

ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

Методическое руководство к выполнению курсовых работ
для студентов направления 15.03.04 – «Автоматизация
технологических процессов и производств (по отраслям)»

2-е издание

НОВОСИБИРСК
2017

УДК 622.276.05(07)
О-224

Составитель канд. техн. наук, доцент *В.В. Бирюков*

Рецензент доцент *М.Е. Вильбергер*

Работа подготовлена на кафедре электротехнических комплексов

1. ПРОГРАММА КУРСА

ВВЕДЕНИЕ

Назначение насосов, вентиляторов и компрессоров на нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятиях. Краткая историческая справка о развитии и современном состоянии насосо-, вентилятор- и компрессоростроения.

Основные понятия и определения.

Классификация нагнетателей. Области применения и принципиальные схемы основных видов нагнетателей.

Гидроаэродинамика нагнетателей. Уравнение Л. Эйлера.

Влияние конечного количества лопастей и величины их выходного угла на напор.

Назначение корпуса нагнетателя. Потери энергии и КПД нагнетателей. Удельная быстроходность (коэффициент быстроходности).

Характеристики нагнетателей: индивидуальные, универсальные, совмещенные и т.д.

НАСОСЫ

Классификация насосов.

Центробежный насос. Основные элементы и принцип действия центробежного насоса. Производительность центробежного насоса. Характеристики центробежных насосов. Характеристика трубопровода и рабочая точка насоса. Последовательная и параллельная работа центробежных насосов. Неустойчивый режим работы насосов. Подобие насосов: понятие о подобии, формулы подобия (производительность, напор, мощность). Быстроходность центробежного насоса.

Кавитация: сущность явления, причины и признаки возникновения.

Определение основных геометрических параметров центробежного насоса.

Осевая сила в центробежном насосе. Корпуса насосов.

Регулирование производительности центробежных насосов: дроселированием, изменением частоты вращения, поворотом направляющих лопастей на входе в рабочее колесо.

Осевые насосы. Устройство и область применения насосов. Оди-
ночная лопасть крыловидного профиля. Прямая плоская решетка про-
филей. Силы, действующие на профиль в решетке. Гидравлический
КПД решетки и теоретический напор. Определение основных размеров
рабочего колеса.

Многоступенчатые осевые машины.

Роторные насосы. Основные элементы и принцип действия порш-
невого роторного насоса. Средняя подача жидкости однопоршневого
насоса.

Лопастные (пластинчатые) насосы. Основные элементы и принцип
действия пластинчатого роторного насоса. Производительность пла-
стинчатого роторного насоса.

Шестеренчатые насосы. Основные элементы и принцип действия
шестеренчатого насоса. Производительность шестеренчатого насоса.
Характеристика шестеренчатого насоса.

Винтовые насосы. Особенности и принцип действия винтового
насоса.

Вихревые насосы: принцип действия, конструктивное исполнение,
характеристики.

Неравномерность подачи насосов.

Влияние вязкости перекачиваемой жидкости на энергетические ха-
рактеристики насоса.

Поршневые насосы. Принцип действия, индикаторная диаграмма,
производительность, мощность, КПД. Неравномерность всасывания и
подачи насоса. Теоретические и действительные характеристики. Ре-
гулирование производительности.

ВЕНТИЛЯТОРЫ

Центробежные вентиляторы. Устройство и принцип действия
центробежных вентиляторов. Характеристики вентиляторов. Типы и
конструкции центробежных вентиляторов. Регулирование производи-
тельности вентиляторов. Влияние механических примесей на работу
вентилятора.

Осевые вентиляторы. Схема и конструктивное исполнение осевого вентилятора. Классификация осевых вентиляторов. Характеристики вентиляторов. Расчет осевого вентилятора. Шум в вентиляторах и борьба с ним.

КОМПРЕССОРЫ

Основы теории термодинамического процесса сжатия газа.

Классификация компрессоров.

Поршневые компрессоры. Классификация. Принцип действия одноступенчатого компрессора. Основные параметры. Регулирование подачи компрессора.

Процессы сжатия газа в многоступенчатом компрессоре.

Роторные компрессоры. Пластинчатый и винтовой компрессоры: принцип работы, конструктивное исполнение.

Турбокомпрессор. Принцип работы, конструктивное исполнение, характеристики.

Элементы компрессорных установок. Фильтры для очистки газов. Маслосепараторы, газосборники, предохранительные клапаны, холодильники.

Автоматизация поршневых компрессорных установок.

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Общая характеристика средств транспортировки нефти и нефтепродуктов: железнодорожный, водный, автомобильный, трубопроводный транспорт.

Трубопроводный транспорт. Классификация, характеристики, схемы перекачки, трассы и профили трубопроводов. Гидравлический расчет трубопроводов. Сортамент и элементы трубопроводных коммуникаций; арматура трубопроводов.

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА

Классификация и состав природных и искусственных газов. Основные законы газового состояния.

Общие сведения о транспортировке газа. Гидравлический расчет трубопроводов для транспортировки сжиженных углеводородных газов.

Газонаполнительные станции газопроводов.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ЗАДАНИЯ

Расчетно-графическая работа (РГР) предназначена для ознакомления студентов с методикой расчета параметров и выбора оборудования для транспортировки нефти от месторождения до потребителя (нефтебазы).

В задачу технологического расчета трубопровода входят 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, расчет параметров и выбор каждого элемента оборудования может рассматриваться как технологически независимые, но одновременно и взаимосвязанные задачи. На рис. 1 показана структурная схема нефтепродуктопровода.

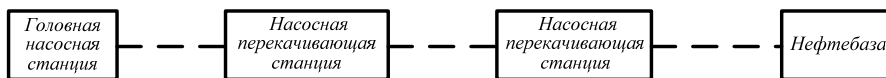


Рис. 1

В целях имитации различных режимов работы сети предусмотрены вариации некоторых параметров, при которых студенты должны определить оптимальные параметры работы системы в целом.

В процессе выполнения задания студенты обязаны обосновать выбор того или иного оборудования произведенными расчетами и мотивировать принятое решение.

Оформление РГР осуществляется в соответствии с требованиями, предъявляемыми к работам подобного рода.

Исходными данными для расчета нефтепровода являются:

- годовой объем 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.

Расчет выполняется в определенной последовательности.

