

Таблица 2. Физико-химические характеристики и выход, полученных БиодТ

№	Выход, % мас.	Вязкость				Плотность при 15 °С, кг/м ³
		20 °С		40 °С		
		μ, мПа·с	ν, мм ² /с	μ, мПа·с	ν, мм ² /с	
1	69,17	20,61	22,68	10,81	12,08	911,50
2	Выделено незначительное количество продукта					
3	87,82	22,66	24,78	11,11	12,36	917,00
4	49,88	22,71	24,94	10,99	12,27	910,70
5	60,73	17,66	19,34	9,34	10,42	917,20
6	Выделено незначительное количество продукта					
7	41,50	10,83	12,11	6,32	7,13	895,70
8	35,86	6,35	7,22	3,84	4,44	882,70
9	44,74	7,28	8,26	4,35	5,02	885,50
10	43,37	26,68	29,30	14,26	15,90	914,40

(35,86 % мас.), что является экономически не выгодным при использовании данного БиодТ в качестве смесового компонента дизельных топлив. С этой точки зрения наиболее подходящими можно считать условия синтеза №3 (масса катализатора – 2% от массы масла; время синтеза – 1,0 час; соотношение масло:этанол

– 1:6; температура – 45 °С), где выход продукта составил 87,82 % мас. Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что оптимальные условия проведения синтеза следует выбирать исходя из требуемых параметров конечного продукта (качественные или количественные характеристики).

Список литературы

1. Девянин С.Н., Марков В.А., Семенов В.Г. *Растительные масла и топлива на их основе для дизельных двигателей.* – М.: Издательский центр ФГОУ ВПО МГАУ, 2007. – 340 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ РАСТВОРА ГУМИНОВЫХ КИСЛОТ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ ТОРФА

В.Н. Бархатова

Научный руководитель – к.х.н., доцент Е.В. Бешагина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, vnb@tpu.ru*

В настоящее время общемировой тенденцией является увеличение доли высокопарафинистой нефти в общем объеме нефтедобычи, что вызывает проблемы при добыче, хранении и транспортировке нефти [1]. Данная проблема связана с высокими температурами застывания и образованием большого количества асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Наиболее активно применяемыми методами борьбы с АСПО являются: химические, физические, тепловые, механические и микробиологи-

ческие [1]. Наиболее эффективным методом является применение химических реагентов.

Целью работы являлось исследование ингибирующих свойств раствора гуминовых кислот в зависимости от глубины залегания торфа.

В качестве объектов исследования были выбраны:

- парафинистая нефть Верхнесалатского месторождения, которая характеризуется следующими параметрами: температура застывания +12,0 °С, плотность при 20 °С 0,78 г/см³, кинематическая вязкость при

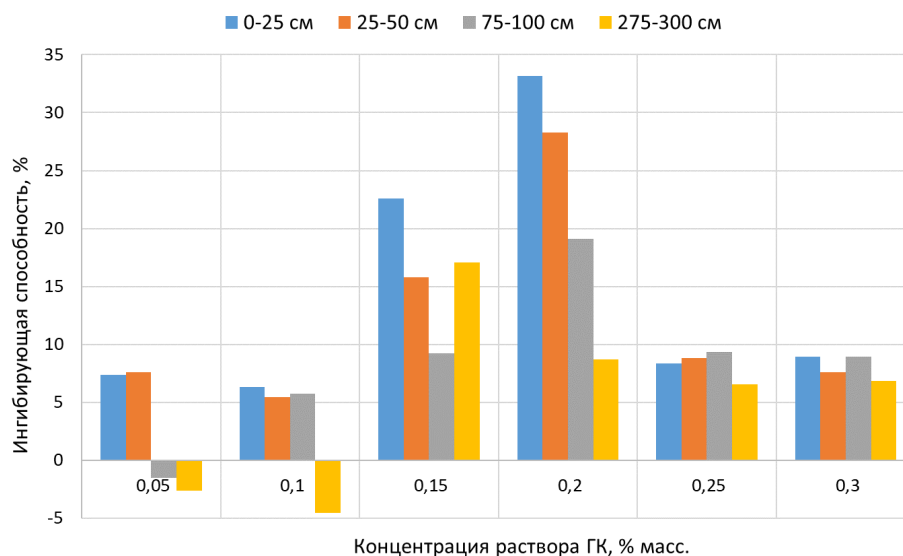


Рис. 1. Зависимость ингибирующей способности ГК, полученный из торфа разных глубин залегания, от концентрации их раствора

20 °С 1,8 мм²/с, массовое содержание парафинов и смол 10,5, 1,4% соответственно, асфальтены отсутствуют;

- гуминовые кислоты, выделенные из торфа месторождения «Таган» Томской области с различных глубин залегания (0–25 см, 25–50 см, 75–100 см, 275–300 см).

Гуминовые кислоты представляют собой высокомолекулярные органические соединения циклического строения, которые обладают поверхностно-активными свойствами. Анализ литературных источников показывает, что гуминовые кислоты проявляют моющие и депрессорные свойства.

Для изучения ингибирующую свойств раствора ГК использовали установку, основанную на методе «холодного» стержня. Сущность данного метода заключается в определении количества осаждающихся из нефти АСПО на охлаждаемой металлической поверхности стержней. За счет разности температур парафины начинают процесс кристаллизации на поверхности «холодного» стержня. Количество осадка, образовавшегося на стержне, было определено гравиметрическим методом.

Список литературы

1. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. // Журнал «Современные проблемы науки и образования», 2015.– №2–2.– С.66.

Время эксперимента 40 минут, навеска нефти – 60 г.

Для того, чтобы приблизить лабораторный эксперимент к промышленным условиям наилучшим образом, выбираем оптимальный градиент температур 40/–20.

Данные, представленные на рисунке 1, показывают, что наибольшую ингибирующую способность ГК проявляют в концентрации 0,15–0,2 % масс. Данная концентрация раствора ГК работает независимо от глубины залегания торфа.

При рассмотрении различных глубин залегания торфа, а именно: 0–25 см, 25–50 см, 75–100 см, 275–300 см, можно сделать вывод о том, что гуминовые кислоты, выделяемые из торфа верхних слоев залегания, обладают наиболее высокой ингибирующей способностью. Следовательно, на глубинах 0–25 см, 25–50 см, извлекаемые из торфа гуминовые кислоты обладают наивысшей способностью уменьшать количество образовавшихся нефтяных осадков при подготовке высокопарафинистой нефти.