

**ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩЕЙ НЕФТИ**

**Д.Э. Астурян<sup>1</sup>, Ю.В. Лоскутова<sup>2</sup>, И.В. Литвинец<sup>2</sup>**

Научный руководитель – доцент Н.В. Ушева

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

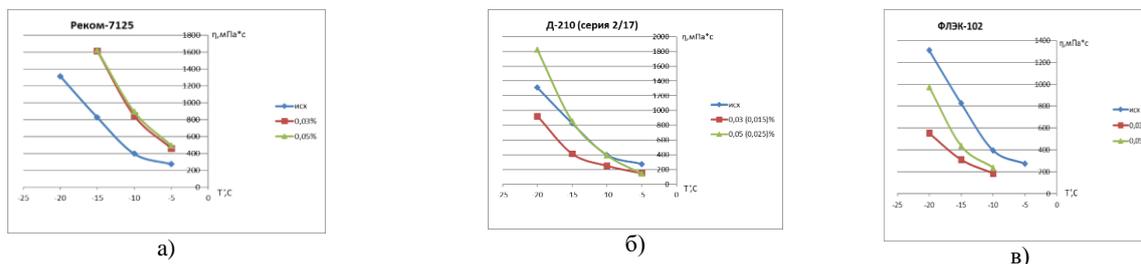
<sup>2</sup>Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Осложненные условия добычи, подготовки и перекачки нефтей, характеризующихся повышенной температурой застывания, вязкостью и образованием асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности оборудования, требуют дополнительных энергоресурсов и материальных затрат [1]. Для предотвращения осложнений используются различные физико-химические методы воздействия: тепловая обработка, смешение, ввод химических реагентов, обработка добываемой продукции различными видами физических полей. [2].

Реологические свойства парафинистых нефтей можно значительно улучшить депрессорными присадками (ДП) – нефтерастворимыми полимерными продуктами, которые при введении в небольших количествах в нефть с повышенным содержанием парафина способны изменять ее реологические свойства. Эффективность присадок во многом зависит от состава нефти и соответствия молекулы присадки молекулам нефтяных компонентов, образующих ее структуру. Из-за сложности и многообразия состава нефти ни одна ДП не может быть одинаково эффективной для всех типов нефтей. Поэтому в настоящее время подбор присадок проводится индивидуально путем исследования реологических свойств нефтей в лабораторных условиях, определяющих, в итоге, эффективность присадки к нефти [2 – 5].

Целью работы являлось изучение влияния 3 образцов депрессорных присадок на агрегативную устойчивость высокозастывающей нефти.

Влияние ДП на агрегативную устойчивость проводили на образце нефти Сузунского месторождения (Красноярская область). В составе нефти содержится 4,4 % масс. смол, 4,5 % масс. асфальтена, а за счет повышенного содержания парафинов (10 % масс.) она характеризуется высокой температурой застывания (минус 8,2 °С). На приборе ИНПН «Кристалл» (ИХН СО РАН) в области отрицательных температур были получены вязкостно-температурные зависимости и данные по температуре застывания для исследуемой нефти, обработанной химическими реагентами, являющимися образцами присадок российского производства (рис. 1). Присадки вводили в нефть при постоянном перемешивании при комнатной температуре в концентрации 0,03 – 0,05 % масс.



**Рис. 1** Зависимости вязкости от температуры нефти с добавкой 0,03 и 0,05 % масс. ДП

Установлено, что в условиях понижения температуры незначительное снижение температуры застывания на 2,0 - 6,2 °С происходит при вводе в нефть присадок Реком-7125 и ФЛЭК-102 в количестве 0,03 – 0,05 % масс. Исследование изменения вязкости при применении данных присадок показали, что Реком-7125 в концентрации 0,05 % масс. и ФЛЭК в концентрации 0,03 % масс. снижают вязкость на 40 – 50 %, либо повышают ее на 55 – 70 % в концентрации 0,03% масс., 0,05 % масс., соответственно.

**Таблица 1**

**Изменение температуры застывания  $T_z$  и вязкости нефти после ввода депрессорных присадок**

| Концентрация ДП, % масс. | Температура застывания, °С | Вязкость при различной температуре, мПа·с |       |       |        |
|--------------------------|----------------------------|---|-------|-------|--------|
|                          |                            | -5,0                                      | -10,0 | -15,0 | -20,0  |
| Исходная нефть           |                            |   |       |       |        |
|                          | -8,2                       | 124,0                                     | 204,8 | 337,8 | 523,7  |
| Реком-7125               |                            |   |       |       |        |
| 0,03                     | -13,5                      | 156,0                                     | 250,0 | 410,0 | 630,0  |
| 0,05                     | -14,1                      | 106,0                                     | 176,0 | 307,0 | 511,0  |
| ФЛЭК-102                 |                            |   |       |       |        |
| 0,03                     | -16,4                      | 85,0                                      | 97,8  | 160,3 | 280,7  |
| 0,05                     | -10,2                      | 223,4                                     | 468,0 | 813,0 | 1335,0 |
| Д-210 (серия 2/17)       |                            |   |       |       |        |
| 0,03                     | -24,0                      | 85,0                                      | 85,0  | 146,0 | 281,5  |
| 0,05                     | -25,8                      | 85,0                                      | 103,0 | 156,0 | 285,0  |

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

Более значительное снижение температуры застывания и вязкости нефти происходит при добавке в сузунскую нефть присадки Д-210 (серия 2/17): после ввода 0,03 % масс. понижение температуры застывания 17 °С и снижения вязкости на 35 % масс. (таблица).

