УДК 621.365.5

Давлетбаев Р.Ф.
Студент бакалавриата
4 курс, факультет трубопроводного транспорта
Уфимский государственный нефтяной технический университет
г. Уфа, Российская Федерация

ПОДОГРЕВ ВЯЗКИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ

Аннотация: *В статье ставится задача произвести расчет подогрева резервуара с высоковязкими нефтепродуктами и оценить его выгодность.*

Ключевые слова: *резервуарный парк, потери тепла, температура, теплообмен, мощность.*

Annotation: *The article aims to calculate the fit of the reservoir with highly viscous petroleum products and evaluate its profitability.*

Keywords: *tank farm, heat loss, temperature, heat transfer, power.*

Различают два вида нефтепродуктов: светлые и темные. Если первые (бензин, керосин) легко транспортируются в любое время года, то операции со вторыми (мазутом, смазочными маслами) вызывают некоторые затруднения. Это случается, потому что при понижении температуры вязкость темных нефтепродуктов значительно повышается и дальнейшая их транспортировка без дополнительного подогрева практически невозможна. [1]

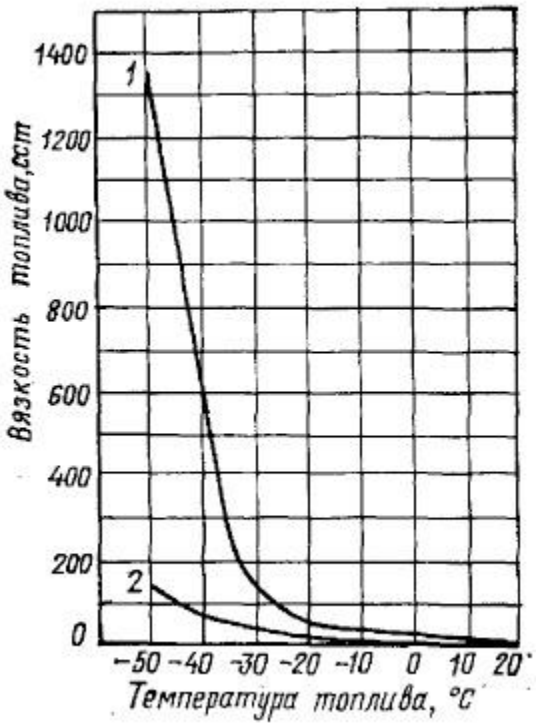

Рисунок 1. Зависимость вязкости дизельного топлива 1 и керосина 2 от температуры

В качестве теплоносителей используют: горячую воду, водяной пар, горячие газы, электроэнергию.[2] Чаще всего применяют водяной пар, так как он обладает высоким теплосодержанием и теплоотдачей, пожаробезопасный и легко транспортируется. Как правило, используют насыщенный пар с давлением 0,3-0,4 Мпа, тем самым обеспечивая нагрев нефтепродукта до 80-100 °С.

На нефтебазах подогрев нефтепродуктов в резервуарах позволяет решить сложную задачу, связанную с операциями слива и налива продукта.

Подогреватели в резервуарах изготавливаются в виде различных конструктивных форм — змеевиковые и секционные(рис. 2) из трубчатых элементов. Как правило, их размещают по всему поперечному сечению резервуара для лучше подогрева. Наибольшее применение имеют подогреватели, собираемые из отдельных унифицированных секций.

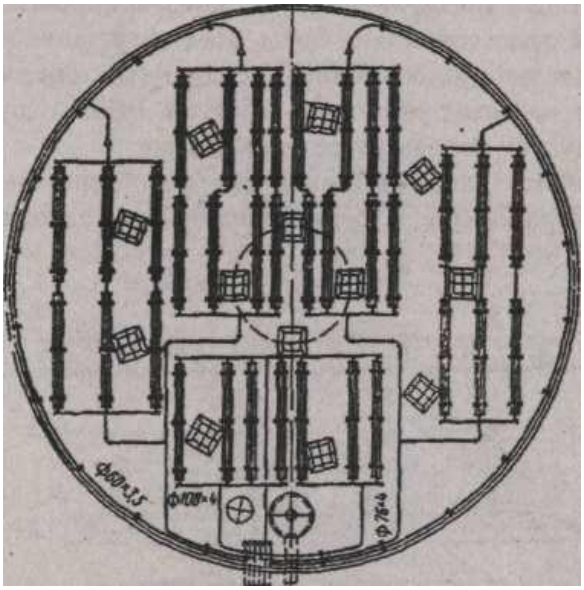

Рисунок 2. Компоновка секционных подогревателей в резервуаре объемом 5000 м3;

