

Марина Александровна МАРЫШЕВА<sup>1</sup>  
Альберт Хамед-Харисович НУТМАНОВ<sup>2</sup>  
Игорь Юрьевич АЛЕКСАНИЯН<sup>3</sup>  
Николай Дмитриевич ШИШКИН<sup>4</sup>  
Артур Игоревич АЛЕКСАНИЯН<sup>5</sup>

УДК [665.637.73:665.663]:665.772.003.13

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБА ПОЛУЧЕНИЯ ПАРАФИНА ИЗ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ЕГО АППАРАТУРНОЕ ОФОРМЛЕНИЕ

<sup>1</sup> старший преподаватель кафедры технологических машин и оборудования,  
Астраханский государственный технический университет  
vjuvfhhbyf@mail.ru; ORCID: 0000-0002-0046-6690

<sup>2</sup> доктор технических наук, доцент,  
профессор кафедры технологических машин и оборудования,  
Астраханский государственный технический университет  
albert909@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-4093-9982

<sup>3</sup> доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры технологических машин и оборудования,  
Астраханский государственный технический университет  
16081960igor@gmail.com; ORCID: 0000-0001-5494-1226

<sup>4</sup> доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры технологических машин и оборудования,  
Астраханский государственный технический университет  
n.shishkin-53@mail.ru

<sup>5</sup> магистрант кафедры технологических машин и оборудования,  
Астраханский государственный технический университет  
16081960igor@gmail.com

**Цитирование:** Марышева М. А. Повышение эффективности способа получения парафина из асфальтосмолопарафиновых отложений и его аппаратурное оформление / М. А. Марышева, А. Х.-Х. Нугманов, И. Ю. Алексанян, Н. Д. Шишкин, А. И. Алексанян // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 2 (30). С. 52-76.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-2-52-76

**Аннотация**

При переработке, хранении и транспортировке высокопарафинистой нефти негативную роль оказывают асфальтосмолопарафиновые отложения, состоящие на 85-95% из парафина, которые образуются на внутренних стенках нефтепроводов и, вследствие трудности их депарафинизации, представляют серьезную проблему для вышеуказанных процессов. Процессом депарафинизации является операция отведения из фракций нефтепродуктов твердых углеводородных комплексов, кристаллизующихся из раствора при уменьшении его температуры. К таким углеводородам можно причислить высокомолекулярные парафиновые, а также наftenовые комплексы с длинными алкильными цепочками с нормальной и слаборазветвленной структурной организацией. Целью исследования являлась разработка рационального способа получения парафина из высокопарафинистой нефти и конструирование производственного депарафинизатора для получения технического парафина, опираясь на оценку влияющих на данный процесс основных конструктивных, размерных и технологических параметров. Для совершенствования способа получения парафина из асфальтосмолопарафиновых отложений и определения его рационального аппаратного оформления исследованы и оценены конструктивные и технологические параметры промышленного нефтяного депарафинизатора, скорость образования и температура плавления, температура кристаллизации и теплота плавления отложений, потери тепловой энергии, плотностные характеристики нефти и асфальтосмолопарафиновых веществ, а также их смеси. Выбор конструкторских решений и конструкционных материалов для изготовления депарафинизатора осуществлялся с учетом их жесткости, т. е. способности препятствовать внешним воздействиям при деформациях, не снижающих их работоспособность. Следует отметить, что эффективность предложенных технических решений дополнительно подтверждена оценкой технико-экономических показателей проектируемого депарафинизатора нефти. Таким образом, научно-техническая задача по разработке оригинальных и совершенствованию существующих технологических приемов, позволяющих получить высокопарафиновую фракцию, включая оригинальные конструкторские решения по реализации этих процедур, является актуальной, тем более при упрощении, удешевлении технологии и повышении экологической безопасности производства нефтепродуктов.

**Ключевые слова**

Нефть, асфальтосмолопарафиновые отложения, парафин, депарафинизатор, скорость образования отложений, температура плавления, температура кристаллизации, плотность.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-2-52-76**

**Введение**

Существуют материалы, богатые на парафин, самопроизвольно образующиеся при переработке, хранении и транспортировке нефти, которые не утилизируются и, более того, являются веществами, негативно влияющими на вышеуказанные процессы [1, 6, 14, 15]. К одним из таких материалов можно отнести асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) [12, 17], состоящие на 85-95% из парафина,

образующиеся на внутренних стенках нефтепроводов и представляющие серьезную проблему для добычи и транспортировки высокопарафинистой нефти.

Процессом депарафинизации является операция отведения из фракций нефтепродуктов твердых углеводородных комплексов, кристаллизующихся из раствора при уменьшении его температуры. К таким углеводородам можно причислить высокомолекулярные парафиновые, нафтеновые, а также комплексы с длинными алкильными цепочками с нормальной и слаборазветвленной структурной организацией [2, 7].

Для модернизации способа непрерывного извлечения парафина из высокопарафинистой нефти и определения его рационального аппаратного оформления целесообразно изучить и оценить конструктивные, технологические и кинетические параметры промышленного нефтяного депарафинизатора (ПНД), подробно представленного в решаемых авторами задачах, важность которых также подтверждается в исследованиях других авторов [5, 13].

Следует отметить, что выбор конструкторских решений и конструкционных материалов для изготовления ПНД должен быть обусловлен их жесткостью, т. е. способностью препятствовать внешним воздействиям при деформациях, не снижающих их работоспособность [16]. Эффективность предложенных технических решений дополнительно подтверждается оценкой технико-экономических показателей проектируемого депарафинизатора нефти.

#### **Цель и задачи исследования**

Целью данного исследования является разработка рационального способа получения парафина из АСПО и конструирование ПНД для получения технического парафина, опираясь на оценку влияющих на данный процесс основных конструктивных, размерных и технологических параметров.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- определить температуры и теплоту плавления и кристаллизации АСПО с учетом оценки интенсивности их выпадения;
- провести экспериментальные исследования, связанные с нахождением плотностных характеристик нефти, асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) отдельно и совместно с нефтью;
- разработать и создать экспериментальный стенд для изучения депарафинизации нефтепродуктов на базе конструкции термической гидроциклонной установки, а также непрерывного ПНД;
- построить материальный и тепловой баланс, а также провести экспериментальные гидравлические испытания на холодной воде и нефти с АСПО в лабораторном депарафинизаторе с омываемой рубашкой.

#### **Методы**

С целью определения конструктивных размерных и технологических параметров ПНД были изучены закономерности и механизм процедуры формирования АСПО. Это исследование состояло в определении температур и теплоты

плавления и кристаллизации АСПО и оценке интенсивности их выпадения. Эмпирическое определение температур плавления и кристаллизации АСПО проводилось калориметрическим способом [3, 4].

Эксперименты по определению температуры плавления АСПО проводились следующим образом. Образец подвергался расплавлению в емкости из стекла, нагреваемой на водяной бане или закрытой электроплите при исключении локального перегрева. Шарообразный элемент термометра опускался в расплавленный парафиновый продукт (ПП), который размещался в пробирке, закупоренной пробкой коркового типа. На водяной бане температура пробирки с термометром повышалась до того момента, когда парафиновая капля не перейдет в расплавленное состояние, после чего пробирку подвергали воздушному охлаждению, перманентно кантуя ее из вертикального в наклонное положение. Температуру, при которой парафиновая капля переходит в твердое состояние на шарообразном элементе термометра, считали за температуру плавления ПП. За итоговую величину было выбрано среднее арифметическое значение после обработки результатов нескольких опытов при условии, что отклонения значений не превышают  $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Проведение данных экспериментальных исследований представлено на рис. 1.



