

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию
Государственное общеобразовательное учреждение
Высшего профессионального образования
Новосибирский государственный технический университет
Факультет мехатроники и автоматизации
Кафедра «Электротехнические комплексы»

РАСЧЁТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА

по дисциплине: **ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ**

Факультет: МА

Группа: ЭМА-51

Студент: Сурова К.О.

Преподаватель: Бирюков В.В.

Дата сдачи:

Отметка о защите:

Вариант: 24

Новосибирск, 2009

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ЗАДАНИЕ НА РАСЧЁТНО-ГРАФИЧЕСКУЮ РАБОТУ	3
2. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТЫ	5
2.1. Определение физических характеристик нефтепродуктов	5
2.2. Расчёт резервуарных парков нефтепродуктов	6
2.3. Расчёт параметров и выбор типа насоса	10
2.4. Расчёт трубопровода	26
3. ЛИТЕРАТУРА	29
ПРИЛОЖЕНИЕ	30

1. ЗАДАНИЕ НА РАСЧЁТНО-ГРАФИЧЕСКУЮ РАБОТУ

Цель: Расчётно-графическая работа (РГР) предназначена для ознакомления с методикой расчёта параметров и выбора оборудования для транспортировки нефти от месторождения до потребителя (нефтебазы).

В задачу технологического расчета трубопровода входит определение оптимальных параметров трубопровода (диаметр трубопровода, давление нагнетания насосных станций, толщина стенки трубы, количество насосных станций); расположение перекачивающих станций по трассе трубопровода; расчет режимов эксплуатации трубопровода.

Поскольку для транспортировки нефти используется различное оборудование (резервуары, насосы, трубопроводы и т.д.), работающее в разных условиях и отвечающее своим специфическим требованиям, то расчёт параметров и выбор каждого элемента оборудования может рассматриваться как технологически независимые, но одновременно и взаимосвязанные друг с другом задачи. На рис. 1 приведена структурная схема нефтепродуктопровода.

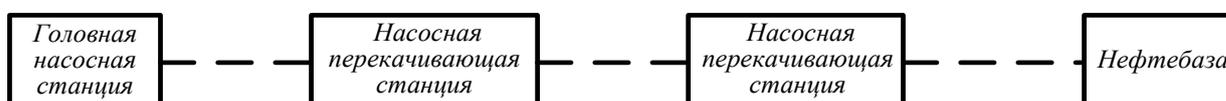


Рис. 1

Исходными данными для расчета нефтепровода являются:

- годовой объём перекачки нефтепродуктов и их состав;
- свойства перекачиваемых нефти и нефтепродуктов;
- температура грунта на глубине заложения нефтепровода;
- характеристики труб и насосного оборудования;
- сжатый профиль трассы нефтепровода.

№ варианта	Длина трубопровода	Годовой объём транспортировки Q , млн. т.	Нефтепродукт	Регион	Категория трубопровода	Разность нивелирных отметок, Δz , м	Минимальная температура грунта, T , °К
24	692	1,5	диз. топливо	Вост. Сибирь	I	43	279

Определим физические характеристики нефтепродукта (плотность, вязкость) при расчётной величине температуры и расчётную пропускную способность нефтепровода.

В соответствии с расчётной часовой пропускной способностью провода $Q_{\text{ч}}$, выбираем основные насосы насосных станций с такими параметрами (подача, напор), чтобы выполнялось условие

$$0,8 Q_{\text{ном}} \leq Q_{\text{ч}} \leq 1,2 Q_{\text{ном}},$$

где $Q_{\text{ном}}$ – подача (расход) выбранного типа насоса при максимальном КПД.

Аналогично подбираем подпорные насосы.

Рабочее давление $p_{\text{гнс}}$ на выходе головной насосной станции:

$$p_{\text{гнс}} = \rho_{\text{р}} g (m_{\text{н м}} H_{\text{н м}} + H_{\text{н пв}}),$$

где $m_{\text{н м}}$ – количество магистральных насосов на станции; $H_{\text{н м}}$ и $H_{\text{н пв}}$ – напоры, создаваемые магистральным и подпорным насосами.

Найденная величина давления не должна превышать допустимой по условиям прочности запорной арматуры ($p_{\text{гнс}} < p_{\text{зап}}$). В противном случае необходимо уменьшить количество магистральных насосов, либо воспользоваться сменными роторами меньшего диаметра.

Далее определяем параметры трубы нефтепродуктопровода: диаметр и толщина трубы, материал.

По рассчитанным параметрам определяем потери в трубопроводе, количество насосных станций и параметры резервуаров для хранения нефтепродуктов на всём протяжении трубопровода от головной насосной станции до потребителя.

После этого уточним количество насосов на трубопроводе и расстановку их по насосным станциям.

На завершающем этапе выполнения задания произведём расчёт подводящих (всасывающих) трубопроводов подпорных насосов головной насосной станции.

Неотъемлемой частью расчётно-пояснительной записки является графический материал, содержащий план головной станции с размещённым

на ней оборудованием (технологическая схема) и план расстановки по трассе нефтепродуктопровода насосных станций.

2. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТЫ

2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕПРОДУКТОВ

Одними из наиболее важных показателей перекачиваемых жидкостей являются такие её физические характеристики, как плотность ρ и вязкость ν , определяющие в конечном итоге энергетические затраты и производительность трубопроводов. Известно, что существенное влияние на плотность и вязкость оказывает температура перекачиваемого нефтепродукта. Поэтому при расчёте и выборе оборудования необходимо руководствоваться теми параметрами жидкостей, которые соответствуют температурному режиму нефтепродукта.

Плотность нефти находится в пределах 700...1100 кг/м³, а изменение её величины с температурой определяется, например, по формуле Менделеева:

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p (T - 293)}, \quad (2.1)$$

где ρ_T и ρ_{293} – плотность нефтепродуктов соответственно при температурах T и 293⁰К; β_p – коэффициент объёмного расширения, либо по формуле

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi(293 - T). \quad (2.2)$$

Рассчитаем кинематическую вязкость и плотность дизельного топлива – ДА при температуре $T=279^0$ К.

Поскольку расчётная температура выходит за пределы температурного интервала, в котором известна вязкость дизельного топлива – ДА, то для расчета выбираем формулу Вальтера:

$$\lg \lg (\nu + 0,8) = a + b \lg T, \quad (2.3)$$

где эмпирические коэффициенты a и b определяются по формулам:

$$a = \lg \lg (v_1 + 0,8) - b \lg T_1 \quad \text{и} \quad b = \frac{\lg[\lg(v_1 + 0,8)/\lg(v_2 + 0,8)]}{\lg \frac{T_1}{T_2}}.$$

Для дизельного топлива – ДА при $T_1 = 283^{\circ}\text{K}$ $v_1=5$ мм²/с, а при $T_2 = 293^{\circ}\text{K}$ $v_2=3$ мм²/с. Тогда величины эмпирических коэффициентов:

$$a = \lg \lg(5 + 0,8) - 7,924 \lg 283 = 19,311 \quad \text{è} \quad b = \frac{\lg[\lg(5 + 0,8)/\lg(3 + 0,8)]}{\lg \frac{283}{293}} = -7,924,$$

а кинематическая вязкость дизельного топлива – ДА при температуре $T=279^{\circ}\text{K}$ после преобразования формулы (2.3):

$$\nu = 10^{10(19,311 - 7,924 \lg 279)} - 0,8 = 6,355 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

Плотность нефти при этой температуре согласно формуле (2.1):

$$\rho_{279} = \frac{830}{1 + 0,000868(279 - 293)} = 840,21 \text{ кг/м}^3,$$

где $\rho_{293}=830$ кг/м³; $\beta_p=0,000868$ 1/⁰К.

2.2. РАСЧЁТ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Резервуарные парки, входящие в систему магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, а также нефтебаз, играют очень важную роль. Основное их назначение — выполнение роли буфера между поставщиком и получателем, компенсирующего неравномерности поставок и потребления нефти и нефтепродуктов. К числу других функций резервуарных парков относятся: создание запасов на случай возникновения сбоев в транспортной цепи, доведение качества нефти и нефтепродуктов до требуемого уровня, их замер и учет.

