

УДК 622.276.8

DOI: 10.15372/KhUR2022392

EDN: SMKSCN

Влияние ингибирующей композиции на структурно-реологические характеристики высокопарафинистой нефти

Я. А. КОЗЛЕНКО, И. В. ПРОЗОРОВА, Н. В. ЮДИНА

Институт химии нефти СО РАН,
Томск (Россия)

E-mail: piv@ipc.tsc.ru

(Поступила 30.11.21; после доработки 20.04.22)

Аннотация

Исследовано влияние природных поверхностно-активных веществ (ПАВ) на эффективность действия полимерной присадки в процессе образования нефтяных отложений высокопарафинистой нефти с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов. Показано, что добавление полимера к нефти как индивидуально, так и совместно с природными ПАВ приводит к снижению количества образующихся осадков. Установлено, что максимальную ингибирующую способность проявляет композиция, состоящая из полимера и 0.03 мас. % нафтеновых кислот (ПАВ). Природные ПАВ как индивидуально, так и совместно с полимером при добавлении к нефти уменьшают размеры ассоциатов парафиновых углеводородов и их агрегатов в масляной фракции исследуемых нефтяных осадков.

Ключевые слова: высокопарафинистая нефть, асфальтосмолопарафиновые отложения, полимерная депрессорная присадка, природные поверхностно-активные вещества

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития нефтяной промышленности увеличилось число месторождений с высокопарафинистыми нефтями, что серьезно осложняет их добычу и транспортировку. Интенсивное образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) может приводить к полному перекрытию подземных труб, что вызывает необходимость проведения ремонтных работ в целях депарафинизации нефтепромыслового оборудования [1, 2].

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют структурированную систему, которая содержит в своем составе парафиновые углеводороды (40–60 мас. %), смолисто-асфальтеновые компоненты (САК, 10–56 мас. %), нефти и неорганические включения (песок, глина, соли,

вода) [1]. Известно [3], что состав АСПО зависит от условий их формирования, при изменении которых может меняться и состав АСПО. Парафиновые углеводороды, входящие в состав нефтяной системы в растворенном или кристаллическом состоянии и являющиеся смесью церезинов и насыщенных алканов (парафиновых и изопарафиновых углеводородов), составляют основную долю АСПО парафинового типа. Наряду с парафиновыми углеводородами, в состав углеводородной части АСПО входят нафтеновые и ароматические углеводороды [1, 2, 4].

Смолисто-асфальтеновые компоненты нефти представляют собой конденсированные гетероциклические соединения, которые содержат углерод, водород, кислород, азот, серу, а также металлы. Химическая природа нефти оказывает существенное влияние на состав молекул ас-

фальтенов и смол. Содержание в составе АСПО парафинового типа смол и асфальтенов значительно ниже, чем парафиновых углеводородов, но, несмотря на это, их присутствие в нефти может оказывать существенное влияние на процесс кристаллизации парафиновых углеводородов [5, 6].

При добыче и транспортировке нефти широко применяются различные методы как для предотвращения образования АСПО, так и для удаления уже образовавшихся отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования.

Наиболее эффективный из всех известных способов борьбы с АСПО – введение химических реагентов, предотвращающих или ингибирующих процесс образования парафиновых отложений в нефтяных системах [7, 8].

В качестве ингибирующих компонентов используют полимерные присадки [9–12], в состав которых для улучшения их действия часто добавляют различные поверхностно-активные вещества (ПАВ) [13]. Так же нефтяные системы в своем составе содержат ПАВ, которые могут оказывать влияние на действие ингибитора АСПО [6, 14].

Молекулы смол и асфальтенов, в состав которых помимо углерода и водорода входят кислород, азот, сера, обладают полярностью, могут концентрироваться на поверхностях раздела фаз и, следовательно, относятся к природным ПАВ [3].

Нефтяные ПАВ могут оказывать неоднозначное влияние на добычу и транспортировку нефти. С одной стороны, они за счет эффективной адсорбции на поверхности скважин, трубопроводов и другого нефтепромыслового оборудования препятствуют образованию АСПО на этих поверхностях и облегчают движение потоков нефти [15]. С другой стороны, добыча и подготовка нефти, добытой с применением теплового воздействия на пласт в виде закачки пара и горячей воды или внутривластного горения, сопровождается весьма нежелательным явлением – образованием за счет действия ПАВ очень стойких водонефтяных эмульсий [5].

