

УДК 622.276.8

DOI: 10.15372/KhUR2021294

## Влияние ингибирующей присадки на структурно-механические характеристики водонефтяных эмульсий различного состава

И. В. ПРОЗОРОВА, Н. А. НЕБОГИНА, Н. В. ЮДИНА

*Институт химии нефти СО РАН,  
Томск (Россия)**E-mail: piv@ipc.tsc.ru*

### Аннотация

Изучено влияние присадки К-210, разработанной на основе упорядоченного амфифильного азотсодержащего полимера, на структурно-реологические характеристики водонефтяных эмульсий. При появлении в нефтяных дисперсных системах (НДС) воды (10 % эмульсии) характерно первоначальное увеличение степени ингибирования присадки для всех исследуемых эмульсий. Рост степени ингибирования наблюдается, возможно, вследствие присутствия в составе присадки полимера с амфифильными свойствами (растворяющегося как в органической фазе, так и в водной). Проведенные исследования показали, что групповой состав осадков зависит от степени ингибирования присадки. Изменение в групповом составе может быть объяснено структурно-фазовыми переходами фракций смолисто-асфальтеновых компонентов. С помощью метода ИК-спектроскопии исследованы различия в составе смол и асфальтенов НДС. Установлено, что с увеличением доли воды в составе смол асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) эмульсий наблюдается рост конденсированных ароматических кислород- и серосодержащих фрагментов. При изучении поверхностного натяжения фракций смол и асфальтенов выявлено, что максимальной поверхностной активностью характеризуются смолисто-асфальтеновые компоненты АСПО эмульсий нефти с минимальным значением степени ингибирования присадки.

**Ключевые слова:** водонефтяные эмульсии, присадка, асфальтосмолопарафиновые отложения

### ВВЕДЕНИЕ

Постоянное увеличение в общем объеме добываемого сырья доли парафинистых и смолистых нефтяных дисперсных систем (НДС) ставит перед нефтяниками ряд сложнейших проблем. Высокопарафинистые НДС при низких температурах проявляют резко выраженные неньютоновские (вязкопластичные, вязкоупругие, тиксотропные) свойства, без учета которых организовать рациональную эксплуатацию скважин, сбор, подготовку и транспорт нефти и нефтепродуктов невозможно [1–3]. На современном этапе развития нефтяной отрасли увеличилось число месторождений, которые вступи-

ли на позднюю стадию разработки с использованием методов повышения нефтеотдачи пластов, приводящих к обводнению добываемой продукции. Добыча и транспорт водонефтяных эмульсий (ВНЭ) до пунктов сбора и подготовки нефти осложняются их повышенной вязкостью и сопровождаются более интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхностях нефтепромыслового оборудования, что приводит к снижению продуктивности скважин и пропускной способности нефтепроводов [4–7].

При транспорте парафинистых нефтеподобных систем происходит интенсивная парафинизация трубопроводов, что значительно услож-

няет эксплуатацию и ведет к росту трудовых и материальных затрат. Современный способ транспортировки нефтяных эмульсий осуществляется с применением присадок [8, 9]. Разработка наиболее эффективных композиций, обладающих комплексным действием и сочетающих в себе ингибирующие и депрессорные свойства, является необходимым условием развития нефтедобывающей отрасли.

Однако современный спектр промышленных форм присадок ориентирован главным образом на перекачку товарной (обезвоженной) нефти. При этом в научной литературе встречается мало исследований, посвященных не только изучению структурно-механических свойств ВНЭ, но и влиянию присадок на свойства водонефтяных систем. В связи с этим целью данной работы являются исследования воздействия полимерной присадки К-210 на структурно-механические характеристики ВНЭ различного состава.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объектами исследования служили эмульсии с различным содержанием воды (10, 20, 30 и 40 мас. %) на основе нефтей Западно-Майского, Альметьевского и Усинского месторождений (табл. 1), которые характеризуются примерно одинаковым содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) – 7.0–9.4 мас. %, но разным количеством смол и асфальтенов: усинская нефть считается высокосмолистой, западно-майская и альметьевская нефти – малосмолистыми.