Рис. 1. Исследования по определению температуры плавления

Fig. 1. Studies to determine the melting point

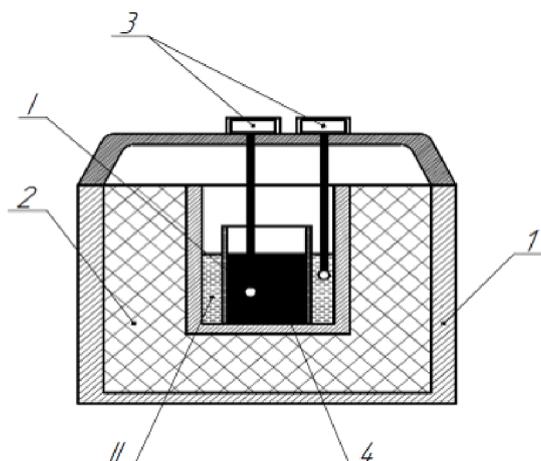


Рис. 2. Схема калориметра:  
 I — парафинистые вещества АСПО;  
 II — вода; 1 — корпус сосуда;  
 2 — изоляция (пенопласт);  
 3 — термометры; 4 — стакан с пробой  
 АСПО

Fig. 2. Diagram of the calorimeter:  
 I — paraffinic substances of ARPD;  
 II — water; 1 — vessel body;  
 2 — insulation (foam plastic);  
 3 — thermometers;  
 4 — a glass with a sample of ARPD

Затем было проведено экспериментальное исследование температуры кристаллизации и теплоты плавления АСПО. Установка для определения температуры плавления АСПО включает термостат и измерительный блок в соответствии с рис. 2.

Стакан с исследуемым образцом помещался в термостат, имеющий температуру порядка 100 °С, и нагревался до полного расплавления парафинистых веществ в АСПО на водяной бане. Затем расплавленный продукт заливался в термостойкий стакан на 3/4 его высоты, установленный в термостат. После стабилизации термического режима в установке проводилось естественное охлаждение всей системы и измерялась температура. В начале замеров происходит быстрое и плавное падение температуры, далее при кристаллизации скорость ее снижения замедляется, после чего снова начинается равномерное снижение температуры.

Определение удельной теплоты плавления парафиновых веществ в АСПО ( $Q_{\text{п}}$ ) проводилось на основе теплового баланса:  $Q_{\text{п}} = Q_{\text{в}} + Q_{\text{из}}$ , где  $Q_{\text{в}}$  — количество теплоты, переданное воде при остывании АСПО, Дж;  $Q_{\text{из}}$  — количество теплоты, переданное в процессе теплопередачи через изоляцию, Дж.

При этом

$$Q_{\text{п}} = c_{\text{п}}(t_{\text{пн}} - t_{\text{пк}})m_{\text{п}} + r_{\text{п}}m_{\text{п}}, \quad (1)$$

$$Q_{\text{в}} = c_{\text{в}}\rho_{\text{в}}V_{\text{в}}(t_{\text{вк}} - t_{\text{вн}}), \quad (2)$$

$$Q_{\text{из}} = KF(t_{\text{ср}} - t_{\text{вн}})\tau, \quad (3)$$

где  $c_{\text{п}}$  — удельная теплоемкость парафина, Дж/(кг · К);  $t_{\text{пн}}$  — начальная температура парафина, °С;  $t_{\text{пк}}$  — конечная температура парафина, °С;  $m_{\text{п}}$  — масса парафина, кг;  $r_{\text{п}}$  — удельная теплота плавления АСПО, Дж/кг;  $c_{\text{в}}$  — удельная теплоемкость воды, Дж/(кг · К);  $\rho_{\text{в}}$  — плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $V_{\text{в}}$  — объем воды, м<sup>3</sup>;  $t_{\text{вн}}$  — начальная температура воды, °С;  $t_{\text{вк}}$  — конечная температура воды, °С;  $K$  — коэффициент теплопередачи изоляции (пенополистирол), Вт/(м<sup>2</sup> · К);  $F$  — площадь поверхности теплообмена, м<sup>2</sup>;  $t_{\text{ср}}$  — средняя температура воды, °С;  $\tau$  — время, с.

Формула для вычисления  $r_{\text{п}}$ :

$$r_{\text{п}} = \frac{c_{\text{в}}\rho_{\text{в}}V_{\text{в}}(t_{\text{вк}} - t_{\text{вн}}) + KF(t_{\text{ср}} - t_{\text{вн}})\tau - c_{\text{п}}(t_{\text{пн}} - t_{\text{пк}})m_{\text{п}}}{m_{\text{п}}}. \quad (4)$$

Определение тепловых потерь при остывании воды в сосуде термостата проводилось на основании следующего равенства:  $Q_{\text{в-тс}} = Q_{\text{тс-ос}}$ , где  $Q_{\text{в-тс}}$  — количество теплоты, переданное водой при остывании АСПО через изоляцию термостата, Дж;  $Q_{\text{тс-ос}}$  — количество теплоты, переданное в процессе теплопередачи через изоляцию термостата в окружающую среду, Дж.

При этом

$$Q_{\text{в-тс}} = c_{\text{в}}\rho_{\text{в}}V_{\text{в}} \cdot dt_{\text{ср}}, \quad (5)$$

$$Q_{\text{тс-ос}} = KV_{\text{тс}}(t_{\text{вк}} - t_{\text{вн}})d\tau, \quad (6)$$

где  $d$  — диаметр включения, м;  $V_{\text{тс}}$  — объем термостата, м<sup>3</sup>.

Подставив формулы (5) и (6) в вышеуказанное равенство, преобразовав и проинтегрировав обе части полученного уравнения, получим:

$$K = \frac{\ln \left| \frac{t_{\text{ос}} - t_{\text{вн}}}{t_{\text{вк}} - t_{\text{ос}}} \right| c_{\text{в}}\rho_{\text{в}}V_{\text{в}}}{F_{\text{тс}}\tau}, \quad (7)$$

где  $t_{\text{ос}}$  — температура окружающей среды, °С;  $F_{\text{тс}} = \pi Dh + \frac{\pi D^2}{4}$  — площадь внутренней поверхности термостата, м<sup>2</sup>.

С целью изучения скорости образования АСПО разработан опытный стенд, приведенный на рис. 3.

Для нахождения потерь тепловой энергии при снижении температуры воды в опытном стенде с целью определения скорости образования АСПО осуществлено эмпирическое изучение охлаждения жидкой среды. В открытом виде устройство показано на рис. 4.

Проведение испытания осуществлялось следующим образом. На водяной бане разогревалось 1,5 л воды до температуры кипения 100 °С. В стеклянный стакан объемом 250 мл заливалось 100 мл воды, которая взвешивалась и помещалась в установку. В пробе присутствовала термopара, благодаря чему фиксировалась температура каждые 5 мин в течение 15 мин.

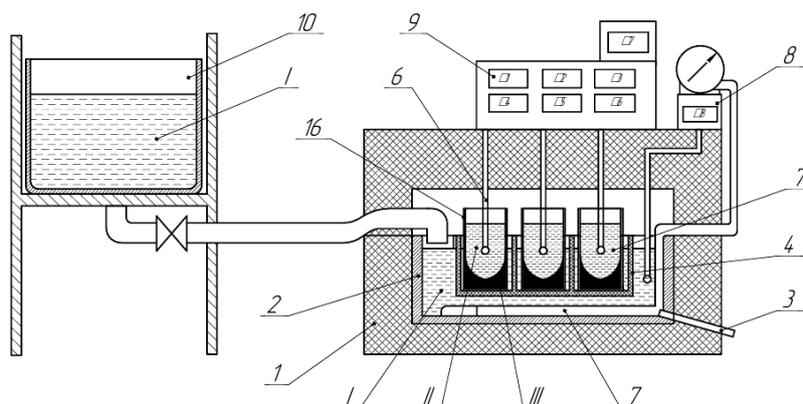


Рис. 3. Схематичное изображение опытного стенда для определения скорости выпадения парафиновых отложений: I — водная среда для охлаждения; II — нефтепродукт парафинистый; III — парафиновая свеча; 1 — термостатный корпус; 2 — емкость пластмассовая; 3 — сливной патрубков для водной среды; 4 — коробка секционная; 5 — мерная емкость из стекла; 6 — термодатчик; 7 — трубчатый электронагреватель (ТЭН); 8 — тепловое реле; 9 — цифровые термометры; 10 — емкость с холодной водной средой

Fig. 3. Schematic representation of an experimental stand for determining the rate of precipitation of paraffin deposits: I — aqueous medium for cooling; II — waxy oil product; III — paraffin wax; 1 — thermostat housing; 2 — plastic container; 3 — drain pipe for the aquatic environment; 4 — sectional box; 5 — measuring container made of glass; 6 — temperature sensor; 7 — tubular electric heater (TEH); 8 — thermal relay; 9 — digital thermometers; 10 — container with cold water medium



Рис. 4. Устройство для определения скорости осаждения АСПО в открытом виде

Fig. 4. Device for determining the rate of deposition of ARPD in open form

Температурный перепад между водой и окружающей средой, представляемый как средний температурный напор между водной поверхностью и границей фазового превращения, определяется по формуле:  $\vartheta = t_i - t_{oc}$ .

