

помощью вискозиметра Штабингера SVM 3000 Anton Paar, показателя преломления – с помощью рефрактометра «Аббе» и группового химического состава фракций методом жидкостно-адсорбционной хроматографии.

В ходе процесса гидроочистки существенно снижается содержание серо-, азот- и кислородсодержащих соединений в результате их реакций с водородом при температуре 370–410 °С и давлении 4–4,5 МПа. Было установлено, что наибольшим показателем преломления при 20 °С (1,4915–1,4954) и плотностью (901,6–905,7 кг/м³) обладает негидроочищенный ВГ. Массовая доля серы находится в диапазоне 1,750–1,885 % масс. и 0,13–0,15 % масс. соответственно. Повышенное содержание серы и азота в негидроочищенном ВГ объясняется присутствием в нем высокомолекулярных серо- и азотсодержащих соединений. Содержание серы в гидроочищенном ВГ наименьшее и составило около 0,121 % масс. Динамическая и кинематическая вязкость (измерены при 50 °С) составляет 18,858 мПа•с и 20,709 мм²/с соответственно.

После гидроочистки вакуумный газойль поступает на установку каталитического крекинга с использованием цеолитсодержащего катализатора при температуре 450–525 °С и давлении 0,1–0,3 МПа.

Результаты исследования показали, что большая часть серы (0,537–0,562 % масс.) остается в шламе, плотность которого составила 1047,5–1052,4 кг/м³, что также больше по сравнению с дизельной фракцией. Далее шлам используется в качестве компонента котельного топлива, а свойства дизельной фракции, например, содержание серы определяют качество товарного продукта. Динамическая и кинематическая вязкость дизельной фракции (при 50 °С) и составили 5,3920 мПа•с и 5,5430 мм²/с соответственно.

В дальнейшем, на основе полученных данных будет спрогнозирован состав продуктов каталитического крекинга с использованием математической модели.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОТСТАИВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

Е. Д. Гончарова, К. И. Федченко, В. А. Шананина
Научный руководитель – к.т.н., доцент ОХИ ИШПР Н. И. Кривцова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
edg9@tpu.ru*

Обезвоживание нефти имеет большое значение для компаний, занимающихся её добычей и переработкой. Наличие воды в нефти может привести к увеличению затрат на транспортировку и хранение, так как вода увеличивает вязкость, снижает энергоэффективность транспортных систем и повышает риск коррозии оборудования. Обезвоженная нефть гораздо легче для транспортировки и обработки, что позволяет снизить эксплуатационные расходы. Также, контроль обводненности нефти имеет значение для соблюдения экологических стандартов.

В борьбе за разрушение эмульсий деэмульгаторы занимают лидирующую позицию. К сожалению, некоторые типы нефти содержат компоненты, которые могут с ними реагировать, что приведет к образованию нежелательных продуктов или изменению физико-химических свойств нефти, поэтому проведение исследований по разрушению эмульсий естественным

путем только за счет нагрева, в зависимости от типа нефти является актуальной задачей.

Целью данной работы стало исследование процесса отстаивания водонефтяных эмульсий при разных соотношениях нефти и воды.

Для исследования были взяты две пробы нефти с разными физико-химическими свойствами (Табл. 1).

Водонефтяные эмульсии готовились с помощью автоматической лопастной мешалки VEB MLV ER-10 в разных соотношениях образца нефти и пластовой воды: 90:10, 80:20, 50:50. Имитация пластовой воды готовилась из раствора хлорида натрия. Время перемешивания составляло 10 минут. Эмульсия выдерживалась при температуре 60 °С.