Искусственные эмульсии приготовлены с помощью перемешивающего устройства ПЭ–0118 (Россия) мощностью 150 Вт со скоростью вращения лопасти 2000 об/мин в течение 10 мин при 20 °С.

Количественную оценку процесса образования АСПО проводили на установке, основанной на методе “холодного стержня”. Установка со-

стояла из металлического стержня, который охлаждался хладагентом до заданной температуры, в качестве теплоносителя использовалась дистиллированная вода в термостате.

Ингибирующую присадку К-210 (П) вводили в НДС в концентрации 0.05 мас. %. Присадка К-210 разработана на основе упорядоченных амфифильных азотсодержащих полимеров [10]. Степень ингибирования ( $I$ , %) используемой присадки рассчитывали по формуле:

$$I = \frac{m_{\text{исх}} - m_{\text{пр}}}{m_{\text{исх}}} 100 \%$$

где  $m_{\text{исх}}$ ,  $m_{\text{пр}}$  – массы осадков исходного образца и образца с присадкой соответственно, г.

Дисперсность ВНЭ и их осадков, выделенных методом “холодного стержня”, оценивали методом оптической микроскопии. Микрофотографии исследуемых образцов регистрировали с помощью микроскопа Axio Lab.A1 (Carl Zeiss, Германия) в проходящем свете при 400-кратном увеличении. Данный микроскоп обеспечивает вывод изображения на цифровую видеокамеру Axiosam ERc 5s и снабжен программой их анализа. Проведенный анализ микрофотографий исследуемых образцов позволил вычислить средний диаметр капель воды.

Массовую долю асфальтенов, содержащихся в ВНЭ и осадках, определяли “холодным” способом Гольде, масел и смолистых компонентов – с помощью колоночно-адсорбционного (хроматографического) метода.

Инфракрасные (ИК) спектры фракций НДС были зарегистрированы в тонком слое с помощью ИК-Фурье спектрометра Nicolet-5700 (Thermo Electron Corporation, США) в области 400–4000 см<sup>-1</sup>. Фракции нефтяных компонентов наносили в виде пленки на стекла из KBr. При определении оптической плотности полос в качестве базовой линии принимали прямую, проведенную между максимумами пропускания в области 650 и 1800 см<sup>-1</sup>. Затем оптическую

ТАБЛИЦА 1

Групповой состав исследуемых нефтей

Месторождение нефти	$T_{\text{заст}}$ , °С	Содержание, мас. %		
		Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены
Западно-Майское	17.0	94.5 (9.4)	2.5	1.3
Усинское	5.5	92.0 (7.0)	7.9	0.1
Альметьевское	15.0	79.7 (8.9)	17.0	3.3

Примечание.  $T_{\text{заст}}$  – температура застывания нефти; ПУ – парафиновые углеводороды.

плотность полос ( $D_i$ ) нормировали по оптической плотности полосы в области  $1465 \text{ см}^{-1}$ .

Поверхностное натяжение растворов исследуемых образцов в толуоле измеряли цифровым тензиометром K20 EasyDyne (KRUSS, Германия).

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Распределение капель по размерам в ВНЭ зависит от ряда факторов, включая межфазное натяжение, природу эмульгаторов, наличие твердых веществ и количество содержащейся воды в нефти. Стабильность эмульсии определяется размерами дисперсионной фазы и должно учитываться при выборе оптимального способа деэмульгирования. Чем меньше средний размер диспергированных капель воды, тем дольше требуется время отстоя, что подразумевает большие размеры оборудования сепарационной установки [11, 12].

В осадках исследуемых ВНЭ средний диаметр капель воды меньше, чем в исходных эмульсиях (табл. 2). При добавлении присадки размер капель в осадках ВНЭ становится еще меньше. При этом увеличение содержания воды в ВНЭ приводит к росту размера капель.