Для дальнейшего расчета потерь тепловой энергии введем безразмерную избыточную температуру

$$\theta = \frac{t_{BH} - t_{oc}}{t_{BK} - t_{oc}} = \frac{\vartheta_0}{\vartheta_i} \quad (8)$$

или ее логарифм

$$\ln \theta = \ln \frac{t_{BH} - t_{oc}}{t_{BK} - t_{oc}} = \ln \frac{\vartheta_0}{\vartheta_i}, \quad (9)$$

где  $\vartheta_0, \vartheta_i$  — начальный и текущий температурный перепад между водой и окружающей средой, °C;  $\ln \theta$  — постоянная, фиксирующая изменение температуры, характеризующаяся напором между водой и окружающей средой.

В этом случае интенсивность выделения (поглощения) теплоты будет определена по следующей формуле:  $Q_B + Q_{B-TC} = Q_{TC-OC}$ .

При этом

$$Q_{B-TC} = Kf(t_{cp} - t_{oc})d\tau, \quad (10)$$

где  $f$  — площадь изоляции, м<sup>2</sup>,

$$Q_{TC-OC} = KF(t_{cp} - t_{oc})d\tau, \quad (11)$$

$$Q_B = c_B \rho_B V_B dt_B. \quad (12)$$

В итоге получим

$$c_B \rho_B V_B dt_B + Kft_B d\tau = KFt_B d\tau. \quad (13)$$

Преобразуем и проинтегрируем обе части уравнения (13):

$$\int_{t_{oc}}^{t_B} \frac{c_B \rho_B V_B dt_B}{K(F-f)t_B} = \int_0^\tau d\tau; \quad \frac{c_B \rho_B V_B}{K(F-f)} \ln \left| \frac{t_0 - t_{oc}}{t_B - t_{oc}} \right| = \tau; \quad \frac{c_B \rho_B V_B}{K(F-f)} \ln \theta = \tau.$$

Процедура снижения температуры АСПО проходит при контакте с водной средой, направляемой из питающего резервуара в пластиковую емкость, в которой находится короб с перфорациями и опытными образцами (рис. 5).

Опытная установка, размещенная в вытяжном шкафу, где осуществляется забор, нагревание и анализ образцов парафинистого нефтепродукта, скомпонована из термостатирующего корпуса, выполненного из уплотненного пенополистирола, в котором находится пластмассовая емкость для водной среды. Температура теплоносителя повышается до заданного значения, соответствующего плавлению АСПО (54 °C), и стабилизируется посредством теплового реле. Далее из питающей емкости подводится охлаждающая водная среда в интервале температур от 10 до 20 °C.



Рис. 5. Короб с перфорациями и опытными образцами АСПО

Fig. 5. Box with perforations and prototypes of ARPD

В случае роста температуры водной среды определенная ее доза сливается сквозь патрубок и заливается очередная доза более холодной среды в пластмассовую емкость, в которой располагается секционная коробка с перфорацией. В каждом отсеке коробки находится один образец парафинистого нефтепродукта.

Впоследствии крышка термостатного корпуса плотно закупоривается, в мерные стеклянные емкости помещаются термодатчики, которые фиксируют температуру водной среды в пластмассовой емкости, а также температуру внешней среды [8, 9]. Далее проводились экспериментальные исследования, связанные с нахождением плотностных характеристик нефти, АСПВ и нефти совместно с АСПВ.

Для опытных исследований по определению плотности нефти была собрана установка длиной 550 мм и диаметром 50 мм с заглушкой на дне. Внутрь заливалось около 600 мл пробы нефти, в которую опускался ареометр. Для дальнейших расчетов было принято усредненное значение плотности нефти, которое составило  $\rho_n = 709 \text{ кг/м}^3$ .

Для определения плотности АСПВ в мерный стакан, разогретый на водяной бане, с периодичностью в 2 мин добавлялось по 100 г АСПВ, в результате общая масса АСПВ составила около 460 г. Далее разогретая проба заливалась в установку и в нее опускался предварительно разогретый до  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  ареометр, чтобы уменьшить вероятность кристаллизации АСПВ на поверхности пробы и увеличить точность замеров. Для АСПВ примем плотность  $\rho_{\text{АСПО}} = 770 \text{ кг/м}^3$ .

В нефть было добавлено 115 г АСПВ для определения плотности получившейся пробы. В ходе нагрева пробы до  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  и тщательного перемешивания образовалась смесь парафинистой нефти.

Ранее проведенные исследования позволили на установке, представленной на рис. 3, провести серию опытов, позволяющих оценить кинетику образования АСПО в цилиндрическом слое. Для каждой серии экспериментальных исследований были определены показатели массы сосуда и отложений в начале и конце эксперимента.

Методика эксперимента заключалась в следующем. На первом этапе в каждый из шести подготовленных стаканов (рис. 5) была залита проба парафинистой нефти в количестве 200 мл. В ходе эксперимента в пластмассовый сосуд, где находятся пробы, заливается вода, включается подогревающий ТЭН и через реле термостата происходит контроль, а также поддержание температур проб в среднем около 60 °С. Затем каждая проба была помещена в термостат, зафиксировано время начала эксперимента.

Далее подогретая вода удаляется из патрубков для слива, при этом из питающей емкости подается охлаждающий теплоноситель (для приближения к реальным условиям происхождения АСПО), имеющий три различных температуры: 10, 15 и 20 °С. В случае роста температуры теплоносителя его определенная доза сливается сквозь специальный патрубок и в пластмассовую емкость заливается очередная доза меньшей температуры.

Первая проба удалялась для замера через 3 мин после начала эксперимента. Затем на 5 мин удалялся второй стакан для последующего замера, после чего каждые 5 мин удалялись последующие пробы нефти, которые взвешивались вместе с осадком. При этом масса исходной нефти и нефти с осадком/отложением должна была остаться неизменной.

Сотрудниками кафедры технологических машин и оборудования Астраханского государственного технического университета уже был разработан ряд конструкций производственных депарафинизаторов [9, 16]. Для продолжения исследования было принято решение разработать экспериментальный стенд для изучения депарафинизации нефтепродуктов, при этом необходимо было решить комплекс задач, таких как разработка периодических одно- и двухступенчатых депарафинизаторов на базе конструкции термической гидроциклонной установки, а также непрерывного депарафинизатора. Депарафинизатор гидроциклонного типа является гидроциклоном с омываемой рубашечной полостью для отделения нефти от парафина на завершающем этапе подготовки нефтепродукта. Также были попытки создания депарафинизатора на основе центрифуги с омываемой рубашкой.

Анализ достоинств и недостатков предложенных конструкторских решений приводит к выводу о целесообразности создания гибрида термогидроциклона и центрифуги, взяв плюсы данных установок и исключив минусы работы этих аппаратов, и разработки конструкции комбинированного депарафинизатора постоянного действия [10, 11]. Отметим, что использование рекомендованных депарафинизаторов позволяет максимально устранить применение дорогостоящих ингибиторов отложений АСПО, повысить продолжительность запуска скребкового элемента, необходимого только лишь для диагностики трубопровода, и получить товарный парафиновый продукт.

Для оценки работы депарафинизатора необходимо провести материальный и тепловой баланс, а также провести экспериментальные гидравлические испытания на холодной воде и нефти с АСПО лабораторного депарафинизатора нефти на основе термического гидроциклона с омываемой рубашкой (рис. 6).



*Рис. 6.* Термическая гидроциклонная установка с омываемой рубашечной полостью и отдельно выведенным питающим резервуаром

*Fig. 6.* Thermal hydrocyclone unit with a wet jacketed cavity and a separate feed tank

Корпусная часть термического гидроциклона выполнена в виде конуса с высотой и диаметром 20 мм из тонколистовой жести толщиной 1 мм, к которой припаяна рубашка и отводящие патрубки. Крышка гидроциклона изготовлена из органического стекла толщиной 3 мм, кроме того, предусмотрен сифонный узел и питающий резервуар для водяной бани.

