

ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА

DOI: 10.15593/2224-9400/2018.3.04

УДК 621.6.033

И.В. Литвинец, Н.А. Небогина, И.В. ПрозороваИнститут химии нефти Сибирского отделения
Российской академии наук, Томск, Россия**ВЛИЯНИЕ ПРИСАДОК
НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
МОДЕЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ**

Исследовано влияние присадок на основе полиалкилметакрилатов на реологические свойства и процесс образования парафиновых отложений малопарафинистых, парафинистых и высокопарафинистых нефтяных дисперсных систем. Объектами исследования являлись искусственно приготовленные модельные растворы нефтяного парафина (НП) в осветительном керосине в концентрациях 3, 6, 10 и 20 мас. %.

Температуру застывания исследуемых образцов определяли с помощью измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов (ИНПН) «Кристалл». Реологические свойства модельных нефтяных систем изучали с использованием реометра BROOKFIELD DV-III ULTRA. Количественную оценку процесса осадкообразования проводили на установке, основанной на методе «холодного стержня».

Показано, что на структурно-механические свойства малопарафинистой (3 мас. % НП) и парафинистой (6 мас. % НП) нефтяных систем с высокой эффективностью действует присадка № 4, содержащая полиалкилметакрилат в концентрации 50 мас. %. При этом для этих систем возможно использование присадок, содержащих 30–40 мас. % полимера (эффективность действия присадок отличается незначительно). Депрессия температуры застывания малопарафинистых и парафинистых НДС в присутствии присадки № 4 составляет свыше 60 °С. При добавлении присадки № 4 в 6%-ный раствор НП в керосине вязкость системы снижается в среднем в 7 раз, а энергия разрушения надмолекулярной структуры системы – в 5,5 раза. Установлено, что максимальную степень ингибирования (около 90 %) для 3 и 6%-ных растворов НП показали присадки № 4 и 5.

Показано, что с увеличением содержания НП в растворе до 10 и 20 % снижается эффективность действия всех исследуемых присадок. Использование присадки № 5, содержащей 60 мас. % полиалкилметакрилата, приводит к снижению вязкости (в 2,5–3 раза) и прочности структур (в 6–8 раз), формирующихся при температурах фазовых переходов, моделей высокопарафинистых нефтяных систем. С увеличением содержания НП в растворе от 10 до 20 мас. % влияние присадок на температуру застывания и количество парафиновых отложений моделей высокопарафинистых нефтяных систем значительно снижается. Введение присадки № 5 позволяет снизить температуру застывания 10%-ного раствора НП в керосине на 22 °С, а 20%-ного раствора НП в керосине на 7,5 °С. Следует отметить,

что количество ПО 10%-ного раствора НП в керосине в присутствии присадки № 5 снижается на 76 %, 20%-ного раствора НП – 26 %. Установлено, что в составе осадков, выделенных из высокопарафинистых нефтяных систем в присутствии эффективной присадки № 5, наблюдается минимальное содержание жидких углеводородов $\sum C_{10}-C_{15}$ и максимальная доля твердых n-алканов $\sum C_{21}-C_{38}$.

Ключевые слова: модельные нефтяные системы, парафиновые отложения, вязкость, температура застывания, парафиновые углеводороды.

I.V. Litvinets, N.A. Nebogina, I.V. Prozorova

Institute of petroleum chemistry Russian academy
of sciences Siberian branch, Tomsk, Russian Federation

EFFECT OF POLYMER ADDITIVE ON STRUCTURAL-MECHANICAL PROPERTIES OF THE MODEL OIL SYSTEMS

The effect of polymer additive based on a polyalkylmethacrylate on rheological properties and the process of wax deposition of oil disperse systems were investigated. Solutions of petroleum paraffin (PP) in kerosene simulating oils of different composition: 3 wt. % – model of low-paraffin, 6 wt. % – model of paraffin, 10 and 20 wt. % – models of highly paraffin oil disperse systems were chosen as the objects of investigation.

The pour point (TZ) of the samples was determined on the 'Crystal' OPLCM device. The rheological properties of the model solutions were measured using a Brookfield DV-III ULTRA viscometer. A quantitative evaluation of deposition process was carried out on a unit developed for testing by the 'coldfinger' method. It was shown that the depression of the pour point for model solutions containing 3 and 6 wt. % of PP after the Additive № 4 (containing polyalkylmethacrylate in a concentration of 50 wt. %) addition is more than 60 °C. In the presence of an Additive № 4 the viscosity of 6 wt % PP solution decreases by factor of 7, and the energy of destruction of the supramolecular structure of the system by factor of 5,5. It was found that the degree of inhibition of the Additives № 4 and № 5 in model systems with a PP content 3 and 6 wt % is about 90 %.

Efficiency of Additives decreases with the increase in concentration of PP to 10 and 20 wt %. Depression of the pour point for model solutions containing 10 and 20 wt. % of PP after addition of the Additive № 5 containing polyalkylmethacrylate in a concentration of 60 wt. % is 22 and 7,5 °C respectively. In the presence of an Additive № 5 the viscosity of 10 and 20 wt % PP solutions decreases by factor of 3, and the energy of destruction of the supramolecular structure of the system by factor of 6-8. It was shown that the degree of inhibition of an Additive № 5 in model systems with a PP content 10 and 20 wt % is 76 and 26 % respectively. The composition of n-alkanes in a deposit selected from a 10 wt % PP solution in the presence of an Additive № 5 is characterized by the maximum content of solid n-alkanes $C_{27}-C_{34}$ and minimum content of low-molecular $C_{21}-C_{26}$ hydrocarbons.

