

Таблица 1. Влияние деэмульгаторов на время отстаивания эмульсии (расход деэмульгатора 16,6 г/т нефти)

Деэмульгатор	Объем воды при различном времени отстаивания, мл				
	2 мин	5 мин	10 мин	20 мин	25 мин
Реапон ИК-2	1	2	2	3	3
Unidem ES304	2	4	8	8	8

На предприятиях остро стоит вопрос о подборе деэмульгатора, так как выбранный образец должен не только отвечать особенностям конкретных видов нефти в зависимости от месторождения, но и быть экономически выгодным, а также деэмульгатор не должен негативно влиять на качество подготовленной нефти.

Актуальностью данного исследования является более качественная подготовка и обезвоживание сырой нефти с целью уменьшения экономических затрат, минимизирования отказов оборудования и облегчения последующей обработки.

Целью данной работы является оценка эффективности действия деэмульгаторов разных марок для разделения водонефтяной эмульсии.

Исследуемая нефть с обводненностью до 80 % была взята с месторождений Томской области. В качестве деэмульгаторов использовались: реагент Unidem ES-304 производства ООО «ОПУ-30» г. Альметьевск и реагент Реапон ИК-2 производства АО «НАПОР» г. Казань.

Для проведения испытаний были приготовлены 1% растворы деэмульгаторов в гексане. Эксперимент проводился в следующей последовательности:

1) перемешивание отстаившейся ВНЭ в гомогенизаторе типа MPW 324 в течение 15 мин.

при скорости 3000 об/мин;

2) дозировка реагента в мерные цилиндры с водонефтяной эмульсией в определенной концентрации;

3) наблюдение за процессом разделения эмульсий с фиксированием промежуточных результатов.

Отстаивание проводилось в лаборатории при комнатной температуре. Для оценки действия деэмульгаторов через равные промежутки времени было замерено количество отделившейся воды в мерных цилиндрах, толщина эмульсионного слоя, наличие или отсутствие промежуточных слоев (табл. 1).

Полученные результаты показали низкую эффективность реагента Реапон ИК-2. Расслаивание нефти происходит очень долго и с большим образованием промежуточных слоев, и через 25 минут объем отделившейся воды составил всего 3 мл.

Реагент Unidem ES-304 по сравнению с Реапон ИК-2, наоборот, показал высокую эффективность. Расслаивания происходит быстрее и без образования промежуточных слоев на границе раздела фаз. Через 10 минут объем отделившейся воды составил 8 мл, что говорит нам о полном расслоении водной и нефтяной фазы по сравнению с холостой пробой.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ НА ПЕРЕРАБОТКУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Д.Н. Логачева, Е.Н. Шатова, К.Б. Кривцова
Научный руководитель – инженер К.Б. Кривцова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, shatova.logacheva@mail.ru.*

В настоящее время нефть играет важную роль на мировой экономической арене. Ввиду того, что запасы легкой нефти истощаются, обострился вопрос извлечения в полной мере тяжелого нефтяного сырья. Вследствие этого, особенно актуальным является вопрос изучения тяжелого сырья и взаимодействия его с другими

веществами. Нефть содержит много групп соединений. Одной из наиболее важных является группа азотистых соединений, которые сосредотачиваются в основном в тяжелых остатках. Азотистые соединения являются поверхностно-активными веществами, а также инициаторами смолообразования, отрицательно влияют на

Таблица 1. Результаты элементного анализа исходных образцов и образцов после гидроочистки

	Исходный образец		Продукт гидроочистки	
	1, масс. %	2, масс. %	1, масс. %	2, масс. %
C	76,14	86,67	84,19	89,57
H	7,64	8,35	11,27	9,1
N	1,81	0,71	0,62	0,13
S	2,17	1,17	0,74	0,48
O	12,24	3,10	3,18	0,72

стабильность и цвет нефтепродуктов, склонны к образованию продуктов осмоления (ухудшение эксплуатационных свойств дизельных и реактивных топлив).

Азотистые соединения в нефти делятся на два основных класса: нейтральные (гомологи пиррола, индола, карбазола) и основные (гомологи пиридина, хинолина, акридина) [2, 3]. В основном они концентрируются в высококипящих фракциях нефти, в частности в тяжелых остатках (до 95 масс. % в смолисто-асфальтовой части) [1]. Содержание азота в нефти варьируется от 0,001 масс. % до 1,8 масс. %, но в высокосмолистых нефтях содержание азотистых соединений может достигать до 10 масс. %.

На сегодняшний день важным вопросом является разработка новых и улучшение старых методов для извлечения азотсодержащих соединений с целью изучения их свойств и механизмов (химических, физических, коллоидных) взаимодействия с другими группами углеводородов.

Известно, что азотистые соединения нефти снижают активность катализаторов (деактивация катализатора за счёт перекрывания активных центров без возможности его дальнейшей регенерации) и оказывают отравляющее воздействие на катализаторы гидропроцессов.

Целью данной работы стало изучение ме-

ханизмов превращений азотистых соединений в гидрогенизированных процессах.

В качестве объекта исследования выбраны две дизельные фракции с содержанием азота 1,81 об. % и 0,71 об. % соответственно. Содержание общего азота определяли с помощью элементного анализатора Vario EL Cube (Германия). Процесс гидроочистки проводили в реакторах Р-1 и Р-2 при следующих условиях: температура 350 °С, давление 3,4 МПа, объёмной скорости потока сырья 2 ч⁻¹, соотношение водород/сырьё = 300/1. В качестве катализатора использовали алюмо-никель-молибденовый катализатор. Результаты измерений до и после гидроочистки приведены в табл. 1.

Видно, что в процессе гидроочистки количество общего азота уменьшается. Конверсия в обоих случаях составляет более 50 %.

Вероятно, высокая степень конверсии связана с механизмом реакции деазотирования, происходящим на активных центрах катализатора. Следует отметить, что активными центрами катализатора в основном являются металлы переходных групп, однако, они имеют свой предел реакционной способности. Азотистые соединения прочно адсорбируются на активных центрах катализатора, блокируя их. Следовательно, чем выше конверсия, тем больше перекрывание активных центров катализатора.

Список литературы

1. Гуреев А.А. *Применение автомобильных бензинов.* – Ленинград: Химия, 1972. – 25с.
2. *Удмуртский государственный университет Практикум по химии нефти и газа.* – Уфа, 2004. – 25с.
3. Сагаченко Т.А. *Диссертация на соискание учёной степени доктора химических наук.* – Томск, 1997. 9с.