

СТЕПЕНЬ ВЛИЯНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО НАПОРА, ПОДАЧИ И АДИАБАТИЧЕСКОГО СЖАТИЯ НЕФТИ НА ЕЕ НАГРЕВ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ

Д.П. Ким, Ш.И. Рахматуллин

При перекачке по магистральным нефтепроводам большой протяженности с большим числом промежуточных насосных станций помимо тепла трения необходимо учитывать нагрев нефти в магистральных насосах. Особенно это становится важным в связи с проектированием в последнее время насосных станций, на которых развиваемое дифференциальное давление будет высоким (порядка 10 и более МПа). При этом представляет интерес определить степень влияния на нагрев жидкости таких факторов как величина дифференциального напора, подачи и адиабатического сжатия.

В работе [1] на основе выражения первого начала термодинамики было получено уравнение для расчета нагрева жидкости в насосе в следующем виде:

$$\Delta T = T_{\text{вых}} - T_{\text{вх}} = \frac{v}{C_p} \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) \cdot \frac{1 - \eta}{\eta} + D_i \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) + \frac{v}{C_p} \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) \quad (1)$$

Здесь $T_{\text{вх}}$, $T_{\text{вых}}$ – соответственно температура на входе и выходе магистрального насоса; v – удельный объем нефти; C_p – удельная теплоемкость нефти; $P_{\text{вх}}$, $P_{\text{вых}}$ – давление на входе и выходе магистрального насоса соответственно; η – коэффициент полезного действия насоса; D_i – коэффициент Джоуля-Томсона.

Принимая во внимание характеристику ($\eta - Q$) центробежного насоса в виде зависимости

$$\eta = k_1 \cdot Q - k_2 \cdot Q^2, \quad (2)$$

в которой Q – подача насоса, м³/ч, k_1 (1/(м³/ч)) и k_2 (1/(м³/ч)²) – коэффициенты аппроксимации, а также зависимость коэффициента Джоуля-Томсона от коэффициента температурного расширения

$$D_i = -\frac{v}{C_p} \cdot (1 - T \cdot \alpha), \quad (3)$$

формулу (1) можно преобразовать к виду

$$\Delta T = \frac{\nu \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}})}{C_p} \cdot \left[\frac{1 - (k_1 \cdot Q - k_2 \cdot Q^2)}{(k_1 \cdot Q - k_2 \cdot Q^2)} + T_{\text{вх}} \cdot \alpha \right]. \quad (4)$$

Здесь $T_{\text{вх}} = T_1$ – температура на входе в насос, $\alpha = \frac{1}{\nu} \cdot \left(\frac{\partial \nu}{\partial T} \right)_p$ – коэффициент температурного расширения перекачиваемой жидкости (нефти), зависящей от ее плотности $\rho = \frac{1}{\nu}$.

В формуле (4) зависимость коэффициента объемного расширения α удобно представить в виде двухчленной зависимости

$$\alpha = a - b \cdot \rho^2, \quad (5)$$

где a, b – коэффициенты аппроксимации.

Расчет коэффициентов a и b можно произвести, например, по пяти точкам табличной зависимости, приводимой в [2], применяя метод наименьших квадратов. При этом для расчета можно использовать систему двух линейных уравнений [2]

$$5 \cdot a - \left(\sum_{i=1}^5 \rho_i^2 \right) \cdot b = \sum_{i=1}^5 \alpha_i, \quad (6)$$

$$a \cdot \left(\sum_{i=1}^5 \rho_i^2 \right) - b \cdot \left(\sum_{i=1}^5 \rho_i^4 \right) = \sum_{i=1}^5 \alpha_i \cdot \rho_i^2. \quad (7)$$

В результате указанных расчетов для нефтей и нефтепродуктов была получена следующая зависимость

$$\alpha = 2,963 \cdot 10^{-3} - 3,035 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{1}{\nu^2}. \quad (8)$$