Keywords: model oil systems, wax deposits, viscosity, pour point, paraffin hydrocarbons.

В настоящее время в связи с истощением запасов легких нефтей все более актуальным становится изучение тяжелых нефтяных систем, характеризующихся повышенным содержанием парафиновых углево-

дородов (ПУ) [1]. Парафинистые и высокопарафинистые нефтяные дисперсные системы (НДС) в условиях низких температур проявляют свойства неньютоновских жидкостей, без учета которых их добыча и транспортировка невозможна [2–4]. При добыче и транспортировке таких нефтяных систем на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин, уменьшению поперечного сечения нефтепроводов и, как следствие, к увеличению затрат на транспорт сырья [4].

Регулирование структурно-механических свойств НДС возможно различными физико-химическими способами (термическая обработка нефти, акустическое воздействие, использование углеводородных разбавителей и полимерных присадок) [5, 6]. Наиболее выгодным и экономически целесообразным способом улучшения структурно-механических характеристик парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем и снижения количества АСПО является использование полимерных присадок [7–9]. Полимеры, входящие в состав химических реагентов, имеют разную микроструктуру и молекулярные характеристики, при этом наиболее эффективными являются присадки, содержащие сополимеры алкилметакрилатов [10–12].

Поэтому научный и практический интерес представляет исследование поведения нефтяных дисперсных систем с различным содержанием ПУ после введения полимерных присадок на основе полиалкилметакрилатов.

В качестве объектов исследования были выбраны модельные системы, представляющие собой растворы нефтяного парафина (НП) (ГОСТ 23683–89) в осветительном керосине (ТУ 38401-58-10–90) в различных концентрациях – 3 % мас. (модель малопарафинистой НДС), 6 мас. % (модель парафинистой НДС), 10 и 20 мас. % (модели высокопарафинистых НДС).

Массовую долю полиалкилметакрилата в растворах присадки варьировали от 20 до 60 мас. %, в качестве растворителя использовали толуол (ГОСТ 5789–78). Состав присадок представлен в табл. 1.

Реологические параметры исследуемых модельных нефтяных систем определяли с помощью программируемого ротационного вискозиметра BROOKFIELD DV-III ULTRA, позволяющего проводить исследование реологических свойств неньютоновских и ньютоновских жидкостей при различных температурах и скоростях сдвига.

Таблица 1

Состав исследуемых присадок

Образец	Содержание полимера, мас. %	Содержание толуола, мас. %
Присадка № 1	20,0	80,0
Присадка № 2	30,0	70,0
Присадка № 3	40,0	60,0
Присадка № 4	50,0	50,0
Присадка № 5	60,0	60,0

Температуру застывания и помутнения исследуемых объектов определяли с помощью высокоточного измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов (ИНПН) «Кристалл», предназначенного для экспресс-анализа дизельных топлив и масел, а также авиационных керосинов в лабораторных и заводских условиях.

Количественную оценку процесса образования парафиновых отложений (ПО) проводили на установке, основанной на методе «холодного стержня». В эксперименте используется значительный температурный градиент между средой (модельной нефтяной системой) и холодным стержнем, что позволяет более четко проследить за протекающими процессами.

Индивидуальный состав нормальных алканов (*n*-алканов) исследуемых образцов изучали методом хромато-масс-спектрометрии. Работа выполнена с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы Thermo Scientific (Германия) и хроматографической кварцевой капиллярной колонки фирмы Thermo Scientific. Индивидуальные органические соединения идентифицировали по полным масс-спектрам, для этого использовали спектроструктурные корреляции программы X-Calibur и компьютерную библиотеку масс-спектров NIST.

Микроструктуру осадков, полученных из модельных систем, изучали в тонком слое с помощью микроскопа серии Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении в 450 раз.

Для модельных растворов НП в керосине было изучено влияние присадок, характеризующихся различным содержанием полимера, в концентрации 0,05 мас. % на значения температур помутнения и застывания.

Использование присадок незначительно (на 2–3 °С) снижает температуру помутнения исследуемых модельных растворов НП в керосине (табл. 2). Следует отметить, что при одной и той же температуре растворы НП в присутствии присадок характеризуются большей прозрачностью по сравнению с исходными.

Таблица 2

Влияние присадок на температуру помутнения (T_p)
модельных растворов нефтяного парафина в керосине

Образец	Температура помутнения T_p , °C			
	3%-ного раствора	6%-ного раствора	10%-ного раствора	20%-ного раствора
Исходный раствор	+14,2	+18,8	+21,0	+24,3
Раствор + Присадка № 1	+12,3	+18,1	+19,6	+23,1
Раствор + Присадка № 2	+11,4	+17,7	+18,9	+22,6
Раствор + Присадка № 3	+11,8	+17,5	+18,8	+22,3
Раствор + Присадка № 4	+11,0	+16,9	+18,2	+22,2
Раствор + Присадка № 5	+11,3	+16,6	+18,0	+21,8

В табл. 3 приведены результаты по исследованию влияния присадок на температуру застывания модельных растворов НП в керосине. Установлено, что использование присадок № 1–5 значительно снижает температуру застывания малопарафинистых и парафинистых НДС (3 и 6 мас. % раствор НП). Максимальный эффект наблюдается при использовании присадки № 4, содержащей 50 % полимера, ΔT_z 3%-ного раствора НП составляет 62,5 °C, а 6%-ного раствора – 73 °C. Следует отметить, что изменение концентрации полимера в составе присадок для 3%-ного раствора НП в керосине незначительно влияет на депрессию температуры застывания (ΔT_z составляет 56–62 °C).