В табл. 3 приведены данные по степени ингибирования АСПО в нефтяных системах с раз-

личным содержанием дисперсной фазы. При появлении в НДС воды (10 % эмульсия) характерно первоначальное увеличение степени ингибирования присадки для всех исследуемых эмульсий. Наблюдаемый рост степени ингибирования, возможно, связан с присутствием в составе присадки полимера с амфифильными свойствами (растворяющегося как в органической фазе, так и в водной) [10].

Также снижению количества АСПО способствует концентрирование высокомолекулярных твердых парафиновых углеводородов к границе раздела фаз. Анализ данных по групповому составу АСПО исследуемых нефтей и эмульсий (табл. 4) показал увеличение доли асфальтеновых компонентов с ростом обводненности НДС (до 40 мас. %): для АСПО эмульсий нефтей Альметьевского, Западно-Майского и Усинского месторождений – в 2–10, 3,0–3,4 и в 1,5 раза соответственно. Введение присадки в эмульсии западно-майской нефти приводит к незначительному снижению доли смол и асфальтенов в составе АСПО.

Для высокосмолистой усинской нефти с увеличением содержания воды в эмульсии до 40 % в составе осадков значительно растет доля смол, тогда как доля асфальтенов практически не меняется. Добавка присадки К-210 приводит к небольшому увеличению смолистых компонентов в составе АСПО эмульсий.

Анализ содержания асфальтенов и среднего диаметра капель воды в АСПО эмульсий (рис. 1) показал симбатность изменений этих показателей (возрастание) с увеличением содержания воды в ВНЭ.

Проведенные исследования выявили, что групповой состав осадков зависит от степени ингибирования исследуемой присадки. Изменения в групповом составе могут быть объяснены структурно-фазовыми переходами фракций смолисто-асфальтеновых компонентов (САК). По интенсивностям характеристических полос в полученных ИК-спектрах САК исследуемых образцов рассчитаны спектральные коэффициенты для оценки изменений в составе смол и асфальтенов осадков НДС.

Анализ значений спектральных коэффициентов фракций смол и асфальтенов АСПО на примере нефти Западно-Майского месторождения в присутствии присадки К-210 (табл. 5 и 6 соответственно) показал значительное увеличение доли ароматических структур. Также в составе смол АСПО наблюдается снижение концентрации полизамещенных и рост доли кон-

ТАБЛИЦА 2

Средний диаметр капель воды в исследованных системах, мкм

Система	Содержание воды в эмульсии, мас. %			
	10	20	30	40
<b>НДС из нефти Западно-Майского месторождения</b>				
ВНЭ	3.8	4.2	4.5	4.7
АСПО эмульсии	3.5	4.0	4.3	4.5
То же + П	3.2	3.5	4.0	4.2
<b>НДС из нефти Усинского месторождения</b>				
ВНЭ	5.2	5.4	5.5	5.7
АСПО эмульсии	5.0	5.3	5.3	5.6
То же + П	4.8	4.9	5.0	5.3
<b>НДС из нефти Альметьевского месторождения</b>				
ВНЭ	2.9	3.2	3.4	3.6
АСПО эмульсии	2.7	3.0	3.1	3.3
То же + П	2.5	2.7	2.7	2.9

Примечание. Здесь и в табл. 4: НДС – нефтяная дисперсная система; ВНЭ – водонефтяная эмульсия; АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения эмульсий; П – присадка К-210 (0,05 мас. %).

