согласно полученным данным, у всех исследованных модельных растворов зафиксировано два фазовых перехода первого рода (табл. 2): один в диапазоне положительных температур 4°C – 8°C, другой — в области отрицательных тем-

ператур от -13°C до -9°C . Отметим, что выявленные в модельных растворах фазовые переходы, обусловленные процессом кристаллизации их компонентов, наблюдаются при температурах существенно более низких, чем температуры кристаллизации введенных в них парафинов, соответствующих $+28^{\circ}\text{C}$ для октадекана и $+47,25^{\circ}\text{C}$ для трикозана.

В растворе, не содержащем асфальтены (растворы 1), после первого фазового перехода визуально наблюдается потеря текучести вследствие кристаллизации смеси парафинов. Причем кристаллизация происходит равномерно по всему объему раствора, что указывает на его высокую седиментационную устойчивость, обусловленную наличием нафтеновых кислот в его составе. При втором фазовом переходе происходит застывание смеси жидких компонентов: дизельно-масляной фракции нефти и гептана (рис. 5 а, б).

Процесс охлаждения растворов, содержащих асфальтены (растворы 2-12), отличается от раствора 1 без асфальтенов более низким экзотермическим эффектом высокотемпературного фазового перехода, соответствующего кристаллизации парафинов (характерные зависимости $dT/d\tau$ для данных растворов представлены на рис. 1-2 на примере раствора 3). При этом визуально не фиксируется потеря подвижности раствора, как в случае с раствором 1 (рис. 5 г), что говорит о различии процессов застывания данных растворов.

Тем не менее, представленные в табл. 2 параметры фазовых переходов в исследованных растворах указывают на отсутствие заметной корреляции между ними и содержанием асфальтенов в исследованных растворах. Во всех модельных растворах, независимо от их состава, оба выявленных фазовых перехода наблюдаются в достаточно узком температурном интервале, шириной около 4°C (примерно от $+4^{\circ}\text{C}$ до $+8^{\circ}\text{C}$ и от -13°C до -9°C). В таком случае наличие двух фазовых переходов при отсутствии потери подвижности в содержащих асфальтены растворах говорит о существовании промежуточной структуры, предшествующей застыванию раствора. Согласно данным ряда исследователей [1; 2; 4], асфальтены, при увеличении их концентрации и снижении температуры, образуют в растворах углеводородов частицы с размерами от наночастиц (2-10 нм) до достаточно крупных ассоциатов с размерами более 100 нм, в которые встраиваются (иммобилизуются) парафиновые углеводороды нефти [2]. Такая иммобилизация характеризуется экзотермическим эффектом [3]. Кроме этого, достаточно распространено мнение о депрессорных свойствах асфальтенов в связи с их способностью к адсорбции твердых углеводородов нефти [8].

Справедливость такой интерпретации природы высокотемпературного фазового перехода первого рода в асфальтенсодержащих растворах была проверена путем исследования процесса охлаждения раствора 1 после ввода в него 0,005 % депрессорных присадок сложноэфирного (раствор 1а) и полиаминальдегидного (раствор 1б) типов (рис. 1-2). Было выявлено, что характер полученных зависимостей $T(\tau)$ и $dT/d\tau$ в процессе охлаждения этих растворов соответствует аналогичным зависимостям для асфальтенсодержащих растворов, т. е.

ввод депрессоров приводит к снижению экзотермического эффекта на кривых охлаждения (рис. 2, кривая 3) и увеличению зоны коллоидно-дисперсного состояния растворов, что подтверждает фото на рис. 5 в. На данном фото видно, что раствор при температуре 1°С ниже температуры первого фазового перехода (4,35°С для данного раствора) остается прозрачным, потери подвижности раствора не происходит.

Несмотря на схожесть механизмов воздействия на твердые углеводороды нефти депрессорных присадок и асфальтенов, не корректно делать вывод о только позитивном влиянии асфальтенов на структурно-реологические свойства нефтей. Это связано с тем, что размеры, а также электростатические силы межмолекулярного взаимодействия тех ассоциатов, которые образуют асфальтены при агрегации, существенно больше, чем у парафинов, модифицированных депрессорными присадками. В результате асфальтены по мере охлаждения, начиная с температуры своего плавления (200-230°С), образуют три типа надмолекулярных структур, укрупнение которых может оказывать резко негативное воздействие на структурно-реологические свойства нефтей, что подтверждается данными большинства исследователей [9; 10].