Таблица 3

Влияние присадок на температуру застывания (T_z)
модельных растворов нефтяного парафина в керосине

Образец	Температура застывания T_z , °C			
	3%-ного раствора	6%-ного раствора	10%-ного раствора	20%-ного раствора
Исходный раствор	+1,3	+12,9	+18,4	+25,4
Раствор + Присадка № 1	–56,0	–40,1	+18,0	+24,5
Раствор + Присадка № 2	–57,0	–46,9	+1,5	+22,7
Раствор + Присадка № 3	–55,0	–49,3	–2,9	+19,9
Раствор + Присадка № 4	–61,2	–60,0	–3,0	+18,0
Раствор + Присадка № 5	–58,0	–52,8	–3,8	+17,9

Увеличение содержания НП в растворе до 10 мас. % приводит к снижению эффективности действия исследуемых присадок. Для 10 и 20%-ного растворов НП в керосине, моделирующих высокопарафинистые НДС, характерна высокая температура застывания 18 и 25 °C,

которая максимально снижается при применении присадки № 5, содержащей 60 мас. % полимера. В присутствии присадки № 5 ΔT_z 10%-ного раствора НП составляет 22 °С, а 20%-ного раствора НП – 7,5 °С.

Определено влияние присадок № 1–5 на реологические характеристики исследуемых моделей парафинистой и высокопарафинистых НДС с помощью реометра BROOKFIELD DV-III ULTRA (рис. 1 и 2).

Вязкость 3%-ного раствора НП в керосине (малопарафинистой НДС), измеренная капиллярным вискозиметром, составляет 1,62 мПа·с. В связи с тем, что BROOKFIELD DV-III ULTRA позволяет проводить измерения вязкости в диапазоне от 0,02 до 60 000 Па·с, проследить влияние присадок на реологические характеристики 3%-ного раствора НП не представлялось возможным.

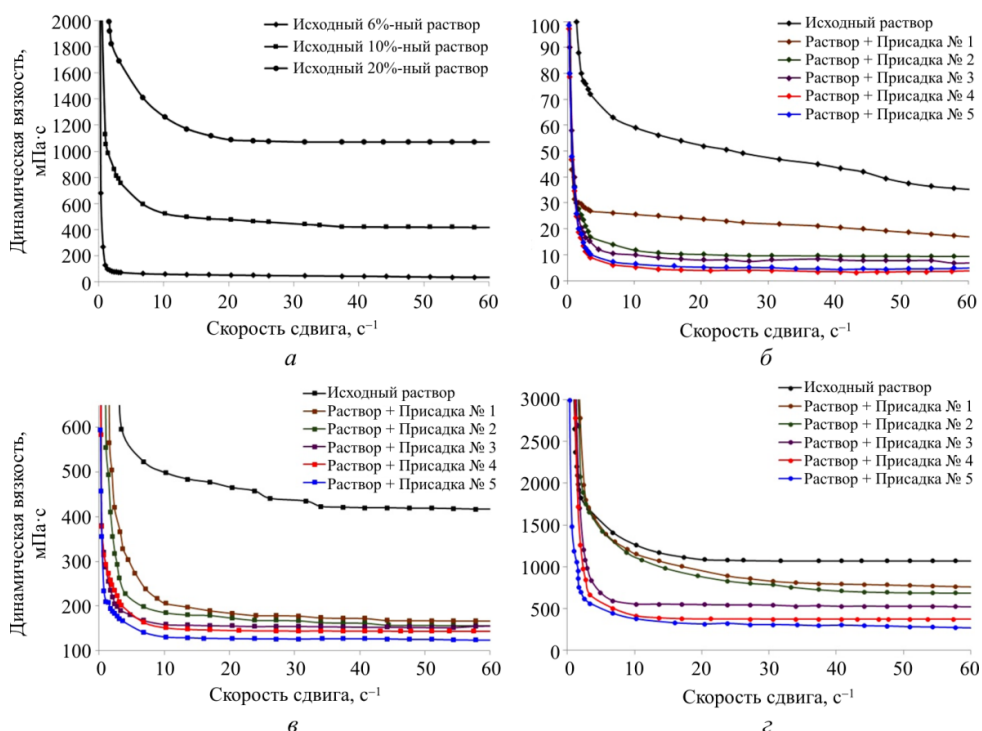


Рис. 1. Влияние присадок в концентрации 0,05 мас. % на вязкость модельных растворов нефтяного парафина в керосине при 25 °С: а – исходные растворы НП в керосине; б – 6%-ный раствор НП в керосине; в – 10%-ный раствор НП в керосине; з – 20%-ный раствор НП в керосине

Анализ реологических кривых показывает, что вязкость растворов НП, измеренная при 25 °С, увеличивается с ростом содержания НП в составе модельной нефтяной системы. Следовательно,

20%-ный раствор НП характеризуется максимальными размерами сложных структурных единиц НДС среди всех исследуемых систем (см. рис. 1, а). Установлено значительное влияние присадок на вязкость исследуемых моделей парафинистой (6%-ный раствор НП) и высокопарафинистой (10%-ный раствор НП) НДС (см. рис. 1, б, в).