Смолисто-асфальтеновые компоненты из-за содержания в своем составе полярных компонентов проявляют свойства ПАВ и таким образом могут оказывать влияние на действие ингибирующих присадок [3]. Последняя должна образовывать с молекулами парафиновых углеводородов достаточно прочные ассоциативные комплексы

с упорядоченной структурой и благодаря этому снижать температуру начала кристаллизации твердых углеводородов в нефтях, сдвигая начало процессов кристаллизации парафиновых углеводородов в область более низких температур. При этом ингибитор удерживает молекулы парафиновых углеводородов в объеме, предотвращая осадкообразование в нефти. Из литературных данных [1, 3, 5] известно, что все САК характеризуются высокой адсорбционной способностью и, благодаря присутствующим в них гетероатомным компонентам, способным концентрироваться на границе раздела фаз, обеспечивают изменение состава молекулярного кристалла парафинового углеводорода.

Цель данной работы – изучение влияния природных ПАВ на эффективность действия полимерной присадки в процессе образования АСПО.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В качестве полимерной составляющей присадки был выбран сополимер алкилакрилата с акрилатом додециламина, структура которого представлена на рис. 1. Данный сополимер является основой присадки К-210, которая получена в результате совместных работ Института химии нефти СО РАН (Томск) и Нижегородского государственного технического университета им. Р. Е. Алексеева (Дзержинск) [16]. Ранее было показано, что с увеличением содержания парафиновых углеводородов в нефтяной системе эффективность работы сополимера резко снижается [17–19]. Для увеличения ингибирующих и реологических способностей присадки для высокопарафинистых нефтяных систем в ее состав добавляют различные ПАВ.

Нами было исследовано влияние ПАВ на действие полимерной присадки в процессе образования АСПО нефтяных систем. В качестве ПАВ использовались смесь азотистых оснований и концентрат нафтенных кислот.

Азотистые основания выделяли из нефти Самотлорского месторождения по методике [20]. Все полученные экстракты представляют собой

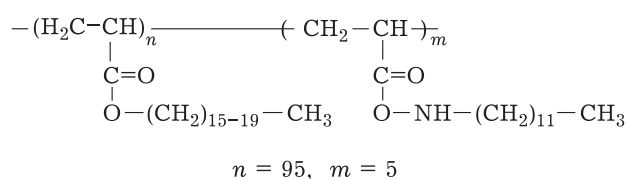


Рис. 1. Строение сополимера алкилакрилата с акрилатом додециламина.

смесь сильных и слабых азотистых оснований, на долю которых в концентратах приходится 37.3–47.9 и 52.1–62.7 мас. % соответственно [21].

Концентрат нафтеновых кислот был получен двухступенчатой экстракцией водно-спиртовым раствором гидроксида натрия и имеет следующие характеристики: молекулярная масса – 280; кислотное число – 84.8 мг КОН/г; структурная формула – $C_nH_{2n-2}O_2$, где $n = 15–20$ [22].

Объектом исследования служила высокопарафинистая нефть (температура застывания $T_z = 6.5$ °С; содержание, мас. %: масла (парафиновые углеводороды) – 85.1 (8.5); смолы – 11.8; асфальтены – 3.1) с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов – 14.9 мас. %.

Температуру застывания исследуемых образцов определяли с помощью прибора ИНПН “Кристалл” SX-800 (Россия) [3].

Для определения количества нефтяного осадка использовали установку, разработанную на основе метода “холодного стержня” [3]. Оптимальный режим работы: градиент температур 10 °С, время эксперимента 1 ч, навеска образца 40 г. Количество образовавшегося осадка определяли гравиметрически. Конечным результатом служило среднее арифметическое двух параллельных измерений. Погрешность определения составляла ± 0.1 г.

Степень ингибирования используемых полимера и ПАВ была рассчитана по формуле

$$I = \frac{m_{\text{исх}} - m_{\text{п}}}{m_{\text{исх}}} \cdot 100 \% \quad (1)$$

где I – степень ингибирования, %; $m_{\text{исх}}$ и $m_{\text{п}}$ – массы осадков исходного образца и образца с полимерной присадкой и/или ПАВ соответственно, г.

Концентрация полимера и ПАВ, а также композиций, состоящих из полимера и ПАВ, составляла 0.05 мас. % к нефти [17–19]. В составе композиции концентрацию ПАВ варьировали от 0.01 до 0.06 мас. %.

Массовую долю асфальтенов, содержащихся в нефти и нефтяном осадке, определяли при помощи “холодного” способа Гольде, масел и смолистых компонентов – с помощью хроматографического (колоночно-адсорбционного) метода [23].

Инфракрасные (ИК) спектры фракций АСПО исследуемых образцов регистрировали в тонком слое с помощью ИК-Фурье спектрометра Nicolet-5700 (Termo Electron, США) в области 400–4000 см^{-1} [3]. На основе литературных данных было проведено соотнесение полос с наличием в исследуемых объектах тех или иных структурных фрагментов [23, 24].

Микроструктуру масляной фракции нефтяных осадков изучали методом оптической микроскопии в проходящем свете с использованием микроскопа серии Axio Lab.A1 (Carl Zeiss, Германия) [3].