ТАБЛИЦА 3

Влияние присадки К-210 на степень ингибирования (*I*) и содержание АСПО в нефтяных системах различного состава

Содержание воды в эмульсии, %	Присадка К-210	Месторождение нефти					
		Западно-Майское		Усинское		Альметьевское	
		АСПО эмульсии, мас. %	<i>I</i> , мас. %	АСПО эмульсии, мас. %	<i>I</i> , мас. %	АСПО эмульсии, мас. %	<i>I</i> , мас. %
0	–	37.5	–	23.7	–	28.7	–
0	+	7.6	78.6	7.5	69.2	7.8	72.7
10	–	52.5	–	27.2	–	42.3	–
10	+	8.9	83.0	6.3	72.7	6.3	85.2
20	–	48.5	–	41.2	–	19.6	–
20	+	12.0	75.2	15.7	61.9	4.0	79.4
30	–	54.4	–	42.0	–	22.3	–
30	+	15.7	71.0	20.1	52.1	5.2	76.7
40	–	55.8	–	44.5	–	17.2	–
40	+	28.9	48.2	22.8	48.7	5.8	66.5

Примечание. АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения.

ТАБЛИЦА 4

Групповой состав АСПО исследуемых нефтей и эмульсий

Содержание воды в эмульсии, мас. %	Содержание АСПО эмульсии, отн. %					
	без присадки			с присадкой К-210		
	Масла	Смолы	Асфальтены	Масла	Смолы	Асфальтены
<b>НДС из нефти Альметьевского месторождения</b>						
0	87.5	12.3	0.2	84.5	15.1	0.4
10	89.2	10.4	0.4	88.0	11.3	0.7
20	86.6	12.6	0.8	87.2	11.5	1.3
30	86.2	12.2	1.6	85.3	13.2	1.5
40	85.1	12.8	2.1	83.8	13.7	2.5
<b>НДС из нефти Западно-Майского месторождения</b>						
0	94.5	3.5	2.0	95.8	1.4	2.8
10	90.0	3.9	6.1	94.6	2.5	2.9
20	92.0	2.2	6.8	92.5	1.5	6.0
30	90.0	3.3	6.7	91.5	2.1	6.4
40	89.8	3.8	6.4	90.0	3.6	6.4
<b>НДС из нефти Усинского месторождения</b>						
0	78.7	18.0	3.3	79.3	16.9	3.8
10	74.8	20.2	5.0	69.4	25.9	4.7
20	67.2	27.9	4.9	66.0	29.5	4.5
30	65.0	30.0	5.0	64.0	31.2	4.8
40	63.0	32.0	5.0	61.0	34.1	4.9

Примечание. Обозн. см. табл. 2.

денсированных фрагментов по сравнению со смолами исходной нефти (см. табл. 5).

В составе парафиновых структур смол АСПО нефти при использовании присадки К-210 наблюдается увеличение доли разветвленных и короткоцепочечных фрагментов, также отмечен рост кислород- и серосодержащих фрагментов. С увеличением обводненности в смолах АСПО

эмульсий наблюдается рост конденсированных ароматических кислород- и серосодержащих фрагментов. Для асфальтенов АСПО эта тенденция не выявлена (см. табл. 6).

С появлением в НДС воды в составе смол и асфальтенов АСПО эмульсий продолжается рост доли ароматических структур, в то же время снижается концентрация полизамещенных и