Помимо оригинального экспериментального депарафинизатора, который дает возможность отводить значительное количество АСПО от нефтепродукта, в опытах по изучению депарафинизации нефти также использовался дополнительный измерительный блок, выполняющий функции подачи нефти и отвода АСПО, схема которого отображена на рис. 7.

Представленная возможность, вследствие установки дополнительного температурного измерительного блока для фиксации исходных и итоговых значений температур воды и нефтепродукта, обуславливает снижение возможности выпадения АСПО на стенках нефтепроводов и в системах сбора нефтепродуктов и, кроме того, позволяет получить в случае реализации предложенных решений дополнительный доход при росте продолжительности запуска скребкового элемента и товарной реализации АСПО. Таким образом, в ходе экспериментального исследования становится возможна количественная и качественная оценка выпадения АСПО.

### Результаты

Температура плавления АСПО была экспериментально определена: она составила 54 °С. Динамика кристаллизационного структурообразования парафинов графически представлена на рис. 8 в соответствии с полученными экспериментальными данными.

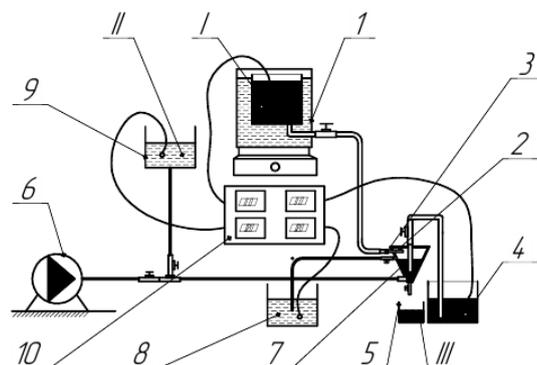


Рис. 7. Схематическое изображение опытного стенда для депарафинизации нефтепродуктов: I — парафинистый нефтепродукт; II — теплоноситель; III — АСПО; 1 — баня водяная; 2 — термическая гидроциклонная установка; 3 — тангенциально расположенный к корпусу патрубков; 4 — резервуар для очищенного нефтепродукта; 5 — резервуар для АСПО; 6 — подвод холодной водной среды; 7 — омываемая рубашечная полость; 8 — резервуар для отработанной водной среды; 9 — подвод горячей водной среды; 10 — блок термометров

Fig. 7. Schematic representation of an experimental stand for the dewaxing of petroleum products: I — paraffinic petroleum product; II — heat carrier; III — ARPD; 1 — water bath; 2 — thermal hydrocyclone installation; 3 — branch pipe located tangentially to the body; 4 — tank for purified oil product; 5 — reservoir for ARPD; 6 — supply of cold water medium; 7 — washed shirt cavity; 8 — reservoir for waste water; 9 — supply of hot water medium; 10 — block of thermometers

Для определения температуры плавления выделили интервал постоянной температуры и произвели его оцифровку. В нашем примере, отраженном на графике, пунктирная линия 1-1, проведенная параллельно оси абсцисс, соответствует температуре плавления парафина, равной 60 °С. Все необходимые данные для расчета удельной теплоты плавления АСПО представлены в таблице 1, где  $D$  — диаметр термостата,  $h$  — высота термостата,  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности изоляции,  $\delta$  — толщина изоляционного слоя.

В результате проведения экспериментов была определена температура кристаллизации АСПО, которая составила 56 °С, а также удельная теплота плавления, равная  $r_n = 170$  кДж/кг. Результаты определения тепловых потерь представлены в таблице 2.

Далее были определены:

- полный объем установки:  $V_y = 0,0936$  м<sup>3</sup>;
- площадь поверхности теплообмена в установке:  $F = 1,26$  м<sup>2</sup>;
- площадь внутренней поверхности изоляции:  $f = 0,163$  м<sup>2</sup>;
- средняя температура воды:  $t_{cp} = 64,2$  °С.

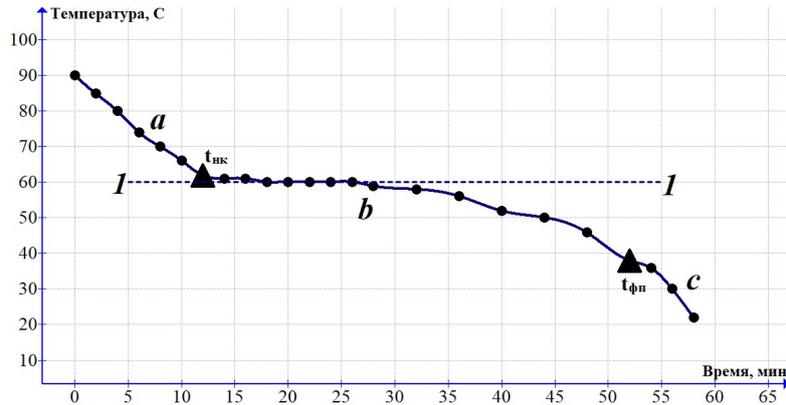


Рис. 8. Изменение температуры в процессе охлаждения расплавленного чистого парафина: *a* — расплавленный парафин; *b* — гексагональная структура; *c* — орторомбическая структура;  $t_{нк}$  — температура начала кристаллизации парафина;  $t_{фп}$  — температура фазового перехода; 1-1 — температура плавления парафина

Fig. 8. Temperature change during cooling of molten pure paraffin: *a* — molten paraffin; *b* — hexagonal structure; *c* — orthorhombic structure;  $t_{нк}$  is the temperature at which paraffin crystallization begins;  $t_{фп}$  is the phase transition temperature; 1-1 — melting point of paraffin

Таблица 1

Данные для расчета удельной теплоты плавления АСПО и его расчетное значение

| $c_v, \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ | $\rho_v, \text{ кг}/\text{м}^3$ | $V_v, \text{ м}^3$                          | $c_n, \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$    | $m_n, \text{ кг}$   | $\tau, \text{ с}$                | $F, \text{ м}^2$             |
|--|---------------------------------|---|---|---------------------|----------------------------------|------------------------------|
| 4 200  | 1 000                           | 0,000 6                                     | 2 890   | 0,186 3             | 1 620                            | 0,163                        |
| $D, \text{ м}$                               | $h, \text{ м}$                  | $K, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ | $\lambda, \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ | $\delta, \text{ м}$ | $t_{cp}, \text{ }^\circ\text{C}$ | $r_n, \text{ кДж}/\text{кг}$ |
| 0,26   | 0,2                             | 0,63  | 0,047   | 0,075               | 13,34                            | 170                          |

Table 1

Data for calculating the specific heat of fusion of ARPD and its calculated value

Таблица 2

Результаты оценки тепловых потерь в термостатической установке

| № | $V_v, \text{ м}^3$ | $\tau, \text{ с}$ | $t_{нп}, \text{ }^\circ\text{C}$ | $t_{ос}, \text{ }^\circ\text{C}$ | $t_{cp}, \text{ }^\circ\text{C}$ | $\vartheta, \text{ }^\circ\text{C}$ | $\vartheta_0, \text{ }^\circ\text{C}$ | $\ln\theta$ | $K_y, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ |
|---|--------------------|-------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|-------------|---|
| 1 | 100                | 300               | 75,3                             | 22                               | 64,2                             | 41,5                                | 53,3                                  | 1,28        | 1,634   |
| 2 | 100                | 600               | 63,5                             |                                  |                                  | 31,7                                | 41,5                                  | 1,31        | 1,672   |
| 3 | 100                | 900               | 53,7                             |                                  |                                  | 24,6                                | 31,7                                  | 1,29        | 1,646   |

Table 2

The results of the assessment of heat losses in a thermostatic installation

Из уравнения (13) найдем коэффициент теплопередачи установки:

$$K_y = \frac{\ln \theta \cdot c_B \rho_B V_B}{(F - f)\tau} = 1,634 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Примем среднее значение  $K_y$  для данной установки:  $K_y = 1,65 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ .

Проведенные экспериментальные исследования позволили создать усредненную модель плавления и кристаллизации АСПО. В результате эксперимента были получены следующие необходимые данные для дальнейших расчетов кинетики осаждения АСПВ (таблицы 3-5).