Поверхностное натяжение смол и асфальтенов осадков исследуемых образцов измеряли с помощью тензиометра K20 EasyDyne (Kruss, Германия) [3]. Погрешность измерения поверхностного натяжения данным методом составляла ± 1 %.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Влияние поверхностно-активных веществ на депрессорные свойства полимера

При добавлении к исходной нефти, застывающей при 6.5 °С, полимера наблюдается снижение температуры застывания последней до –56.0 °С, депрессорный эффект полимера равен 62.5 °С (рис. 2).

При использовании смеси азотистых оснований и концентрата нафтеновых кислот в качестве ПАВ температура застывания исходной нефти возрастает. Самостоятельно ПАВ обладают отрицательным депрессорным свойством (см. рис. 2).

Согласно экспериментально полученным данным (см. рис. 2) можно сделать вывод, что добавление полимера индивидуально показывает значительный депрессорный эффект, а добавка ПАВ приводит к повышению температуры застывания исследуемой нефти. Использование композиции из полимера и ПАВ характеризуется также депрессорным эффектом, но его величина всегда меньше, чем депрессорный эффект самого полимера.

Влияние поверхностно-активных веществ и полимера на процесс осадкообразования нефти

При добавлении к нефти исследуемого полимера у последнего отмечается значительная степень ингибирования – 77 %. Введение ПАВ индивидуально в исходный образец приводит к незначительному снижению количества образующихся осадков, соответственно и степень ингибирования ПАВ невысока (рис. 3).

Для каждого ПАВ была установлена концентрация, при которой проявляется максимальная способность предотвращать образова-

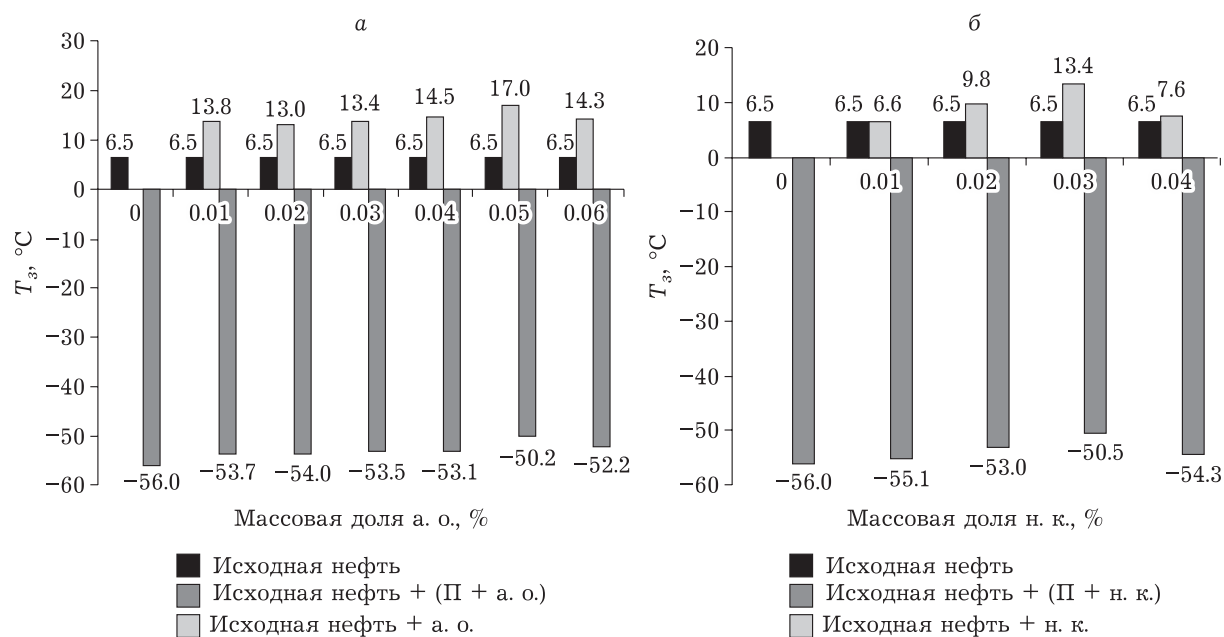


Рис. 2. Влияние полимера, ПАВ и их смеси на температуру застывания (T_z) образцов: ПАВ – азотистые основания (а), нафтеновые кислоты (б). Здесь и на рис. 3–5: П – полимер; ПАВ – поверхностно-активные вещества; а. о. – азотистые основания; н. к. – нафтеновые кислоты.