Вязкость раствора модели парафинистой НДС в присутствии присадки № 1 при малых скоростях сдвига $0,3\text{--}1\text{ с}^{-1}$ снижается в 3 раза, а при скорости сдвига 60 с^{-1} – в 2 раза по сравнению с исходным раствором (см. рис. 1, б). Следует отметить, что максимальное влияние на вязкость 6%-ного раствора НП в керосине оказывает присадка № 4, содержащая 50 % полимера, при добавлении этой присадки в систему вязкость раствора снижается 5–9 раз в зависимости от скорости сдвига. Вязкость 10%-ного раствора НП в присутствии присадки № 1 при малых скоростях сдвига 1 с^{-1} снижается в 2 раза, а при скорости сдвига 60 с^{-1} – в 2,6 раза по сравнению с исходным раствором (см. рис. 1, в). С увеличением содержания полимера в составе присадок вязкость модели высокопарафинистой НДС изменяется незначительно. Максимальное влияние на вязкость 10%-ного раствора НП в керосине оказывает присадка № 5, вязкость раствора снижается в 3 раза. Эффективность действия присадок уменьшается при переходе от раствора с 10%-ным содержанием НП к раствору с 20%-ным содержанием НП. Так, вязкость 20%-ного раствора НП при использовании присадок № 1–5 снижается только в 1,5–2,5 раза при всех скоростях сдвига по сравнению с вязкостью исходного 20%-ного раствора НП (см. рис. 1, г).

Для характеристики прочности структур, формирующихся при температурах фазовых переходов, для исследуемых моделей НДС сняты кривые течения прямого и обратного хода при температуре, близкой к температуре застывания исходных растворов (рис. 2).

Установлено, что с ростом содержания НП в керосине увеличивается площадь петли гистерезиса, что говорит об увеличении степени структурированности нефтяной системы (см. рис. 2, а). Использование присадок № 1–5 для 6 и 10%-ного растворов НП в керосине приводит к уменьшению площади петли гистерезиса, что свидетельствует о снижении степени структурированности системы (рис. 2, б, в). Увеличение содержания НП в растворе до 20 мас. % приводит к снижению эффективности действия исследуемых присадок. Так, площадь петли гистерезиса 20 % раствора НП в керосине значительно снижается только в присутствии присадки № 5, содержащей максимальное количество полимера (см. рис. 2, г).

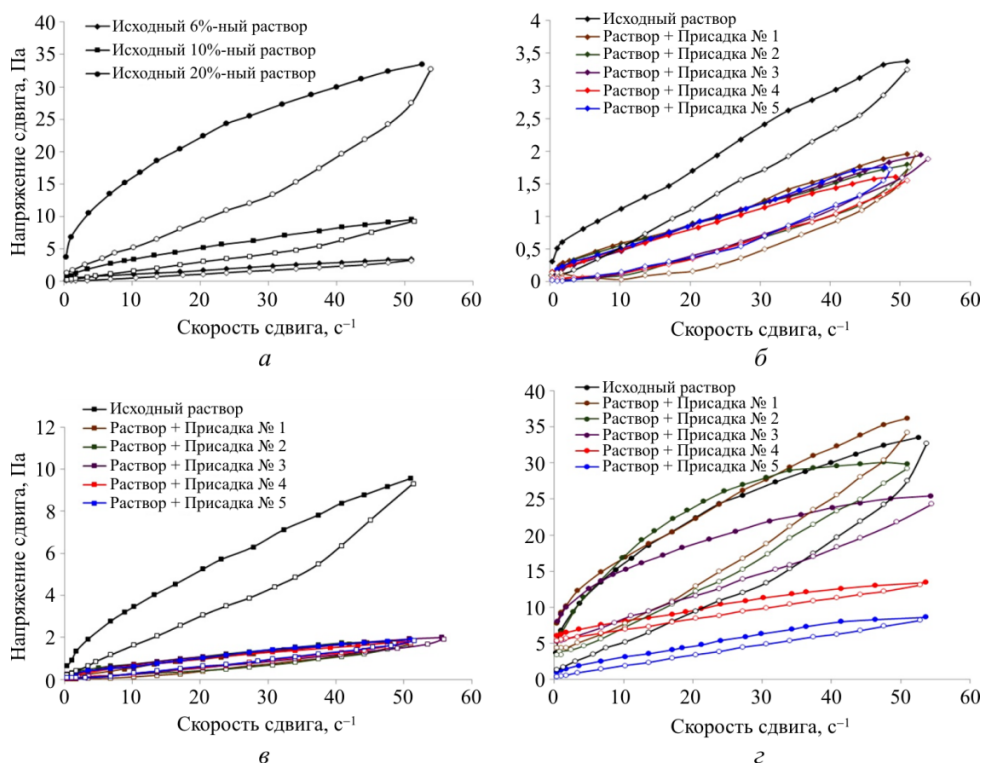


Рис. 2. Изотермические кривые течения прямого и обратного хода модельных растворов нефтяного парафина в керосине с присадками: а – исходные растворы НП в керосине; б – 6%-ный раствор НП в керосине при 10 °С; в – 10%-ный раствор НП в керосине при 20 °С; г – 20%-ный раствор НП в керосине при 25 °С

По площадям петель гистерезиса рассчитаны величины внутренней энергии разрушения надмолекулярной структуры дисперсной системы (табл. 4). Анализ данных показал, что использование присадок приводит к снижению значений внутренней энергии разрушения надмолекулярных структур всех исследуемых модельных нефтяных систем. Для 6%-ного раствора НП максимальный эффект проявляется при введении присадки № 4, содержащей 50 % полимера, внутренняя энергия разрушения надмолекулярной структуры системы снижается в 5,5 раза.