Наряду с общим подогревом всего нефтепродукта применяют и так называемый местный подогрев. Местные подогреватели применяют при откачке нефтепродукта из резервуара мелкими партиями с целью сокращения потерь в окружающую среду. Этот вид подогрева по сравнению с общим более экономичен, поскольку при его применении уменьшаются потери тепла от резервуара в окружающую среду.

Однако, процесс подогрева вязких нефтепродуктов достаточно энергозатратный. Определим количество теплоты, требуемое для нагрева.

При расчете подогревателя определяют поверхность теплообмена, расход теплоносителя и конструктивные размеры подогревателей. Для этого необходимо знать начальную и конечную температуру подогрева нефтепродукта, его массу или расход.

Для примера, рассчитаем требуемое количество пара для нагрева нефтепродукта массой M = 300000 кг за 2 часа на величину перепада температуры Δ t= 20 °С, при удельной массовой теплоемкости $c_{P=}$ 2,1 кДж/(кг·К) (турбинное масло).

Сначала найдем требуемое количество теплоты, требуемое для разогрева нефтепродукта по формуле *:*

$Q' = C_{p*M*}$ **Δ** t= 2,1*300000*20=12600 кДж.

Однако следует также учитывать потери тепла в окружающую среду. Как правило, это 30 %.[3] Следовательно, действительная величина

Q=1,3*Q= 1,3*12600 кДж =16380 кДж.

Далее находим мощность парового нагревателя за один час (3600 с)

$$\Phi = Q/T = 16380 / 3600 = 4{,}55 \text{ кВт.}$$

Поскольку нагрев нефтепродукта производится в течение 2 часов, то мощность нагревателя составит 4,55 / 2 = 2,275 кВт.

Температуру пара на входе в нагреватель принимаем t_1 = 130 °С, которая соответствует давлению насыщения $2{,}7 \cdot 10^5$ Па.[4] Допустим, что после конденсации пара на выходе его температуру равна t_2 = 100 °С. Степень сухости насыщенного пара x = 0,9.

Затем определяем энтальпию влажного насыщенного пара на входе в теплообменник[5]:

$i_п = i_1^* + r * x = 546{,}3 + 2174{,}4 * 0{,}9 = 2503{,}3$ кДж/кг,

кДж/кг,

где i_1^* – энтальпия кипящей жидкости при насыщении $t_н$ = 130 °С берется из справочника ; r – теплота парообразования при $t_н$ = 130 °С.

Энтальпия конденсата - $i_к = C_p * t_2 = 2{,}1 * 100 = 210$ кДж/кг.

При известных значениях определяем требуемый расход пара:

$m = \frac{Ф}{i_п - i_к} = \frac{4{,}55}{2503{,}3 - 210}$=0,0019 кг/с или 7,14 кг/ч

Несмотря на все затраты энергии, процесс подогревания нефтепродукта считается выгодным. Ведь его отсутствие приводит к неполному сливу или наливу продукта, ухудшению качества вновь загруженного продукта, уменьшение грузоподъемности при транспортировки, увеличение сроков обработки эксплуатации.

Список использованных источников

1. Мартыненко, Г.Н. Температурный режим хранения нефтепродуктов в резервуарах / Г.Н. Мартыненко, С.Г. Тульская // Воронежский ГАСУ. — Воронеж, 2015. — 54 с.
2. Гуляев А.Е. Теплоносители для подогрева нефтепродуктов // Аллея науки. 2018.Т.1 №4 с.7
3. Лапшин, А.А. Конструирование и расчѐт вертикальных цилиндрических резервуаров низкого давления: учебное пособие / А.А. Лапшин, А.И. Колесов, М.А. Агеева; Нижегород. гос. архит.-строит. ун-т. — Н. Новгород, ННГАСУ, 2009. — 122 с.
4. Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебник для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов — Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. — 658 с.
5. Корнеева С.С., Смирнова Ю.О. Типовые расчеты температурного режима резервуаров // Аллея науки. 2017.Т.1. №7 с.3.