Динамика процесса образования АСПО показана на рис. 9. Масса АСПВ, осевших на цилиндрической стенке и дне сосуда, была аппроксимирована эмпирической зависимостью:  $M_{\text{АСПВ}} = A\tau_{\text{ос}}^n$ , где  $A$  — коэффициент осаждения АСПВ от времени,  $\tau_{\text{ос}}$  — время осаждения АСПВ,  $n$  — тангенс угла наклона линии тренда в логарифмической анаморфозе.

Таблица 3

**Массы нефти, жидкого парафина и загустевшей нефти с парафином**

| $\tau$ , мин          | 3       | 5       | 10      | 15      | 20      | 25      |
|-----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| $M_{\text{н}}$ , кг   | 0,142 6 | 0,143 7 | 0,137 7 | 0,138 7 | 0,139 7 | 0,138 7 |
| $M_{\text{жп}}$ , кг  | 0,019 1 | 0,019 1 | 0,019 1 | 0,019 1 | 0,019 1 | 0,019 1 |
| $M_{\text{нжп}}$ , кг | 0,161 7 | 0,162 8 | 0,156 8 | 0,157 8 | 0,158 8 | 0,157 8 |

Table 3

**Masses of oil, liquid paraffin and thickened oil with paraffin**

Таблица 4

**Массы загустевшей нефти с парафиновым продуктом и нефтяными осадочными материалами**

| $\tau$ , мин            | 3       | 5       | 10      | 15      | 20      | 25      |
|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| $M_{\text{АСПОн}}$ , кг | 0,035 4 | 0,045 3 | 0,067 8 | 0,081 6 | 0,095 1 | 0,103 0 |
| $M_{\text{НО}}$ , кг    | 0,016 3 | 0,026 2 | 0,048 7 | 0,062 5 | 0,076 0 | 0,083 9 |

Table 4

**Masses of gelled oil with paraffin product and oil sedimentary materials**

Таблица 5

**Относительное содержание осажденного АСПО и нефтяных осадочных материалов**

| $\tau$ , мин          | 3  | 5    | 10   | 15   | 20   | 25   |
|-----------------------|----|------|------|------|------|------|
| $C_{\text{АСПО}}$ , % | 54 | 42,2 | 28,2 | 23,4 | 20,1 | 18,5 |
| $C_{\text{НО}}$ , %   | 46 | 57,8 | 71,8 | 76,6 | 79,9 | 81,5 |

Table 5

**Relative content of precipitated ARPD and oil sedimentary materials**

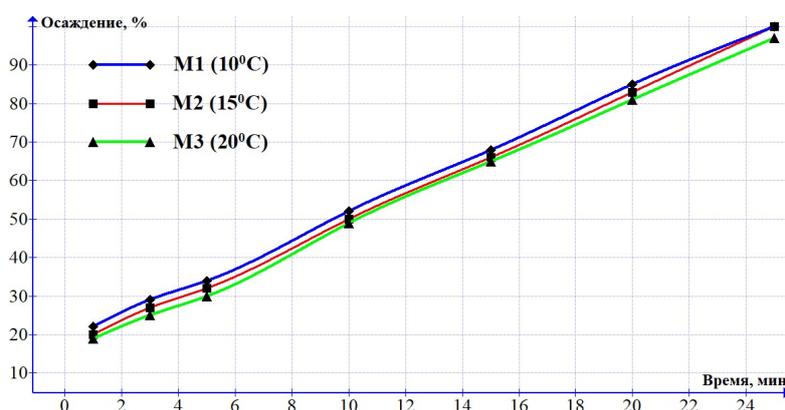


Рис. 9. Динамика процесса осаждения АСПВ

Fig. 9. Dynamics of the ASPV deposition process

По окончании гидравлических испытаний было определено значение расхода жидкости  $Q = 0,051$  л/с и значение коэффициента местного сопротивления сопла тангенциального впуска  $\zeta_{\text{суж}} = 0,3$ . Результаты исследования депарафинизации нефтепродукта представлены в таблице 6, где  $h_n$  — высота слоя нефти,  $V_n$  — объем нефти,  $h_b$  — высота слоя водной фракции,  $t_{\text{нн}}$  — начальная температура нефти,  $Re$  — число Рейнольдса,  $\zeta_n$  — коэффициент местного сопротивления при движении нефти.

В итоге гидравлического тестирования найдена величина расхода нефтепродукта  $Q_n = 0,031$  л/с и охлаждающей водной среды  $Q_{\text{вод}} = 0,044$  л/с.

Из материального баланса определили количество удаляемых АСПО, количество нефти, получаемой в результате очистки, и расход воды. В исследовании депарафинизации нефтепродукта за производительность депарафинизатора принимали массу парафина, осевшего на  $1 \text{ м}^2$  установки за время проведения эксперимента. Результаты данных исследований сведены в таблицу 7, где  $\Delta\tau$  — заданный временной интервал;  $Q_{\text{неф}}$  — количество теплоты, отданное нефтью при остывании;  $Q_{\text{АСПО}}$  — количество теплоты, отданное АСПО при остывании;  $Q_{\text{вн}}$  — количество теплоты, переданное воде при остывании нефти и АСПО;  $Q_{\text{вк}}$  — количество теплоты, полученное водой от нефти и АСПО;  $Q_{\text{он}}$  — количество теплоты, переданное воде при остывании очищенной нефти;  $Q_{\text{ОАСПО}}$  — количество теплоты, переданное воде при остывании осажденного АСПО;  $r_{\text{АСПО}}$  — количество теплоты на плавление АСПО;  $m_{\text{АСПО}}$  — масса АСПО;  $m_F$  — теоретическая производительность депарафинизатора;  $K_n$  — коэффициент перевода теоретической производительности в действительную.

Графическая зависимость производительности установки показана на рис. 10. Проведенные исследования показывают перспективность предлагаемого депарафинизатора, работающего в постоянном режиме, конструктивные элементы которого схематично представлены на рис. 11.

Таблица 6

Результаты опытного исследования  
депарафинизации нефтепродукта

| № | $h_n$ , мм | $V_n$ , л | $h_b$ , мм | $V_b$ , л | $t_{nn}$ , °C | $t_{нк}$ , °C | $t_{вн}$ , °C |
|---|------------|-----------|------------|-----------|---------------|---------------|---------------|
| 1 | 30         | 0,66      | 28         | 0,93      | 59,7          | 46,5          | 19,2          |
| 2 | 60         | 1,33      | 39         | 1,3       | 59,6          | 49,6          | 19,2          |
| 3 | 90         | 2         | 56         | 1,87      | 58,6          | 50,5          | 19,3          |
| 4 | 120        | 2,66      | 72         | 2,4       | 54,4          | 49,6          | 19,3          |
| 5 | 150        | 3,33      | 110        | 3,7       | 49,2          | 45,7          | 19,3          |
| 6 | 154        | 3,42      | 120        | 4         | 48,2          | 44,4          | 19,3          |

Table 6

Results of a pilot study of oil product  
dewaxing

| № | $t_{вк}$ , °C | $Q_n \cdot 10^{-3}$ , м <sup>3</sup> /с | $Q_{вод} \cdot 10^{-3}$ , м <sup>3</sup> /с | $\tau$ , с | Re  | $\xi_n$ |
|---|---------------|---|---|------------|-----|---------|
| 1 | 22,0          | 0,031                                   | 0,044                                       | 21         | 329 | 13,9    |
| 2 | 21,6          | 0,032                                   | 0,031                                       | 42         | 340 | 13,0    |
| 3 | 21,7          | 0,032                                   | 0,030                                       | 63         | 340 | 13,0    |
| 4 | 21,7          | 0,030                                   | 0,030                                       | 89         | 318 | 14,8    |
| 5 | 21,3          | 0,029                                   | 0,032                                       | 114        | 308 | 15,9    |
| 6 | 21,2          | 0,026                                   | 0,031                                       | 131        | 276 | 19,8    |

Таблица 7

Результаты оценки теплового  
баланса депарафинизатора

| № | $\Delta t$ , с | $Q_{неф}$ , кДж/с | $Q_{аспо}$ , кДж/с | $Q_{вн}$ , кДж/с | $Q_{вк}$ , кДж/с | $Q_{он}$ , кДж/с |
|---|----------------|-------------------|--------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1 | 21             | 586,2             | 96,2               | 502,2            | 502,2            | 718,2            |
| 2 | 21             | 444,1             | 72,9               | 446,2            | 446,2            | 544,2            |
| 3 | 21             | 359,7             | 59,0               | 446,4            | 446,4            | 440,8            |
| 4 | 26             | 172,2             | 28,2               | 360,6            | 360,6            | 211,0            |
| 5 | 25             | 130,6             | 21,4               | 312,5            | 312,5            | 160,0            |
| 6 | 17             | 208,5             | 34,2               | 436,6            | 436,6            | 255,4            |