После подстановки зависимости (8) в формулу (4) получим искомую зависимость для расчета нагрева нефти в центробежном насосе

$$\Delta T = \frac{\nu \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}})}{C_p} \cdot \left[\frac{1 - (k_1 \cdot Q - k_2 \cdot Q^2)}{k_1 \cdot Q - k_2 \cdot Q^2} + T_{\text{вх}} \cdot \left(2,963 \cdot 10^{-3} - 3,035 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{1}{\nu^2} \right) \right]. \quad (9)$$

При этом для расчета коэффициентов k_1 и k_2 также может быть использована система двух линейных уравнений [2]

$$k_1 \cdot \left(\sum_{i=1}^5 Q_i^2 \right) - k_2 \cdot \left(\sum_{i=1}^5 Q_i^3 \right) = \sum_{i=1}^5 \eta_i \cdot Q_i, \quad (10)$$

$$k_1 \cdot \left(\sum_{i=1}^5 Q_i^3 \right) - k_2 \cdot \left(\sum_{i=1}^5 Q_i^4 \right) = \sum_{i=1}^5 \eta_i \cdot Q_i^2. \quad (11)$$

Пример. Требуется рассчитать нагрев нефти в центробежном насосе при следующих исходных данных: температура нефти на входе в насос $T_{вх} = 283$ К, удельный объем нефти $\nu = 1/860 = 0,001163$ м³/кг, удельная теплоемкость нефти $C_p = 2 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К), значения КПД насоса при различных расходах (подачах) Q нефти

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	4000	6000	8000	10000	11000
η	0,63	0,77	0,84	0,87	0,86

дифференциальный перепад давления насоса на номинальной подаче $Q_0 = 10000$ м³/ч равен $P_{вых} - P_{вх} = \rho \cdot H \cdot q = 860 \cdot 210 \cdot 9,81 = 17,78 \cdot 10^5$ Н/м² (вариант 1) и $P_{вых} - P_{вх} = 30,0 \cdot 10^5$ Н/м² (вариант 2).

В таблице 1 для сравнения представлены результаты расчета нагрева жидкости в насосе по формуле (9).

Расчет. Сначала рассчитываются коэффициенты k_1 и k_2 . Для этого предварительно рассчитываются суммы

$$\sum_{i=1}^5 Q_i^2 = 4000^2 + 6000^2 + 8000^2 + 10000^2 + 11000^2 = 337 \cdot 10^6,$$

$$\sum_{i=1}^5 Q_i^3 = 4000^3 + 6000^3 + 8000^3 + 10000^3 + 11000^3 = 3123 \cdot 10^9,$$

$$\sum_{i=1}^5 Q_i^4 = 4000^4 + 6000^4 + 8000^4 + 10000^4 + 11000^4 = 30289 \cdot 10^{12},$$

$$\sum_{i=1}^5 \eta_i \cdot Q_i = 0,63 \cdot 4000 + 0,77 \cdot 6000 + 0,84 \cdot 8000 + 0,87 \cdot 10000 + 0,86 \cdot 11000 = 32,02 \cdot 10^3,$$

$$\sum_{i=1}^5 \eta_i \cdot Q_i^2 = 0,63 \cdot 4000^2 + 0,77 \cdot 6000^2 + 0,84 \cdot 8000^2 + 0,87 \cdot 10000^2 + 0,86 \cdot 11000^2 = 282,626 \cdot 10^6$$

После этого решается системы уравнений

$$k_1 \cdot 337 \cdot 10^6 - k_2 \cdot 3123 \cdot 10^9 = 32,02 \cdot 10^3,$$

$$k_1 \cdot 3123 \cdot 10^6 - k_2 \cdot 30289 \cdot 10^9 = 282,02 \cdot 10^6.$$

Для решения системы первое уравнение умножается на $30289 \cdot 10^{12}$, а второе – на $3123 \cdot 10^9$ и из первого уравнения почленно вычитается второе $454264 \cdot 10^{18} \cdot k_1 = 87231,52 \cdot 10^{15}$, откуда $k_1 = 0,192 \cdot 10^{-3}$.

Затем из первого уравнения вычисляется $k_2 = 0,01047 \cdot 10^{-6}$.