На магистральных нефтепроводах резервуарные парки размещаются:

- на головной насосной станции;
- на границах эксплуатационных участков;
- в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям.

Полезный суммарный объем резервуарных парков зависит от диаметра труб и протяженности нефтепроводов (табл. 1).

Таблица 1

Протяжённость нефтепровода, км	Диаметр трубы, мм
	630 и менее
свыше 600 до 800	3

Эту величину следует применять при обычных условиях прокладки.

Суммарный полезный объем резервуарных парков на головной и промежуточных насосных станциях (ПНС) нефтепровода ориентировочно (в частях) распределяется следующим образом:

- головная насосная станция (ГНС) – 2...3;
- ПНС на границе эксплуатационных участков – 0,3...0,5;
- то же при проведении на ПНС прямо-сдаточных операций – 1...1,5.

Общий объем резервуарных парков определяется на основе полезного с учётом коэффициента использования емкости η_p , определяемого по табл. 2.

Суммарный объем резервуарных парков V_p в системе магистрального нефтепровода определяется через суточный расход $V^{сут}$:

$$V_p = V^{сут} [(n_э - n_у - 1)(0,3...0,5) + n_у(1...1,5) + (2...3)], \quad (2.4)$$

где $n_э$ – количество эксплуатационных участков (протяжённостью $L_э = 400...600$ км); $n_у$ – количество насосных станций на границах эксплуатационных участков (где выполняются приёмо-сдаточные операции).

Таблица 2

Ёмкость резервуара, м ³	Коэффициент использования емкости η_p
	без понтона
от 10000 до 30000	0,88

Рассчитаем объем резервуарных парков в системе магистрального нефтепровода диаметром 273 мм протяженностью $L_{тр} = 692$ км, расположенного в Восточной Сибири. На границе эксплуатационных участков производятся приёмо-сдаточные операции.

Количество эксплуатационных участков нефтепровода такой протяжённости

$$n_э = L_{тр} / L_э = 692 / (400 \dots 600) = 2.$$

Так как на границе эксплуатационных участков производятся приемо-сдаточные операции, то $n_y = 1$, и, задаваясь значениями рекомендуемых объемов резервуарных парков, по формуле (2.4) определяется их суммарный объём

$$V_p = V^{сут} [0,5(n_э - n_y - 1) + 1 \cdot n_y + 2] = V^{сут} [0,5(2 - 1 - 1) + 1 \cdot 1 + 2] = 3 V^{сут}.$$

Найденный суммарный объём резервуаров соответствует рекомендациям табл. 1.

$$V_{\bar{\delta}}^{\bar{\delta}} = \frac{G_{\bar{a}}}{n_{\bar{\delta}} \rho_{\bar{\delta}}} = \frac{1,5 \cdot 10^9}{354 \cdot 840,21} = 5043 \text{ м}^3,$$

$$V_{\delta} = 3 \cdot V_{\bar{\delta}}^{\bar{\delta}} = 3 \cdot 5043 = 15130 \text{ м}^3.$$

Вместимость резервуарного парка нефтебазы находится как

$$V_{i\bar{a}} = \frac{Q^{\bar{a}\bar{a}} k_{f\bar{a}\bar{\delta}}}{365} \left(1 + \frac{\Delta V^{\bar{\delta}\bar{\delta}}}{100}\right), \quad (2.8)$$

где $Q^{\text{год}}$ – годовой расход нефти; $k_{\text{нер}}$ – коэффициент неравномерности потребления нефти, выбираемый согласно таблице 4; $\Delta V_i^{\text{стр}}$ – величина страхового запаса i -го нефтепродукта в % выражении, выбираемая по таблице 3.

Таблица 3

Тип нефтебазы	Месторасположение нефтебазы	Норма страхового запаса, %
Железнодорожные, водные (речные)	Севернее 60 ⁰ северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале и Дальнем Востоке	до 50

Таблица 4

Характеристика районов	$k_{\text{нер}}$
------------------------	------------------

потребления	Все виды топлива
Сельскохозяйственные районы	1,7

Определим необходимый полезный объем резервуарных парков головной насосной станции и конечного пункта магистрального нефтепровода для перекачки 1,5 млн. т нефтепродукта (дизельное топливо – ДА) в год. Плотность нефтепродукта при расчётной температуре $t = 279^{\circ}\text{K}$ равна $840,21 \text{ кг/м}^3$.

Годовой объем перекачиваемого при расчётной температуре нефтепродукта составляет $V_{\text{дд}}^{\text{дд}} = \frac{1,5 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{840,21} = 1,785 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Потребная вместимость резервуарного парка для ГНС

$$V_{\text{дд}}^{\text{дд}} = 2V_{\text{дд}}^{\text{дд}} = 2 \cdot 5043 = 10090 \text{ м}^3.$$

Потребная вместимость резервуарного парка для ПНС

$$V_{\text{дд}}^{\text{дд}} = 1V_{\text{дд}}^{\text{дд}} = 5043 \text{ м}^3.$$

Принимаем для хранения дизельного топлива – ДА резервуары типа РВС-5000 ($\eta_p=0,88$) со щитовой кровлей с фактическим объемом 4832 м^3 . Внутренний диаметр нижнего пояса 22790 мм , высота корпуса 11845 мм .

Расстояние между стенками резервуаров принимается равным $0,75D$, где D – диаметр резервуара. Для проектируемой насосной станции с резервуарами РВС-5000 расстояние между стенками $l = 0,75 \cdot 22790 = 17092 \text{ мм}$.

Таким образом, на ГНС необходимо установить не менее трех резервуаров вместимостью по 5000 м^3 , а на ПНС – не менее двух.

Определим вместимость резервуарного парка нефтебазы по дизельному топливу – ДА.

Величина страхового запаса дизельного топлива – ДА согласно таблице 3 $\Delta V^{\text{дд}} = 50\%$.

Тогда полезный объём резервуаров в соответствии с формулой (2.8)

$$V_i = V_{iа} = \frac{1,785 \cdot 10^6 \cdot 1,7}{365} \left(1 + \frac{50}{100}\right) = 1,247 \cdot 10^4 \text{ м}^3.$$

$$\text{Требуемый общий объём резервуаров } V = \frac{V_i}{\eta_0} = \frac{1,247 \cdot 10^4}{0,88} = 1,417 \cdot 10^4 \text{ м}^3.$$

Необходимо установить две ёмкости без понтона объёмом 10000 м³.

2.3. РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ И ВЫБОР ТИПА НАСОСА

Для перекачки нефти и нефтепродуктов в основном используются центробежные и шестерёнчатые насосы. Их характеристики – зависимости напора H_n , мощности N_n , КПД η_n в функции расхода Q насоса – приводятся в справочной литературе. Важным показателем свойств жидкости является кавитационный запас $\Delta h_{\text{доп}}$, определяющий ограничение зоны рабочих режимов насоса.

Иногда удобно пользоваться аналитическими выражениями этих зависимостей, полученных эмпирическим путём. Так, в частности, аналитические зависимости напора, кавитационного запаса и КПД центробежных насосов можно представить в виде:

$$H_n = H_0 + aQ - bQ^2; \Delta h_{\text{доп}} = \begin{cases} \Delta h_{\text{доп ном}} & \text{при } 0,5Q_{\text{ном}} \leq Q \leq Q_{\text{ном}}; \\ a_0 Q^{b_0} & \text{при } Q > Q_{\text{ном}}; \end{cases} \quad \eta_n = c_0 + c_1 Q + c_2 Q^2. \quad (2.9)$$

Для шестерёнчатых насосов эти зависимости:

$$Q = Q_{\text{ш}} - a_{\text{ш}} (p \cdot p_{\text{ш}})^{b_{\text{ш}}} \quad \text{и} \quad \eta = d_0 + d_1 p + d_2 p^2, \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{ш}}$ и $p_{\text{ш}}$ – расход и давление, создаваемые шестерёнчатым насосом.

Необходимо помнить, что в области малых давлений ($p < p_{\text{ш}}$) зависимость $Q(p)$ носит линейный характер ($b_{\text{ш}}=1$), а при $p < p_{\text{ш}}$ – криволинейный ($b_{\text{ш}} > 1$).

При транспортировке маловязких нефтей и нефтепродуктов характеристики центробежных насосов изменений не претерпевают. Однако с ростом вязкости перекачиваемой жидкости они ухудшаются.

Формулы для расчета параметров работы насоса на нефти H_v , Q_v , η_v по известным параметрам работы на воде H_B , Q_B , η_B имеют вид:

$$H_v = k_H H_B, \quad Q_v = k_Q H_B, \quad \eta_v = k_\eta \eta_B,$$

где k_H , k_Q , k_η – коэффициенты пересчёта соответственно напора, расхода и КПД насоса с воды на высоковязкий продукт.

Для всех насосов с коэффициентом быстроходности $50 \leq n_s \leq 130$, кроме магистральных, пересчет характеристик производится при выполнении неравенства:

$$v_{\text{ниж}} > v_T > v_{\text{верх}}, \quad (2.11)$$

где v_T – вязкость нефтепродукта при температуре перекачки; $v_{\text{ниж}}$ и $v_{\text{верх}}$ – предельные нижнее и верхнее значения вязкости, при которых пересчёт характеристик необходим:

$$v_{\text{верх}} = 7,5 \cdot 10^{-6} \frac{Q_{\text{а.т.т.д}}}{\sqrt{D_2 b_2}} \quad \text{и} \quad v_{\text{ниж}} = 2,6 \cdot 10^{-4} \frac{Q_{\text{а.т.т.д}}}{\sqrt{D_2 b_2}}, \quad (2.12)$$

где $Q_{\text{в. опт}}$ – расход воды при максимальном КПД насоса; D_2 и b_2 – диаметр и ширина лопаток рабочего колеса на выходе.

При $v_T < v_{\text{ниж}}$ пересчета характеристик насоса не требуется, так как он работает в автомобильной зоне. А при $v_T > v_{\text{верх}}$ необходимо использовать другой насос.

В качестве параметра, определяющего необходимость пересчёта, используется число Рейнольдса в следующей записи:

$$Re_i = 0,527 \frac{Q_{\text{а.т.т.д}}}{v \sqrt{D_2 b_2}}. \quad (2.13)$$

Для центробежных насосов с рабочим колесом одностороннего входа жидкости существуют три зоны, в пределах каждой из которых действует гидравлическое сопротивление, подчиняющееся разным закономерностям:

$$k_Q = \left\{ \begin{array}{ll} -0,774 + 0,58 \lg Re_H & \text{при } 100 < Re_H \leq 600 \\ 0,412 + 0,153 \lg Re_H & \text{при } 100 < Re_H < 7000 \\ 1 & \text{при } Re_H \geq 7000 \end{array} \right\} \quad (2.14)$$

$$k_H = k_Q^{2/3};$$

$$k_{\eta} = \begin{cases} -0,852 + 0,483 \lg Re_H & \text{при } 100 \leq Re_H \leq 2300 \\ -0,201 + 0,17 \lg Re_H & \text{при } 2300 < Re_H < 50\,000 \\ 1 & \text{при } Re_H \geq 50\,000. \end{cases}$$

В методике пересчета характеристик магистральных центробежных насосов используется другая форма записи числа Рейнольдса:

$$Re_i = \frac{nD_2^2}{\nu} = \frac{\nu D_2}{\nu}, \quad (2.15)$$

где размерность частоты вращения вала насоса n [1/мин].

В целях оптимизации режимов работы насосов на пониженных и повышенных подачах некоторые из них комплектуются сменными рабочими колёсами, позволяющими работать с подачами 50, 70 и 125% от номинальной.

Пересчёт характеристик с воды на вязкую нефть необходим, когда величина Re_H меньше величины переходного числа Рейнольдса, определяемого по формуле:

$$Re_H = 3,16 \cdot 10^5 n_s^{-0,305}, \quad (2.16)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса.

Коэффициенты пересчёта напора, расхода и КПД с воды на высоковязкую нефть определяются по формулам:

$$k_i = 1 - 0,128 \lg \frac{Re_i}{Re_i}, \quad k_Q = k_i^{1,5}, \quad k_{\eta} = 1 - \alpha_{\eta} \lg \frac{Re_{\text{гд}}}{Re_i}, \quad (2.17)$$

где $Re_{\text{гд}} \approx 0,224 \cdot 10^5 n_s^{0,384}$ – граничное число Рейнольдса; $\alpha_{\eta} \approx 1,33 n_s^{-0,326}$.

Величины аппроксимирующих коэффициентов для нефти через аналогичные для воды рассчитываются по следующим формулам:

$$H_{0v} = k_H H_{0B}; \quad a_v = a_B \frac{k_H}{k_Q}; \quad b_v = b_B \frac{k_H}{k_Q^2}; \quad c_{0v} = k_{\eta} c_{0B}; \quad c_{1v} = c_{1B} \frac{k_{\eta}}{k_Q}; \quad c_{2v} = c_{2B} \frac{k_{\eta}}{k_Q^2}. \quad (2.18)$$

Определим тип и количество насосов ГНС трубопровода длиной $L_{\text{тр}} = 692$ км для перекачки 1,5 млн. т нефти в год (плотность $\rho_H = 840,21$ кг/м³).

Исходной величиной при выборе диаметра трубопровода является годовой план перекачки. В табл. 5 приведены основные рекомендуемые

параметры магистральных трубопроводов при изотермической перекачке. Верхние пределы пропускной способности соответствуют меньшей кинематической вязкости, а рабочее давление определяется характеристикой насосов, их количеством и способом соединения. Высоковязкие нефтепродукты перед перекачкой необходимо предварительно подогревать.

Расчётное количество рабочих дней в году для магистральных трубопроводов приводится в табл. 6.

По табл. 5 выбираем диаметр трубы нефтепровода, равный 273 мм. Для нефтепровода протяжённостью 692 км с трубой данного диаметра расчётное количество дней работы в году в соответствии с табл. 6 равно 354.

Таблица 5

Нефтепродуктопроводы		
Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн. т/год
273 (4...8)	7,5...8,5	1,3...1,6

Таблица 6

Протяжённость, км	Диаметр нефтепровода, мм
	До 820 включительно
Свыше 500 до 700	354/352

Часовая пропускная способность трубопровода определяется по формуле:

$$Q_{\dot{}} = \frac{G_{\dot{a}}}{24n_{\delta}\rho_{\delta}} = \frac{1,5 \cdot 10^9}{24 \cdot 354 \cdot 840,21} = 210,13 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В соответствии с найденной производительностью выбираем насосы для оснащения насосных станций: основные – НМ 1250-260 и подпорные – НПВ 1250-60 с наименьшим диаметром ротора (см. табл. 3 и 4 Приложения).

Напор этих насосов при расчетной часовой подаче в соответствии с формулой (2.9) составляет:

$$H_{\text{НПВ}} = 78,5 - 199 \cdot 10^{-6} \cdot 210,13^2 = 69,71 \text{ м};$$

$$H_{\text{НМ}} = 216,4 - 40,9 \cdot 10^{-6} \cdot 210,13^2 = 214,59 \text{ м}.$$

Рабочее давление $p_{\text{ГНС}}$ на выходе головной насосной станции

$$p_{\text{ГНС}} = \rho_{\text{р}} g (m_{\text{НМ}} H_{\text{НМ}} + H_{\text{НПВ}}) = 840,21 \cdot 9,81 \cdot (4 \cdot 214,59 + 69,71) = 7,65 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

где $m_{\text{НМ}} = 4$ – принятое количество основных насосов на станции.

Запорная арматура на нефтепроводах рассчитана на давление 8,5 МПа.

Условие непревышения давления, создаваемого насосами над допустимым давлением запорной арматуры ($p_{\text{ГНС}} < p_{\text{зап}}$), выполняется.

Определим величины коэффициентов в формулах пересчёта (2.9)-(2.11) при перекачке дизельного топлива – ДА, имеющего кинематическую вязкость $\nu = 6,355 \text{ мм}^2/\text{с}$, насосом НМ 1250-260 с ротором $0,7Q_{\text{Н}}$.

В соответствии с табл. 3 и 4 Приложения насос обладает следующими параметрами: $n = 3000 \text{ 1/мин}$, $D_2 = 0,418 \text{ м}$, $n_s = 62$, $H_{0\text{В}} = 216,4 \text{ м}$, $a_{\text{В}} = 0$, $b_{\text{В}} = 40,9 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2/\text{М}^5$, $a_{0\text{В}} = 0,092 \text{ м}$, $b_{0\text{В}} = 0,76 \text{ м}$, $b_2 = 0$, $c_{0\text{В}} = 0,0963$, $c_{1\text{В}} = 14,3 \cdot 10^{-4} \text{ ч}/\text{М}^3$ и $c_{2\text{В}} = -69,6 \cdot 10^{-8} \text{ ч}^2/\text{М}^6$.

Так как в насосе НМ 1250-260 колесо имеет двусторонний вход жидкости, то число Рейнольдса в насосе вычисляем по формуле (2.15)

$$Re = \frac{3000 \cdot 418^2}{60 \cdot 6,355} = 1,375 \cdot 10^6.$$

Переходное и граничное числа Рейнольдса, а также коэффициент α_{η} рассчитываются по формулам (2.16), (2.17)

$$Re_{\text{п}} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 62^{-0,305} = 89747, \quad Re_{\text{гр}} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 62^{0,384} = 109276,$$

$$\alpha_{\eta} = 1,33 \cdot 62^{-0,326} = 0,346.$$

Так как $Re > Re_{\text{п}}$ и $Re > Re_{\text{гр}}$, то пересчёт напора, расхода и КПД с воды на нефть не нужен.

Максимальный КПД при перекачке нефти достигается при расходе

$$Q_{\text{вид}} = - \frac{14,3 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-69,6 \cdot 10^{-8})} = 1027 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определим коэффициенты пересчёта характеристики центробежного насоса НПВ 300-60 с ротором №1 (вариант а) на нефтепродукт с

кинематической вязкостью $\nu = 6,355 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Параметры насоса: $Q_{\text{пв}} = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$, $n = 2957 \text{ 1/мин}$, $D_2 = 0,24 \text{ м}$, $D_1 = 0,307 \text{ м}$.

Для определения необходимости пересчёта характеристик и возможности использования данного насоса для перекачки нефтепродукта следует рассчитать предельные нижнее и верхнее значения вязкости по формулам (2.12)

$$Q_{\text{в\ddot{u}d}} = -\frac{0,47 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-7,51 \cdot 10^{-8})} = 312,916 \text{ л}^3/\text{с}$$

$$v_{\text{f\ddot{a}e}} = 7,5 \cdot 10^{-6} \frac{312,916}{3600 \sqrt{0,24 \cdot 98,176 \cdot 10^{-6}}} = 4,247 \cdot 10^{-6} \text{ л}^2/\text{с}$$

$$v_{\text{a\ddot{a}d\ddot{o}}} = 2,6 \cdot 10^{-4} \frac{312,916}{3600 \sqrt{0,24 \cdot 98,176 \cdot 10^{-6}}} = 1,472 \cdot 10^{-4} \text{ л}^2/\text{с}$$

Так как вязкость нефти больше предельного нижнего значения $\nu > \nu_{\text{ниж}}$, то пересчёт характеристик – необходим. Поскольку вязкость нефти меньше предельного верхнего значения $\nu < \nu_{\text{верх}}$, то насос подходит для перекачки нефтепродукта.

Для определения коэффициентов пересчёта необходимо рассчитать число Рейнольдса, для чего используем формулу (2.13)

$$Re_i = 0,527 \frac{312,916}{3600 \cdot 6,355 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{0,24 \cdot 98,176 \cdot 10^{-6}}} = 46960.$$

Коэффициенты пересчёта характеристик насоса по формулам (2.14)

$$k_Q = 1; k_H = 1; k_{\eta} = -0,201 + 0,17 \cdot \lg 46960 = 0,593.$$

Для нормальной работы насоса необходимо, чтобы минимальное давление $p_{\text{вх}}$ на входе в него превышало давление $p_{\text{п}}$, при котором происходит парообразование перекачиваемой жидкости, на величину, соответствующую разности допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{\text{доп}}$ и скоростного напора на входе в насос:

$$\frac{p_{\text{вх}}}{\rho g} \geq \frac{p_{\text{п}}}{\rho g} + \Delta h_{\text{доп}} - \frac{v_{\text{вх}}^2}{2g}, \quad (2.19)$$

где $v_{\text{вх}} = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вх}}^2}$ – скорость жидкости во всасывающей патрубке насоса.

Давление насыщенных паров перекачиваемых жидкостей может быть определено по следующим формулам

$$\left. \begin{aligned} & \text{– для нефтей} && p_{\text{п}} = p_{\text{атм}} \exp \left[10,53 \left(1 - \frac{T_{\text{кип}}}{T} \right) \right]; \\ & \text{– для автомобильных бензинов} && p_{\text{п}} \approx 57000 \exp[-0,0327(T_{\text{кип}} - T)]; \\ & \text{– для авиационных бензинов} && p_{\text{п}} = 65000 \exp[-0,0303(T_{\text{кип}} - T)], \end{aligned} \right\} \quad (2.20)$$

где $T_{\text{кип}}$ – температура начала кипения (парообразования) жидкости, °К.

Допустимый кавитационный запас насоса при перекачке нефти и нефтепродуктов

$$\Delta h_{\text{доп н}} = \Delta h_{\text{доп в}} - k_h(\Delta h_t - \Delta h_v), \quad (2.21)$$

где $k_h = 1, 1 \dots 1, 15$ – коэффициент запаса; Δh_t и Δh_v – поправки на температуру и вязкость жидкости, определяемые согласно

$$\Delta h_t = 0,471 h_{\text{п}}^{0,45}; \quad \Delta h_v = \xi_{\text{вх}} \frac{v_{\text{вх}}^2}{2g}; \quad (2.22)$$

$h_{\text{п}}$ – напор, соответствующий давлению насыщенных паров жидкости; $\xi_{\text{вх}}$ – коэффициент сопротивления на входе в насос, вычисляемый при $565 < Re_{\text{н}} \leq 9330$ по формуле

$$\xi_{\text{вх}} = 16 - 13,1(\lg Re_{\text{н}} - 2,75)^{0,354},$$

а при $Re_{\text{н}} > 9330$ принимается равным $\xi_{\text{вх}} = 0$.

Рассчитаем необходимое давление на входе в насос НПВ 300-60 при перекачке дизельного топлива – ДА, имеющего температуру начала кипения $T_{\text{кип}} = 303^\circ\text{К}$. Перекачка ведётся при температуре $t = 279^\circ\text{К}$, расход составляет $Q = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$, плотность бензина $\rho = 840,21 \text{ кг}/\text{м}^3$, вязкость $\nu = 6,355 \text{ мм}^2/\text{с}$, диаметр входного патрубка $d_{\text{вх}} = 0,307 \text{ м}$, кавитационный запас по воде $\Delta h_{\text{доп в}} = 3 \text{ м}$.

Давление насыщенных паров при температуре перекачки по формуле (2.20)

$$p_{\text{п}} = 57000 \cdot \exp[-0,0327 \cdot (298 - 279)] = 30620 \text{ Па}.$$

Соответствующий этому давлению напор столба бензина

$$h_{\text{п}} = \frac{p_{\text{п}}}{\rho g} = \frac{30620}{840,21 \cdot 9,81} = 3,715 \text{ м}.$$

Поправка на температуру по кавитационному запасу согласно (2.22)

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot 3,715^{0,45} = 0,85 \text{ м.}$$

Скорость дизельного топлива – ДА и число Рейнольдса во входном патрубке насоса согласно (2.19) и (2.15)

$$v_{\text{ао}} = \frac{4 \cdot 300}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,307^2} = 1,126 \text{ м/с, } Re_{\text{іао}} = \frac{v_{\text{ао}} \cdot d_{\text{ао}}}{\nu} = \frac{1,126 \cdot 0,307}{6,355 \cdot 10^{-6}} = 54420.$$

Так как $Re_{\text{вх}} > 9330$, то $\Delta h_v = 0$ и кавитационный запас насоса на дизельном топливе – ДА согласно формуле (2.21)

$$\Delta h_{\text{доп н}} = 3 - 1,1 \cdot (0,85 - 0) = 2,065 \text{ м.}$$

Давление с учётом кавитационного запаса на входе согласно (2.19)

$$p_{\text{ао}} = 840,21 \cdot 9,81 \cdot \left(\frac{30620}{840,21 \cdot 9,81} + 2,065 - \frac{1,126^2}{2 \cdot 9,81} \right) = 47110 \text{ Па.}$$

Определим количество насосных станций на нефтетрубопроводе, если трубопровод относится к I категории, а вязкость дизельного топлива – ДА $\nu = 6,355 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Полагая, что для нефтепровода использованы трубы из стали К50 по табл. 7 Приложения находим, что для этих труб $\sigma_{\text{вр}} = 500 \text{ МПа}$; $\sigma_{\text{т}} = 350 \text{ МПа}$; коэффициент надёжности по материалу $k_1 = 1,47$, а трубы диаметра 273 мм выпускаются с толщинами стенок $\delta = 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7$ и 8 мм. Коэффициент надёжности по назначению трубопровода $k_2 = 1$ (при $D_{\text{нар}} \leq 1000 \text{ мм}$ $k_2 = 1$, для $D_{\text{нар}} = 1200 \text{ мм}$ $k_2 = 1,05$), а поскольку трубопровод относится к I категории, то согласно табл. 8 Приложения коэффициент условий работы $m_0 = 0,75$.

Величина расчётного напряжения σ , возникающего в металле трубы при перекачке определяется как:

$$\sigma = \sigma_{\text{ао}} \frac{m_0}{k_1 k_2} = 500 \cdot 10^6 \frac{0,75}{1,47 \cdot 1} = 255,1 \text{ МПа,} \quad (2.23)$$

где $\sigma_{\text{вр}}$ – нормативное напряжение в металле трубы и сварных соединениях (см. табл. 7, 9, 10 Приложения).

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле:

$$\delta = \frac{k_{\text{іао}} \partial D_{\text{іао}}}{2(k_{\text{іао}} \delta + \sigma)} = \frac{1,15 \cdot 7,65 \cdot 10^6 \cdot 0,273}{2 \cdot (1,15 \cdot 7,65 \cdot 10^6 + 255,1 \cdot 10^6)} = 4,55 \text{ мм,} \quad (2.24)$$

где p – рабочее (избыточное) давление; $D_{\text{нар}}$ – наружный диаметр трубы; $k_{\text{нагр}}$ – коэффициент надёжности по нагрузке ($k_{\text{нагр}}=1,15$ для нефте– и нефтепродуктопроводов, работающих по системе «из насоса в насос», $k_{\text{нагр}}=1,1$ – во всех остальных случаях).

Принимаем окончательную величину толщины стенки $\delta = 5$ мм. Тогда внутренний диаметр трубы нефтепровода:

$$d_{\text{вн}}=D_{\text{нар}} - 2\delta=273 - 2\cdot 5= 263 \text{ мм.}$$

Для выяснения характера протекания нефти в трубопроводе необходимо по формуле (2.15) рассчитать число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4Q_{\dot{}}}{\pi d_{\text{вн}} \nu} = \frac{4 \cdot 210,13/3600}{3,14 \cdot 0,263 \cdot 6,355 \cdot 10^{-6}} = 44490.$$

Поскольку $Re > 2320$, то течение – турбулентное.

Для определения величины гидравлического сопротивления трубы нефтепровода необходимо определить первое переходное число Рейнольдса, для чего предварительно необходимо рассчитать относительную шероховатость

$$\varepsilon = \frac{k_{\text{э}}}{d_{\text{вн}}} = \frac{0,014}{263} = 5,323 \cdot 10^{-5},$$

где $k_{\text{э}}$ – эквивалентная шероховатость (см. табл. 11 Приложения).

Первое переходное число Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{10}{5,323 \cdot 10^{-5}} = 187900.$$

Так как $Re_1 > Re$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб. Поэтому коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется по формуле:

$$\lambda=0,3164/Re^{0,25}=0,3164/44490^{0,25}=0,022.$$

Поскольку потери напора вследствие наличия гидравлического сопротивления принято заменять условным гидравлическим уклоном i , то его значение в зависимости от характера протекания нефти можно рассчитать по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d_{\text{дф}}} \frac{v^2}{2g} = \frac{0,022}{0,263} \frac{1,075^2}{2 \cdot 9,81} = 4,879 \cdot 10^{-3} = 0,004879, \quad (2.25)$$

где $v = \frac{4Q}{\pi d_{\text{дф}}^2} = \frac{4 \cdot 210,13/3600}{3,14 \cdot 0,263^2} = 1,075$ м/с – скорость перемещения дизельного топлива –ДА по трубе.

Полные потери в трубопроводе рассчитываются по формуле:

$$H_{\text{тр}} = k_{\text{мест}} i L_{\text{тр}} + \Delta Z + n_{\text{э}} H_{\text{кп}} = 1,02 \cdot 0,004879 \cdot 692 \cdot 10^3 + 43 + 2 \cdot 30 = 3547 \text{ м},$$

где $k_{\text{мест}} = 1,02$ – коэффициент учёта местных сопротивлений в трубопроводе; $\Delta Z = 43$ – разность нивелирных отметок конечной и начальной точек трассы нефтепровода; $H_{\text{кп}} = 30$ м – величина напора в конечной точке трассы нефтепровода.

Расчётное количество насосных станций на трубопроводе определяется согласно по формуле:

$$i_{\text{нб}} = \frac{I_{\text{дд}} - i_{\text{г}} I_{\text{дд}}}{m_{\text{г}} I_{\text{дд}}} = \frac{3547 - 2 \cdot 69,71}{4 \cdot 214,59} = 3,969.$$

Принимаем $n_{\text{ст}} = 4$.

Поскольку принятое количество станций превышает расчётное значение целесообразно определить количество основных насосов на них с целью корректировки комплектации ими насосных станций. Для этого необходимо построить зависимости $H_{\text{тр}}(Q)$ и $H_{\Sigma\text{н}}(Q)$, точка пересечения которых и определит оптимальное суммарное количество насосов.

Результаты расчётов для построения характеристик нефтепровода и насосных станций сведены в табл. 7, а кривые приведены на рис. 2.

Таблица 7

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	$H = 1,02iL_{\text{тр}} + \Delta Z + H_{\text{кп}}, \text{ м}$	$H = H_{\text{н пв}} + m_{\text{н м}} H_{\text{н м}}, \text{ м при } m_{\text{н м}}$			
		15	16	17	18
50	382,172	3322	3539	3755	3971
100	1042	3316	3532	3748	3964
150	2012	3306	3522	3737	3953

200	3261	3292	3507	3722	3936
250	4770	3274	3488	3701	3915
300	6525	3251	3464	3677	3890

На рис. 2 приведена совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций при общем количестве работающих насосов $n_{н.нм}=15,16,17$ и 18. Видно, что при данном количестве работающих насосов производительность нефтепровода составляет соответственно 201,210,215 и 222 м³/ч. Таким образом, проектная производительность нефтепровода обеспечивается при работе на станциях 16 насосов.

При распределении этого количества насосов по станциям необходимо руководствоваться следующим:

- большее их число должно быть установлено на станциях, расположенных в начале трубопровода, а меньшее – на его конце;

- для удобства обслуживания линейной части третий и четвертый перегоны между станциями должны быть примерно одинаковой длины.

Исходя из сказанного, выбираем следующую схему комплектования насосных станций магистральными насосами: 5 – 4 – 4 – 3.

Выполним расстановку насосных станций по трассе нефтепровода по условиям задачи 8 с учётом того, что разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода $\Delta Z= 43$ м, перевальная точка отсутствует.

Вычисляем длину первого перегона, на который хватило бы напора магистральных насосов головной станции $H_{гнс} = m_{н нм} H_{н нм}$ при условии, что нефтепровод был бы горизонтальным, по формуле

$$L_1 = H_{гнс} / (1,02i) = 1073 / (1,02 \cdot 0,004879) = 215600 \text{ м.}$$

Дальнейшие расчёты целесообразно произвести графическим путём, для чего обратимся к Приложение 1. В начале нефтепровода (точка A_1) по оси ординат откладывается отрезок A_1-B_1 , пропорциональный напору магистральных насосов головной станции $H_{гнс} = 1073$ м, а по оси абсцисс в некотором масштабе – отрезок A_1-A_2 , пропорциональный длине первого

перегона $L_1=215600$ м. Линия Б₁-А₂ и есть гидравлический уклон нефтепровода с учетом местных сопротивлений.

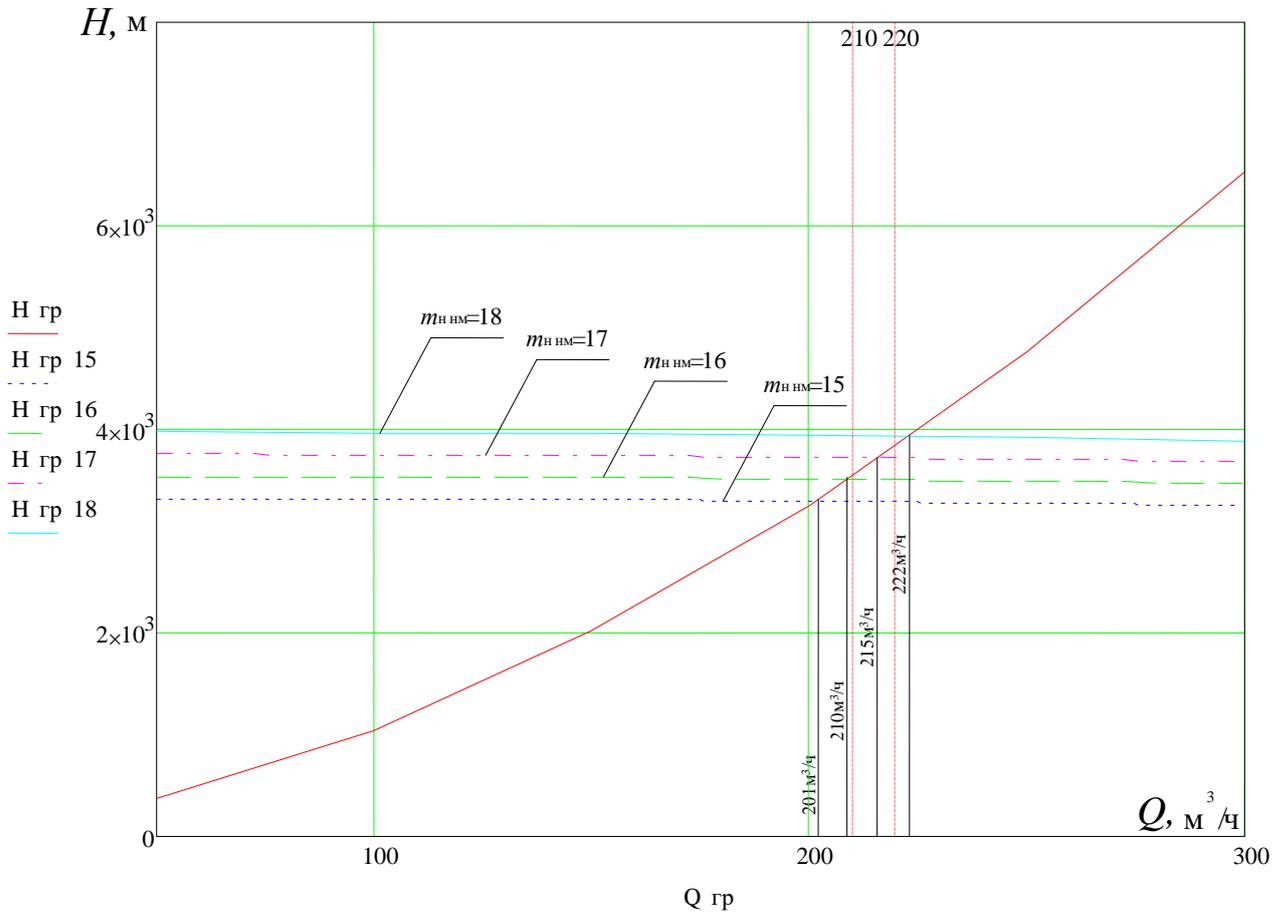


Рис. 2

В точке пересечения линии гидравлического уклона с профилем трассы (точка А₂) располагается промежуточная насосная станция НС2. Восстанавливая из этой точки перпендикуляр и откладывая на нём отрезок А₂-Б₂, пропорциональный напору магистральных насосов этой станции $H_{нс2}=858,376$ м, получаем точку Б₂, из которой проводится прямая А₃-Б₂ гидравлического уклона нефтепровода, параллельная прямой А₂-Б₁. В точке пересечения прямой с трассой трубопровода находится промежуточная насосная станция НС3. Положение промежуточной насосной станции НС4 определяется аналогично $H_{нс4} = 3 \cdot 214,594 = 643,782$ м. Расстановка насосных станций выполнена правильно, если проведённая из точки Г на отрезке А₄-Б₄

линия гидравлического уклона пересекает трассу трубопровода в конечной её точке.

Таким образом, длины перегонов составят $L_1=215600$ м, $L_2=172000$ м, $L_3=171200$ м, $L_4=124000$ м.

Определим возможность использования первого по ходу (подпорного) насоса для схемы перекачивающей станции, приведенной на рис. 3. Перекачивается дизельное топливо – ДА, имеющее плотность $\rho_n=840,21$ кг/м³ и кинематическую вязкость $\nu=6,355 \cdot 10^{-6}$ м²/с, с расходом $Q=210,13$ м³/ч насосами НПВ 300-60. Принять, что наиболее удаленный резервуар находится на расстоянии $L_c=90$ м от подпорного насоса, а остальные величины: $z_p=5$ м, $z_{пн}=-1,5$ м, $k_3=0,014$ мм. Дизельное топливо – ДА с температурой начала кипения $T_{кип}=298^0\text{К}$ перекачивается при температуре $T=279^0\text{К}$.

Как известно, для нормальной работы насоса необходимо, чтобы минимальное давление $p_{вх}$ на входе в него превышало давление $p_{п}$, при котором происходит парообразование нефти, на величину, соответствующую разности допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{доп}$ и скоростного напора её на входе в насос согласно формуле (2.19). Поэтому следует проверить, обладает ли установленный подпорный насос необходимой всасывающей способностью в условиях преодоления потоком дизельного топлива – ДА местных сопротивлений трубопроводной сети станции.

Величина давления на входе насоса связана с потерями напора в элементах сети соотношением

$$\begin{aligned} \frac{\delta_{\dot{a}\dot{o}}}{\rho_i g} &= \frac{p_a}{\rho_i g} + z_{\dot{o}} - z_{\dot{i}} + H_{\dot{a}\dot{c}\dot{e}} - \frac{v_{\dot{a}\dot{o}}^2}{2g} - \Sigma h_{\dot{o}} - \Sigma h_{\dot{i}} = \\ &= \frac{101325}{840,21 \cdot 9,81} + 5 - (-1,5) + 0,3 - \frac{0,789^2}{2 \cdot 9,81} - 0,2232 - 1,14 = 17,698 \text{ м}, \end{aligned} \quad (2.26)$$

где $z_p=5$ м и $z_{пн}=-1,5$ м – геодезические высоты соответственно днища резервуара и оси входного патрубка насоса; $H_{взл}=0,3$ м – высота взлива (уровень) дизельного топлива – ДА в резервуаре; $v_{вх}$ – скорость дизельного топлива – ДА на входе в насос; $D_1=0,307$ м – диаметр входного отверстия

насоса; Σh_{τ} – потери от действия сил трения в трубопроводе; Σh_{mc} – потери от действия местных сопротивлений в трубопроводе.