Следует отметить, что с увеличением содержания НП в системе максимальный эффект достигается при введении присадки № 5, содержащей 60 % полимера, внутренняя энергия разрушения надмолекулярной структуры системы снижается для 10%-ного раствора НП в керосине приблизительно в 8 раз, а для 20%-ного раствора НП в керосине – в 6 раз.

Таблица 4

Влияние присадок на внутреннюю энергию разрушения надмолекулярной структуры модельных растворов нефтяного парафина в керосине

Образец	W , кДж/м ³		
	6%-ного раствора	10%-ного раствора	20%-ного раствора
Исходный раствор	3,3	13,3	78,5
Раствор + Присадка № 1	3,1	3,4	57,8
Раствор + Присадка № 2	2,5	3,4	42,8
Раствор + Присадка № 3	2,3	2,0	38,6
Раствор + Присадка № 4	0,6	2,1	24,3
Раствор + Присадка № 5	2,1	1,7	12,8

Для регулирования транспортных характеристик нефтяных систем необходимо исследование не только реологических свойств, но и коллоидной стабильности НДС [13]. Поэтому было изучено влияние присадок на количество парафиновых отложений (ПО) исследуемых модельных нефтяных систем (табл. 5). Установлено, что с увеличением содержания НП растет количество ПО, что подтверждается и литературными данными, поскольку известно, что парафинистые и высокопарафинистые нефти наиболее склонны к образованию асфальтосмолопарафиновых отложений по сравнению с малопарафинистыми нефтями [14, 15].

Таблица 5

Влияние присадок на количество парафиновых отложений модельных растворов нефтяного парафина в керосине

Образец	Количество парафиновых отложений, г/100 г			
	3%-ного раствора	6%-ного раствора	10%-ного раствора	20%-ного раствора
Осадок исходного раствора	11,5	21,6	30,9	54,2
Осадок раствора + Присадка № 1	3,4	2,5	10,4	50,4
Осадок раствора + Присадка № 2	1,9	2,0	7,7	49,7
Осадок раствора + Присадка № 3	1,7	2,0	6,1	48,2
Осадок раствора + Присадка № 4	1,5	1,8	5,2	43,6
Осадок раствора + Присадка № 5	1,5	1,8	5,1	40,1

Максимальную способность предотвращать процесс образования ПО 3%-ного раствора НП показывают присадки № 4, 5, количество осадка снижается на 87 %. С понижением концентрации полимера в составе присадок до 40–30 мас. % (присадки № 2 и 3) наблюдается

незначительное снижение эффективности их действия. Использование присадки № 1 снижает количество ПО 6%-ного раствора НП, более чем на 88 %. Отмечено, что с увеличением концентрации полимера в составе присадок от 20 до 60 мас. % эффективность их действия возрастает всего на 3 %. Применение присадки № 1 снижает количество ПО 10%-ного раствора НП более чем на 66 %. С увеличением концентрации полимера от 20 до 60 мас. % в составе присадок эффективность их действия возрастает на 17 %. Следует отметить, что максимальное снижение количества ПО для 6 и 10%-ных растворов НП достигается при использовании присадок № 4 и 5. Увеличение концентрации НП в растворе до 20 мас. % привело к значительному снижению эффективности действия присадок, количество ПО уменьшается на 7–26 %.

Использование присадок влияет не только на количество ПО, но и на состав *n*-алканов образующихся осадков. На примере 10%-ного раствора НП рассмотрено влияние присадок на состав *n*-алканов образующихся ПО. Молекулярно-массовое распределение (ММР) *n*-алканов керосина, НП, 10%-ного раствора НП и его осадков представлено на рис. 3. Состав *n*-алканов НП представлен твердыми ПУ с числом атомов углерода от 21 до 38 с максимумом, приходящимся на C_{26} – C_{28} . В керосине содержатся только жидкие ПУ C_{10} – C_{15} с максимумом C_{12} .

Согласно полученным данным состав *n*-алканов исходного 10%-ного раствора НП и исследуемых осадков состоит из ПУ, входящих в состав растворителя (керосина) и растворенного вещества (НП). Характер ММР *n*-алканов для 10%-ного раствора НП и исследуемых осадков бимодальный с максимумами, приходящимися на C_{12} и C_{26} – C_{28} . По соотношению низкомолекулярных ($\sum C_{10}$ – C_{15}) и высокомолекулярных ($\sum C_{21}$ – C_{38}) *n*-алканов исследуемые образцы значительно различаются (табл. 6).

Установлено, что в составе ПУ 10%-ного раствора НП преобладают низкомолекулярные *n*-алканы C_{10} – C_{15} . В составе ПУ осадка, выделенного из 10%-ного раствора НП, увеличивается доля твердых *n*-алканов C_{21} – C_{38} , по сравнению с исходным раствором. Использование присадки приводит к значительному увеличению доли твердых ПУ и снижению содержания низкомолекулярных углеводородов в среднем в 1,5 раза по сравнению с осадком исходного раствора.