Уравнение характеристики насоса $\eta = \eta(Q)$ имеет вид

$$\eta = 0,192 \cdot 10^{-3} \cdot Q - 0,01047 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2. \quad (12)$$

Подставляя полученное выражение для КПД в формулу (9), получим:

- для насоса с дифференциальным давлением $\Delta p_0 = P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}} = 17,7 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$

$$\Delta T = \frac{0,001163 \cdot 17,7 \cdot 10^5}{2500} \cdot \left[\frac{1 - (0,192 \cdot 10^{-3} \cdot 10^4 - 0,01047 \cdot 10^{-6} \cdot 10^8)}{0,192 \cdot 10^{-3} \cdot 10^4 - 0,01047 \cdot 10^{-6} \cdot 10^8} + \right. \\ \left. + 2,83 \cdot \left(2,963 \cdot 10^{-3} - 3,035 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{1}{0,001163^2} \right) \right] = 0,29 \text{ К}$$

- для насоса с дифференциальным давлением $\Delta p_0 = 30 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$

$$\Delta T = 0,49 \text{ К.}$$

Таким образом, использование магистрального насоса с повышенным напором $\Delta p_0 = 30 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$ (вместо серийных действующих насосов типа НМ с дифференциальным давлением $\Delta p_0 = 17,7 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$), способных использовать повышенную несущую способность магистральных труб, увеличивает нагрев на одном насосе в 1,74 раза. При последовательном соединении трех насосов на НПС с давлением на выходе 10,0 МПа нагрев составит 1,5 °С, что при большом количестве (10 – 15 и более) промежуточных НПС существенно скажется на распределении температуры по длине нефтепровода.

Оценим степень влияния подачи насосов на нагрев нефти. С этой целью в формуле (9) дифференциальный перепад давлений выразим напорной характеристикой в виде двучленной зависимости

$$H = a_1 - b_1 \cdot Q^2, \quad (13)$$

в которой напор H в м, расход Q в м³/ч, аппроксимационные коэффициенты a_1 в м, b_1 – (м/(м³/ч))².

Расчет коэффициентов аппроксимации произведем по пяти опытным (паспортным) точкам методом наименьших квадратов. Для определения

численных значений коэффициентов a_1 и b_1 можно использовать метод двух линейных уравнений [2]:

$$5 \cdot a_1 - \left(\sum_{i=1}^5 Q_i^2 \right) \cdot b_1 = \sum_{i=1}^5 H_i, \quad (14)$$

$$a_1 \cdot \left(\sum_{i=1}^5 Q_i^2 \right) - b_1 \cdot \left(\sum_{i=1}^5 Q_i^4 \right) = \sum_{i=1}^5 H_i \cdot Q_i^2. \quad (15)$$

Для магистрального насоса НМ 10000-210 расчеты приводят к следующим характеристикам:

$$\eta = 0,192 \cdot 10^{-3} \cdot Q - 0,01047 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2, \quad (12)$$

$$H = \frac{(P_{\text{вх}} - P_{\text{ex}}) \cdot v}{q} = 330 - 120 \cdot 10^{-8} \cdot Q^2. \quad (16)$$

После подстановки (12) и (16) в выражение (9) искомая зависимость принимает вид:

$$\Delta T = \frac{330 - 120 \cdot 10^{-8} \cdot Q^2}{C_p} \cdot g \cdot \left[\frac{1 - (0,192 \cdot 10^{-3} \cdot Q - 0,01047 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2)}{0,192 \cdot 10^{-3} \cdot Q - 0,01047 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2} + T_{\text{ex}} \cdot \left(2,963 \cdot 10^{-3} - 3,035 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{1}{v^2} \right) \right] \quad (17)$$

Произведем расчет изменения нагрева нефти при различной подаче насоса $Q = 2000 \text{ м}^3/\text{ч}$, $5000 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $8000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($C_p = 2500 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$, $T_{\text{ex}} = 283 \text{ К}$, $v = 0,001163 \text{ м}^3/\text{кг}$).

