

Рис. 3 Содержание групп углеводородов в продуктах процесса Цеоформинг в зависимости от давления проведения процесса

Как можно видеть, из результатов, представленных на рисунке 3, в зависимости от давления проведения процесса преобладающая группа углеводородов в полученных продуктах меняется. Так для продукта, полученного при давлении 3,5 МПа преобладающей группой являются парафиновые углеводороды, в то время как для продуктов, полученных при давлениях 2,5 МПа и 4,5 МПа, преобладающей является группа изопарафиновых углеводородов. Для продуктов, полученных при давлениях 2,5 МПа и 4,5 МПа, характерно также минимальное содержание олефиновых углеводородов, а для продукта, полученного при давлении 3,5 МПа – нафтеновых углеводородов. С ростом давления проведения процесса содержание ароматических углеводородов в продуктах падает, что объясняется снижением селективности превращения парафиновых углеводородов в ароматические, т.к. высокие давления благоприятны для протекания побочных реакций крекинга.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что с точки зрения вовлечения продуктов цеоформинга стабильного газового конденсата в производство товарных бензинов наиболее предпочтительными являются продукты, полученные при температуре 375 °С и давлении 4,5 МПа, так как в данных продуктах наименьшее содержание ароматических углеводородов – содержание ароматических углеводородов бензина строго ограничивается требованиями [3] (не более 35 % об.).

Литература

1. Алтынов А. А., Богданов И. А., Киргина М. В. Исследование возможностей использования стабильного газового конденсата в качестве сырья процесса цеоформинга // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XIX Международной научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых, Томск, 21-24 Мая 2018. - Томск: ТПУ, 2018 - С. 340-341
2. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. М.: Стандартинформ. – 2012 – 15 с.
3. Технический регламент таможенного союза от 31 декабря 2012 г. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/902307833/>, свободный. – Дата обращения: 10.02.2019.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ПРИСАДКИ

С.Б. Аркенова¹, Н.А. Небогина²

Научный руководитель - доцент Н.И. Кривцова

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Образующиеся при добыче высокопарафинистой нефти на поверхности внутреннего скважинного оборудования многих месторождений асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) являются одними из основных и нежелательных видов осложнений. Образование отложений приводит к сокращению производительности скважин, а также к уменьшению поперечного сечения нефтепроводов и, как следствие, к повышенным расходам, приходящимся на процессы очистки от АСПО, а также на обслуживание скважин при их эксплуатации. Таким образом, снижается темп добычи нефти и теряется при этом большое ее количество. К основным условиям, имеющим наибольшее воздействие, приводящее к образованию структур АСПО, относятся: состав нефти, обводненность скважинной продукции, физические параметры потока, вероятность образования эмульсии и характеристики поверхности трубопроводов. На действующем этапе развития нефтяной промышленности выросло число месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, использующие методы повышения нефтеотдачи пластов. Таким образом, приводя к обводнению добываемой нефтяной продукции. Образующие водонефтяные эмульсии создают дополнительные проблемы при транспорте и хранении товарной нефти. А также это существенно осложняет ее добычу, сбор и подготовку. Существующие способы борьбы с АСПО при добыче и транспортировке нефти предполагают удаление образовавшихся отложений путем применения термических и химических методов, а также использование полимерных присадок [2,3].

В настоящее время особую актуальность приобретает исследование влияния содержания водной фазы на состав АСПО водонефтяных эмульсий, что позволит спрогнозировать поведение водонефтяных дисперсных систем при их добыче и транспортировке.