Вычисляется средневзвешенная температура грунта вдоль трассы нефтепровода:

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{L_{\text{тр}}} \sum_{i=0}^n T_i l_i,$$

где $L_{\text{тр}}$ – длина трубопровода; T_i и l_i – температура грунта и длина i -го участка трубопровода соответственно.

Определяются физические характеристики нефтепродукта (плотность, вязкость) при расчетной величине температуры и расчетная пропускная способность нефтепровода.

В соответствии с расчетной часовой пропускной способностью прохода $Q_{\text{ч}}$ выбираются 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.

Если последнее условие выполняется для двух типов насосов, то дальнейшие расчеты выполняются для каждого из них. Например, при $Q_{\text{ч}} = 5800 \text{ м}^3/\text{ч}$ для дальнейших расчетов по вариантам принимаются насосы типов НМ 5000-210 и НМ 7000-210. Аналогично подбираются подпорные насосы.

Рассчитывается рабочее давление $p_{\text{РГС}}$ на выходе головной насосной станции:

$$p_{\text{РГС}} = \rho_{\text{РГ}} g (m_{\text{н. м}} H_{\text{н. м}} + H_{\text{н. пв}}),$$

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 ($p_{\text{РГС}} < p_{\text{зап}}$). В противном случае необходимо уменьшить количество магистральных насосов либо воспользоваться сменными роторами меньшего диаметра.

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

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

После этого уточняются количество насосов на трубопроводе и расстановка их по насосным станциям.

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

Неотъемлемой частью расчетно-пояснительной записки является графический материал, содержащий план головной станции с размещенным на ней оборудованием (технологическая схема) и план расстановки по трассе нефтепродуктопровода насосных станций. Оба плана выполняются на листах формата А4 (А3) и располагаются по тексту (либо выносятся в приложение).

Поскольку РГР представляет собой комплексное задание по решению нескольких взаимосвязанных задач, каждая из которых может рассматриваться отдельно, перед выполнением задания целесообразно ознакомиться с методикой решения подобных задач, изложенной ниже.

2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕПРОДУКТОВ

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

Плотность нефти находится в пределах $700 \dots 1100 \text{ кг/м}^3$, а изменение ее величины с температурой определяется, например, по формуле Менделеева [1]:

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

где ρ_T и ρ_{293} – плотность нефтепродуктов соответственно при температурах T и 293 K ; β_p – коэффициент объемного расширения (см. табл. П1 Приложения), либо по формуле

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

Сведения по физическим характеристикам и значениям поправочных коэффициентов нефтепродуктов приведены в табл. П1 и П2 Приложения.

Пример 1

Рассчитать кинематическую вязкость и плотность ромашкинской нефти при температуре $T = 275$ К.

Решение

Поскольку расчетная температура выходит за пределы температурного интервала, в котором известна вязкость ромашкинской нефти (см. табл. П2 Приложения), для расчета выбираем формулу Вальтера (*ASTM*) [1]

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

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 ромашкинской нефти при $T_1 = 283$ К $v_1 = 30,7$ мм²/с, а при $T_2 = 293$ К $v_1 = 14,2$ мм²/с. Тогда величины эмпирических коэффициентов

$$a = \lg \lg(30,7 + 0,8) - 6,97 \lg 283_1 = 17,27$$

и

$$b = \frac{\lg[\lg(30,7 + 0,8) / \lg(14,2 + 0,8)]}{\lg \frac{283}{293}} = -6,97,$$

а кинематическая вязкость ромашкинской нефти при температуре $T = 275$ К после преобразования формулы (2.2)

$$v = 10^{10^{(17,27 - 6,97 \lg 275)}} - 0,8 = 70,5 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

Плотность нефти при этой температуре согласно формуле (2.1)

$$\rho_{275} = \frac{862}{1 + 0,000793(275 - 293)} = 874,5 \text{ кг/м}^3,$$

где $\rho_{293} = 862$ кг/м³; $\beta_p = 0,000793$ 1/К.

2.2. РАСЧЕТ 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

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр трубы, мм			
	630 и менее	720, 820	1020	1220
До 200	1,5	2	2	2
Свыше 200 до 400	2	2,5	2,5	2,5
Свыше 400 до 600	2,5	2,5/3	2,5/3	2,5/3
Свыше 600 до 800	3	3/3,5	3/4	3,5/4
Свыше 800 до 1000	3/3,5	3/4	3,5/4,5	3,5/5

Величины, приведенные в числителе, следует применять при обычных условиях прокладки, а в знаменателе – когда не менее 30 % от протяженности трубопровода проходит в сложных условиях (заболоченные и горные участки).

При протяженности нефтепровода более 1000 км к размеру емкости по табл. 1 добавляется объем резервуарного парка, соответствующего длине остатка.

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 приемосдаточных операций – 1...1,5.

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

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

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

где $n_э$ – количество эксплуатационных участков (протяжностью $L_э = 400...600$ км); n_y – количество насосных станций на границах эксплуатационных участков (где выполняются приемосдаточные операции).

Т а б л и ц а 2

Емкость резервуара, м ³	Коэффициент использования емкости η_p		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышкой
До 5000 включительно	0,85	0,81	0,80
От 10 000 до 30 000	0,88	0,84	0,83

Пример 2

Рассчитать объем резервуарных парков в системе магистрального нефтепровода диаметром 720 мм протяженностью $L_M = 900$ км, расположенного на Дальнем Востоке. Доля длины нефтепровода, проходящего в сложных условиях, составляет 40 %. На границе эксплуатационных участков производятся приемосдаточные операции.

Решение

Количество эксплуатационных участков нефтепровода такой протяженности

$$n_э = L_M / L_э = 900 / (400...600) = 2.$$

Так как на границе эксплуатационных участков производятся приемосдаточные операции, то $n_y = 1$ и, задаваясь верхними пределами рекомендуемых объемов резервуарных парков, по формуле (2.4) определяют их суммарный объем:

$$V_p = V^{\text{сут}}[0,5(n_x - n_y - 1) + 1,5 n_y + 3] = [0,5(2 - 1 - 1) + 1,5 \cdot 1 + 3] = 4,5 V^{\text{сут}}.$$

Найденный суммарный объем резервуаров соответствует рекомендациям табл. 1.