На графиках приведены зависимости конечной обводнённости от времени (рис. 1, 2). Процесс отстаивания проходит с большей глубиной обезвоживания для эмульсии приготовленной

Таблица 1. Физико-химические характеристики образцов нефтей

Параметр	Пробы					
	№ 1			№ 2		
Температура, °С	20	50	80	20	50	80
Динамическая вязкость, мПа•с	10,38	4,42	2,42	962,75	107,83	26,60
Кинематическая вязкость, мм ² /с	12,14	5,30	2,98	1029,20	117,67	29,64
Плотность, кг/м ³	854,8	833,9	813,6	935,4	916,4	897,4
Содержание асфальтенов, мас. %	3,23			1,88		
Содержание смол, мас. %	16,11			11,23		

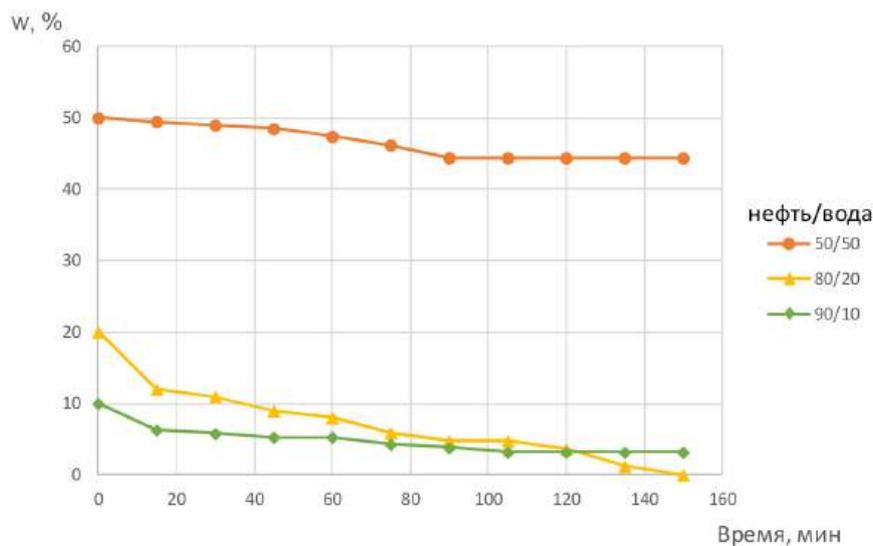


Рис. 1. Зависимость конечной обводнённости от времени (нефть № 1)

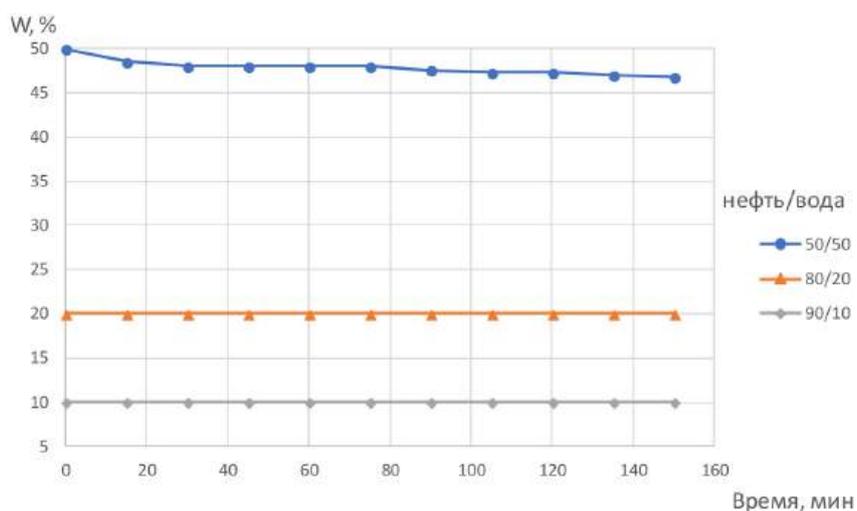


Рис. 2. Зависимость конечной обводнённости от времени (нефть № 2)

из пробы нефти № 1. Это обусловлено тем, что данная проба менее вязкая с меньшим содержанием смол и асфальтенов. По сравнению с про-

бой нефти № 2, в ней частицы воды могут легче коагулировать и оседать.