Полученные результаты по ингибированию процесса образования ПО высокопарафинистой модели в присутствии эффективной присадки № 5 подтверждены методом оптической микроскопии в проходящем свете (рис. 4).

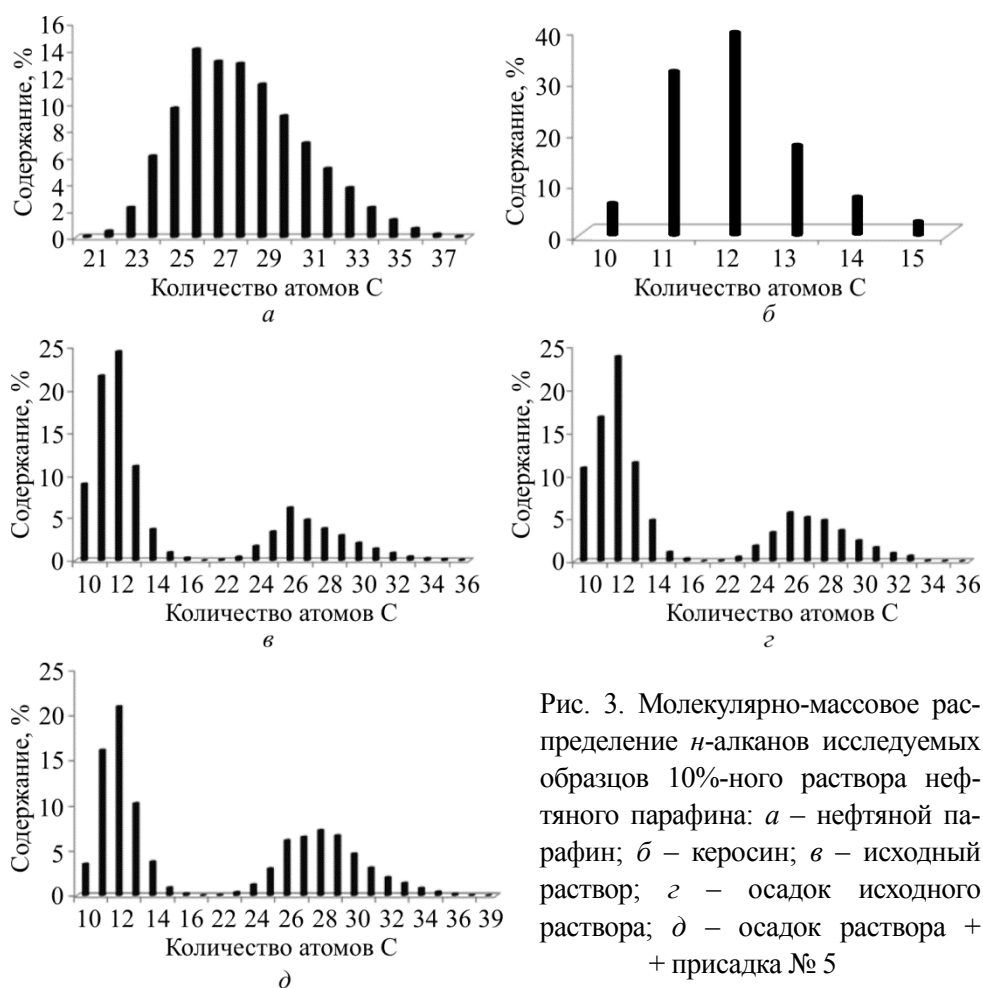


Рис. 3. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов исследуемых образцов 10%-ного раствора нефтяного парафина: а – нефтяной парафин; б – керосин; в – исходный раствор; г – осадок исходного раствора; д – осадок раствора + присадка № 5

Таблица 6

Состав *n*-алканов, исследуемых образцов 10%-ного раствора нефтяного парафина

Образец	Содержание, мас. %		
	$\sum C_{10}-C_{15}$	$\sum C_{21}-C_{38}$	$\sum C_{10}-C_{15} / \sum C_{21}-C_{38}$
Нефтяной парафин	0	100	*
Керосин	100	0	*
Исходный раствор	71,2	28,8	2,5
Осадок исходного раствора	69,3	30,7	2,3
Осадок раствора + присадка № 5	52,8	48,2	1,3

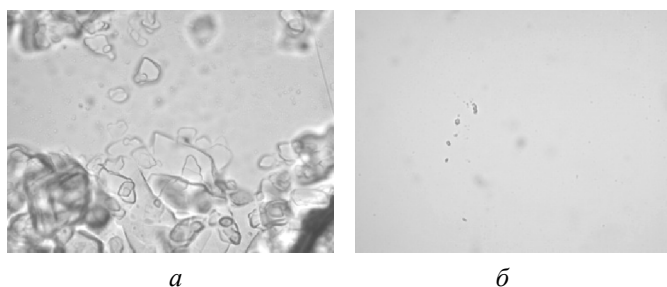


Рис. 4. Микрофотографии исследуемых осадков 10%-ного раствора нефтяного парафина: *а* – осадок исходного раствора; *б* – осадок раствора + присадка № 5

Образец осадка исходного модельного 10%-ного раствора кристаллизуется в двух модификациях: пластинчатые и сферолитные парафиновые образования. Введение присадки № 5 заметно снижает размеры кристаллических образований. Обращает на себя внимание полное отсутствие сплошной кристаллической сетки, что обуславливает снижение структурно-механических характеристик раствора НП.