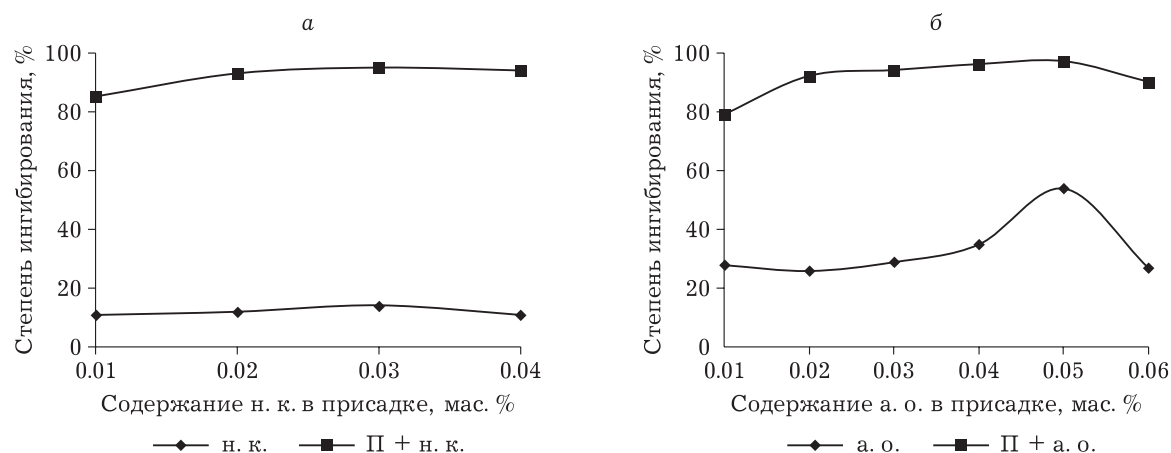


Рис. 3. Влияние содержания ПАВ (нафтеновые кислоты (а), азотистые основания (б)) на ингибирующие способности ПАВ и композиции П + ПАВ. Обозн. см. рис. 2.

ние АСПО. Все исследуемые ПАВ совместно с полимером демонстрируют большую ингибирующую способность, чем полимер индивидуально. При использовании полимера совместно с 0.03 мас. % нафтенных кислот и 0.05 мас. % азотистых оснований наблюдается максимальная ингибирующая способность – 95 и 97 % соответственно (см. рис. 3).

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что нафтенные кислоты и азотистые основания могут использоваться для улучшения ингибирующих свойств исследуемого полимера.

Влияние поверхностно-активных веществ и полимера на групповой состав нефтяных осадков

Использование полимера совместно с ПАВ влияет не только на количество (табл. 1), но и на состав образующихся осадков.

Следует отметить, что как индивидуальное применение ПАВ и полимера, так и их совместное использование сказывается на групповом составе образующихся нефтяных осадков.

При добавлении к нефти 0.03 мас. % концентрата нафтенных кислот и 0.05 мас. % азоти-

ТАБЛИЦА 1

Влияние полимера и поверхностно-активных веществ
на групповой состав нефтяных осадков

Массовая доля ПАВ в нефти, %	Содержание, мас. %					
	Исходная нефть			Исходная нефть + П		
	Масла	Смолы	Асфальтены	Масла	Смолы	Асфальтены
АСПО исходной нефтяной системы						
0	87.1	9.7	3.2	82.4	14.3	3.3
АСПО исходной нефти + нафтенновые кислоты						
0.01	86.9	9.8	3.3	83.7	13.3	3.0
0.02	87.0	10.0	3.0	83.7	13.3	3.0
0.03	78.2	18.5	3.3	75.0	21.7	3.3
0.04	84.7	12.2	3.1	84.9	11.9	3.2
АСПО исходной нефти + азотистые основания						
0.01	82.1	14.6	3.3	81.7	15.1	3.2
0.02	82.2	14.6	3.2	81.1	15.6	3.3
0.03	83.1	13.6	3.3	82.3	14.7	3.0
0.04	82.5	14.3	3.2	81.5	15.4	3.1
0.05	79.5	17.3	3.2	76.4	20.4	3.2
0.06	82.1	14.6	3.3	81.1	15.8	3.1

Примечание. Здесь и в табл. 2–4: П – полимер; ПАВ – поверхностно-активные вещества; АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения.

стых оснований наблюдается снижение количества масел и увеличение доли смолистой фракции. При совместном добавлении исследуемых ПАВ с полимером наблюдается аналогичная тенденция в изменении состава образующихся АСПО при той же концентрации ПАВ, что и при их индивидуальной добавке. Наиболее заметно на групповой состав исследуемых образцов влияет добавление композиции, состоящей из полимера и ПАВ, которая проявляет максимальную ингибирующую способность (см. табл. 1, рис. 3).

Влияние поверхностно-активных веществ и полимера на структуру масляной фракции нефтяных осадков

Структуру парафиновых углеводородов нефтяных осадков изучали методом оптической микроскопии. Анализ полученных микрофотографий показал, что масляная фракция осадка исходной нефти состоит из дендритных образований парафиновых углеводородов длиной от 8 до 49 мкм (рис. 4, а). Так же встречаются скопления параллельно-ориентированных дендритных структур.