Влияние концентрации асфальтенов на реологические свойства полученных модельных растворов демонстрируют представленные на рис. 3 результаты исследования температурных зависимостей их вязкости. Полученные зависимости, как и в случае парафинистых нефтей, имеют вид аррениусовых кривых, но с более выраженными переломами, которые не могут объясняться лишь изменением скоростей сдвига при исследовании образцов, а очевидно связаны со структурообразованием асфальтенов в отсутствие пластифицирующих компонентов.

На рис. 3-4 видно, что можно выделить два диапазона концентраций асфальтенов со значительными различиями в реологических характеристиках. В растворах 2-6 с содержанием асфальтенов 1-5% (масс.), происходит снижение температуры, при которой наблюдается резкое повышение их вязкости на 5-10°С, что очевидно обусловлено связыванием парафинов внутри асфальтеновых ассоциатов сравнительно небольших размеров. В растворах 7-12 наблюдается противоположный эффект — повышение температуры на 16-33°С, при которой наблюдается резкое увеличение вязкости (рис. 5). Особенностью данного эффекта в растворах 7-12 также является то, что он не сопровождается ростом температур первого фазового перехода на кривых охлаждения данных растворов. Поэтому причиной этого явления может быть лишь увеличение размеров кластеров асфальтеновых наночастиц более 100 нм, либо образование промежуточной структуры, качественно изменяющей реологические свойства растворов.

Выводы

Показано, что асфальтены и депрессорные присадки оказывают схожее влияние на процессы кристаллизации твердых углеводородов нефти, что про-

является в существенном увеличении зоны коллоидно-дисперсного состояния. При этом асфальтены, в зависимости от своей концентрации, способны оказывать как положительное, так и резко отрицательное влияние на структурно-реологические свойства таких систем. Явление резкого увеличения температуры иммобилизации растворов с содержанием асфальтенов более 5% масс., которое не сопровождается иммобилизацией парафинов в асфальтеновых ассоциатах, указывает на наличие малоизвестной промежуточной структуры либо на изменение свойств уже известных асфальтеновых структур.

Полученные результаты, при условии апробации на реальных объектах, позволят более адекватно описывать структурно-реологические свойства нефтей при моделировании их течения в различных термодинамических условиях с учетом изменения концентрации асфальтенов. Понимание взаимосвязи реологических свойств и процессов структурообразования в нефтяных дисперсных системах позволит целенаправленно осуществлять подбор реагентов и эффективно влиять на данные характеристики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mullins O. S. Pomerantz A. E., Zuo J. Y., Andrews A. B., Hammond P., Dong C., Elshahawi H., Seifert D. J., Rane J. P., Banerjee S., Pauchard V. Нанотеория асфальтенов и градиенты пластовых флюидов, образование слоев битума и поверхность раздела «вода–нефть» // Нефтегазовые технологии. 07.2014. № 7. С. 79-90.
2. Ганеева Ю. М., Юсупова Т. Н., Романов Г. В. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем // Успехи химии. 2011. № 80 (10). С. 1034-1047.
3. Туманян Б. П., Петрухина Н. Н., Аллогулова К. О. Устойчивость фракций асфальтенов нефти в модельных углеводородных системах // Химия и технология топлив и масел. 2014. № 1. С. 19-26.
4. Акбарзаде К., Хамами А., Харрат А., Чжан Д., Алленсон С., Джамалуддин А. Д., Маршалл А. Д., Ролдерс Р. П., Маллинс О. К., Солбаккен Т. Асфальтены: проблемы и перспективы // Нефтегазовое обозрение. 2007. С. 28-53. <http://www.slb.ru/userfiles/file/Oilfield%20Review/2007/summer/3%20Asphaltenes.pdf>
5. Долوماتов М. Ю., Шуткова С. А., Дезорцев С. В. Исследование характеристик электронной структуры нефтяных смол и асфальтенов // Башкирский химический журнал. 2010. Т. 17. № 3. С. 211-218. <http://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-harakteristik-elektronnoy-struktury-neftyanyh-smol-i-asfaltenov>.
6. Pathak V., Babadagli T., Edmunds N. R. Mechanics of heavy oil and bitumen recovery by hot solvent injection // SPE Western North American regional meeting: Anchorage, Alaska, USA. 05.2011. 17 p. — Internet publication: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-144546-MS?id=conference-paper%2FSPE-144546-MS>
7. Лоскутова Ю. В., Юдина Н. В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей // Известия Томского политехнического университета. 2006. Т. 309. № 4. С. 104-109. <http://www.duskyrobin.com/tpu/2006-04-00024.pdf>.
8. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал

«Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 268-284. http://ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf.

9. Евдокимов И. Н., Елисеев Н. Ю. Особенности вязкого течения жидких углеводородных сред с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ // Химия и технология топлив и масел. 1999. № 6. С. 32-34. http://eee.gubkin.ru/PUBLICAT_RUS_files/HTTM_1999_6.pdf.

