

## АЛГОРИТМ РАСЧЕТА СРЕДНЕГО РАСХОДА ПАРА НА ПОДОГРЕВ НЕФТЕПРОДУКТА В РЕЗЕРВУАРЕ

<sup>1</sup>Чекардовский М.Н., <sup>2</sup>Чекардовский С. М., <sup>1</sup>Илюхин К.Н., <sup>3</sup>Ващилин В.В.

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский государственный архитектурно-строительный университет», Тюмень, Россия, (625001, Тюмень, ул. Луначарского, д. 2), e-mail: ktgv@tgasu.ru

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Россия, (625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д.38), e-mail: zemenkov@tsogu.ru

<sup>3</sup>ООО «Газпром трансгаз Сургут» ИТЦ, Сургут, Россия, (628400, Сургут, ул. Промышленная 27).

---

Показана актуальность проблемы подогрева нефти и нефтепродуктов при хранении в стальных вертикальных резервуарах, возможность решения этой проблемы различными методами. Представлен обзор применяемых сегодня методов подогрева высоковязких нефти и нефтепродуктов. В качестве самого популярного метода определен подогрев острым паром. Но у данного метода есть ряд существенных недостатков. Для устранения некоторых из них проведено моделирование тепловых процессов в стальных вертикальных резервуарах хранения высоковязких нефти и нефтепродуктов. На основе моделирования разработан алгоритм расчета теплопотерь через ограждающие поверхности резервуаров и получено полумпирическое выражение среднего коэффициента теплопередачи применительно к вертикальным стальным резервуарам. Применение полученных уравнений в практике позволяет регулировать температуру подогреваемого продукта за счёт дозирования расхода пара.

---

Ключевые слова: вязкие нефтепродукты и нефть, методы подогрева, моделирование тепловых процессов, теплопотери, резервуар вертикальный стальной.

## THE ALGORITHM OF CALCULATION OF THE AVERAGE STEAM CONSUMPTION FOR HEATING THE OIL IN THE TANK

<sup>1</sup>Chekardovskiy M. N., <sup>2</sup>Chekardovskiy S. M., <sup>1</sup>Ilyuhin K. N., <sup>3</sup>Vashchilin V. V.

<sup>1</sup>Tyumen State University of Architecture and Civil Engineering, Tyumen, Russia, (625001, Tyumen, Lunacharskogo street, 2), e-mail: ktgv@tgasu.ru.

<sup>2</sup>Tyumen State Oil and Gas University Tyumen, Russia, (625000, Tyumen, Volodarskogostreet, 38), e-mail: zemenkov@tsogu.ru.

Gazprom Transgaz Surgut engineering and technical center, Surgut, Russia, (628400, Surgut, Promyishlennayastreet, 27)

---

Presents The urgency of the problem of heating of oil and oil products in vertical steel tanks, the ability to solve this problem by various methods. Presents an overview of the applied methods of heating the viscous oil and oil products. As the most popular method identified is heated with superheated steam. But in this method has some significant drawbacks. To eliminate some of them carried out the simulation of thermal processes in steel vertical storage tanks, high-viscosity oil and oil products. Based on the modeling algorithm of calculation of heat loss through the building surface storage tanks and obtained semi-empirical expression of the average heat transfer coefficient with respect to the vertical steel tanks. The use of the equations in practice allows you to adjust the temperature of heated product through the dispensing flow rate of steam.

---

Keywords: viscous oil and oil products, methods of heating, modeling of thermal processes, heat loss, vertical steel tank.

При хранении нефти и нефтепродуктов на нефтебазах подогрев в резервуарах на протяжении исторического развития технологий транспорта и хранения осуществлялся различными способами, некоторые из которых уже вышли из применения, некоторые продолжают применяться и совершенствоваться. Несмотря на развитие трубопроводного транспорта, доли парафинистых и высокосмолистых высоковязких нефтей и нефтепродуктов (НиНП) в общем объеме транспортируемых грузов сравнительно не велика. Это объясняется

рядом трудностей, связанных с особенностями свойств высоковязких и застывающих НиНП. Перекачка их осложняется в связи с высокой температурой застывания НиНП, и необходимостью внедрения усиленной теплоизоляции или подогрева емкостей для хранения нефти. Если вязкость возрастает вследствие понижения температуры, то усложняется пуск нефтепровода после остановки и возможно снижение пропускной способности нефтепровода.