На основании анализа полученных данных можно предположить, что алкильные заместители полимера присадки взаимодействуют с жидкими ПУ модельной нефтяной системы, в результате чего полярные группы полимера препятствуют росту кристаллических образований и в системе образуются менее прочные кристаллы ПУ меньшего размера, чем в исходном растворе. Следствием этого является снижение температуры застывания, вязкости, энергии разрушения надмолекулярных структур и количества образующегося осадка. Такой принцип действия присадок подтверждается и данными хромато-масс-спектрометрии – так в осадках, отобранных из НДС в присутствии присадок, снижается содержание жидких углеводородов $\sum C_{10}-C_{15}$ и увеличивается доля твердых *n*-алканов $\sum C_{21}-C_{38}$ по сравнению с осадком исходного раствора.

Таким образом, показано, что использование присадок позволяет улучшить структурно-механические характеристики и снизить количество АСПО малопарафинистых, парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем, в которых содержание ПУ не превышает 10 мас. %. Применение присадок для НДС, содержащих более 10 мас. % ПУ, не эффективно. Регулировать структурно-механические характеристики и количество АСПО таких систем необходимо либо с помощью других физико-химических способов, либо за счет комплексного воздействия на систему как физических, так и химических методов.

Список литературы

1. Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17, № 19. – С. 296–299.
2. Камелеева Г.Х., Вачагина Е.К. Экспериментальное исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 19. – С. 138–140.
3. Есполов И.Т., Аяпбергенов Е.О., Серкебаева Б.С. Особенности реологических свойств высоковязкой нефти при транспортировке по трубопроводу // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 3. – С. 35–39.
4. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г.И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Е.М. Березина. – Томск: Издательский дом ТГУ, 2015. – 136 с.
5. Ануфриев Р.В., Волкова Г.И. Влияние ультразвука на структурно-механические свойства нефтей и процесс осадкообразования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327, № 10. – С. 50–58.
6. Экстракционная деасфальтизация как метод улучшения свойств высоковязких нефтей / Р.А. Абдрахманов, А.Ю. Копылов, И.И. Салахов, И.Р. Сафина, Л.Ю. Мосунова // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17, № 10. – С. 190–194.
7. Synthesis and performance of maleic anhydride copolymers with alkyl linoleate or tetra-esters as pour point depressants for waxy crude oil / E.A. Soliman, M.R. Elkatory, A.I. Hashem, H.S. Ibrahim // Fuel. – 2018. – № 211. – P. 535–547.
8. Synthesis, structure-activity relationship and evaluation of new nonpolymeric chemical additives based on naphthoquinone derivatives as wax precipitation inhibitors and pour point depressants to petroleum / B.C. Lemos, V. Gilles, G.R. Goncalves, E.V. R. de Castro, M. Delarmelina, J.W. de M. Carneiro, S.J. Greco // Fuel. – 2018. – № 220. – P. 200–209.
9. Patel M.R., Chitte P.S., Bharambe D.P. Oleic acid based polymeric flow improvers for Langhnaj (North Gujarat, India) crude oil // Egyptian Journal of Petroleum. – 2017. – № 26. – P. 895–903.
10. Polymethacrylates: Pour point depressants in diesel oil / R.A. Soldi, A.R. Oliveira, R.V. Barbosa, M.A. Cesar-Oliveira // European polymer journal. – 2007. – № 43. – P. 3671–3678.
11. Admiral A., Abdullah M.K., Ariffin A. Evaluation of Emulsified Acrylate Polymer and Its Pour Point Depressant Performance // Procedia Chemistry. – 2016. – № 19. – P. 319–326.
12. Effect of ammonium-containing polyalkyl acrylate on the rheological properties of crude oils with different ratio of resins and waxes / I.V. Litvinets, I.V. Prozorova, N.V. Yudina, O.A. Kazantsev, A.P. Sivokhin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 146. – P. 96–102.

13. Новый подход к выявлению флюидодинамической связи в нефтеносном пласте (на примере Аканского месторождения) / Ю.М. Ганеева, Т.Н. Юсупова, А.З. Тухватуллина, Е.С. Охоникова, Г.В. Романов, М.П. Круглов // Доклады академии наук. – 2014. – Т. 458, № 3. – С. 336–339.

14. Struchkov I.A., Rogachev M.K. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations // Journal of petroleum science and engineering. – 2018. – № 163. – P. 91–99.

15. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Причины образования асфальтосмолопарафиновых отложений в НКТ // Вестник Югорского государственного университета. – 2016. – Т. 3, № 42. – С. 7–11.

References

1. Bashkirtseva N.Iu. Vysokoviazkie nefiti i prirodnye nefiti [High-viscosity oil and natural oil]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2014, vol. 17, no. 19, pp. 296–299.

2. Kameleeva G.Kh., Vachagina E.K. Eksperimental'noe issledovanie reologicheskikh svoystv vysokoparafinistoi nefiti [Experimental study of the rheological properties of high-paraffin oil]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2012, vol. 15, no. 19, pp. 138–140.