При добавлении к исходной нефти полимера наблюдается уменьшение длины парафиновых образований, большая часть парафиновых структур – около 15 мкм (см. рис. 4, б). Добавление концентрата нафтенновых кислот как индивиду-

ально, так и совместно с полимером приводит к уменьшению размеров структур парафиновых углеводородов и снижению количества их скоплений (см. рис. 4, в, г).

Влияние поверхностно-активных веществ и полимера на смолисто-асфальтеновые компоненты нефтяных осадков

Проведенные исследования (табл. 2) показали, что групповой состав АСПО зависит от степени ингибирования используемой композиции, состоящей из полимера и разных ПАВ. Различия в составе смол и асфальтенов АСПО исследуемых образцов изучали с помощью ИК-спектроскопии. Полученные ИК-спектры САК нефтяных осадков представлены на рис. 5. Видно, что спектры всех исследуемых образцов имеют аналогичные полосы поглощения, различные лишь по интенсивности.

Для оценки изменений в составе смол и асфальтенов АСПО по интенсивностям характеристических полос ИК-спектров САК осадков исследуемых образцов были рассчитаны спектральные коэффициенты, представленные в табл. 3.

Анализ спектральных коэффициентов показал, что при добавлении 0.03 мас. % концентрата нафтенновых кислот как индивидуально, так и совместно с полимером происходит снижение общего числа ароматических структур и услов-