10. Ануфриев Р. В., Волкова Г. И., Юдина Н. В. Реология нефтей, обработанных ультразвуком // Материалы 27 симпозиума по реологии. Тверь. 09.2014. С. 39-41. [http://www.ips.ac.ru/rheo/Archive/27_RheoSyp2014\(Tver\).pdf](http://www.ips.ac.ru/rheo/Archive/27_RheoSyp2014(Tver).pdf).

REFERENCES

1. Mullins, O. S., Pomerantz, A. E., Zuo, J. Y., Andrews, A. B., Hammond, P., Dong, C., Elshahawi, H., Seifert, D. J., Rane, J. P., Banerjee, S., Pauchard, V. Nano-theory of asphaltenes and gradients of the bench fluids, bitumen layers forming and bordering surface «water-crude oil» // Oil and gas technologies. 07.2014. № 7. Pp. 79-90.

2. Ganeeva, J. M., Usupova, T. N., Romanov, G. V. Asphaltene nano-aggregates: structure, phase transfers, influence on the properties of crude oil systems // Russian chemical reviews. 2011. № 80 (10). Pp. 1034-1047.

3. Tumanian, B. P., Petruhina, N. N., Allogulova, K. O. Stability of the crude oil asphaltene fractions in the model hydrocarbon systems // Chemistry and technology of oils and fuels. 2014. № 1. Pp. 19-26.

4. Akbardze, K., Hamami, A., Harrat, A., Chjan, D., Allenson, S., Jamaluddin, A. D., Marshall, A. D., Rolders, R. P., Mallins, O. K., Solbakken, T. Asphaltenes: problems and perspectives // Oil and gas review. 2007. pp. 28-53. <http://www.slb.ru/userfiles/file/Oilfield%20Review/2007/summer/3%20Asphaltenes.pdf>

5. Dolomatov, M. U., Shutrova, S. A., Dezorcev, S. V. Research of electron structure characteristics of crude oil resins and asphaltenes // Chemistry journal of Bashkirya. 2010. T. 17. № 3. Pp. 211-218. <http://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-harakteristik-elektronnoy-struktury-neftyanyh-smol-i-asfaltenov>.

6. Pathak, V., Babadagli, T., Edmunds, N. R. Mechanics of heavy oil and bitumen recovery by hot solvent injection // SPE Western North American regional meeting: Anchorage, Alaska, USA. 05.2011. 17 p. — Internet publication: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-144546-MS?id=conference-paper%2FSPE-144546-MS>

7. Loskutova, J. V., Udina, N. V. Influence of magnetic field on the structure-rheological crude oil properties // Tomsk polytechnic university bulletin. 2006. T. 309. № 4. Pp. 104-109. <http://www.duskyrobin.com/tpu/2006-04-00024.pdf>.

8. Ivanova, L. V., Burov, E. A., Koshelev, V. N. Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage // Electronic science journal «Oil and gas business». 2011. № 1. Pp. 268-284. http://ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf.

9. Evdokimov, I. N., Eliseev, N. U. Specialty of hydrocarbon liquid viscose flowing with the high consistence of the resine-asphaltene substances // Chemistry and technology of oils and fuels. 1999. № 6. pp. 32-34. http://eee.gubkin.ru/PUBLICAT_RUS_files/HTTM_1999_6.pdf.

10. Anufriev, R. V., Volkova, G. I., Udina, N. V. Rheology of ultra-sonic treated crude oils // Matherials of 27th symposium of rheology. Tver. 09.2014. pp. 39-41. [http://www.ips.ac.ru/rheo/Archive/27_RheoSyp2014\(Tver\).pdf](http://www.ips.ac.ru/rheo/Archive/27_RheoSyp2014(Tver).pdf).

Авторы публикации

Нелюбов Дмитрий Владимирович — старший преподаватель кафедры механики многофазных систем Тюменского государственного университета, кандидат технических наук

Семихина Людмила Петровна — профессор кафедры механики многофазных систем, Тюменского государственного университета, доцент, доктор физико-математических наук

Федорец Александр Анатольевич — профессор кафедры МНТ Тюменского государственного университета, доктор технических наук

Authors of the publication

Dmitry V. Nelubov — Cand. Tech. Sci., Senior Lecturer, Department of Multiphase Systems Mechanics, Tyumen State University

Ludmila P. Semikhina — Dr. Phys.-Math Sci., Professor, Department of Multiphase Systems Mechanics, Tyumen State University

Alexandr A. Fedorets — Dr. Tech. Sci., Professor, Department of Multiphase Systems Mechanics, Tyumen State University