Присадки препятствуют агрегированию кристаллических парафиносодержащих частиц в процессе охлаждения нефти до температур, близких к температурам застывания. В присутствии присадки кристаллические парафиносодержащие частицы более длительный период удерживаются в дисперсионной среде, и их массовое выпадение также сдвигается в область более низких температур, препятствуя образованию нефтяных отложений на стенках подземного нефтепромыслового оборудования и наземных нефтепроводов.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект 15-13-00032).*

**Литература**

1. Тронов В.П. температурой Промысловая более подготовка нефти более. – Казань: Изд-во «дукции Фэн методы». – 2000. – 416 с.
2. Персиянцев М.Н. абота Добыча нефти в осложненных либо условиях количестве. – М.: «Недра-Бизнесцентр». – 2000. температура – 653 с.
3. Прозорова И.В., Волкова Г.И., Юдина Н.В., Кирбижекова Е.В., Литвинец И.В., Ануфриев Р.В. Влияние композиционной вязкости присадки количестве на реологические и энергетические флэк характеристики парафинистых и выпадение высокопарафинистых применении нефтей // Нефтепереработка и вязкостью нефтехимия. – 2014. – № 3. – С. 36 – 39.
4. Прозорова И.В., Юдина Н.В., Небогина Н.А., Лоскутова Ю.В., Волкова Г.И. Подбор ингибирующей и депрессорной присадки для нефти Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 68 – 70.
5. Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Голованчиков А.Б. Влияние термической и депрессорной обработок на реологические свойства нефти//Известия Волг. ГТУ. – 2012. – № 5. – Т. 1 – С. 114 – 118.

**СРАВНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНЫХ  
ТОПЛИВ**

**Д.А. Афанасьева, Н.С. Белинская, Е.В. Францина**

Научный руководители: доцент Н.С. Белинская, научный сотрудник Е.В. Францина  
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В настоящее время возрастает спрос на дизельное топливо. Это связано с такими факторами, как развитие северных регионов (более 2/3 территории страны), увеличение доли дизельного пассажирского транспорта (рост на 6% в год), увеличение глубины переработки нефти из-за роста экспортной пошлины на мазут и тяжелые остатки [1, 4, 5]. Поэтому производство дизельного топлива является стратегической государственной задачей.

Исследование направлено на изучение причин использования различных технологических параметров на установках каталитической депарафинизации двух российских заводов, расположенных в г. Кириши и г. Ачинске. Исследование осуществлено путем сведения технологических параметров к единству и посредством анализа выхода дизельной фракции и ПТФ получаемого дизельного топлива.

В качестве исходных данных для исследования на математической модели [2,3], разработанной на кафедре химической технологии и химической кибернетики Томского политехнического университета, использовались экспериментальные данные промышленных установок каталитической депарафинизации.

**Таблица 1**

**Составы сырья процесса депарафинизации**

| Компонент                  | Ачинский НПЗ        | Киришский НПЗ |
|----------------------------|---------------------|---------------|
|                            | Содержание, % масс. |               |
| Н-парафины                 | 17,11               | 16,95         |
| И-парафины                 | 27,82               | 26,42         |
| Нафтены                    | 18,24               | 27,48         |
| Ароматические углеводороды | 27,54               | 28,31         |
| Олефины                    | 9,29                | 0,84          |

В основу математической модели [2,3] заложена модель реактора идеального вытеснения, представляющая собой систему дифференциальных уравнений материального баланса для каждого компонента и теплового баланса:

$$\begin{cases} G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_{j=1}^m a_j \cdot W_j \\ G \cdot \frac{\partial T}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial T}{\partial V} = \frac{1}{\rho \cdot C_p^m} \sum_{j=1}^m Q_j \cdot a_j \cdot W_j \end{cases}$$

где  $z$  – объем переработанного сырья с момента загрузки свежего катализатора, м<sup>3</sup>;  $G$  – расход сырья, м<sup>3</sup>/час;  $z = G \cdot t$  ( $t$  – время работы катализатора с момента загрузки свежего катализатора, ч);  $C_i$  – концентрация  $i$ -го компонента, моль/л;  $V$  – объем слоя катализатора, м<sup>3</sup>;  $a_j$  – активность катализатора в  $j$ -ой реакции;  $\rho$  – плотность