Table 7

The results of the assessment  
of the heat balance of the dewaxer

| № | $Q_{аспо}$ , кДж/с | $r_{аспо}$ , кДж/с | $m_{аспо}$ , кг | $m_f$ , кг/(м <sup>2</sup> ·с) | $K_n \cdot m_f$ , кг/(м <sup>2</sup> ·с) |
|---|--------------------|--------------------|-----------------|--------------------------------|--|
| 1 | 20,7               | 270                | 0,077           | 2,73                           | 273                                      |
| 2 | 15,6               |                    | 0,058           | 2,05                           | 205                                      |
| 3 | 12,7               |                    | 0,047           | 1,66                           | 166                                      |
| 4 | 6,1                |                    | 0,023           | 0,81                           | 81                                       |
| 5 | 4,6                |                    | 0,017           | 0,60                           | 60                                       |
| 6 | 7,3                |                    | 0,027           | 0,96                           | 96                                       |

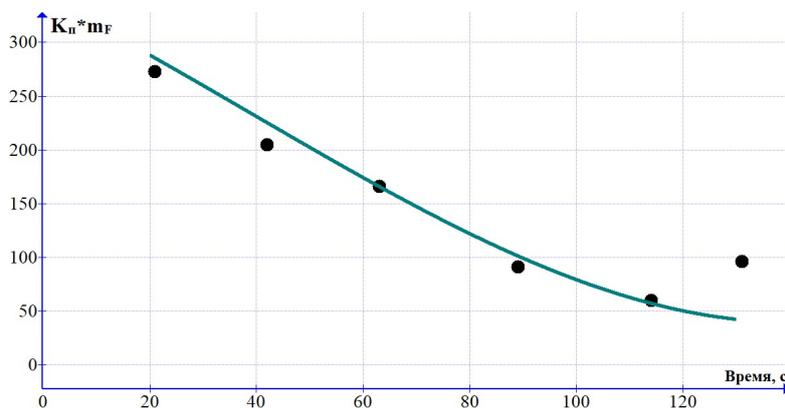


Рис. 10. Графическая зависимость производительности установки

Fig. 10. Graphical dependency of plant performance

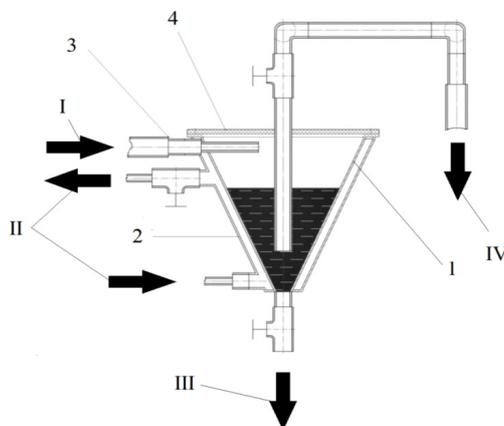


Рис. 11. Схема термического гидроциклона: I — подача нефти; II — подача охлаждаемой/нагреваемой воды в рубашку; III — вывод АСПО; IV — вывод очищенной нефти; 1 — корпус; 2 — омываемая рубашка; 3 — тангенциальный впуск; 4 — крышка корпуса

Fig. 11. Scheme of a thermal hydrocyclone: I — oil supply; II — supply of cooling/heating water to the jacket; III — withdrawal of ARPD; IV — output of purified oil; 1 — body; 2 — washed shirt; 3 — tangential inlet; 4 — housing cover

Установка работает следующим образом. Нефтепродукт подается в гидроциклонную установку по касательной к корпусу сквозь подводящий патрубок и перемещается, осуществляя вращательное движение в ней по спиральной траектории вдоль внутренних стенок агрегата. В нижнем коническом отсеке поток продукта получает ускорение и приобретает большую скорость, что обуславливает появление значительных центробежных усилий, предопределяющих осаждение АСПО на стенках агрегата при их охлаждении посредством рубашки.

Парафиновые компоненты с большей плотностью продвигаются в нисходящем потоке к внутренним стенкам установки и отводятся сквозь нижнее отверстие. Нефтепродукт захватывается в поток за счет осевого разрежения. Далее, под влиянием противодействия со стороны отводящего патрубка, нефтепродукт продвигается к верхней части установки по трубопроводу с дальнейшим отводом через верхнюю отводящую насадку, из которой поступает или в следующий агрегат, или в транспортный трубопровод. В омываемую рубашечную полость подается доза горячей водной среды  $t \approx 70$  °С. Парафин, осевший на стенках, отводится в дренажный резервуар, а отработанная водная среда направляется в систему водосбора.

### Обсуждение

Анализ динамики кристаллизационного структурообразования парафинов, графически представленной на рис. 8, показывает, что кривую можно разбить на три интервала:

- 1) участок расплавленного состояния парафина ( $a$ ) с диапазоном температур от 90 °С до температуры кристаллизации парафина ( $t_{нк}$ );
- 2) участок кристаллизации парафина, характеризующийся появлением дополнительной теплоты, выделяющейся при кристаллизации и обеспечивающей повышение температуры раствора, при этом отрезок постоянной температуры соответствует величине температуры плавления парафина;
- 3) участок фазового перехода ( $d + c$ ).

В результате фазового перехода падение температуры замедляется. Преобразование кристаллической структуры, как и любого процесса фазового перехода, сопровождается тепловым эффектом.

Анализ экспериментальных данных, представленных в таблицах 3-5, позволил определить скорость увеличения толщины отложения всех кристаллизующихся в объеме частиц парафина, которая связана с диаметром частиц и параметрами нефти соотношением

$$v = \frac{d^2(\rho_1 - \rho_2)g}{18\mu_2} \quad (14)$$

и в среднем равна  $1,6 \cdot 10^{-3}$  м/с. Здесь  $\rho_1, \rho_2$  — плотности дисперсной и дисперсионной среды, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_2$  — коэффициент динамической вязкости жидкой среды, Па·с.

Анализ динамики процесса образования АСПО, представленной на рис. 9, показал, что осадок в емкости высотой 80 мм, вне зависимости от температуры охлаждающей среды, через 25 мин выпадает полностью. В итоге, опираясь на полученные результаты, найдена продолжительность и интенсивность процедуры осаждения любых кристаллизующихся парафиновых включений. В результате на основе экспериментальных исследований определена скорость увеличения толщины отложения и получена эмпирическая зависимость для определения

массы АСПВ, отложившейся на охлаждаемой цилиндрической стенке и днище за счет сил тяжести, действующих на кристаллы АСПВ в объеме парафинистой нефти. Была собрана установка для оценки интенсивности осаждения АСПО, проведены соответствующие тепловые испытания данной установки, определены потери  $K$ , которые составили  $1,65 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ .

Анализ результатов исследования депарафинизации нефтепродукта, которые представлены в таблице 6, показал, что концентрация АСПО, осажденного депарафинизатором, составила  $C_{\text{ОАСПО}} = 3,86\%$ . Таким образом, концентрация АСПО в очищенной нефти составит около  $C_{\text{АСПО,от}} = 6,2\%$ , следовательно, уменьшение содержания АСПО на  $3,86\%$  позволит транспортировать нефть на нефтеперерабатывающий завод без рисков отложения АСПО на стенках трубопровода. Тепловой баланс позволил выявить удельный расход теплоты на  $1 \text{ кг}$  очищенной нефти, потери теплоты с уходящей охлаждающей воды и в окружающую среду, коэффициент полезного действия, а также расход нефти и воды. Было отмечено, что средние показатели температуры воды в начальный и конечный период времени в целом были равны  $t_{\text{ср}} = t_{\text{ок}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ , поэтому тепловыми потерями в окружающую среду в проведенном исследовании пренебрегли.