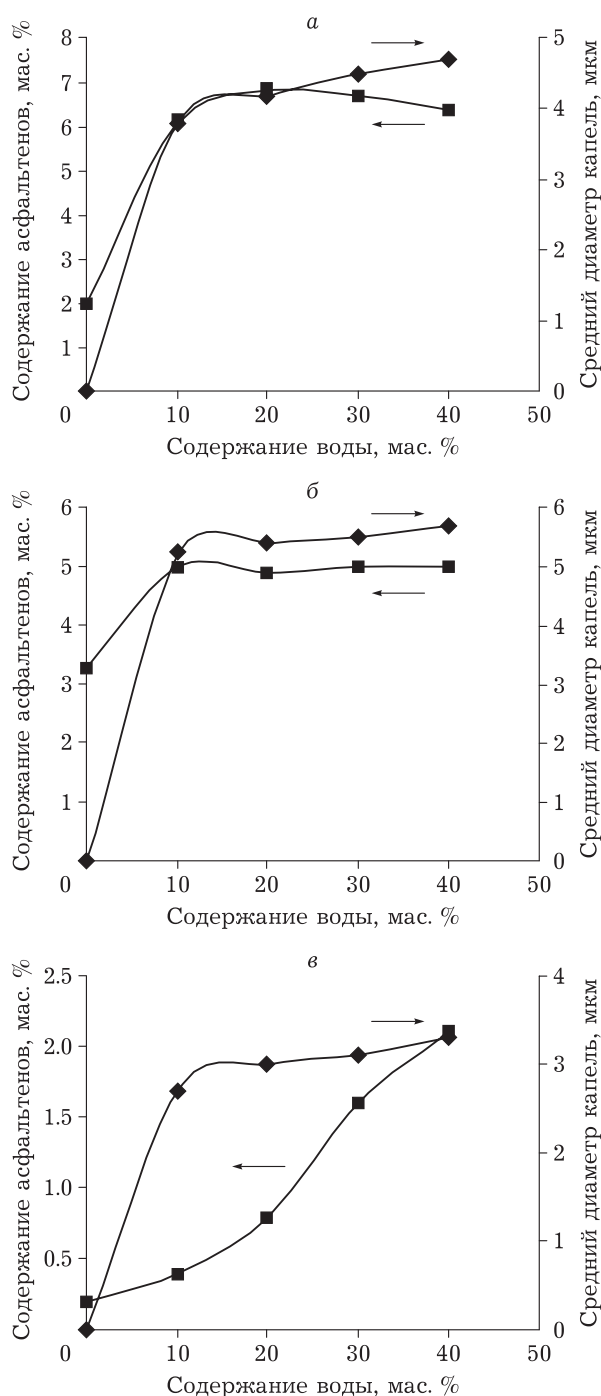


Рис. 1. Зависимость содержания асфальтенов и среднего диаметра капель от содержания воды в АСПО эмульсий нефтей Западно-Майского (а), Усинского (б), Альметьевского месторождений (в).

увеличивается доля конденсированных фрагментов.

Поверхностные явления играют важную роль в процессах добычи, подготовки и переработки нефти, а именно при борьбе с АСПО на нефтепромысловом оборудовании. Несмотря на широкое использование ингибирующих присадок для

предотвращения образования АСПО, однозначное обоснование механизма их действия до настоящего времени отсутствует, поэтому подбор ингибирующих присадок к НДС осуществляется эмпирическим путем. Известно, что все существующие присадки обладают свойствами поверхностно-активных веществ. Поэтому в литературе рассматривается не только объемный, но и поверхностный механизм действия различных ингибиторов, согласно которому эффективность действия присадок обратно пропорциональна их поверхностному натяжению [11–16]. Необходимо отметить, что на эффективность действия большинства ингибирующих присадок влияет содержание смол и асфальтенов в нефтяных системах, что, возможно, связано с поверхностно-активными свойствами САК. В связи с этим представляет научный интерес изучение поверхностного натяжения гетероатомных компонентов нефти и исследуемой присадки.

Известно, что поверхностная активность меньше у неполярных жидкостей, имеющих слабые межмолекулярные связи, и больше – у полярных [17, 18]. Вероятно поэтому растворы смолистых компонентов АСПО эмульсий характеризуются меньшими значениями поверхностного натяжения по сравнению с растворами асфальтенов (рис. 2). Минимальными значениями поверхностного натяжения, а следовательно максимальной поверхностной активностью, характеризуются смолистые компоненты АСПО нефти Усинского месторождения.

Используемая присадка должна характеризоваться меньшими значениями поверхностного натяжения, чем полярные смолистые и асфальтеновые компоненты НДС, что позволит им образовывать термодинамически более стабильные ассоциаты с нефтяными компонентами. Толуольный раствор присадки К-210 характеризуется поверхностным натяжением 29.0 мН/м. Если учитывать тот факт, что асфальтены – самые полярные компоненты в нефтяной системе, то их поверхностное натяжение будет больше, чем у всех известных присадок. Тогда можно сделать вывод, что асфальтены не оказывают значительного влияния на эффективность действия присадок. Значения поверхностного натяжения растворов смолистых компонентов наиболее близки к таковым значениям для растворов, содержащих присадку, поэтому максимальное влияние на эффективность действия ингибирующих присадок будут оказывать смолистые компоненты НДС.