Необходимая вместимость $V_{\text{ГНС}}$ резервуарного парка головной насосной станции (ГНС) вычисляется по формуле [1]

$$V_{\text{ГНС}} = \frac{k_{\text{н.рез}} k_{\text{н.тр}}}{\Pi} \sum_{i=1}^m \frac{V_i^{\text{год}}}{\eta_p} \left(1 - \frac{q_i}{Q_i} \right), \quad (2.5)$$

где $k_{\text{н.рез}} = 1,3$ – коэффициент неравномерности поступления нефти в резервуары ГНС; $k_{\text{н.тр}} = 1,1$ – коэффициент неравномерности работы трубопровода; Π – количество циклов последовательной перекачки (при перекачке одного продукта $\Pi = 365$); m – количество перекачиваемых нефтепродуктов; q_i и Q_i – реальный и максимально допустимый суточный расход i -го нефтепродукта в трубопроводе.

Найденная величина $V_{\text{ГНС}}$ не должна быть меньше трехсуточного объема перекачки нефти по трубопроводу.

Необходимая вместимость резервуарного парка конечного пункта нефтепровода

$$V_{\text{к.п}} = \frac{k_{\text{н.т}} k_{\text{расх}}}{\Pi} \sum_{i=1}^m \frac{V_i^{\text{год}}}{\eta_p} \left(1 - \frac{q_i}{q_{i \max}} \right), \quad (2.6)$$

где $k_{\text{расх}} = 1,5$ – коэффициент среднегодового расхода нефти на конечном пункте; $q_{i \max}$ – максимальная величина суточного расхода i -го нефтепродукта.

Вместимость резервуарного парка нефтебазы определяется по графикам поступления и отгрузки нефти, составленным на основании фактических данных за 2...3 года, с учетом страхового запаса. Для каждого вида нефтепродукта необходимый объем резервуаров находится как

$$V_i = \frac{Q_i^{\text{год}}}{100} (\Delta V_{i \max} - \Delta V_{i \min} + \Delta V_i^{\text{стр}}), \quad (2.7)$$

где $\Delta V_{i \max}$ – максимальный месячный остаток i -го нефтепродукта в процентном выражении; $\Delta V_{i \min}$ – минимальный месячный остаток i -го нефтепродукта в процентном выражении; $\Delta V_i^{\text{стр}}$ – величина страхового

запаса i -го нефтепродукта в процентном выражении, выбираемая по табл. 3.

При отсутствии таких данных вместимость может быть рассчитана по формуле

$$V_{\text{нб}} = \frac{Q^{\text{год}} k_{\text{нер}}}{365} \left(1 + \frac{\Delta V^{\text{стр}}}{100} \right), \quad (2.8)$$

где $Q^{\text{год}}$ – годовой расход нефти; $k_{\text{нер}}$ – коэффициент неравномерности потребления нефти, выбираемый по табл. 4.

Т а б л и ц а 3

Тип нефтебазы	Месторасположение нефтебазы	Норма страхового запаса, %
Железнодорожные, водные (речные)	Южнее 60° северной широты в европейской части страны Севернее 60° северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале и Дальнем Востоке	До 20 До 50
Водные (речные) с поступлением нефти только в навигационный период	—	До 50*

* Вычисляется по среднемесячной потребности в межнавигационный период.

Т а б л и ц а 4

Характеристика районов потребления	$k_{\text{нер}}$	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Промышленные города	1,0	1,3
Промышленные районы:	1,1	1,5
промышленность потребляет 70 %	1,2	1,8
промышленность потребляет 30 %	1,5	2,0
Сельскохозяйственные районы	1,7	2,5

Для трубопроводных нефтебаз и нефтебаз с реализацией менее 1 тыс.т/год страховой запас не устанавливается.

Пример 3

Определить необходимый полезный объем резервуарных парков головной насосной станции и конечного пункта магистрального нефтепровода для перекачки 8 млн т нефтепродуктов (бензин – 30 %, диз. топливо – 40 %, реактивное топливо – 30 %) в год с цикличностью Ц = 61. Принять расходы поступления нефтепродуктов (бензина АИ-93, летнего дизельного топлива – ДЛ и реактивного топлива – ТС-1) на ГНС равными соответственно 500, 450 и 480 м³/ч; максимальные расходы их реализации на конечном пункте 360, 400 и 430 м³/ч. Плотность нефтепродуктов при расчетной температуре $t = 274\text{K}$ соответственно равна 746,3, 848,8 и 814,5 кг/м³, а часовые расходы через трубопровод – $Q_{\text{АИ-93}} = 1310$, $Q_{\text{ДЛ}} = 1193$, $Q_{\text{ТС-1}} = 1284$ м³/ч.

Решение

На основании общего объема перекачиваемых при расчетной температуре нефтепродуктов годовые объемы каждого из них составляют:

$$V_{\text{АИ-93}}^{\text{год}} = \frac{0,3 \cdot 8 \cdot 10^6}{746,3} = 3\,215\,865 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{ДЛ}}^{\text{год}} = \frac{0,4 \cdot 8 \cdot 10^6}{848,8} = 3\,770\,028 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{ТС-1}}^{\text{год}} = \frac{0,3 \cdot 8 \cdot 10^6}{814,5} = 2\,946\,593 \text{ м}^3.$$

Поскольку объем перекачиваемых нефтепродуктов достаточно большой, принимаем для ГНС резервуары типа РВСП-10000 ($\eta_p = 0,84$) – для бензина и РВС-10000 ($\eta_p = 0,88$) – для дизельного и реактивного топлива.

Потребная вместимость резервуарного парка для ГНС согласно (2.5)

$$V_{\text{ГНС}} = \frac{1,3 \cdot 1,1}{61} \left[\frac{3215865}{0,84} \left(1 - \frac{500}{1310} \right) + \frac{3770028}{0,88} \left(1 - \frac{450}{1193} \right) + \frac{29465593}{0,88} \left(1 - \frac{480}{1284} \right) \right] = 167193 \text{ м}^3.$$

Потребная вместимость резервуарного парка для конечного пункта согласно (2.6)

$$V_{\text{кп}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{61} \left[\frac{3215865}{0,84} \left(1 - \frac{360}{1310} \right) + \frac{3770028}{0,88} \left(1 - \frac{400}{1193} \right) + \frac{29465593}{0,88} \left(1 - \frac{430}{1284} \right) \right] = 212365 \text{ м}^3.$$

Таким образом, на ГНС необходимо установить не менее 17 резервуаров вместимостью по 10 000 м³, а на конечном пункте – не менее 22.