Из анализа графика, изображенного на рис. 10, следует, что во время снижения температуры установки осаждение АСПО на ее стенках изначально имеет наибольшую скорость и далее плавно снижается, что обуславливает переход к целесообразному нагреву для расплавления и упрощения удаления АСПО в дренажный резервуар. Оценив график, можно сделать вывод, что длительное время охлаждения депарафинизатора мало влияет на осаждение АСПО — большую роль играет своевременный подвод охлаждающей жидкости, площадь контакта и подача сырья.

Таким образом, основываясь на проведенных исследованиях, принимаем следующие технические показатели производственного депарафинизатора, представленные в таблице 8.

Таблица 8

Технические показатели проектируемого производственного депарафинизатора

Table 8

Technical indicators of the designed production dewaxer

| Проектируемая подача, т/час           | Температура охлаждения, $^\circ\text{C}$ | Температура нагрева, $^\circ\text{C}$               | Содержание парафина в нефти, %                     | Проектируемое давление, МПа                      |
|---------------------------------------|--|---|--|--|
| 648                                   | 18                                       | 70  | 6  | 1,5  |
| Гидравлическая крупность частиц, мм/с | Плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$  | Плотность парафина (тверд.), $\text{кг}/\text{м}^3$ | Плотность парафина (жидк.), $\text{кг}/\text{м}^3$ | Температура плавления парафина, $^\circ\text{C}$ |
| 0,5                                   | 785                                      | 880   | 811  | 54   |

### Заключение

Достижение необходимой модернизации технологии получения парафина из высокопарафинистой нефти (при ее предварительной прокачке через конструктивно усовершенствованный ПНД), в том числе и из АСПО (в случае депарафинизации отложений при технической профилактике нефтепрокачиваемого оборудования), обусловлено проведенными экспериментально-аналитическими исследованиями и оценкой технологических параметров депарафинизатора, включающих: скорость образования (0,0016 м/с), температуру плавления (54 °С) и кристаллизации (56 °С), а также теплоту плавления АСПО (170 кДж/кг), средний температурный напор между водной поверхностью и границей фазового превращения (21 °С), потери тепловой энергии при среднем напоре в 21 °С ( $\approx 100$  кДж/с), плотностные характеристики нефти, парафина в твердом и жидком состоянии (785, 880 и 811 кг/м<sup>3</sup> соответственно).

Выбор конструкторских решений и конструкционных материалов для изготовления ПНД осуществлялся с учетом их жесткости, т. е. способности препятствовать внешним воздействиям при деформациях, не снижающих работоспособность оборудования. Следует отметить, что эффективность предложенных технических решений дополнительно подтверждена оценкой технических показателей проектируемого депарафинизатора нефти (таблица 8).

Тепловой и материальный балансы позволили выявить: производительность депарафинизатора, которая в виде графика представлена на рис. 10; потери теплоты с уходящей охлаждающей воды и в окружающую среду (таблицы 2, 7); коэффициент полезного действия, среднее значение которого находится на уровне 80%, рассчитанный на основе данных таблицы 7; а также расход нефти и воды, который равен 0,031 и 0,044 л/с соответственно.

Таким образом, проведенные исследования показывают перспективность использования при транспортировке высоковязких нефтей дополнительного циклонного узла, установленного по направлению основного потока, работающего в непрерывном режиме, конструктивные элементы которого схематично представлены на рис. 11.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басыров Ф. Г. Методы переработки основных групп отходов нефтепереработки и способы их утилизации / Ф. Г. Басыров, И. Г. Идрисов, З. З. Янгирова // Обращение с отходами: современное состояние и перспективы: сб. статей Междунар. науч.-практ. конф., посвященной 25-летию кафедры «Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов» (3 декабря 2019 г., Уфа). Уфа: Уфимский гос. нефт. техн. ун-т, 2019. С. 99-102.
2. Гайнуллин Р. Р. Получение низкозастывающих нефтепродуктов методами депарафинизации / Р. Р. Гайнуллин, Э. Т. Гизятуллин, Н. Л. Солодова, А. И. Абдуллин // Вестник Казанского технологического университета. 2013. Том 16. № 10. С. 257-265.

3. Григорьев Б. А. Исследование теплофизических свойств нефтей, нефтепродуктов и углеводородов: дис. ... д-ра техн. наук / Б. А. Григорьев. Грозный: Грозненский нефт. ин-т, 1979. 524 с.
4. Григорьев Б. А. Методы расчета теплофизических свойств нефти, газовых конденсатов и их фракций / Б. А. Григорьев, А. А. Герасимов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2010. № 1 (4). С. 224-239.
5. Киселева Т. П. Каталитическая депарафинизация: состояние и перспективы. Часть 1 / Т. П. Киселева, Р. Р. Алиев, О. М. Посохова, М. И. Целюткина // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2016. № 1. С. 3-8.
6. Королева Н. С. О проблемах загрязнения окружающей среды отходами нефтепереработки / Н. С. Королева, А. С. Бетина // Научное сообщество студентов: сб. материалов XIV Междунар. студ. науч.-практ. конф. (26 мая 2017 г., Чебоксары). Чебоксары: Интерактив плюс, 2017. С. 18-19.
7. Левин Е. В. Перспективы использования микроорганизмов в процессах нефтедобычи и депарафинизации / Е. В. Левин, А. Д. Буракаева, В. Р. Ахметова // Башкирский химический журнал. 2021. Том 28. № 2. С. 37-52.
8. Мамитов Д. С. Исследование процесса образования асфальтосмолопарафинистых отложений и разработка конструкции промышленного депарафинизатора нефти / Д. С. Мамитов, Д. Н. Пономарев, Н. Д. Шишкин // Материалы 67-й Международ. студ. науч.-техн. конф. (17-21 апреля 2017 г., Астрахань). Астрахань: Изд-во Астрахан. гос. техн. ун-та, 2017.
9. Мамитов Д. С. Разработка промышленного депарафинизатора для морских нефтедобывающих платформ / Д. С. Мамитов, Н. Д. Шишкин // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы VII Междунар. науч.-практ. конф. (16 сентября 2016 г., Астрахань). Астрахань: Изд-во Астрахан. гос. техн. ун-та, 2016. С. 160-164.
10. Мамитов Д. С. Разработка промышленного депарафинизатора нефти / Д. С. Мамитов, М. А. Марышева, Н. Д. Шишкин // Знание. Опыт. Инновации: сб. тез. докл. VII науч.-техн. конф. молодых специалистов и молодых работников (20-24 марта 2017 г., Астрахань). Астрахань: Сорокин Р. В., 2017. С. 41-42.
11. Марышева М. А. Анализ и оценка параметров промышленных депарафинизаторов нефти / М. А. Марышева, Н. Д. Шишкин // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем каспийского шельфа: материалы VII Междунар. науч.-практ. конф. (16 сентября 2016 г., Астрахань). Астрахань: Изд-во Астрахан. гос. техн. ун-та, 2016. С. 155-159.
12. Овчар Е. В. Ингибирование образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтях: дис. ... канд. хим. наук / Е. В. Овчар. М., 2007. 161 с.
13. Овчарова А. С. Разработка технологических решений по переработке высокопарафинистых нефтей (на примере ставропольско-дагестанской нефтесмеси): автореф. дис. ... канд. техн. наук / А. С. Овчарова. Астрахань, 2012. 23 с.
14. Ручникова О. И. Экологические технологии: обзор основных направлений использования нефтеотходов в качестве вторичного сырья / О. И. Ручникова // Инженерная экология. 2004. № 1. С. 2-15.