Результаты расчетов сведены в таблицу 1:

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	2000	5000	8000	10000
ΔT	2,71	0,67	0,33	0,29
ΔT по формуле (21)	-	-	-	0,36
$\Delta T_{\text{без ад.сж.}}$	2,45	0,46	0,14	0,12

Нижняя строка в таблице соответствует нагреву нефти без учета ее адиабатического сжатия в насосе.

Отметим, что в литературе известны формулы для расчета нагрева жидкости в насосе, в том числе и с учетом процесса сжатия жидкости [3]. В частности, автор работы [3] предлагает следующую зависимость:

$$\Delta T = \frac{q \cdot (a - b \cdot v_0 \cdot M^2)}{C_p} \cdot \frac{1 - \eta_0 \cdot \left[1 - \beta_1 \cdot \left(1 - \frac{M}{M_0} \right)^2 \right] \cdot (1 - T_{нач} \cdot \alpha)}{\eta_0 \cdot \left[1 - \beta_1 \cdot \left(1 - \frac{M}{M_0} \right)^2 \right]}, \quad (18)$$

где a и b – постоянные коэффициенты уравнения для перепада давления на насосе (НПС) $\Delta p = q \left(\frac{a}{v_0} - b \cdot v_0 \cdot M^2 \right)$, v_0 – удельный объем жидкости на входе в насос, M – массовая подача насоса, $T_{нач}$ – температура жидкости на входе в насос, β_1 – коэффициент уравнения характеристики насоса вида

$$\eta = \eta_0 \cdot \left[1 - \beta_1 \cdot \left(1 - \frac{M}{M_0} \right)^2 \right], \quad (19)$$

$T_{нач}$ – температура жидкости на входе в насос ($T_{нач} = T_{ex}$), индекс «0» характеризует параметры насоса при номинальной подаче.

При $M = M_0$ выражение (18) принимает вид:

$$\Delta T_0 = \frac{v_0 \cdot \Delta p_0}{C_{p0}} \cdot \left[\frac{1 - \eta_0 \cdot (1 - T_{нач} \cdot \alpha)}{\eta_0} \right], \quad (20)$$

$$\text{где } \Delta p_0 = (P_{вых} - P_{ex})_0 = g \cdot \left(\frac{a_1}{v_0} - b_1 \cdot v_0 \cdot M_0^2 \right).$$

В заключение заметим, что из зависимости можно получить выражение для КПД насоса:

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{C_p \cdot (T_{вых} - T_{ex})}{v \cdot (P_{вых} - P_{ex})} - T_{ex} \cdot \alpha}, \quad (21)$$

которое позволяет в условиях эксплуатации посредством контроля только перепада температур и давлений на насосе организовать оперативный контроль за величиной КПД насоса (или НПС).

Выводы:

1. При рассмотрении теплового режима нефтепровода (особенно насосов с высоким дифференциальным перепадом давления) необходимо учитывать нагрев нефти в магистральных насосах. При этом рекомендуется использовать предложенный алгоритм и математическая модель (9).

2. Из рассмотренных факторов наибольшее влияние на нагрев оказывает режим работы насоса.

3. Влияние адиабатического сжатия нефти в представленных оценках относительно других рассмотренных факторов незначительно. Объяснение этому следует искать в исходных данных, принятых при аппроксимации зависимости для коэффициента теплового расширения. В действительности, например, из-за содержания газовых включений влияние адиабатического сжатия может быть большим. Значительное влияние адиабатического сжатия на нагрев в насосах при перекачке сжиженных природных газов.

Литература

1. Ким Д.П., Рахматуллин Ш.И. О законе распределения температуры в магистральном нефтепроводе с промежуточными насосными станциями//Нефтяное дело, 2005

2. Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Макаров С.П., Лурье М.В. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам. – М: Нефть и газ.-1997.-112 с.

3.Блейхер Э.М., Владимиров А.Е., Иванцов О.М., Польских С.М. Трубопроводный транспорт сжиженного природного газа. – Научно-технический обзор. Сер.: Транспорт и хранение газа. – М.: ВНИИЭгазпром.-1977.