Пример 4

Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы по бензину АИ-93 при заданном графике поступления и отгрузки (в процентах от годовой реализации):

Показатель	Помесячное поступление (отгрузка) бензина, %											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Поступление	14	13	11	7	4	3	3	7	9	9	10	10
Отгрузка	3	4	5	7	8	13	15	13	12	10	6	4
												всего
												100
												100

Среднемесечное потребление бензина – 1000 м³.

Решение

Для расчета объема резервуаров в соответствии с формулой (2.7) необходимо определить месячные остатки и их сумму нарастающим итогом:

Показатель	Помесячные остатки бензина, %											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Месячный	11	9	6	0	–4	–10	–12	–6	–3	–1	4	6
Нарастающий итог	11	20	26	26	22	12	0	–6	–9	–10	–6	0

Величина страхового запаса бензина согласно табл. 3 $\Delta V^{\text{стр}} = 20 \%$. Тогда с учетом результатов расчетов, сведенных в таблицу, $\Delta V_{\text{max}} = 26 \%$ и $\Delta V_{\text{min}} = -10 \%$, полезный объем резервуаров

$$V_i = \frac{12000}{100} [26 - (-10) + 20] = 6720 \text{ м}^3.$$

$$\text{Требуемый общий объем резервуаров } V = \frac{V_i}{\eta_p} = \frac{6720}{0,81} = 8296 \text{ м}^3.$$

Так как под каждый нефтепродукт должно быть предусмотрено не менее двух емкостей, то необходимо установить две емкости с понтонным объемом 5000 м^3 .

2.3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ И ВЫБОР ТИПА НАСОСА

Для перекачки нефти и нефтепродуктов в основном используются центробежные и шестеренчатые 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 путем. Так, в частности, аналитические зависимости напора, кавитационного запаса и КПД центробежных насосов можно представить в виде [1]

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

$$\eta_n = c_0 + c_1Q + c_2Q^2. \quad (2.9)$$

Для шестеренчатых насосов эти зависимости

$$Q = Q_{\text{ш}} - a_{\text{ш}}(pp_{\text{ш}})^{b_{\text{ш}}} \quad \text{и} \quad \eta = d_0 + d_1p + d_2p^2, \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{ш}}$ и $p_{\text{ш}}$ – расход и давление, создаваемые шестеренчатым 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 ($b_{\text{ш}} > 1$).

В каталогах приводятся характеристики центробежных насосов, снятые на воде. При транспортировке маловязких нефтей и нефтепродуктов эти характеристики 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 пересчета 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 пересчет характеристик необходим:

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

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 автомодельной зоне, а при $v_T > v_{\text{верх}}$ необходимо использовать другой насос.

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

$$\text{Re}_n = 0,527 \frac{Q_{\text{в. опт}}}{v \sqrt{D_2 b_2}}. \quad (2.13)$$

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

$$\left. \begin{aligned} k_Q &= \begin{cases} -0,774 + 0,58 \lg \text{Re}_n & \text{при } 100 < \text{Re}_n \leq 600 \\ 0,412 + 0,153 \lg \text{Re}_n & \text{при } 100 < \text{Re}_n < 7000 \\ 1 & \text{при } \text{Re}_n \geq 7000 \end{cases} \\ k_H &= k_Q^{2/3}; \\ k_\eta &= \begin{cases} -0,852 + 0,483 \lg \text{Re}_n & \text{при } 100 \leq \text{Re}_n \leq 2300 \\ -0,201 + 0,17 \lg \text{Re}_n & \text{при } 2300 < \text{Re}_n < 50\,000 \\ 1 & \text{при } \text{Re}_n \geq 50\,000. \end{cases} \end{aligned} \right\} \quad (2.14)$$

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

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

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 колесами, позволяющими работать с подачами 50, 70 и 125 % от номинальной.

Пересчет характеристик с воды на вязкую нефть необходим, когда величина Re_n больше величины переходного числа Рейнольдса, определяемого по формуле

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

где n_s – коэффициент быстроходности насоса.

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

$$k_n = 1 - 0,128 \lg \frac{\text{Re}_n}{\text{Re}_B}, \quad k_Q = k_n^{1,5}, \quad k_\eta = 1 - \alpha_\eta \lg \frac{\text{Re}_{\text{гп}}}{\text{Re}_n}, \quad (2.17)$$

где $\text{Re}_{\text{гп}} \approx 0,224 \cdot 10^5 n_s^{0,384}$ – 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:

$$H_{0v} = k_n H_{0B}; \quad a_v = a_B \frac{k_n}{k_Q}; \quad b_v = b_B \frac{k_n}{k_Q^2}; \quad c_{0v} = k_\eta c_{0B};$$

$$c_{1v} = c_{1B} \frac{k_\eta}{k_Q}; \quad c_{2v} = c_{2B} \frac{k_\eta}{k_Q^2}. \quad (2.18)$$

Пример 5

Определить величины коэффициентов в формулах пересчета (2.9) – (2.11) при перекачке нефти, имеющей кинематическую вязкость $\nu = 150 \text{ мм}^2/\text{с}$, насосом НМ 1250-260 с ротором 0,7 Q_H .

Решение

В соответствии с табл. ПЗ и П4 Приложения насос обладает следующими параметрами: $n = 3000 \text{ 1/мин}$, $D_2 = 0,418 \text{ м}$, $n_s = 62$, $H_{0B} = 216,4 \text{ м}$, $a_B = 0$, $b_B = 40,9 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2/\text{м}^5$, $c_{0B} = 0,0963$, $c_{1B} = 14,3 \cdot 10^{-4} \text{ ч/м}^3$ и $c_{2B} = -69,6 \cdot 10^{-8} \text{ ч}^2/\text{м}^6$.