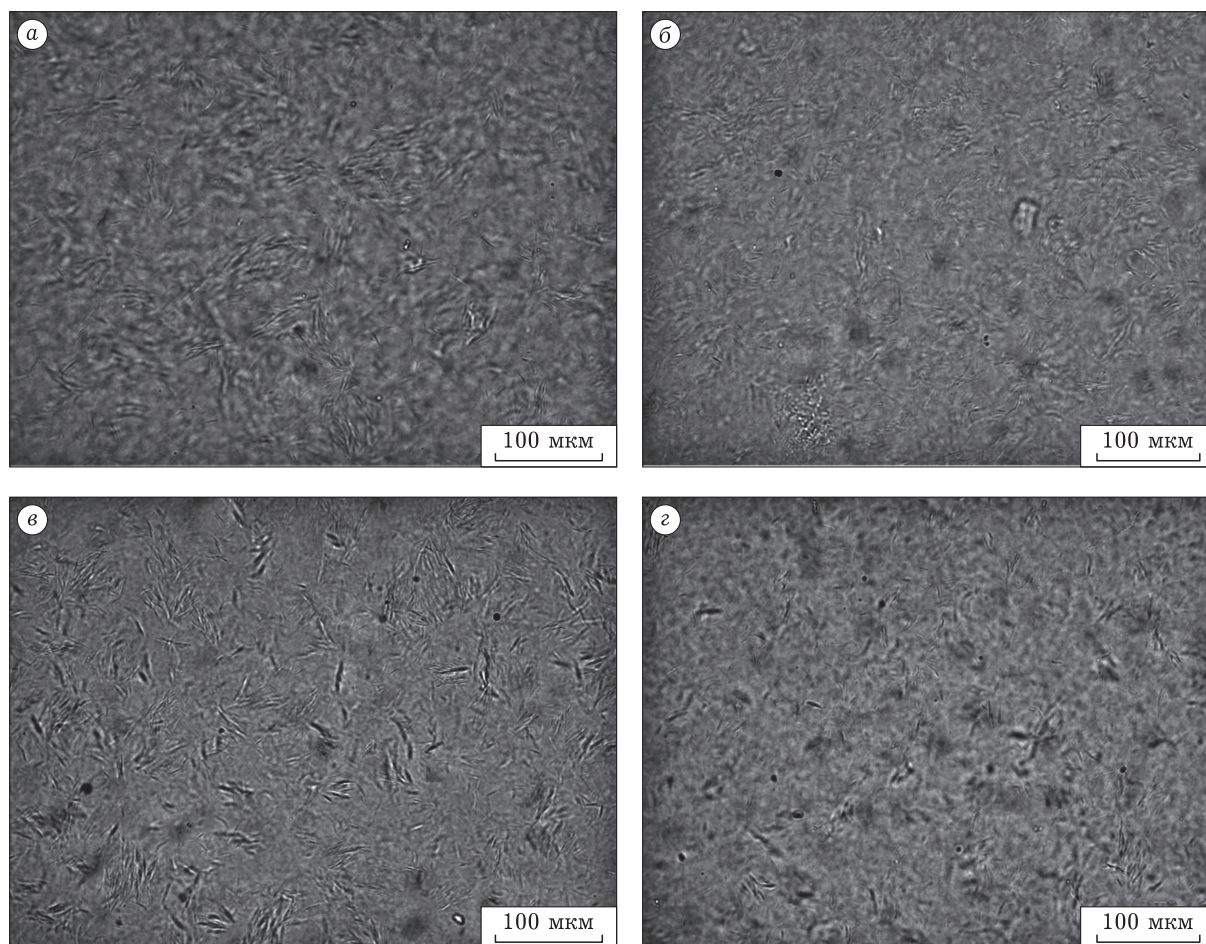


Рис. 4. Микрофотографии масляной фракции нефтяных осадков: исходная нефть (а); исходная нефть + П (б); исходная нефть + 0.03 мас. % н. к. (в); исходная нефть + (П + 0.03 мас. % н. к.) (г). Обозн. см. рис. 2.

ного содержания карбонильной группы ($-C=O$). При добавлении к исследуемой нефти композиции, обладающей максимальной степенью инги-

бирования, в АСПО концентрируются менее полярные САК, следовательно, в объеме остаются САК с повышенной способностью к образова-

ТАБЛИЦА 2

Значения спектральных коэффициентов смол и асфальтенов АСПО исследуемых образцов

Спектральные коэффициенты	Асфальтены				Смолы			
	1	2	3	4	1	2	3	4
D_{818}/D_{1600}	0.48	0.49	0.51	0.50	0.48	0.49	0.52	0.53
D_{1600}/D_{1465}	0.81	0.80	0.72	0.71	0.26	0.26	0.22	0.21
D_{750}/D_{720}	1.45	1.44	1.42	1.44	1.27	1.32	1.32	1.33
D_{720}/D_{1465}	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14
D_{1380}/D_{1465}	0.78	0.79	0.78	0.77	0.64	0.65	0.64	0.65
D_{720}/D_{1380}	0.43	0.42	0.41	0.40	0.23	0.22	0.21	0.20
D_{1710}/D_{1465}	0.64	0.63	0.52	0.49	0.54	0.53	0.45	0.39
D_{1030}/D_{1465}	0.23	0.24	0.24	0.23	0.24	0.24	0.23	0.24

Примечания. 1. 1 – исходная нефть; 2 – исходная нефть + П; 3 – исходная нефть + 0.03 мас. % н. к.; 4 – исходная нефть + (П + 0.03 мас. % н. к.), где П – полимер, н. к. – нафтенновые кислоты. 2. D – оптическая плотность функциональных групп. 3. Обозн. см. табл. 1.

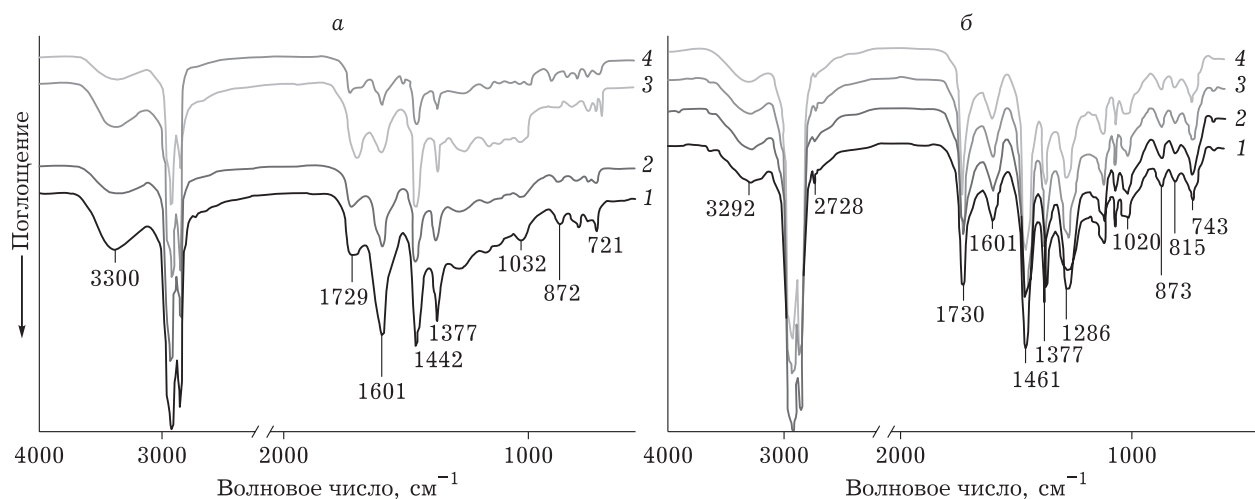


Рис. 5. ИК-спектры смолисто-асфальтеновых компонентов нефтяных осадков – смол (а) и асфальтенов (б): 1 – исходная нефть; 2 – исходная нефть + П; 3 – исходная нефть + 0.03 мас. % н. к.; 4 – исходная нефть + (П + 0.03 мас. % н. к.). Обозн. см. рис. 2.