ТАБЛИЦА 5

Значения спектральных коэффициентов фракций смол АСПО нефти и эмульсий Западно-Майского месторождения в присутствии присадки К-210 (П)

Коэффициенты	Описание	Смолы АСПО, отн. %							
		Нефть		Водонефтяная эмульсия <sup>а</sup>					
		Без П <sup>б</sup>	+ П	10 %	10 % + П	20 %	20 % + П	30 %	30 % + П
$D_{1610}/D_{725}$	Коэффициент ароматизированности Баттачария	0.68	1.93	3.43	2.27	2.04	2.12	2.54	2.71
$D_{818}/D_{1610}$	Отношение содержания полизамещенных ароматических структур к общему содержанию ароматических углеводородов	0.71	0.32	0.21	0.36	0.17	0.41	0.38	0.32
$D_{1610}/D_{1465}$	Условное содержание ароматических структур	0.22	0.42	0.54	0.43	0.58	0.45	0.57	0.52
$D_{750}/D_{725}$	Условное содержание конденсированных ароматических углеводородов	0.46	0.67	0.69	0.69	0.23	1.03	0.95	0.99
$D_{725}/D_{1465}$	Условное содержание парафиновых структур	0.29	0.23	0.16	0.18	0.29	0.21	0.23	0.22
$D_{1380}/D_{1465}$	Коэффициент разветвленности – условное содержание $\text{CH}_3$ -групп	0.52	0.65	0.66	0.64	0.54	0.64	0.74	0.69
$D_{725}/D_{1380}$	Условное содержание $(-\text{CH}_2-)/(-\text{CH}_3)$ – содержание длинных цепей $(-\text{CH}_2-)$	0.56	0.35	0.24	0.28	0.52	0.33	0.33	0.29
$D_{1710}/D_{1465}$	Условное содержание $-\text{C}=\text{O}$	0.27	0.59	0.32	0.33	0.34	0.53	0.62	0.56
$D_{1030}/D_{1465}$	Условное содержание $-\text{S}=\text{O}$	0.22	0.36	0.22	0.27	0.38	0.41	–	0.36

<sup>а</sup> Указано содержание воды в водонефтяной эмульсии.

<sup>б</sup> П – присадка К-210 (0.05 мас. %).

ТАБЛИЦА 6

Значения спектральных коэффициентов асфальтенов АСПО нефти и эмульсий Западно-Майского месторождения в присутствии присадки К-210 (П)

Коэффициенты	Описание	Асфальтены АСПО, отн. %							
		Нефть		Водонефтяная эмульсия <sup>а</sup>					
		Без П <sup>б</sup>	+ П	10 %	10 % + П	20 %	20 % + П	30 %	30 % + П
$D_{1610}/D_{725}$	Коэффициент ароматизированности Баттачария	1.64	2.07	3.80	3.92	5.43	2.47	2.52	2.71
$D_{818}/D_{1610}$	Отношение содержания полизамещенных ароматических структур к общему содержанию ароматических углеводородов	0.72	0.51	0.31	0.23	0.48	0.60	0.42	0.22
$D_{1610}/D_{1465}$	Условное содержание ароматических структур	0.33	0.69	0.58	0.58	0.48	0.39	0.59	0.67
$D_{750}/D_{725}$	Условное содержание конденсированных ароматических углеводородов	1.23	1.27	1.42	1.16	1.21	1.45	0.97	1.54

Таблица 6 (Окончание)