Для определения скорости дизельного топлива – ДА на входе в насос воспользуемся правилом неразрывности потока, в соответствии с которым

$$v_{\text{ао}} = v \left(\frac{d_{\text{аі}}}{D_1} \right)^2 = 1,075 \left(\frac{0,263}{0,307} \right)^2 = 0,789 \text{ м/с},$$

где $v = \frac{4Q}{\pi d_{\text{аі}}^2} = \frac{4 \cdot 210,13/3600}{3,14 \cdot 0,263^2} = 1,075 \text{ м/с}$ – скорость дизельного топлива – ДА в трубопроводе.

Потери, обусловленные гидравлическим уклоном i , определяются коэффициентом гидравлического сопротивления λ , зависящим от числа Рейнольдса

$$\lambda = 0,11 \left(\varepsilon + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \left(5,323 \cdot 10^{-5} + \frac{68}{1,375 \cdot 10^6} \right)^{0,25} = 0,011,$$

где число Рейнольдса для трубопровода согласно (2.15)

$$\text{Re} = \frac{3000 \cdot 418^2}{60 \cdot 6,355} = 1,375 \cdot 10^6$$

и для входа в насос $\text{Re}_{\text{ао}} = \frac{vD_2}{\nu} = \frac{0,789 \cdot 0,307}{6,355 \cdot 10^{-6}} = 29800$.

Величина гидравлического уклона согласно (2.25)

$$i = \frac{\lambda}{d_{\text{аі}}} \frac{v^2}{2g} = \frac{0,011}{0,263} \cdot \frac{1,49^2}{2 \cdot 9,81} = 2,48 \text{ ‰},$$

а потери напора – $\Sigma h_{\tau} = iL_c = 2,48 \cdot 10^{-3} \cdot 90 = 0,2232 \text{ м}$.

Согласно технологической схеме (см. рис. 3) на пути дизельного топлива – ДА от резервуара до насоса местные сопротивления возникают в следующих элементах сети:

- на выходе нефти из резервуара;
- в однолинзовом компенсаторе;
- в шести задвижках;
- в тройнике на слияние;
- в четырёх тройниках с поворотом;

- в двух отводах на 90^0 ;
- в двух фильтрах;
- на входе в вертикальный насос.

Величины местных сопротивлений являются функцией числа Рейнольдса и вычисляются через коэффициенты ξ :

- для выхода из резервуара $\xi_{рез}=0,92$;
- для однолинзового компенсатора

$$\xi_{комп1}=0,153+5964/Re=0.153+5964/(1,375 \cdot 10^6)=0,157;$$

- для полностью открытой задвижки $\xi_{завд}=0,15$;
- для тройника:

– с поворотом  $\xi_{тр пов}=1,3$;

– на проход  $\xi_{тр пр}=1,1$;

– на слияние  $\xi_{тр пр}=3$;

– для отвода на 90^0 $\xi_{90}=0,35+3,58 \cdot 10^{-3} \exp[3,56 \cdot 10^{-5}(150000-Re)]=$
 $=0,35+3,58 \cdot 10^{-3} \exp[3,56 \cdot 10^{-5}(150000-1,375 \cdot 10^6)]=0,35$;

– для фильтра:

– светлых нефтепродуктов $\xi_{тр пр}=1,7$;

– тёмных нефтепродуктов $\xi_{тр пр}=2,2$;

– на входе в вертикальный насос двустороннего всасывания

$$\xi_{вх} = \begin{cases} 2,15 \cdot 10^8 Re_{вх}^{-1,68} & \text{при } Re \leq 32000; \\ 5 & \text{при } Re > 32000; \end{cases}$$

– для диффузоров

$$\xi_{диф} = \begin{cases} 0,148Re/(Re - 4660) & \text{при } d_2/d_1=1,1; \\ 0,132Re/(Re - 16520) & \text{при } d_2/d_1=1,2; \\ 0,147Re/(Re - 16700) & \text{при } d_2/d_1=1,4; \end{cases}$$

– для конфузоров ориентировочно можно принять

$$\xi_{\text{конф}} = 0,5\xi_{\text{диф}}$$

Для рассчитываемого варианта

$$\xi_{\text{ао}} = 5;$$

$$\xi_{\text{диф}} = 0,14Re/(Re-4600) = 0,14 \cdot 1,375 \cdot 10^6 / (1,375 \cdot 10^6 - 4600) = 0,14$$

$$\text{и } \xi_{\text{конф}} = 0,5\xi_{\text{диф}} = 0,5 \cdot 0,14 = 0,07.$$

Таким образом, сумма величин местных сопротивлений

$$\Sigma\xi = 0,92 + 0,157 + 6 \cdot 0,15 + 3 + 4 \cdot 1,3 + 2 \cdot 0,35 + 2 \cdot 1,7 + 0,07 + 5 = 19,348,$$

а суммарные потери от местных сопротивлений

$$\Sigma h_{\text{и}} = \Sigma \xi \frac{v^2}{2g} = 19,348 \frac{1,075^2}{2 \cdot 9,81} = 1,14 \text{ м.}$$

Величина давления на входе в насос по условию парообразования согласно (2.19)

$$\frac{\partial_{\text{ао}}}{\rho g} \geq \frac{p_i}{\rho g} + \Delta h_{\text{аи}} - \frac{v_{\text{ао}}^2}{2g} = \frac{30620}{840,21 \cdot 9,81} + 2,1 - \frac{0,789^2}{2 \cdot 9,81} = 5,783 \text{ м, (2.27)}$$

где в соответствии с (2.20)

$$p_{\text{п}} \approx 57000 \exp[-0,0327(T_{\text{кип}} - T)] = 57000 \cdot \exp[-0,0327 \cdot (298 - 279)] = 30620 \text{ Па,}$$

$$\text{а соответствующий ему напор } h_i = \frac{\partial_i}{\rho g} = \frac{30620}{840,21 \cdot 9,81} = 3,715 \text{ м.}$$

Допустимый кавитационный запас согласно (2.21) и (2.22)

$$\Delta h_{\text{доп н}} = \Delta h_{\text{доп в}} - k_h(\Delta h_r - \Delta h_v) = 3 - 1,1 \cdot (0,85 - 0,032) = 2,1 \text{ м,}$$

где $\Delta h_{\text{доп в}} = 3 \text{ м}$ – допустимый кавитационный запас по воде (см. табл. 5 Приложения);

$$\Delta h_r = 0,471 h_{\text{и}}^{0,45} = 0,471 \cdot 3,715^{0,45} = 0,85 \text{ м;}$$

$$\Delta h_v = \xi_{\text{ао}} \frac{v_{\text{ао}}^2}{2g} = 1 \cdot \frac{0,789^2}{2 \cdot 9,81} = 0,032 \text{ м,}$$

где $\xi = 1$, т.к. согласно (2.15)

$$Re_i = \frac{nD^2}{\nu} = Re = \frac{3000 \cdot 240^2}{60 \cdot 6,355} = 453,186 \cdot 10^3 > 9330.$$

Так как величина входного давления, рассчитанного по формуле (2.26) превышает величину давления по парообразованию (2.27), всасывающая способность подпорного насоса обеспечивается.