нию ассоциативных комплексов с межмолекулярными связями.

Стоит отметить, что состав асфальтенов отличается повышенным содержанием ароматических структур и карбонильных групп, а также доля длинных цепей ($-\text{CH}_2-$) асфальтенов возрастает вдвое по сравнению со смолами АСПО тех же образцов.

Благодаря адсорбционной активности, ПАВ могут оказывать влияние на процессы, происходящие в нефтяной дисперсной системе на границе раздела фаз. Максимальное значение поверхностного натяжения (29.0 мН/м) соответствует присадке, состоящей только из полимера (см. табл. 3). С добавлением ПАВ наблюдается снижение поверхностного натяжения, при этом минимальное значение (27.8 мН/м) соответствует композиции, которая состоит из полимера и 0.03 мас. % нафтеновых кислот и проявляет максимальную ингибирующую способность.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что добавление нафтеновых кислот к по-

лимеру позволяет получить ингибирующую композицию с меньшим поверхностным натяжением и, следовательно, обладающую лучшей ингибирующей способностью.

Асфальтены АСПО исследуемой нефти характеризуются повышенными значениями поверхностного натяжения по сравнению со смолистыми компонентами, что может быть объяснено различием в их строении (см. табл. 3 и 4).

Поверхностное натяжение САК АСПО нефти уменьшается при добавлении полимера как индивидуально, так и совместно с ПАВ. Наиболее заметное снижение наблюдается при использовании композиции полимера с 0.03 мас. % нафтеновых кислот с максимальной степенью

ТАБЛИЦА 4

Поверхностное натяжение смолисто-асфальтеновых компонентов исследуемых АСПО

Образец	Поверхностное натяжение, σ , мН/м	
	Смолы	Асфальтены
Исх. АСПО	40	58
Исх. АСПО + П	39	57
Исх. АСПО + 0.01 мас. % н. к.	38	57
Исх. АСПО + (П + 0.01 мас. % н. к.)	38	57
Исх. АСПО + 0.02 мас. % н. к.	38	56
Исх. АСПО + (П + 0.02 мас. % н. к.)	37	56
Исх. АСПО + 0.03 мас. % н. к.	35	53
Исх. АСПО + (П + 0.03 мас. % н. к.)	34	52
Исх. АСПО + 0.04 мас. % н. к.	38	54
Исх. АСПО + (П + 0.04 мас. % н. к.)	37	54

Примечание. Обозн. см. табл. 2.

ТАБЛИЦА 3

Поверхностное натяжение ингибирующих композиций

Образец	Поверхностное натяжение, σ , мН/м
П	29.0
П + 0.01 мас. % н. к.	28.8
П + 0.02 мас. % н. к.	28.3
П + 0.03 мас. % н. к.	27.8
П + 0.04 мас. % н. к.	28.2

Примечание. Обозн. см. табл. 2.

ингибирования. Поверхностное натяжение смол и асфальтенов снижается на 5 мН/м.

Можно сделать вывод, что добавление композиции с максимальной степенью ингибирования приводит к концентрации в АСПО менее полярных САК. Следовательно, в объеме остаются более полярные компоненты, которые, по-видимому, за счет высокой способности к ассоциации удерживают парафиновые углеводороды в объеме нефти, тем самым усиливая действие полимерной присадки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучено влияние природных ПАВ на эффективность действия полимерной присадки в процессе образования АСПО. Показано, что добавление ПАВ (концентраты нафтенных кислот и азотистых оснований) в оптимальной концентрации приводит не только к снижению количества АСПО, но и к изменению группового состава осадков нефти.

Установлено, что добавление природных ПАВ приводит к уменьшению размеров ассоциатов парафиновых углеводородов и их агрегатов в масляной фракции исследуемых АСПО.

При добавлении композиции (полимер + 0,03 мас. % концентрата нафтенных кислот) с максимальной ингибирующей способностью наблюдаются изменения в составе САК АСПО нефти.

Установлено, что добавление ПАВ к полимеру снижает его поверхностное натяжение, что позволяет получить композицию, обладающую лучшей ингибирующей способностью, чем полимер индивидуально. При добавлении к исследуемой нефти композиции, обладающей максимальной степенью ингибирования, в АСПО концентрируются менее полярные САК, следовательно, в объеме остаются более полярные.

Работа выполнена в рамках Государственного задания Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

Авторы выражают благодарность Е. Ю. Коваленко за предоставленные образцы азотистых оснований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Huang Z., Zheng S., Fogler H. S. Wax Deposition: Experimental, Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices. Boca Raton: CRC Press, 2015. 184 p.

2 Speight J. G. The Chemistry and Technology of Petroleum. Boca Raton: CRC Press, 2010. 915 p.

3 Литвинцев И. В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: Дис. ... канд. хим. наук. Томск, 2015. 181 с.