Коэффициенты	Описание	Асфальтены АСПО, отн. %							
		Нефть		Водонефтяная эмульсия <sup>а</sup>					
		Без П <sup>б</sup>	+ П	10 %	10 % + П	20 %	20 % + П	30 %	30 % + П
$D_{725}/D_{1465}$	Условное содержание парафиновых структур	0.23	0.22	0.15	0.25	0.22	0.26	0.28	0.27
$D_{1380}/D_{1465}$	Коэффициент разветвленности – условное содержание $\text{CH}_3$ -групп	0.63	0.42	0.73	0.42	0.74	0.55	0.67	0.59
$D_{725}/D_{1380}$	Условное содержание $(-\text{CH}_2-)/(-\text{CH}_3)$ – содержание длинных цепей $(-\text{CH}_2-)$	0.33	0.12	0.21	0.14	0.33	0.16	0.38	0.29
$D_{1710}/D_{1465}$	Условное содержание $-\text{C}=\text{O}$	0.42	0.51	0.47	0.39	0.54	0.51	0.56	0.50
$D_{1030}/D_{1465}$	Условное содержание $-\text{S}=\text{O}$	0.37	0.42	0.39	0.45	0.37	0.44	0.53	0.59

<sup>а</sup> Указано содержание воды в водонефтяной эмульсии.

<sup>б</sup> П – присадка К-210 (0.05 мас. %).

## ВЫВОДЫ

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Средний диаметр капель воды в осадках исследуемых ВНЭ меньше, чем в исходных эмульсиях. С добавлением присадки размер капель в осадках ВНЭ еще уменьшается. При этом увеличение содержания воды в ВНЭ приводит к росту размера капель.

2. Увеличение содержания водной фазы в эмульсиях приводит к росту количества нефтяного осадка. Максимальный ингибирующий эффект присадки К-210 наблюдается в 10 % эмульсиях. С увеличением содержания водной фазы в эмульсиях эффективность присадки снижается.

3. С ростом обводненности исследуемых эмульсий с 10 до 40 мас. % наблюдается увеличение доли асфальтеновых компонентов: для АСПО эмульсий нефтей Альметьевского, Западно-Майского и Усинского месторождений – в 2–10, 3.0–3.4 и в 1.5 раза соответственно.

4. Увеличение содержания воды приводит к симбатному росту содержания асфальтенов и размера капель АСПО эмульсий.

5. С увеличением обводненности в смолах АСПО эмульсий наблюдается рост конденсированных ароматических кислород- и серосодержащих фрагментов. Для асфальтенов АСПО эта тенденция не выявлена.

Работа выполнена в рамках государственного задания Института химии нефти СО РАН, финансируе-

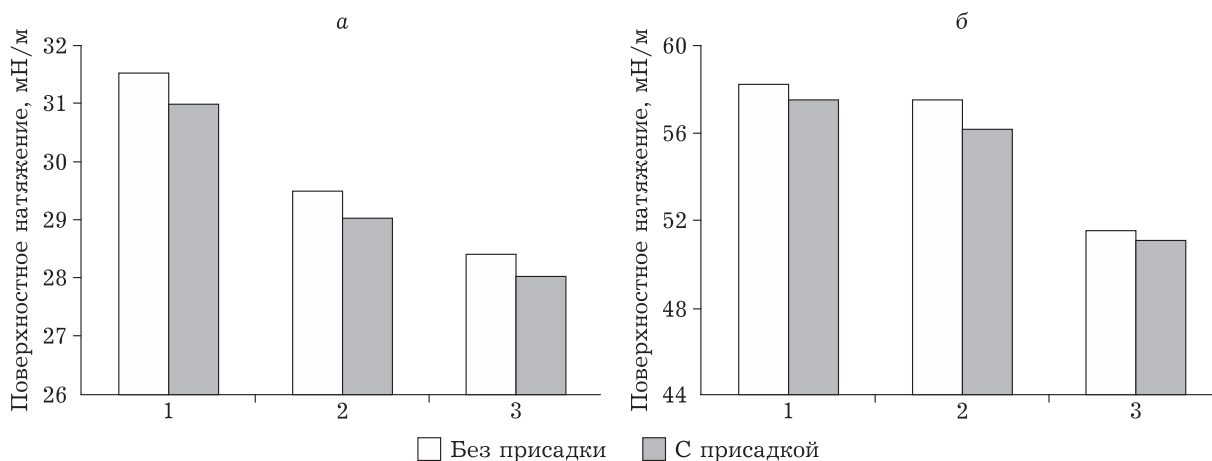


Рис. 2. Зависимость поверхностного натяжения смол (а) и асфальтенов (б) АСПО нефтей Альметьевского (1), Западно-Майского (2), Усинского (3) месторождений от добавки присадки К-210.

