

## ДОБАВЛЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ n-ПАРАФИНОВ, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК

А.М. Орлова

Научный руководитель – к.т.н., доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет  
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, orlovaalina41@gmail.com

На сегодняшний день, наиболее эффективным способом получения зимних и арктических марок дизельного топлива (ДТ), удовлетворяющих требованиям [1], является вовлечение депрессорных присадок.

Ассортимент депрессорных присадок, выпускаемых на отечественном рынке, разнообразен также, как и состав ДТ. Эффективность действия депрессорных присадок во многом зависит от состава топлива. Присутствие n-парафинов в топливах значительно ухудшает их низкотемпературные свойства, в связи с тем, что тяжелые n-парафины застывают при положительных температурах. В то же время, согласно представлениям о механизме действия, формирование первых кристаллов n-парафинов запускает действие депрессорных присадок.

Целью данной работы является исследование влияния тяжелых n-парафинов на эффективность действия депрессорных присадок.

В качестве объекта исследования был выбран образец прямогонного ДТ, его смеси с тремя депрессорными присадками и тяжелыми n-парафинами (П). Тяжелые n-парафины были выделены из образца тяжелого газойля, концентрация тяжелых n-парафинов в смесях составляла 0,1 % мас. Используемые концентрации депрессорных присадок указаны в таблице 1 (концентрации, рекомендованные производителями присадок).

**Таблица 1.** Концентрации низкотемпературных присадок

| Концентрация присадки (на 100 мл образца), мл |      |      |
|---|------|------|
| А   | В    | С    |
| 0,26  | 0,50 | 1,00 |

**Таблица 3.** Результаты определения низкотемпературных свойств смесей с тяжелыми n-парафинами

| Смесь                                   | ДТ+0,1% П | ДТ+А+0,1% П | ДТ+В+0,1% П | ДТ+С+0,1% П |
|---|-----------|-------------|-------------|-------------|
| $T_{\text{помутнения}}^{\circ\text{C}}$ | -3        | -1          | -1          | -4          |
| ПТФ, $^{\circ\text{C}}$                 | -5        | -31         | -8          | -10         |
| $T_{\text{застывания}}^{\circ\text{C}}$ | -15       | -39         | -27         | -42         |

Результаты определения низкотемпературных свойств ( $T_{\text{помутнения}}$  – температура помутнения, ПТФ – предельная температура фильтруемости,  $T_{\text{застывания}}$  – температура застывания) образца прямогонного ДТ, а также его смесей с депрессорными присадками согласно методикам, описанным в [2–4] представлены в таблице 2.

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей с добавлением тяжелых n-парафинов представлены в таблице 3.

Как можно видеть из данных, представленных в таблицах 2–3, добавление тяжелых n-парафинов приводит к ухудшению всех низкотемпературных свойств прямогонного ДТ.

Кроме того, из представленных данных можно видеть, что добавление 0,1 % мас. тяжелых n-парафинов оказало различный эффект на эффективность действия присадок. Так, для присадки А, добавление тяжелых n-парафинов повысило эффективность действия в отношении ПТФ на 6  $^{\circ\text{C}}$ , однако оказало негативный эффект  $T_{\text{застывания}}$  (+3  $^{\circ\text{C}}$ ). Для присадки В, добавление тяжелых n-парафинов повысило эффективность действия в отношении ПТФ на 2  $^{\circ\text{C}}$ , однако оказало негативный эффект  $T_{\text{застывания}}$  (+4  $^{\circ\text{C}}$ ), а для присадки С, добавление 0,1 % мас. тяжелых n-парафинов не оказало изменений в отношении

**Таблица 2.** Результаты определения низкотемпературных свойств ДТ и смесей ДТ с присадками

| Смесь                                   | ДТ  | ДТ+А | ДТ+В | ДТ+С |
|---|-----|------|------|------|
| $T_{\text{помутнения}}^{\circ\text{C}}$ | -4  | -5   | -4   | -5   |
| ПТФ, $^{\circ\text{C}}$                 | -5  | -25  | -6   | -10  |
| $T_{\text{застывания}}^{\circ\text{C}}$ | -16 | -42  | -31  | -30  |

ПТФ, однако оказало положительный эффект на  $T_{\text{застывания}} (-12^{\circ}\text{C})$ .

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Томской области в рамках научного проекта №19-48-703025.

### Список литературы

1. ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>.
2. ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>.
3. ГОСТ EN 116-2013 «Топлива дизельные и печные бытовые. Метод определения предельной температуры фильтруемости» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – URL: <http://vsegost.com>.
4. ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>, свободный.

## ПЕРЕРАБОТКА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ В УСТАНОВКЕ ГИДРОГЕНИЗАЦИИ

К.В. Орлова, А.А. Егоровский

Научные руководители – д.х.н. А.В. Восмерилов<sup>1</sup>; к.ф.-м.н. Ю.В. Фещенко<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти СО РАН

634055, Россия, г. Томск, пр. Академический 4

<sup>2</sup>ООО «Научно производственное объединение ЭТН-Циклон»

634009, Россия, г. Томск, Ленина 206-б, [orlova.ksenia.val@gmail.com](mailto:orlova.ksenia.val@gmail.com)

Актуальной задачей для современной нефтеперерабатывающей промышленности является углубление нефтепереработки. Правительством Российской Федерации в рамках госпрограммы «Энергоэффективность и развитие энергетики» [1] поставлена задача повышения глубины переработки нефти, в том числе за счет большего вовлечения в процесс тяжелого нефтяного сырья (ТНС) (остатки атмосферной и вакуумной перегонки).

Глубина переработки нефти в России по итогам 2018 года составила 83,4%, в 2017 году этот показатель не превышал 81,3%, а в 2010 – 70,9%. Таким образом, отмечается заметный рост. Тем не менее, в США, для сравнения, глубина переработки нефти – 90–95%, а на самых современных американских НПЗ – до 98%, в странах – членах ОПЕК – 85%, в Европе 85–90%. То есть заметно небольшое отставание России по данному показателю, несмотря на постоянный рост.

Традиционная переработка остаточного сырья в котельное топливо значительно утратила свою актуальность. Так, например, спрос на топочный мазут сократился за последние десять

лет, в то время как производство осталось на прежнем уровне [2].

Гидрогенизационные процессы являются перспективными процессами в технологии переработки ТНС.

Но большинство существующих технологий имеют ряд существенных недостатков, что делает данные процессы экономически невыгодными.

В числе актуальных проблем процессов гидропереработки ТНС можно отметить следующие:

1. Проводятся в жестких условиях (давление до 30 МПа и температура до 450 °С).
2. Сопровождаются повышенным коксообразованием.
3. Регенерация катализатора не всегда возможна.
4. Сложность и громоздкость реакторных устройств.

Как следствие применение данных процессов не всегда оказывается экономически выгодным.

С целью решения данных проблем на базе ООО «НПО ЭТН-Циклон» была спроектирована и смонтирована лабораторная установка для