4 Paso K. G., Scott Fogler H. Bulk stabilization in wax deposition systems // *Energy Fuels*. 2004. Vol. 18, No. 4. P. 1005–1013.

5 Santos Silva H., Alfarrá A., Vallverdu G., Bégue D., Bouysiere B., Baraille I. Role of the porphyrins and demulsifiers in the aggregation process of asphaltenes at water/oil interfaces under desalting conditions: A molecular dynamics study // *Fuel*. 2020. No. 17. P. 797–810.

6 Shadman M. M., Dehaghani A. H. S., Badizad M. H. How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation? // *Petroleum*. 2017. Vol. 3, No. 3. P. 287–291.

7 Kelland M. A. Production Chemicals for the Oil and Gas Industry, Second Edition. Boca Raton: CRC Press, 2014. 412 p.

8 Mortazavi-Manesh S., Shaw J. M. Effect of diluents on the rheological properties of Maya crude oil // *Energy Fuels*. 2016. Vol. 30, No. 2. P. 766–772.

9 Kuzmić E. A., Radošević M., Bogdanić G., Srića V., Vuković R. Studies on the influence of long chain acrylic esters polymers with polar monomers as crude oil flow improver additives // *Fuel*. 2008. Vol. 87, No. 13–14. P. 2943–2950.

10 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. Vol. 211. P. 535–547.

11 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. Vol. 26, No. 4. P. 895–903.

12 Soldi R. A., Oliveira A. R., Barbosa R. V., Cesar-Oliveira M. A. Polymethacrylates: Pour point depressants in diesel oil // *European Polymer Journal*. 2007. Vol. 43, No. 8. P. 3671–3678.

13 Lemos B. C., Gilles V., Gonçalves G. R., de Castro E. V. R., Delarmelina M., Carneiro J. W. de M., Greco S. J. Synthesis, structure-activity relationship and evaluation of new non-polymeric chemical additives based on naphthoquinone derivatives as wax precipitation inhibitors and pour point depressants to petroleum // *Fuel*. 2018. Vol. 220. P. 200–209.

14 Ягафаров А. К., Кузнецов Н. П., Кудрявцев И. А. К вопросу применения неионогенных ПАВ низких концентраций в нефтепромысловом деле // *Электрон. науч. журн. Нефтегазовое дело*. 2004. № 11. С. 16–18.

15 Kor P., Kharrat R. Modeling of asphaltene particle deposition from turbulent oil flow in tubing: Model validation and a parametric study // *Petroleum*. 2016. Vol. 2, No. 4. P. 393–398.

16 Прозорова И. В., Небогина Н. А., Юдина Н. В. Влияние ингибирующей присадки на структурные параметры смол и асфальтенов осадков водонефтяных эмульсий с различным содержанием воды // *Химия уст. разв.* 2020. Т. 28, № 3. С. 294–299.

17 Prozorova I. V., Litvinets I. V., Volkova G. I., Morozova A. V., Kazantsev O. F. Effect of ultrasonic treatment and polymer additive on structural-mechanical properties of solutions of paraffinic hydrocarbons // *AIP Conference Proceeding*. 2018. Vol. 2051. P. 240–246.

- 18 Литвинец И. В., Юдина Н. В., Лоскутова Ю. В., Прозорова И. В. Эффективность присадок, ингибирующих осадкообразование в нефтегазоконденсатных смесях // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 85–89.
- 19 Прозорова И. В., Небогина Н. А., Юдина Н. В., Казанцев О. А. Влияние температуры формирования эмульсий на их структурно-реологические характеристики и эффективность ингибирующей присадки // Нефтяное хозяйство. 2021. № 9. С. 100–104.
- 20 Герасимова Н. Н., Сагаченко Т. А., Бейко О. А., Огородников В. Д. Выделение и фракционирование азотистых оснований из нефти // Нефтехимия. 1987. Т. 27, № 1. С. 32–38.
- 21 Яновская С. С. Азотистые основания в нефтях и рассеянном органическом веществе пород верхней юры Западной Сибири: Дис. ... канд. хим. наук. Томск, 2010. 126 с.
- 22 Прозорова И. В., Лоскутова Ю. В., Коваленко Е. Ю., Мин Р. С., Небогина Н. А. Влияние нефтяных гетероатомных соединений на структурно-реологические свойства нефти // Изв. высших учеб. заведений. Нефть и газ. 2009. № 3. С. 96–102.
- 23 Рыбак Б. М. Анализ нефти и нефтепродуктов. М.: ГосТехИздат, 1962. 888 с.
- 24 Глебовская Е. А. Применение инфракрасной спектроскопии в нефтяной геохимии. Л.: Недра, 1971. 140 с.