В данной работе объектами исследования являлись: высокопарафинистая Урманская нефть, а также основанные на ней водонефтяные эмульсии с содержанием воды от 5 % до 40 %. Исследуемые водонефтяные эмульсии, при этом, были искусственно созданы в лабораторных условиях с помощью аппарата ПЭ-0118, мощностью 150 Вт при частоте вращения лопастей 2000 об/мин. В ходе исследований эмульсии были подвержены перемешиванию в течение промежутка времени длиной 10 минут, после чего были выдержаны в течение одного часа при температуре 20 °С. В качестве ингибирующих присадок исследовались реагенты на основе полиалкилметакрилатов: присадка Flexoil WM1470 импортного производства («Champion») и присадка К-210, которая была синтезирована на основе новых упорядоченных амфифильных азотсодержащих полимеров (полиалкилметакрилатов, модифицированных додециламином) [1].

В таблице 1 представлены результаты по влиянию присадок на образование АСПО в водонефтяных эмульсиях нефти Урманского месторождения. Установлено, что степень ингибирования выбранных присадок К-210 и Flexoil для нефти в концентрации 0,05 % мас. составляет 60,5 и 66,0 % соответственно. Введение в нефтяную систему воды приводит к увеличению эффективности присадки К-210 и снижению ингибирующей способности реагента Flexoil.

Таблица 1

Осаждение нефти и водонефтяных эмульсий в присутствии присадок

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, %
Осадок нефти	41,6	16,5	60,6	14,1	66,0
5 % эмульсия	39,4	9,3	76,4	31,5	20,1
10 % эмульсия	40,1	11,9	70,3	31,6	21,2
20 % эмульсия	40,3	13,0	68,5	35,9	13,8
30 % эмульсия	40,6	13,0	68,8	36,1	13,2
40 % эмульсия	40,5	13,4	67,7	37,8	8,9

Для водонефтяных эмульсий с содержанием воды 5% ингибирующая способность К-210 максимальна и составляет 76,4 % соответственно. Увеличение содержания воды в эмульсии до 40 % приводит к незначительному снижению степени ингибирования до 68 % для присадки К-210. Ингибирующая способность присадки Flexoil снижается почти в 7 раз с увеличением содержания воды в водонефтяной эмульсии по сравнению с исходной нефтью. Наибольшая эффективность присадки Flexoil прослеживается при ее использовании в эмульсиях, содержащих 5 и 10 % воды.

В таблице 2 приведены результаты изменения группового состава осадков исходной нефти и водонефтяных эмульсий в присутствии присадок.

Таблица 2

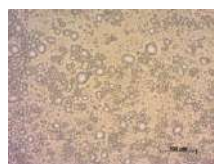
Групповой состав осадков нефти и водонефтяных эмульсий, выделенных в присутствии присадок

Образец	Без присадки			К-210			Flexoil		
	ШФУ (н-ПУ)	Смолы	Асф	ШФУ (н-ПУ)	Смолы	Асф	ШФУ (н-ПУ)	Смолы	Асф
Исходная нефть	85,4 (6,5)	13,2	1,6	-			-		
Осадок нефти	78,7 (6,8)	18,4	2,7	80,1 (1,2)	16,3	3,4	81,7 (6,3)	15,5	2,8
5 % эмульсия	74,8 (7,6)	16,5	8,7	75,5 (1,3)	17,7	6,8	77,7 (6,5)	16,1	6,2
10 % эмульсия	78,5 (8,3)	15,6	5,8	74,9 (1,5)	20,7	4,4	75,1 (7,3)	18,6	6,3
20 % эмульсия	76,2 (8,9)	18,5	5,2	72,5 (1,9)	21,0	6,5	79,0 (8,2)	16,8	4,2
30 % эмульсия	78,2 (10,5)	17,6	4,2	76,4 (1,8)	17,0	6,6	77,6 (9,6)	17,0	5,4
40 % эмульсия	78,0 (14,5)	18,6	3,4	76,2 (2,3)	17,7	6,1	79,0 (13,8)	16,9	4,1

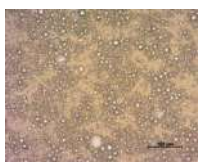
**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

В осадках нефти по сравнению с исходной наблюдается увеличение доли асфальтенов, как с присадками, так и без. Доля асфальтенов понижается с увеличением содержания воды в системе. При введении присадок в осадках эмульсий доля асфальтенов возрастает практически вдвое по сравнению с осадком исходной нефти. В осадках эмульсий с присадкой К-210 прослеживается небольшое увеличение доли смол. В присутствии присадки Flexoil содержание смол в составе осадков снижается.