### **Исследование**

Несмотря на развитие трубопроводного транспорта, доли парафинистых и высокосмолистых высоковязких нефтей и нефтепродуктов (НиНП) в общем объеме транспортируемых грузов сравнительно не велика. Это объясняется рядом трудностей, связанных с особенностями свойств высоковязких и застывающих НиНП. Перекачка их осложняется в связи с высокой температурой застывания НиНП, и необходимостью внедрения усиленной теплоизоляции или подогрева емкостей для хранения нефти. Если вязкость возрастает вследствие понижения температуры, то усложняется пуск нефтепровода после остановки и возможно снижение пропускной способности нефтепровода.

Перекачка и хранение НиНП, вязкость которых и содержание парафина в них изменяются в широких пределах, имеет свои особенности. При перекачке, сливе и наливке высоковязких и высоkozастывающих нефтей требуется подогревать или смешивать их с маловязкими и низkozастывающими нефтями и компонентами.

Номенклатура нефтей и нефтепродуктов, которые необходимо подогревать в основном определяется:

- физическими свойствами НиНП (вязкостью, крутизной вязкостной кривой, пределом текучести, склонностью выделения парафина и отложения его на стенках трубопровода;
- гидравлическими условиями (длиной нефтепровода, температурным режимом трассы, непрерывностью перекачки).

Прокачиваемость нефти зависит от содержания в ней парафина, который кристаллизуется при снижении температуры ниже 50 °С, нефтепродуктов - от их реологических свойств. Чтобы иметь возможность сливать НиНП из резервуара в трубопровод, необходимо повысить их текучесть путем снижения вязкости. На нефтебазах применяется в основном один способ снижения вязкости - их подогрев.

Кроме технических проблем подготовка к приему и отгрузке НиНП на нефтебазах связана со значительными экономическими затратами, которые увеличивают издержки обращения на их перевалку и реализацию.

В качестве теплоносителей применяются: горячая вода; водяной насыщенный пар; горячие газы и электроэнергия.

Горячая вода применяется в случаях, когда ее имеется в большом количестве. Но применяется она редко, так как теплосодержание воды в 5-6 раз меньше теплосодержания насыщенного пара.

Водяной пар имеет наибольшее применение, так как обладает высоким теплосодержанием, хорошей теплоотдачей, легко транспортируется, не представляет пожарной опасности. Обычно используют насыщенный пар давлением 0,3-0,4 МПа (3—4 кг/см<sup>2</sup>).

Горячие дымовые газы имеют ограниченное применение, так как они отличаются от других теплоносителей малым теплосодержанием, низким коэффициентом теплоотдачи и малой объемной удельной теплоемкостью, и поэтому требуется их выработка в больших количествах.

Электрическая энергия — наиболее прогрессивный, но в то же время наиболее дорогой теплоноситель на современном этапе. Но благодаря ряду своих преимуществ: возможности передачи на большие расстояния, простоте конструкции подогревателей, высокой технической эстетике и культуре производства и других качеств.

Для обеспечения возможности транспорта и хранения парафинистых и высокосмолистых высоковязких НиНП в условиях нефтебаз и магистральных насосных станций применяются следующие способы подогрева:

- подогрев острым паром. Этот метод заключается в том, что в подогреваемую жидкость подается водяной пар. Перемешиваясь с разогретой жидкостью и конденсируясь в ней, водяной пар отдает свою теплоту, одновременно обводняя продукт и понижая его вязкость;
- внутренний подогрев. Подогревательными устройствами внутри резервуаров служат змеевиковые или секционные подогреватели, устанавливаемые в нижней части резервуара;
- рециркуляционный подогрев. Подогрев высоковязких НиНП методом рециркуляции является более эффективным, чем внутренний подогрев. При рециркуляционном подогреве НиНП откачивается насосом из нижней части резервуара, пропускается через внешний подогреватель и по напорному трубопроводу подается в нижнюю часть резервуара к центру или в сторону, противоположную отбору продукта;
- наружный подогрев. Данный вид подогрева применяется в случае, если недопустим контакт продукта с теплоносителем или греющей поверхностью. Конструктивные решения могут быть различными: нагревательные рубашки, змеевики вокруг резервуара или нагревательные элементы из труб, которые крепятся или привариваются к резервуару;

- электроподогрев. В настоящее время разработан комплекс различного электронагревательного оборудования: грелки для подогрева нефтепродуктов в железнодорожных цистернах; блок электронагревателей резервуарный и отдельные конструкции грелок для подогрева нефтепродуктов в резервуарах; грелки для подогрева нефтепродуктов в приемо-раздаточных патрубках резервуаров.

Одним из первых способов нагрева и остающимся самым распространенным на данный момент является обогрев открытым острым паром, подаваемым непосредственно в продукт. Его отличает относительная простота и большое количество недостатков:

- необходимость в больших человеческих и технологических ресурсах;
- отсутствие возможности регулировки температуры продукта;
- проблема возврата водяного конденсата, неизбежно образующегося при использовании пара;
- высокая температура опасна для персонала;
- низкий коэффициент полезного действия;
- возникает необходимость в получении большого количества пара, что влечет дополнительные затраты.