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

$$Re = \frac{3000 \cdot 0,418^2}{60 \cdot 150} = 58\,242.$$

Переходное и граничное числа Рейнольдса, а также коэффициент a_η рассчитываются по формулам (2.16), (2.17):

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 62^{-0,305} = 89747, \quad Re_{гр} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 62^{0,384} = 109\,276,$$

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

Так как $Re < Re_n$ и $Re < Re_{гр}$, то необходим пересчет напора, расхода и КПД с воды на нефть.

Коэффициенты пересчета согласно формуле (2.17):

$$k_n = 1 - 0,128 \lg \frac{89747}{58242} = 0,976, \quad k_Q = 0,976^{1,5} = 0,964,$$

$$k_\eta = 1 - 0,352 \lg \frac{109\,276}{58\,242} = 0,904.$$

Численные значения коэффициентов пересчета согласно (2.18):

$$H_{0v} = 0,975 \cdot 283 = 275,9 \text{ м}, \quad b_v = 40,9 \cdot 10^{-6} \frac{0,976}{0,964^2} = 42,96 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2 / \text{м}^5,$$

$$c_{0v} = 0,904 \cdot 0,0963 = 0,087, \quad c_{1v} = 14,3 \cdot 10^{-4} \frac{0,904}{0,964} = 13,4 \cdot 10^{-4} \text{ ч} / \text{м}^3,$$

$$c_{2v} = -69,6 \cdot 10^{-8} \frac{0,904}{0,964^2} = -67,7 \cdot 10^{-8} \text{ ч}^2 / \text{м}^6.$$

Максимальный КПД при перекачке нефти достигается при расходе

$$Q_{\text{в. опт}} = -\frac{13,4 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-67,7 \cdot 10^{-8})} = 989,7 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

Пример 6

Определить коэффициенты пересчета характеристики центробежного насоса НК 65/35-70 с ротором № 1 (вариант а) на нефтепродукт с кинематической вязкостью $\nu = 70 \text{ мм}^2/\text{с}$. Параметры насоса: $Q_{\text{в. опт}} = 65 \text{ м}^3/\text{ч}$, $n = 2950 \text{ 1/мин}$, $D_2 = 0,245 \text{ м}$, $b_2 = 0,011 \text{ м}$.

Решение

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

$$\nu_{\text{ниж}} = 7,5 \cdot 10^{-6} \frac{65}{3600 \sqrt{0,245 \cdot 0,0118}} = 2,52 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с};$$

$$\nu_{\text{верх}} = 2,6 \cdot 10^{-4} \frac{65}{3600 \sqrt{0,245 \cdot 0,0118}} = 0,87 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 / \text{с}.$$

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

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

$$\text{Re}_n = 0,527 \frac{65}{3600 \cdot 70 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{0,245 \cdot 0,0118}} = 2528.$$

Коэффициенты пересчета характеристик насоса по формулам (2.14):

$$k_Q = 0,412 + 0,153 \lg 2528 = 0,933; \quad k_H = 0,933^{2/3} = 0,955;$$

$$k_\eta = 0,201 + 0,17 \lg 2528 = 0,78.$$

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

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

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:

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

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

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

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

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

а при $\text{Re}_{\text{н}} > 9330$ принимается равным $\xi_{\text{вх}} = 1$.

Пример 7

Рассчитать необходимое давление на входе в насос НПВ 1250-60 при перекачке автомобильного бензина, имеющего температуру начала кипения $T_{\text{кип}} = 313$ К. Перекачка ведется при температуре $t = 283$ К, расход составляет $Q = 1240$ м³/ч, плотность бензина $\rho = 740$ кг/м³, вязкость $\nu = 0,8$ мм²/с, диаметр входного патрубка $d_{\text{вх}} = 0,8$ м, кавитационный запас по воде $\Delta h_{\text{доп. в}} = 2,2$ м.

Решение

Давление насыщенных паров при температуре перекачки по формуле (2.20)

$$p_{\text{п}} = 57000 \exp[-0,0327(313 - 283)] = 21371 \text{ Па.}$$

Соответствующий этому давлению напор столба бензина

$$h_{\text{п}} = \frac{p_{\text{п}}}{\rho g} = \frac{21371}{740 \cdot 9,81} = 2,94 \text{ м.}$$

Поправка на температуру по кавитационному запасу согласно (2.22)

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot 2,94^{0,45} = 0,765 \text{ м.}$$

Скорость бензина и число Рейнольдса во входном патрубке насоса согласно (2.19) и (2.15):

$$v_{\text{вх}} = \frac{4 \cdot 1240}{3,14 \cdot 0,8^2} = 0,686 \text{ м/с; } \text{Re}_{\text{н}} = \frac{v_{\text{вх}} d_{\text{вх}}}{\nu} = \frac{0,686 \cdot 0,8}{0,8 \cdot 10^{-6}} = 686\,000.$$

Так как $\text{Re}_{\text{вх}} > 9330$, то $\Delta h_v = 0$ и кавитационный запас насоса на бензине согласно формуле (2.21)

$$\Delta h_{\text{доп. н}} = 2,2 - 1,1(0,765 - 0) = 1,36 \text{ м.}$$

Давление с учетом кавитационного запаса на входе согласно (2.19)

$$p_{\text{вх}} = 740 \cdot 9,81 \left(\frac{21371}{740 \cdot 9,81} + 1,36 - \frac{0,686^2}{2 \cdot 9,81} \right) = 31\,070 \text{ Па.}$$

Пример 8

Определить тип и количество насосов ГНС трубопровода длиной $L_{\text{тр}} = 425$ км для перекачки 8 млн т нефти в год (плотность $\rho_{\text{н}} = 878 \text{ кг/м}^3$).

Решение

Исходной величиной при выборе диаметра трубопровода является годовая 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.

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

По табл. 5 выбираем диаметр трубы нефтепровода, равный 530 мм. Для нефтепровода протяженностью 425 км с трубой данного диаметра расчетное количество дней работы в году в соответствии с табл. 6 равно 356.