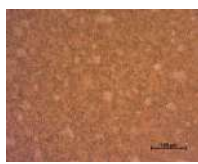
На примере 30% эмульсии рассмотрено влияние присадок на дисперсность осадков водонефтяных эмульсий (рисунок 1).



Исходная 30 %
эмульсия урманской
нефти
($D_{cp}=4,5$ мкм)



Осадок исходной 30 %
эмульсии урманской
нефти ($D_{cp}=3,2$ мкм)



Осадок исходной 30 %
эмульсии урманской нефти с
присадкой К-210
($D_{cp}=1,7$ мкм)



Осадок исходной 30 %
эмульсии урманской нефти с
присадкой Flexoil
($D_{cp}=3,6$ мкм)

Рис. 1 Микрофотографии исследуемых образцов 30 % эмульсии урманской нефти

В осадке средний диаметр капель воды меньше в отличие от размера капель в исходной эмульсии. С добавлением присадки К-210 размер капель в осадке становится меньше размера капель в осадке исходной эмульсии. Размеры капель в осадке в присутствии присадки Flexoil, практически не изменились от размеров капель осадка исходной эмульсии.

Таким образом, проведенный анализ позволяет оценить и сравнить эффективность действия присадок Flexoil и К-210 в водонефтяных эмульсиях с разным содержанием воды. Использование новой присадки на основе полимера с амфифильными свойствами комплексного действия К-210 позволяет значительно снизить количество образующегося осадка в водонефтяных эмульсиях.

Литература

1. Литвинец И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. канд. хим. наук. – Томск, 2016. - 181 с.
2. Сахабутдинов Р.З. и др. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / ВНИИОЭНГ, 2005. - 324 с.
3. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. М.: Техника, 2000. - 336 с.

СТРУКТУРА АСФАЛЬТЕНОВ МАЗУТА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

А.Д. Арышева

Научный руководитель - научный сотрудник Т.В. Чешкова

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В России получаемый на нефтеперерабатывающих установках мазут, в основном используют в качестве котельного топлива [14]. Решить эту проблему можно как внедрением вторичных процессов переработки на действующие нефтеперерабатывающие заводы, так и разработка новых способов крекинга остаточных фракций. На данный момент, одной из основных причин осложняющий процесс переработки тяжелой нефти, служит высокое содержание асфальтенов и смол (суммарно до 45 мас. %), присутствующих в исходном сырье. В молекулах асфальтенов и смол концентрируется большая часть металлов и гетероатомов [23, 32]. Для более качественной переработки остаточных фракций необходимо больше информации о строении, составе и структуре смолисто-асфальтеновых компонентов. В работе исследован состав фрагментов асфальтенов мазута тяжелой нефти Усинского месторождения, связанных в их молекулах через сульфидные и эфирные мостики.

Для выделения асфальтенов использовали стандартную методику [41]. Средняя молекулярная масса асфальтенов мазута (измеренная криоскопией в нафталине) составила 2280 а.е.м., что практически в два раза превышает молекулярную массу асфальтенов нефти Усинского месторождения [41]. По данным элементного анализа (табл.1), асфальтены характеризуются высоким содержанием серы. Известно, что сера в молекулярной структуре асфальтенов находится в сульфидных связях, на долю которых приходится до 40 % общей серы асфальтеновых веществ [56].

Таблица 1

Характеристика структуры асфальтенов мазута Усинской нефти

	Содержание, % масс						Средняя мол. масса, а.е.м.
	С	Н	Н:С	О	Н	S	
Асфальтены МУН	85,4	8,40	1,18	1,50	1,30	3,40	2280