Для снижения количества недостатков применения открытого острого пара при подогреве продукта в стальных вертикальных резервуарах предлагается следующая методика расчёта теплотерь и расхода пара.

Расчет теплотерь целесообразно вести по участкам, отличающимся условиями теплообмена между нефтепродуктами и окружающей средой.

Для стального вертикального цилиндрического резервуара можно выделить следующие участки:

- крыша резервуара (теплообмен между нефтепродуктом и наружным воздухом через газовоздушную прослойку над свободной поверхностью нефтепродуктом);
- боковую поверхность резервуара (теплообмен между нефтепродуктом и наружным воздухом);
- днище резервуара (теплообмен между нефтепродуктом и грунтом) [1].

Уравнение баланса тепловых потоков от крыши резервуара аналогично уравнению для палубы судна с одинарными бортами и днищем [2,3]

$$q_{л.з.} + q_{к.кр} = q_{кр} = q_{к.воз}^{кр} + \chi(q_{л.кр} - q_{рад}^{кр}) \quad (1)$$

где  $q_{л.з}$  - поток тепловых потерь (ПТП) от нефтепродукта к внутренней поверхности крыши резервуара, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{к.кр.}$  - ПТП от нефтепродукта к внутренней поверхности крыши резервуара при конвекции, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{кр}$  - ПТП через изоляцию, слой загрязнений крыши резервуара, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{к.воз}^{кр}$  - ПТП конвекцией от крыши в наружный воздух Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{л.кр}$  - ПТП излучением от крыши в наружный воздух Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{рад}^{кр}$  - ПТП от солнечной радиации, Вт/м<sup>2</sup>;  $\chi$  - коэффициент, учитывающий экранирующее влияние облачности.

Уравнение баланса тепловых потоков [2,3]:

$$q_{к.н.} = q_{г} = q_{к.воз} + q_{л.воз} - \chi q_{рад}, \quad (2)$$

где  $q_{к.н}$  - ПТП от нефтепродукта к боковой поверхности резервуара, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{г}$  - ПТП через изоляцию, слой загрязнений Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{к.воз}$  и  $q_{л.воз}$  - ПТП конвекцией и излучением от боковой поверхности, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{рад}$  - ПТП от солнечной радиации, Вт/м<sup>2</sup>;  $\chi$  - коэффициент, учитывающий экранирующее влияние облачности.

Уравнение баланса тепловых потоков через днище резервуара:

$$q_{н.дн} = q_{г}, \quad (3)$$

где  $q_{н.дн}$  - ПТП от нефти к поверхности дна, Вт/м<sup>2</sup>;  $q_{г}$  - ПТП от поверхности дна в грунт, Вт/м<sup>2</sup>.

Для расчета теплопотерь нефтепродукта в окружающую среду целесообразно использовать величину среднего коэффициента теплопередачи  $k_{ср}$ , Вт/(м<sup>2</sup>·К) [2,3]:

$$k_{ср} = \frac{1}{0,5 + \frac{H}{d}} \left\{ 0,25 \left( k_{кр} + k_{дн} \frac{T_n - T_{г}}{T_n - T_{воз}} \right) + \frac{H}{d} \left[ k_{б.в} \left( 1 - \frac{H_{вз}}{H} \right) + k_{б.н} \frac{H_{вз}}{H} \right] \right\} \quad (4)$$

где  $k_{кр}$ ,  $k_{б.н}$ ,  $k_{б.в}$ ,  $k_{дн}$  - коэффициенты теплопередачи соответственно через крышу, боковую поверхность омываемую нефтепродуктом, боковую поверхность не омываемую нефтепродуктом, днище резервуара, Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $H$  - высота резервуара, м;  $d$  - диаметр резервуара, м;  $T_n$  - температура нефтепродукта, К;  $T_{воз}$  - температура окружающего воздуха, К,  $T_g$  - температура грунта, К,  $H_{вз}$  - высота разлива нефтепродукта в резервуаре, м.

