

Как можно видеть из таблицы 2, исследуемый керосин обладает высоким качеством и отвечает всем требованиям по фракционному составу, предъявляемым согласно ГОСТ 10227-2013.

При определении температуры начала кристаллизации керосина, помутнение анализируемого нефтепродукта было зафиксировано при -65 °С. При -70 °С наблюдалось сгущение керосина, но точка застывания не была выявлена, в связи с ограничениями термостата по температуре заморозки (-80 °С). Но состояние авиакеросина при температуре -70 °С, говорит о полном соответствии требованиям ГОСТ 10227-2013.

Исследуемый образец так же прошел проверку по таким параметрам как плотность при 20 °С и содержание серы. Содержание серы составило 0,034 % мас., плотность образца составляет 792 кг/м³, что является допустимым для всех типов реактивного топлива, согласно требованиям ГОСТ 10227-2013.

Проведенный мониторинг показал, что испытуемый керосин обладает высоким качеством и соответствует требованиям ГОСТ 10227-2013 «Топливо для реактивных двигателей. Технические условия», предъявляемым к основным эксплуатационным характеристикам реактивного топлива марок ТС-1 и РТ.

Литература

1. ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.
2. ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.
3. ГОСТ 32139-2013 «Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.
4. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.
5. ГОСТ 10227-2013 «Топливо для реактивных двигателей. Технические условия» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.

ИНГИБИРОВАНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НЕФТИ ВЕРХНЕ-САЛАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.Б. Аркенова¹, Н.А. Небогина²

Научный руководитель – доцент А.И. Левашова

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти

²Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В настоящее время увеличивается число разрабатываемых месторождений, содержащих нефтяную продукцию с повышенным содержанием парафиновых углеводородов. Присутствие парафиновых углеводородов в нефтяных системах значительно осложняет процессы добычи, транспорта и хранения нефтяного сырья, что связано, в том числе и с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений. Состав и интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) определяется множеством различных факторов: компонентный состав нефти, температура нефтяного потока, разгазирование и обводненность нефти и др. [1,2]. В связи с интенсивным ростом обводненности добываемой нефтяной продукции особую актуальность в настоящее время приобретает установление закономерностей изменения состава АСПО в зависимости от содержания водной фазы эмульсий. Полученные экспериментальные данные могут быть использованы для прогнозирования динамики образования и состава АСПО при добыче и транспорте обводненных нефтей с высоким содержанием парафиновых углеводородов.

Таблица 1

Образец нефти	Состав исследуемой нефти			САК/ПУ
	Содержание, % мас.			
	Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены	
Верхне-Салатская	95,1 (11,2)	4,9	Отс.	0,4

Интенсивное осадкообразование исходной нефти связано с повышенным содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) в ее составе (табл.1). Присутствие воды в системе приводит к тому, что в 5 % эмульсии верхнесалатской нефти происходит снижение количества АСПО.

Для исследования влияния состава присадок на образование асфальтосмолопарафиновых отложений в водонефтяных эмульсиях верхнесалатской нефти использовались присадка К-210, которая синтезирована на основе новых упорядоченных амфифильных азотсодержащих полимеров (полиалкилметакрилатов, модифицированных додециламином) [3].

В таблице 2 представлены результаты по влиянию концентрации присадки К-210 на образование асфальтосмолопарафиновых отложений в водонефтяных эмульсиях нефти Верхне-Салатского месторождения.

Установлено, что наиболее эффективной является концентрация присадки К-210 – 0,05 % мас. как для исходной нефти, так и для эмульсий на ее основе. Степень ингибирования присадки К-210 для нефти

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

составляет 72,3 %, при появлении воды в нефтяной системе и увеличение содержания водной фазы в водонефтяной эмульсии степень ингибирования снижается незначительно, но остается достаточно высокой (свыше 68 %).

Таблица 2

Осадкообразование нефти и водонефтяных эмульсий в присутствии присадки К-210

Образец	Кол-во АСПО, г/100 г	0,03 % мас. К-210		0,05 % мас. К-210		0,07 % мас. К-210	
		Кол-во АСПО, г/100 г	Степень ингибирования, %	Кол-во АСПО, г/100 г	Степень ингибирования, %	Кол-во АСПО, г/100 г	Степень ингибирования, %
Осадок нефти	53,5	18,3	65,8	14,9	72,3	19,7	63,2
5 % эмульсия	49,5	19,2	61,2	15,4	68,9	20,6	58,4
10 % эмульсия	48,3	19,0	60,7	15,3	68,3	19,7	59,2
20 % эмульсия	47,2	18,5	60,8	15,2	67,8	19,4	58,9
30 % эмульсия	45,6	18,0	60,5	14,7	67,7	18,7	59,0
40 % эмульсия	39,8	15,5	61,1	12,8	67,8	16,4	58,8