мого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Yang J., Lu Y., Daraboina N., Sarica C. Wax deposition mechanisms: Is the current description sufficient? // *Fuel*. 2020. Vol. 275. Article 117937.
- 2 Туманян Б. П. Научные и прикладные аспекты теории дисперсных систем. М.: Техника, 2000. 336 с.
- 3 Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р., Хамидуллин Р. Ф. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана // *Технологии нефти и газа*. 2006. № 4 (45). С. 34–41.
- 4 Alvarado V., Wang X., Mehrnoosh M. Stability proxies for water-in-oil emulsions and implications in aqueous-based enhanced oil recovery // *Energies*. 2011. No. 4. P. 1058–1086.
- 5 Umar A. A., Mohd Saaid I. B., Sulaimon A. A., Mohd Pilus R. B. A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids // *J. Pet. Sci. Technol*. 2018. Vol. 165. P. 673–690.
- 6 Lia S., Huanga Q., Zhaoa D., Lv Z. Relation of heat and mass transfer in wax diffusion in an emulsion of water and waxy crude oil under static condition // *Exp. Therm. Fluid Sci*. 2018. No. 99. P. 1–12.
- 7 Alnaimat F., Ziauddin M. Wax deposition and prediction in petroleum pipelines // *J. Pet. Sci. Eng*. 2020. Vol. 184. Article 106385.
- 8 Wei B. Recent advances on mitigating wax problem using polymeric wax crystal modifier // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2015. No. 5. P. 391–401.
- 9 Агаев С. А., Землянский Е. О., Гребнев А. Н., Гультяев С. В., Яковлев Н. С. Парафиновые отложения в условиях добычи и депрессорные присадки для их ингибирования // *Журнал прикладной химии*. 2006. Т. 79, № 8. С. 1373–1378.
- 10 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. P. 96–102.
- 11 Kilpatrick P. K. Water-in-crude oil emulsion stabilization: Review and unanswered questions // *Energy & Fuels*. 2012. No. 26. P. 4017–4026.
- 12 Oshinowo L. M., Vilagines R. D. Modeling of oil–water separation efficiency in three-phase separators: Effect of emulsion rheology and droplet size distribution // *Chem. Eng. Res. Des*. 2020. Vol. 159. P. 278–290.
- 13 Carbognani L., Rogel E. Solvent swelling of petroleum asphaltenes // *Energy & Fuels*. 2002. Vol. 16, No. 6. P. 1348–1358.
- 14 Espidel J., Leon O., Rogel E. Asphaltenes: Structural characterization, self-association, and stability behavior // *Energy & Fuels*. 2000. Vol. 14, No. 1. P. 6–10.
- 15 Wattana P., Fogler H. S., Yen A. Characterization of polar-based asphaltene subfraction // *Energy & Fuels*. 2005. Vol. 19. P. 101–110.
- 16 Шарифуллин А. В., Шарифуллин В. Н. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования асфальтено-смоло-парафиновых отложений. Изд-во: КГТУ. Казань, 2010. 304 с.
- 17 Murgich J., Rodrigues J., Aray Y. Molecular recognition and molecular mechanics of micelles of some model asphaltenes and resins // *Energy & Fuels*. 1996. Vol. 10, No. 1. P. 68–76.
- 18 Kyeongseok Oh., Terry R. A., Milind D. D. Asphaltene aggregation in organic solvents // *J. Colloid Interface Sci*. 2004. No. 271. P. 212–219.