Методом аппроксимации результатов численного решения уравнений баланса тепловых потоков получено полуэмпирическое выражение среднего коэффициента теплопередачи применительно к вертикальным стальным резервуарам:

$$k_{cp} = \frac{1}{0,5 + \frac{H}{d}} \left\{ (0,023 + 0,043 \frac{H}{d})(T_{\text{воз}} + 37,6) + 1,76 \frac{H}{d} \frac{H_{\text{вз}}}{H} + \right. \\ \left. + \left[ 0,003 + 0,007 \frac{H}{d} + 0,06 \frac{H}{d} \frac{H_{\text{вз}}}{H} - (0,00024 + 0,00022 \frac{H}{d}) t_{\text{воз}} \right] \Delta t + 0,075 \frac{T_{\text{воз}} - T_{\text{с}}}{\Delta T} \right\} \quad (5)$$

Уравнение теплового баланса нефтепродукта в резервуаре:

$$G_n C_n \frac{dt_n}{d\tau} = Q_{nc} - k_{cp} F_{\text{общ}} (T_n - T_{\text{воз}}) \quad (6)$$

где  $G_n$  - масса нефтепродукта, кг;  $C_n$  - удельная теплоемкость нефтепродукта, Дж/(кг·К);  $\frac{dt_n}{d\tau}$  - средний темп подогрева нефтепродукта, К/с;  $Q_{nc}$  - тепловая нагрузка подогревателя, Вт;  $H_{\text{вз}}$  - высота разлива в резервуаре, м;  $T_n$  - температура нефтепродукта, К;  $T_{\text{воз}}$  - температура окружающего воздуха, К;  $F_{\text{общ}}$  - площадь наружной поверхности резервуара, м<sup>2</sup>.

Если ввести безразмерные переменные  $v = \frac{t}{t_n^{\text{нач}}}$ ,  $F_o = \frac{\alpha \tau}{H^2}$ , то получим

$$dF_o = \frac{V_p \lambda_n t_n^{\text{нач}}}{H^2 Q_{nc}} \cdot \frac{H_{\text{вз}}}{H} \cdot \frac{dv_n}{A_4 v_n^2 + B_4 v_n + C_4}, \quad (7)$$

$$A_4 = A_3 \frac{F_{\text{общ}}}{Q_{nc}}; \quad B_4 = B_3 \frac{F_{\text{общ}}}{Q_{nc}}; \quad C_4 = 1 \quad (8)$$

$$A_3 = -\frac{1}{0,5 + \frac{H}{d}} \left[ 0,003 + 0,007 \frac{H}{d} + 0,06 \frac{H}{d} \frac{H_{\text{вз}}}{H} - \left( 0,00024 + 0,00022 \frac{H}{d} \right) t_{\text{воз}} \right] \quad (9)$$

$$B_3 = -\frac{1}{0,5 + \frac{H}{d}} \left[ \left( 0,023 + 0,043 \frac{H}{d} \right) (t_{\text{воз}} + 37,6) + 1,76 \frac{H}{d} \frac{H_{\text{вз}}}{H} \right] \quad (10)$$

где  $A_3$ ,  $B_3$  – безразмерные коэффициенты.

Средний расход пара на подогрев нефтепродукта:

$$D = \frac{[ G_n C_n m + k_{cp} F_{общ} (T_n - T_{воз}) ]}{h_x - h_k} \quad (11)$$

где  $D$  – средний расход пара на подогрев нефтепродукта в резервуаре (кг/с),  $m$  - средний темп подогрева нефтепродукта, К/с;  $h_x, h_k$  – энтальпии пара на входе и конденсата на выходе из подогревателя резервуара, Дж/кг.

**Заключение.** Уравнение 11 позволяет рассчитать средний расход пара на подогрев нефтепродукта в зависимости от теплопотерь нефтепродукта в окружающую среду, которые определяются с учётом среднего коэффициента теплопередачи через элементы резервуара. Применение полученных уравнений в практике должно привести к возможности регулирования температуры подогреваемого продукта за счёт дозирования необходимого расхода пара для достижения заданной температуры.

### Список литературы

1. Бахтизин Р.Н., Галлямов А.К., Мастобаев Б.Н. и др. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева.- М.:Химия, 2004. – 195 с.
2. Ржавский Е.Л. Морские и речные нефтебазы. – М.: Недра, 1976. – 248 с.
3. Правила технической эксплуатации нефтебаз: нормативно-технический материал. - СПб. : ДЕАН, 2004. – 140 с.
4. Чекардовский М.Н. Определение коэффициента рекуперации пластинчатых и трубчатых теплообменных аппаратов системы теплоснабжения /Чекардовский М.Н., Чекардовский С.М., Илюхин К.Н., Ушаков В.Е.//Приволжский научный журнал. 2009. № 4. С. 66-69.
5. Чекардовский М.Н. Тепловой расчет теплообменных аппаратов /Чекардовский М.Н., Иванов В.А., Хамидов А.С., Чекардовский С.М., Илюхин К.Н.// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2008. № 1. С. 44-49.

### Рецензенты:

Земенков Ю.Д., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Транспорт углеводородного сырья» ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень;  
Торопов С.Ю., д.т.н., профессор кафедры «Транспорт углеводородного сырья» ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень.