ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

**МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«Перспективные материалы с иерархической структурой
для новых технологий и надежных конструкций»**

**X МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«Химия нефти и газа»**

Томск

Издательский Дом ТГУ

2018

DOI: 10.17223/9785946217408/393

ИНГИБИТОР АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ВЫСОКОСМОЛИСТОЙ НЕФТИ

¹Литвинец И.В., ¹Небогина Н.А., ¹Прозорова И.В., ²Казанцев О.А.

¹*ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия*

²*Дзержинский политехнический институт, Дзержинск, Россия*

Добыча обводненной нефти сопровождается образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхностях нефтепромыслового оборудования, что приводит к снижению продуктивности скважин и пропускной способности нефтепроводов [1]. Состав и интенсивность образования АСПО определяется множеством различных факторов: компонентным составом нефти, снижением температуры нефтяного потока, разгазированием и обводненностью нефти и др. [2]. Наиболее распространенным и эффективным современным методом ингибирования процесса осадкообразования является применение химических реагентов [3]. Однако среди большого количества известных присадок очень мало композиций способны предотвращать образование асфальтосмолопарафиновых отложений водонефтяных эмульсий. Поэтому в настоящее время актуальными являются работы по разработке ингибирующей присадки, эффективно работающей в условиях обводненности нефти.

Целью данной работы было исследовать и оценить ингибирующую способность нового реагента комплексного действия К-210 при использовании в водонефтяных эмульсиях на основе высокопарафинистой высокосмолистой нефти с различной степенью обводненности по сравнению с зарубежным аналогом – Flexoil WM1470.

Объектами исследования являлись высокосмолистая высокопарафинистая урманская нефть и обратные водонефтяные эмульсии на ее основе с содержанием воды от 5 % до 40 %. В работе использовались присадки на основе полиалкилметакрилатов. Присадка К-210 является результатом совместных работ ИХН СО РАН (г. Томск) и ДПИ НГТУ (г. Дзержинск) и в отличие от присадки Flexoil WM1470 (производитель - компания «Champion») синтезирована на основе полиалкилметакрилатов, модифицированных додециламином.

Степень ингибирования выбранных присадок К-210 и Flexoil для нефти в концентрации 0,05 % мас. составляет 60,2 и 66,0 % соответственно. Введение в нефтяную систему воды приводит к увеличению эффективности присадки К-210 и снижению ингибирующей способности реагента Flexoil (табл. 1).

Таблица 1.
Осадкообразование в нефти и водонефтяных эмульсиях.

Образец	Кол-во АСПО, г/100 г	0,05 % мас. К-210		0,05 % мас. Flexoil	
		Кол-во АСПО, г/100 г	Степень ингибирования, %	Кол-во АСПО, г/100 г	Степень ингибирования, %
Нефть	41,5	16,5	60,2	14,1	66,0
5 % эмульсия	39,4	9,7	75,4	31,0	21,2
10 % эмульсия	40,1	11,9	70,3	32,0	20,1
20 % эмульсия	41,3	12,4	70,0	35,6	13,9
30 % эмульсия	41,6	13,0	68,7	36,0	13,2
40 % эмульсия	41,5	13,4	67,7	37,8	9,0

Для водонефтяных эмульсий с содержанием воды 5% ингибирующая способность К-210 максимальна и составляет 75,4 %. Увеличение содержания воды в эмульсии до 40 % приводит

Секция 10. Материалы и реагенты для повышения нефтеотдачи, транспортировки нефти и переработки углеводородного сырья

к незначительному снижению степени ингибирования до 68 % для присадки К-210. Ингибирующая способность присадки Flexoil снижается в 3 раза для 5 и 10 % водонефтяных эмульсий по сравнению с исходной нефтью. Степень ингибирования при использовании присадки Flexoil с увеличением обводненности эмульсий до 40 % значительно снижается (в 7 раз).

Групповой состав осадков нефти и водонефтяных эмульсий изменяется в зависимости от содержания воды и используемой присадки (табл. 2). В исходных осадках нефти, как с присадками, так и без них, наблюдается увеличение доли асфальтенов по сравнению с исходной нефтью. В осадках водонефтяных эмульсий без присадок с увеличением содержания воды снижается доля асфальтенов. В осадках эмульсий при введении К-210 доля асфальтенов почти в два раза выше по сравнению с осадком исходной нефти. При этом в осадках эмульсий с присадкой К-210 наблюдается незначительное увеличение доли смол. Введение воды в нефтяную систему при использовании присадки Flexoil приводит к увеличению доли асфальтенов в составе осадков почти в два раза по сравнению с осадком исходной нефти. При этом с увеличением содержания воды в эмульсии доля асфальтенов в осадках с присадкой Flexoil снижается.

Таблица 2.

Групповой состав осадков нефти и водонефтяных эмульсий.

Образец	Без присадки			0,05 % мас. К-210			0,05 % мас. Flexoil		
	ШФУ	Смолы	Асф	ШФУ	Смолы	Асф	ШФУ	Смолы	Асф
нефть	85,3	13,1	1,6	-			-		
осадок нефти	78,8	18,5	2,7	80,1	16,5	3,4	81,7	15,5	2,8
Осадок 5 % эмульсии	74,9	16,4	8,7	75,5	17,7	6,8	77,7	16,1	6,2
Осадок 10 % эмульсии	77,6	16,6	5,8	74,9	18,7	6,4	76,1	17,6	6,3
Осадок 20 % эмульсии	76,2	18,6	5,2	74,5	19,0	6,5	79,0	16,8	4,2
Осадок 30 % эмульсии	78,2	17,6	4,2	76,4	17,0	6,6	78,6	17,0	4,4
Осадок 40 % эмульсии	78,0	18,6	3,4	76,2	17,7	6,1	79,0	16,9	4,1

Таким образом, использование новой присадки комплексного действия К-210 позволяет значительно снизить количество образующегося осадка в водонефтяных эмульсиях высокопарафинистой высокосмолистой нефти по сравнению с зарубежным аналогом – присадкой Flexoil. Вероятно, это связано с тем, что эффективность действия ингибирующих присадок напрямую связана с их растворимостью. Присадка К-210 обладает амфифильными свойствами, следовательно, ее растворимость при появлении воды не ухудшается, а становится только лучше, поэтому и ее степень ингибирования в эмульсиях увеличивается.

Литература

1. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. – Москва, Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.
2. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. – Москва, Техника, 2000. – 336 с.
3. Литвинец И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем. Диссертация на соиск. уч. степени канд. наук. Томск, 2016 г.
4. Ингибитор асфальтосмолопарафиновых отложений / Дементьев А.В., Меджибовский А.С., Мойкин А.А., Казанцев О.А., Сивохин А.П., Каморин Д.М., Прозорова И.В., Юдина Н.В., Волкова Г.И., Литвинец И.В.; №2 541 680 С1; заявл. 21.03.2014; опубл. 20.02.2015, Бюл. № 5 (II ч.). – 8 с.