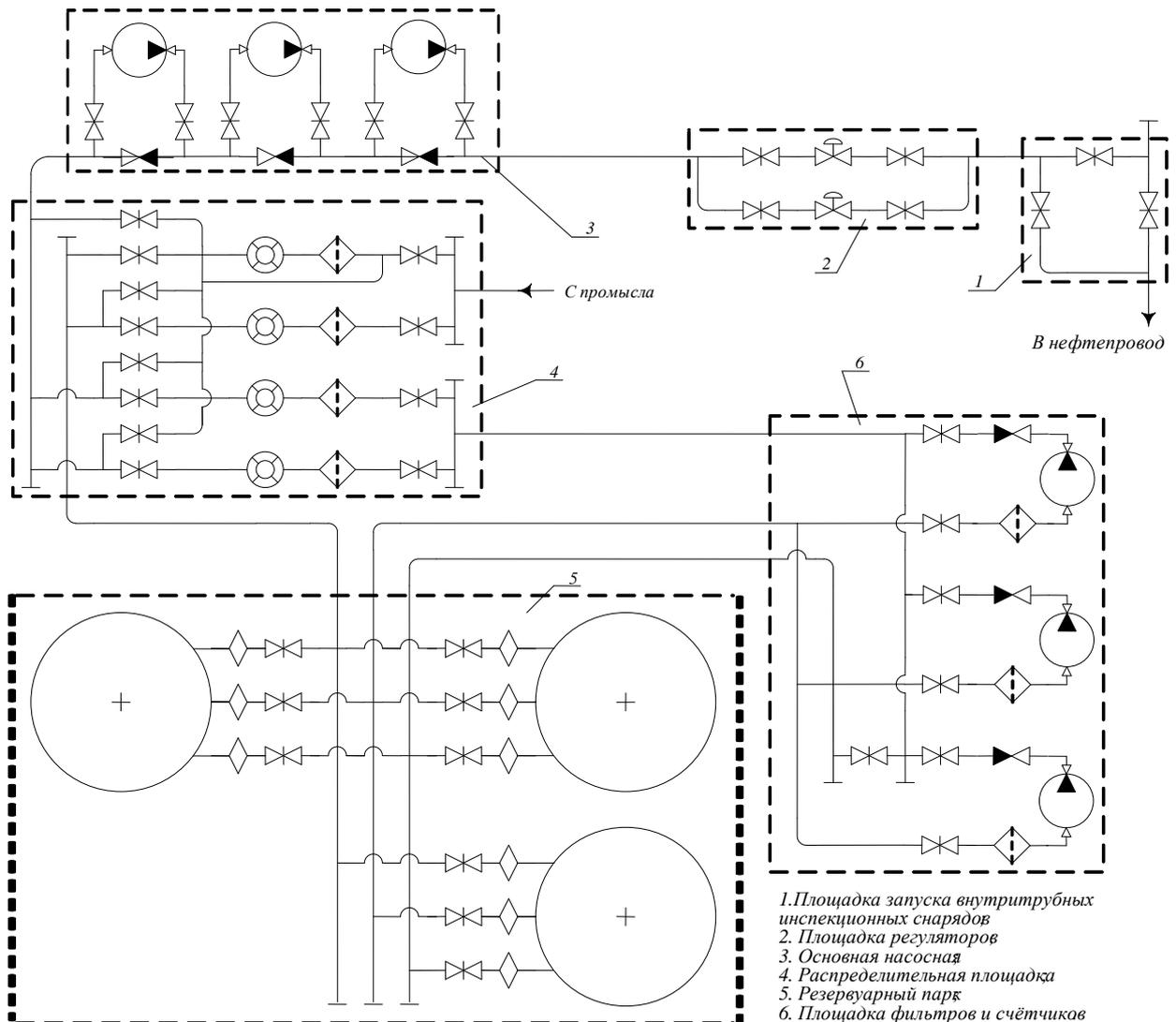


Рис. 3

2.4. РАСЧЁТ ТРУБОПРОВОДА

В задачу технологического расчета трубопроводов входит определение оптимальных параметров трубопровода (диаметр трубопровода, давление нагнетания насосных станций, толщина стенки трубы, количество насосных станций); расположение перекачивающих станций по трассе трубопровода; расчет режимов эксплуатации трубопровода.

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле

$$\delta = \frac{k_{\text{нагр}} p D_{\text{нар}}}{2(k_{\text{нагр}} p + \psi \sigma)}, \quad (2.28)$$

где

$$\psi = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр}}|}{\sigma_{\text{вр}}} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{пр}}|}{\sigma_{\text{вр}}}, \quad (2.29)$$

где $\sigma_{\text{пр}} = -\alpha E \Delta T + 0,3 \frac{k_{\text{нагр}} p d_{\text{вн}}}{\delta}$ – напряжения в трубе от продольных усилий, обусловленных перепадом температур; $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ град $^{-1}$; $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости стали; ΔT – расчётный температурный перепад; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы.

Абсолютные значения величин положительного и отрицательного перепада определяются по формулам

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \sigma_{\text{вр}}}{\alpha E} \text{ и } \Delta \dot{O}_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \sigma_{\text{ад}}}{\alpha \dot{A}}, \quad (2.30)$$

где $\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона.

Полученное расчётное значение толщины трубы округляется до ближайшего большего стандартного значения.

Определим толщину стенки нефтепродуктопровода диаметром 273 мм и длиной 692 км без промежуточных насосных станций, рассчитанного на рабочее давление $p = 7,65$ МПа. Температура перекачиваемого нефтепродукта $T_{\text{н}} = 279$ °К.

По табл. 7 Приложения находим, что для нефтепровода можно использовать бесшовную трубу, изготовленную из стали марки К50 ($\sigma_{\text{вр}} = 500$ МПа, $\sigma_{\text{т}} = 350$ МПа).

При этом способе изготовления согласно таблице $k_1 = 1,47$. Для диаметра трубопровода 273 мм $k_2 = 1$, а коэффициент условий работы $m_0 = 0,75$.

Расчётное сопротивление металла для стали К50

$$\sigma = \sigma_{\text{ад}} \frac{m_0}{k_1 k_2} = 500 \cdot 10^6 \frac{0,75}{1,47 \cdot 1} = 255,1 \text{ МПа,}$$

где $k_2 = 1$ – коэффициент надёжности по назначению нефтепровода (для труб с $D_{\text{н}} \leq 1000$ мм $k_2 = 1$, при $D_{\text{н}} > 1000$ мм $k_2 = 1,05$).

Поскольку в нефтепроводе нет промежуточных перекачивающих насосных станций, то коэффициент надёжности по нагрузке $k_{нагр} = 1,15$. Тогда по формуле (2.28), полагая $\psi = 1$, определяется предварительное расчётное значение толщины стенки трубопровода

$$\delta = \frac{k_{f_{a\ddot{a}o}} \partial D_{f_{a\ddot{a}o}}}{2(k_{f_{a\ddot{a}o}} \partial + \sigma)} = \frac{1,15 \cdot 7,65 \cdot 10^6 \cdot 0,273}{2 \cdot (1,15 \cdot 7,65 \cdot 10^6 + 255,1 \cdot 10^6)} = 0,00455 \text{ м.}$$

Полученное расчётное значение толщины стенки округляется до ближайшего большего по сортаменту равного, например, $\delta = 0,005$ м.

Значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов по формуле (2.30):

$$\Delta \dot{O}_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 500 \cdot 10^6}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} = 60,68 \text{ град. и } \Delta \dot{O}_{(-)} = \frac{(1-0,3) \cdot 500 \cdot 10^6}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} = 141,586 \text{ град.}$$

В дальнейшем расчете используется бóльшая из величин $\Delta T = 141,586$ град.

Величина продольных осевых сжимающих напряжений определяется:

$$\begin{aligned} \sigma_{i\delta} &= -\alpha \dot{A} \Delta \dot{O} + 0,3 \frac{k_{f_{a\ddot{a}o}} \partial d_{ar}}{\delta} = \\ &= -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 141,586 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 7,65 \cdot 10^6 \cdot 0,263}{0,005} = -205,9 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Знак минус указывает на наличие напряжений от осевых сжимающих усилий. Поэтому необходимо скорректировать принятое ранее значение коэффициента ψ по формуле (2.29):

$$\psi = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{205,9 \cdot 10^6}{500 \cdot 10^6} \right)^2} - 0,5 \frac{205,9 \cdot 10^6}{500 \cdot 10^6} = 0,728.$$

Тогда в соответствии с формулой (2.28) расчётная величина толщины стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 7,65 \cdot 10^6 \cdot 0,273}{2 \cdot (1,15 \cdot 7,65 \cdot 10^6 + 0,728 \cdot 255,1 \cdot 10^6)} = 0,006171 \text{ м.}$$

Таким образом, толщина стенки $\delta = 0,007$ м может быть принята как окончательный результат.

4. ЛИТЕРАТУРА

1. Бирюков В.В. Оборудование нефтегазовых производств. Методическое руководство. / В.В.Бирюков, Н.И.Горлов. – Новосибирск: НГТУ, 2009. – 54 с.