Таблица 5

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн т/год	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн т/год
529 (4...10)	5,4...6,5	6...8	219 (4...7)	9...10	0,7...0,9
630 (5...12)	5,2...6,2	10...12	273 (4...8)	7,5...8,5	1,3...1,6
720 (6...14)	5...6	14...18	325 (4...8)	6,7...7,5	1,8...2,2
820 (7...16)	4,8...5,8	22...26	377 (4...9)	5,5...6,5	2,5...3,2
920 (8...16)	4,6...5,6	32...36	426 (4...9)	5,5...6,5	3,5...4,8
1020 (9...12)	4,6...5,6	42...50	529 (4...10)	5,5...6,5	6,5...8,5
1220 (11...20)	4,4...5,4	70...78			

Таблица 6

Протяженность, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
До 250	357	355
Свыше 250 до 500	356/355	353/351
Свыше 500 до 700	354/352	351/349
Свыше 700	352/350	349/350

Часовая пропускная способность трубопровода определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{г}}}{24n_{\text{р}}\rho_{\text{р}}} = \frac{8 \cdot 10^9}{24 \cdot 356 \cdot 878} = 1066 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В соответствии с найденной производительностью выбираем насосы для оснащения насосных станций: основные – НМ 1250-260 и подпорные – НПВ 1250-60 с наибольшим диаметром ротора (см. табл. ПЗ и П4 Приложения).

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

$$H_{\text{н. пв}} = 74,8 - 9,5 \cdot 10^{-6} \cdot 1066^2 = 64 \text{ м};$$

$$H_{\text{н. м}} = 316,8 - 41,9 \cdot 10^{-6} \cdot 1066^2 = 269,2 \text{ м}.$$

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

$$p_{\text{ГНС}} = \rho_{\text{г}} g (m_{\text{н. м}} H_{\text{н. м}} + H_{\text{н. пв}}) = 878 \cdot 9,81 (3 \cdot 269,2 + 64) = 7,5 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

где $m_{\text{н. м}} = 3$ – принятое количество основных насосов на станции.

Запорная арматура на нефтепроводах рассчитана на давление 6,4 МПа. Поскольку условие не превышения давления, создаваемого насосами над допустимым давлением запорной арматуры ($p_{\text{ГНС}} < p_{\text{зап}}$) не выполняется, необходимо просчитать вариант с применением ротора меньшего диаметра.

Суммарный избыточный напор $\Delta H_{\text{изб}}$ составляет

$$\Delta H_{\text{изб}} = \frac{p - p_{\text{зап}}}{\rho_{\text{г}}} = \frac{(7,5 - 6,4) 10^6}{878 \cdot 9,81} = 128,9 \text{ м}.$$

Так как допустимый кавитационный запас насосов НМ 1250-60 составляет 20 м, то напор подпорных насосов можно существенно

уменьшить. При использовании подпорного насоса с ротором диаметром 475 мм величина создаваемого им напора в соответствии с формулой (2.9)

$$H_{\text{н. пв1}} = 59,9 - 8,9 \cdot 10^{-6} \cdot 1066^2 = 49,8 \text{ м},$$

а избыточный напор $\Delta H_{\text{изб1}}$ на один основной насос составляет

$$\Delta H_{\text{изб1}} = \frac{\Delta H_{\text{изб}} - (H_{\text{н. пв}} - H_{\text{н. пв}})}{3} = \frac{128,9 - (64 - 49,8)}{3} = 38,2 \text{ м}.$$

При использовании основного насоса с ротором диаметром 395 мм создаваемый им напор $H_{\text{н. м1}}$ составит согласно (2.9)

$$H_{\text{н. м1}} = 271 - 43,9 \cdot 10^{-6} \cdot 1066^2 = 221,1 \text{ м}.$$

Таким образом, напор одного основного насоса уменьшен на

$$H_{\text{н. м}} - H_{\text{н. м1}} = 269,2 - 221,1 = 48,1 \text{ м} > 38,2 \text{ м}.$$

Проверим возможность использования ротора диаметром 418 мм. Для него

$$H_{\text{н. м2}} = 289,8 - 34,8 \cdot 10^{-6} \cdot 1066^2 = 250,3 \text{ м}.$$

При этом снижение напора $H_{\text{н. м}} - H_{\text{н. м2}} = 269,2 - 250,3 = 18,9 \text{ м} < 38,2 \text{ м}$, что недостаточно.

Таким образом, рабочее давление головной насосной станции составляет

$$P_{\text{ГНС}} = \rho_p g (m_{\text{н. м}} H_{\text{н. м}} + H_{\text{н. пв}}) = 878 \cdot 9,81 (3 \cdot 221,1 + 49,8) = 6,14 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Пример 9

Определить количество насосных станций на нефтетрубопроводе по условиям и результатам решения примера 8, если трубопровод относится ко II категории, а вязкость нефти $\nu = 0,977 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$.

Решение

Полагая, что для нефтепровода использованы трубы из стали 13ГС, по табл. П7 Приложения находим, что для этих труб $\sigma_{\text{вр}} = 510 \text{ МПа}$; $\sigma_{\text{т}} = 353 \text{ МПа}$; коэффициент надежности по материалу $k_1 = 1,34$, а трубы диаметром 530 мм выпускаются с толщинами стенок $\delta = 8, 9$ и 10 мм . Коэффициент надежности 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 трубо-

провод относится ко II категории, согласно табл. П8 Приложения коэффициент условий работы $m_0 = 0,75$.

Величина расчетного напряжения σ , возникающего в металле трубы при перекачке, определяется как [1]

$$\sigma = \sigma_{\text{вр}} \frac{m_0}{k_1 k_2} = 510 \cdot 10^6 \frac{0,75}{1,34 \cdot 1} = 285,5 \text{ МПа}, \quad (2.23)$$

где $\sigma_{\text{вр}}$ – нормативное напряжение в металле трубы и сварных соединениях (см. табл. П7, П9, П10 Приложения).

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле [1]:

$$\delta = \frac{k_{\text{нагр}} p D_{\text{нар}}}{2(k_{\text{нагр}} p + \sigma)} = \frac{1,15 \cdot 6,14 \cdot 10^6 \cdot 0,53}{2(1,15 \cdot 6,14 \cdot 10^6 + 285,5 \cdot 10^6)} = 6,4 \text{ мм}, \quad (2.24)$$

где p – рабочее (избыточное) давление; $D_{\text{нар}}$ – наружный диаметр трубы; $k_{\text{нагр}}$ – коэффициент надежности 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 толщину стенки $\delta = 9$ мм. Тогда внутренний диаметр трубы нефтепровода

$$d_{\text{вн}} = D_{\text{нар}} - 2\delta = 530 - 2 \cdot 9 = 512 \text{ мм}.$$

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

$$\text{Re} = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вн}} v_p} = \frac{4 \cdot 1066 / 3600}{3,14 \cdot 0,512 \cdot 0,977 \cdot 10^{-4}} = 7540.$$

Поскольку $\text{Re} > 2320$, течение – турбулентное.