Известно, что основными стабилизаторами водонефтяных эмульсий являются смолы, асфальтены и парафиновые углеводороды. Благодаря своим свойствам смолисто-асфальтеновые вещества образуют структурированные слои на границе раздела фаз, которые обеспечивают высокую стабилизацию эмульсий. Содержание и размеры капель водной фазы значительно влияют на устойчивость водонефтяных систем. В зависимости от физико-химических свойств нефти и воды, а также условий образования эмульсий размеры капель могут быть самыми разнообразными.

На рисунке 1 представлены микрофотографии 30 % эмульсии нефти Верхне-Салатского месторождения и осадков, полученных из исходной эмульсии и эмульсии в присутствии присадки в различной концентрации. Установлено, что средний диаметр капель снижается в осадке по сравнению с исходной эмульсией. В осадках, отобранных из эмульсии в присутствии присадки, средний диаметр капель на 11 – 34 % меньше, чем в осадке исходной эмульсии. Необходимо отметить, что размеры капель воды в осадках водонефтяных эмульсий зависят от степени ингибирования присадки: чем больше степень ингибирования, тем меньше размер капель воды в осадках.

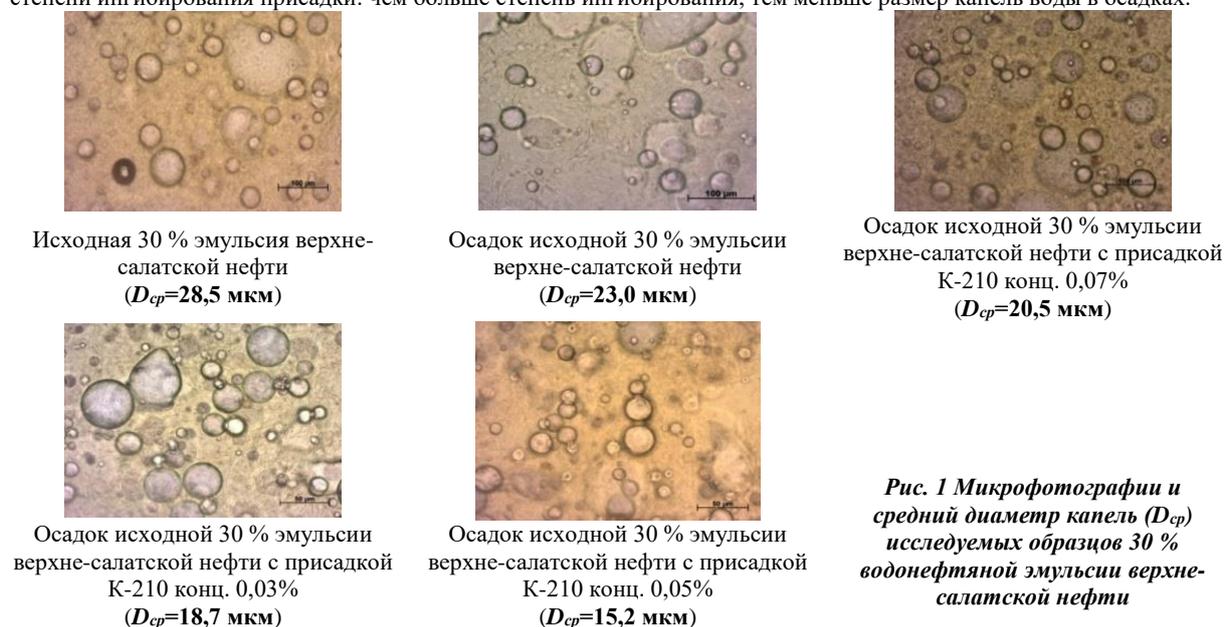


Рис. 1 Микрофотографии и средний диаметр капель (D_{cp}) исследуемых образцов 30 % водонефтяной эмульсии верхне-салатской нефти

Таким образом, использование новой присадки комплексного действия К-210 позволяет значительно снизить количество образующегося осадка в водонефтяных эмульсиях высокопарафинистой нефти.

Литература

- Сахабутдинов Р. З. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – 2005.
- Туманян Б. П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем //М.: техника. – 2000. – Т. 335.
- Литвинцев И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. канд. хим. наук. – Томск, 2016. - 181 с.