3. Espolov I.T., Ayapbergenov E.O., Serkebaeva B.S. Osobennosti reologicheskikh svoystv vysokoviazkoi nefiti pri transportirovke po truboprovodu [Features of the rheological properties of high-viscosity oil during transportation through a pipeline]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ia*, 2016, no. 3, pp. 35–39.

4. Volkova G.I., Loskutova Yu.V., Prozorova I.V., Berezina E.M. Podgotovka i transport problemnykh neftei (nauchno-prakticheskie aspekty) [Preparation and transportation of problem oils (scientific and practical aspects)]. Tomsk, Izdatel'skii Dom TGU, 2015, 136 p.

5. Anufriev R.V., Volkova G.I. Vliianie ul'trazvuka na strukturno-mekhanicheskie svoystva neftei i protsess osadkoobrazovaniia [The influence of ultrasound on the structural and mechanical properties of oils and the process of sedimentation]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2016, vol. 327, no. 10, pp. 50–58.

6. Abdrakhmanov R.A., Kopylov A.Iu., Salakhov I.I., Safina I.R., Mosunova L.Iu. Ekstraktsionnaia deasfal'tizatsiia kak metod uluchsheniia svoystv vysokoviazkikh neftei [Extraction deasphalting as a method of improving the properties of high-viscosity oils]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2014, vol. 17, № 10, pp. 190–194.

7. Soliman E.A., Elkatory M.R., Hashem A.I., Ibrahim H.S. Synthesis and performance of maleic anhydride copolymers with alkyl linoleate or tetra-esters as pour point depressants for waxy crude oil. *Fuel*, 2018, no. 211, pp. 535–547.

8. Lemos B. C., Gilles V., Goncalves G. R., R. de Castro E. V., Delarmelina M., Carneiro J. W. de M., Greco S. J. Synthesis, structure-activity relationship and evaluation of new nonpolymeric chemical additives based on naphthoquinone derivatives as wax precipitation inhibitors and pour point depressants to petroleum. *Fuel*, 2018, no. 220, pp. 200–209.

9. Patel M.R., Chitte P.S., Bharambe D.P. Oleic acid based polymeric flow improvers for Langhnaj (North Gujarat, India) crude oil. *Egypt. J. Pet.*, 2017, no. 26, pp. 895–903.

10. Soldi R.A., Oliveira A.R., Barbosa R.V., Cesar-Oliveira M.A. Polymethacrylates: Pour point depressants in diesel oil. *Eur. Polym. J.*, 2007, no. 43, pp. 3671–3678.

11. Admiral A., Abdullah M.K., Ariffin A. Evaluation of Emulsified Acrylate Polymer and Its Pour Point Depressant Performance. *Procedia Chemistry*, 2016, № 19, pp. 319-326.
12. Litvinets I.V., Prozorova I.V., Yudina N.V., Kazantsev O.A., Sivokhin, A.P. Effect of ammonium-containing polyalkyl acrylate on the rheological properties of crude oils with different ratio of resins and waxes. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2016, vol. 146, pp. 96-102.
13. Ganeeva Iu.M., Iusupova T.N., Tukhvatullina A.Z., Okhonikova E.S., Romanov G.V., Kruglov M.P. Novyi podkhod k vyivleniiu fluidodinamicheskoi svyazi v neftenosnom plaste (na primere Akanskogo mestorozhdeniia) [A New Approach to the Detection of Fluidodynamic Communication in the Oil Reservoir (on the Example of the Akanskoye Field)]. *Doklady akademii nauk*, 2014, vol. 458, no. 3, pp. 336-339.
14. Struchkov I.A., Rogachev M.K. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2018, no. 163, pp. 91-99.
15. Belkina S.A., Nagaeva S.N. Prichiny obrazovaniia asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii v NKT [The causes of the formation of asphalt-tar-paraffin deposits in the tubing]. *Vestnik Yugorskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2016, vol. 3, no. 42, pp. 7-11.

Получено 01.08.2018

Об авторах

Литвинец Ирина Валерьевна (Томск, Россия) – кандидат химических наук, научный сотрудник лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН (634055, г. Томск, пр. Академический, 4, e-mail: iralitinets@yandex.ru).

Небогина Надежда Александровна (Томск, Россия) – кандидат химических наук, научный сотрудник лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН (634055, г. Томск, пр. Академический, 4, e-mail: nebogina@pc.tsc.ru).

Прозорова Ирина Витальевна (Томск, Россия) – кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН (634055, г. Томск, пр. Академический, 4, e-mail: piv@pc.tsc.ru).

About the authors

Irina V. Litvinets (Tomsk, Russian Federation) – Ph.D. in Chemical Sciences, Junior scientist, Laboratory of oil Rheology, Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences Siberian Branch (4, Akademicheskyy av., Tomsk, 634021, e-mail: iralitinets@yandex.ru).

Nadezhda A. Nebogina (Tomsk, Russian Federation) – Ph.D. in Chemical Sciences, Scientist, Laboratory of oil Rheology, Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences Siberian Branch (4, Akademicheskyy av., Tomsk, 634021, e-mail: nebogina@pc.tsc.ru).

Irina V. Prozorova (Tomsk, Russian Federation) – Ph.D. in Chemical Sciences, Snr. Scientist, Laboratory of oil Rheology, Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences Siberian Branch (4, Akademicheskyy av., Tomsk, 634021, e-mail: piv@pc.tsc.ru).