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

$$\varepsilon = \frac{k_3}{d_{\text{вн}}} = \frac{0,2}{512} = 3,9 \cdot 10^{-4},$$

где k_3 – эквивалентная шероховатость (см. табл. П11 Приложения).

Первое переходное число Рейнольдса согласно [1]

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{10}{3.9 \cdot 10^{-4}} = 25\,641.$$

Так как $\text{Re}_1 > \text{Re}$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб. Поэтому коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется по формуле [1]:

$$\lambda = 0,3164/\text{Re}^{0,25} = 0,3164/7540^{0,25} = 0,034.$$

Поскольку потери напора вследствие наличия гидравлического сопротивления принято заменять условным гидравлическим уклоном i , его значение в зависимости от характера протекания нефти можно рассчитать по формуле [1]:

$$i = \frac{\lambda}{d_{\text{вн}}} \frac{v^2}{2g} = \frac{0,034}{0,512} \frac{1,44^2}{2 \cdot 9,81} = 0,00702, \quad (2.25)$$

где $v = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \cdot 1066 / 3600}{3,14 \cdot 0,512^2} = 1,44$ м/с – скорость перемещения нефти по трубе.

Полные потери в трубопроводе рассчитываются по формуле [1]:

$$H_{\text{тр}} = 1,02 i L_{\text{тр}} + \Delta Z + n_3 H_{\text{кп}} = 1,02 \cdot 0,00702 \cdot 425 \cdot 10^3 + 0 + 1 \cdot 30 = 3043,2 \text{ м},$$

где $k_{\text{мест}} = 1,02$ – коэффициент учета местных сопротивлений в трубопроводе; $\Delta Z = 0$ – разность нивелирных отметок конечной и начальной точек трассы нефтепровода; $H_{\text{кп}} = 30$ м – величина напора в конечной точке трассы нефтепровода.

Расчетное количество насосных станций на трубопроводе определяется согласно [1] по формуле

$$n_{\text{ст}} = \frac{H_{\text{тр}} - n_3 H_{\text{н.пв}}}{m_{\text{н.нм}} H_{\text{н.нм}}} = \frac{3043,2 - 1 \cdot 49,8}{3 \cdot 221,1} = 4,5.$$

Принимаем $n_{\text{ст}} = 5$.

Поскольку принятое количество станций превышает расчетное 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 расчетов для построения характеристик нефтепровода и насосных станций сведены в табл. 7, а кривые приведены на рис. 2.

Т а б л и ц а 7

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	$H = 1,02iL_{\text{тр}} + \Delta z + H_{\text{кп}}, \text{ м}$	$H = H_{\text{н. пв}} + m_{\text{н. м}} H_{\text{н. м}}, \text{ м при } m_{\text{н. м}}$			
		12	13	14	15
400	327,1	3230,1	3494,1	3758,1	4022,1
600	897,3	3121,8	3377	3632,2	3887,4
800	1622,5	2970,5	3213,4	3456,3	3699,2
1000	2503,2	2776,1	3003,2	3230,3	3457,4
1200	3527	2538,7	2746,5	2954,3	3162,1
1400	4687,6	2258,2	2443,2	2628,2	2813,2

На рис. 2 приведена совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций при общем количестве работающих насосов $n_{\text{н. нм}} = 12, 13, 14$ и 15 . Видно, что при данном количестве работающих насосов производительность нефтепровода составляет соответственно 1036, 1071, 1100 и 1136 $\text{м}^3/\text{ч}$. Таким образом, проектная производительность нефтепровода обеспечивается при работе на станциях 13 насосов.

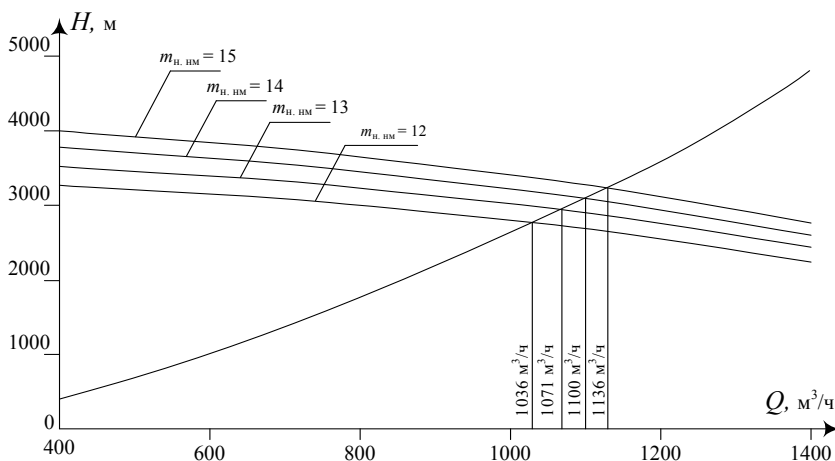


Рис. 2

При распределении этого количества насосов по станциям необходимо руководствоваться следующим [1]:

- большее их число должно быть установлено на станциях, расположенных в начале трубопровода, а меньшее – на его конце;
- для удобства обслуживания линейной части четвертый и пятый перегоны между станциями должны быть примерно одинаковой длины.

Исходя из сказанного выбираем следующую схему комплектования насосных станций магистральными насосами: 3 – 3 – 3 – 2 – 2.

Пример 10

Выполнить расстановку насосных станций по трассе нефтепровода по условиям примера 8 с учетом того, что разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода $\Delta Z = -125,5$ м, перевальная точка отсутствует.

Решение

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

$$L_1 = H_{ГНС} / (1,02i) = 663,3 / (1,02 \cdot 0,00702) = 92\,634 \text{ м.}$$

Дальнейшие расчеты целесообразно произвести графическим путем, для чего обратимся к рис. 3. В начале нефтепровода (точка A_1) по оси ординат откладывается отрезок $A_1 - B_1$, пропорциональный напору магистральных насосов головной станции $H_{ГНС} = 663,3$ м, а по оси абсцисс в некотором масштабе – отрезок $A_1 - A_2$, пропорциональный длине первого перегона $L_1 = 92\,634$ м. Линия $B_1 - A_2$ и есть гидравлический уклон нефтепровода с учетом местных сопротивлений.