15. Сорокин В. Ю. Инновационные технологии в утилизации отходов нефтепереработки / В. Ю. Сорокин, О. С. Ануфриенко // Вестник Омского государственного университета. 2020. № 1-1. С. 37-44.
16. Шишкин Н. Д. Разработка промышленных депарафинизаторов нефти с получением товарного асфальтосмолопарафинового продукта / Н. Д. Шишкин, М. А. Марышева, Д. С. Мамитов // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2017. № 1 (63). С. 77-84.
17. Bondar N. Asphalt-resin-wax deposits analysis with petroleum refinery equipment usage / N. Bondar, A. Denysyuk, Yu. Simonov, O. Tertyshna, L. Snizhko // Advances in Aerospace Technology. 2014. Vol. 57. No. 4. Pp. 139-143. DOI: 10.18372/2306-1472.57.5595

**Marina A. MARYSHEVA<sup>1</sup>**  
**Albert Kh.-Kh. NUGMANOV<sup>2</sup>**  
**Igor Yu. ALEKSANYAN<sup>3</sup>**  
**Nikolay D. SHISHKIN<sup>4</sup>**  
**Artur I. ALEKSANYAN<sup>5</sup>**

UDC [665.637.73:665.663]:665.772.003.13

**INCREASING THE EFFICIENCY OF THE METHOD FOR OBTAINING  
PARAFFIN FROM ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS  
AND ITS HARDWARE DESIGN**

<sup>1</sup> Senior Lecturer, Department of Technological Machines and Equipment,  
Astrakhan State Technical University  
vjyuvfhbyf@mail.ru; ORCID: 0000-0002-0046-6690

<sup>2</sup> Dr. Sci. (Tech.), Associate Professor,  
Department of Technological Machines and Equipment,  
Astrakhan State Technical University  
albert909@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-4093-9982

<sup>3</sup> Dr. Sci. (Tech.), Professor,  
Department of Technological Machines and Equipment,  
Astrakhan State Technical University  
16081960igor@gmail.com; ORCID: 0000-0001-5494-1226

<sup>4</sup> Dr. Sci. (Tech.), Professor,  
Department of Technological Machines and Equipment,  
Astrakhan State Technical University  
n.shishkin-53@mail.ru

<sup>5</sup> Master Student, Department of Technological Machines and Equipment,  
Astrakhan State Technical University  
16081960igor@gmail.com

---

**Citation:** Marysheva M. A., Nugmanov A. Kh.-Kh., Aleksanyan I. Yu., Shishkin N. D., Aleksanyan A. I. 2022. "Increasing the efficiency of the method for obtaining paraffin from asphalt-resin-paraffin deposits and its hardware design". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 2 (30), pp. 52-76.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-2-52-76

---

**Abstract**

During the processing, storage and transportation of highly paraffinic oil, a negative role is played by asphalt-resin-paraffin deposits, consisting of 85-95% of paraffin, which form on the inner walls of oil pipelines and represent a serious problem for the above processes, due to the difficulty of their dewaxing. The dewaxing process is the operation of removing solid hydrocarbon complexes from oil product fractions, which crystallize from a solution with a decrease in its temperature. Such hydrocarbons include high molecular weight paraffin and naphthenic complexes with long alkyl chains with normal and weakly branched structural organization. The aim of the study was to develop a rational method for obtaining paraffin from asphalt-resin-paraffin deposits and the design of an industrial dewaxer for obtaining technical paraffin, based on an assessment of the main design dimensional and technological parameters that affect this process. To improve the method for obtaining paraffin from asphalt-resin-paraffin deposits and determine its rational instrumentation, the design and technological parameters of a field oil dewaxes, the rate of formation and melting temperature, the crystallization temperature and heat of melting of deposits, loss of thermal energy, density characteristics of oil, asphalt-resin-paraffin substances, as well as their mixtures. The choice of design solutions and structural materials for the manufacture of the dewaxes was carried out taking into account their rigidity, that is, the ability to prevent external influences during deformations that do not reduce their performance. It should be noted that the effectiveness of the proposed technical solutions is additionally confirmed by the assessment of the technical and economic indicators of the designed oil dewaxes. Thus, the scientific and technical task of developing original and improving existing technological methods that make it possible to obtain a high paraffin fraction, including original design solutions for the implementation of these procedures, is relevant, especially when simplifying, reducing the cost of technology and improving the environmental safety of oil production.

**Keywords**

Oil, asphalt-resin-paraffin deposits, paraffin, dewaxer, deposit formation rate, melting point, crystallization temperature, density.

**DOI:** 10.21684/2411-7978-2022-8-2-52-76

**REFERENCES**

1. Basyrov F. G., Idrisov I. G., Yangirova Z. Z. 2019. "Methods of processing the main groups of oil refining waste and methods of their disposal". Proceedings of the International Scientific and Practical Conference dedicated to the 25<sup>th</sup> anniversary of the department "Environmental protection and rational use of natural resources". Ufa: Ufa State Oil Technical University. Pp. 99-102. [In Russian]
2. Gaynullin R. R., Gizyatullin E. T., Solodova N. L., Abdullin A. I. 2013. "Production of low-hardening petroleum products by dewaxing methods". Kazan Technological University Herald, vol. 16, no. 10, pp. 257-265. [In Russian]
3. Grigoryev B. A. 1979. "Investigation of thermophysical properties of oils, petroleum products and hydrocarbons". Dr. Sci. (Tech.) diss. Grozny: Grozny State Oil Institute. 524 p. [In Russian]

4. Grigoryev B. A., Gerasimov A. A. 2010. "Methods for calculating the thermophysical properties of oil, gas condensates and their fractions". Scientific and technical collection "News of gas science", no. 1 (4), pp. 224-239. [In Russian]
5. Kiseleva T. P., Aliyev R. R., Posokhova O. M., Tselyutina M. I. 2016. "Catalytic dewaxing: state and prospects. Part 1". Oil refining and petrochemistry. Scientific and technological achievements and best practices, no. 1, pp. 3-8. [In Russian]
6. Koroleva N. S., Betina A. S. 2017. "On the problems of environmental pollution by oil refining waste". Scientific community of students: Collection of materials of the 14<sup>th</sup> International Student Scientific and Practical Conference. Cheboksary: Interaktiv plus. Pp. 18-19. [In Russian]
7. Levin E. V., Burakayeva A. D., Akhmetova V. R. 2021. "Prospects for the use of microorganisms in the processes of oil production and dewaxing". Bashkir Chemical Journal, vol. 28, no. 2, pp. 37-52. [In Russian]
8. Mamitov D. S., Ponomarev D. N., Shishkin N. D. 2017. "Investigation of the process of formation of asphalt-resin-paraffin deposits and development of the design of a field oil dewaxer". Proceedings of the 67<sup>th</sup> International Student Scientific and Technical Conference. Astrakhan: Astrakhan State University Publishing House. [In Russian]
9. Mamitov D. S., Shishkin N. D. 2016. "Development of a field dewaxing agent for offshore oil production platforms". Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Scientific and Practical Conference. The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of ecosystems of the Caspian shelf. Astrakhan: Astrakhan State University Publishing House. Pp. 160-164. [In Russian]
10. Mamitov D. S., Marysheva M. A., Shishkin N. D. 2017. "Development of a field oil dewaxer". Knowledge. Experience. Innovations: A collection of abstracts of the 7<sup>th</sup> Scientific and Technical Conference of Young Professionals and Young Workers. Astrakhan: Sorokin R. V. Pp. 41-42. [In Russian]
11. Marysheva M. A., Shishkin N. D. 2016. "Analysis and evaluation of parameters of field oil dewaxers". The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf: materials of the 7<sup>th</sup> International Scientific and Practical Conference. Astrakhan: Astrakhan State Technical University Publishing House. Pp. 155-159. [In Russian]
12. Ovchar E. V. 2007. "Inhibition of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits in oils". Cand. Sci. (Chem.) diss. Moscow. 161 p. [In Russian]
13. Ovcharova A. S. 2012. "Development of technological solutions for the processing of high-paraffin oil (on the example of the Stavropol-Dagestan oil mixture)". Cand. Sci. (Tech.) diss. Astrakhan: Astrakhan State Technical University. 23 p. [In Russian]
14. Ruchnikova O. I. 2004. "Environmental technologies: overview of the main directions of using oil waste as secondary raw materials". Engineering ecology, no. 1, pp. 2-15. [In Russian]
15. Sorokin V. Yu., Anufriyenko O. S. 2020. "Innovative technologies in oil refining waste disposal". Omsk State University Herald, no. 1-1, pp. 37-44. [In Russian]
16. Shishkin N. D., Marysheva M. A., Mamitov D. S. 2017. "Development of field oil dewaxers with the production of commercial asphalt resin parafi of a new product". Astrakhan State Technical University Herald, no. 1 (63), pp. 77-84. [In Russian]
17. Bondar N., Denysyuk A., Simonov Yu., Tertyshna O., Snizhko L. 2014. "Asphalt-resin-wax deposits analysis with petroleum refinery equipment usage". Advances in aerospace technology, vol. 57, no. 4, pp. 139-143. DOI: 10.18372/2306-1472.57.5595