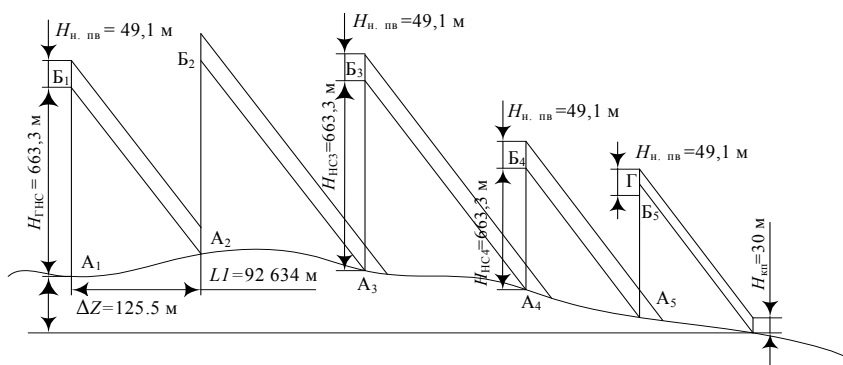


Рис. 3

В точке пересечения линии гидравлического уклона с профилем трассы (точка A_2) располагается промежуточная насосная станция НС2. Восстанавливая из этой точки перпендикуляр и откладывая на нем отрезок $A_2 - B_2$, пропорциональный напору магистральных насосов этой станции $H_{НС2} = H_{ГНС} = 663,3$ м, получают точку B_2 , из которой проводится прямая $A_3 - B_2$ гидравлического уклона нефтепровода, параллельная прямой $A_2 - B_1$. В точке пересечения прямой с трассой трубопровода находится промежуточная насосная станция НС3.

Положение промежуточных насосных станций НС4 и НС5 определяется аналогично, с тем лишь отличием, что создаваемые этими станциями напоры $H_{НС4} = H_{НС5} = 2 \cdot 221,1 = 442,2$ м.

Расстановка насосных станций выполнена правильно, если проведенная из точки Г на отрезке $A_5 - B_5$ линия гидравлического уклона пересекает трассу трубопровода в конечной ее точке.

Аналогично выполняется расстановка станций в пределах каждого эксплуатационного участка, когда таких участков несколько.

Пример 11

Определить возможность использования первого по ходу (подпорного) насоса для схемы перекачивающей станции, приведенной на рис. 4. Перекачивается нефть, имеющая плотность $\rho_n = 860$ кг/м³ и кинематическую вязкость $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ м²/с, с расходом $Q = 1100$ м³/ч насосами НПВ 1250-60. Принять, что наиболее удаленный резервуар находится на расстоянии $L_c = 870$ м от подпорного насоса, а остальные величины: $z_p = 5$ м, $z_{п.н} = -1,5$ м, $k_3 = 0,2$ мм. Нефть с температурой начала кипения $T_{кип} = 315$ К перекачивается при температуре $T = 293$ К.

Решение

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

Согласно [1] давление на входе насоса связано с потерями напора в элементах сети соотношением

$$\frac{p_{\text{вх}}}{\rho_{\text{н}} g} = \frac{p_{\text{а}}}{\rho_{\text{н}} g} + z_{\text{р}} - z_{\text{п.н}} + H_{\text{взл}} - \frac{v_{\text{вх}}^2}{2g} - \Sigma h_{\text{т}} - \Sigma h_{\text{м.с}} =$$

$$= \frac{101235}{860 \cdot 9,81} + 5 - (-1,5) + 0,3 - \frac{0,61^2}{2 \cdot 9,81} - 4,79 - 2,43 = 12,4 \text{ м}, \quad (2.26)$$

где $z_{\text{р}} = 5 \text{ м}$ и $z_{\text{п.н}} = -1,5 \text{ м}$ – геодезические высоты соответственно дна резервуара и оси входного патрубка насоса; $H_{\text{взл}} = 0,3 \text{ м}$ – высота вслива (уровень) нефти в резервуаре; $v_{\text{вх}}$ – скорость нефти на входе в насос; $D_1 = 0,8 \text{ м}$ – диаметр входного отверстия насоса; $\Sigma h_{\text{т}}$ – потери от действия сил трения в трубопроводе; $\Sigma h_{\text{м.с}}$ – потери от действия местных сопротивлений в трубопроводе.

Для определения скорости нефти на входе в насос воспользуемся правилом неразрывности потока, в соответствии с которым

$$v_{\text{вх}} = v \left(\frac{d_{\text{вн}}}{D_1} \right)^2 = 1,49 \left(\frac{0,512}{0,8} \right)^2 = 0,61 \text{ м/с}$$

где $v = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \cdot 1100 / 3600}{3,14 \cdot 0,512^2} = 1,49 \text{ м/с}$ – скорость нефти в трубопроводе.

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

$$\lambda = 0,11 \left(\varepsilon + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \left(3,9 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{30515} \right)^{0,25} = 0,0249,$$

где число Рейнольдса для трубопровода согласно (2.15)

$$\text{Re} = \frac{v D_2}{\nu} = \frac{1,49 \cdot 0,512}{25 \cdot 10^{-6}} = 30515$$

и для входа в насос $\text{Re}_{\text{вх}} = \frac{v D_2}{\nu} = \frac{0,61 \cdot 0,8}{25 \cdot 10^{-6}} = 19552$.

Величина гидравлического уклона согласно (2.25)

$$i = \frac{\lambda}{d_{\text{вн}}} \frac{v^2}{2g} = \frac{0,0249}{0,512} \frac{1,49^2}{2 \cdot 9,81} = 5,5 \text{ ‰},$$

а потери напора $-\Sigma h_{\text{т}} = i L_{\text{с}} = 5,5 \cdot 10^{-3} \cdot 870 = 4,79 \text{ м}$.

Согласно технологической схеме (см. рис. 4) на пути нефти 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 сливание;
- в четырех тройниках с поворотом;
- в двух отводах на 90° ;
- в двух фильтрах;
- на входе в вертикальный насос.

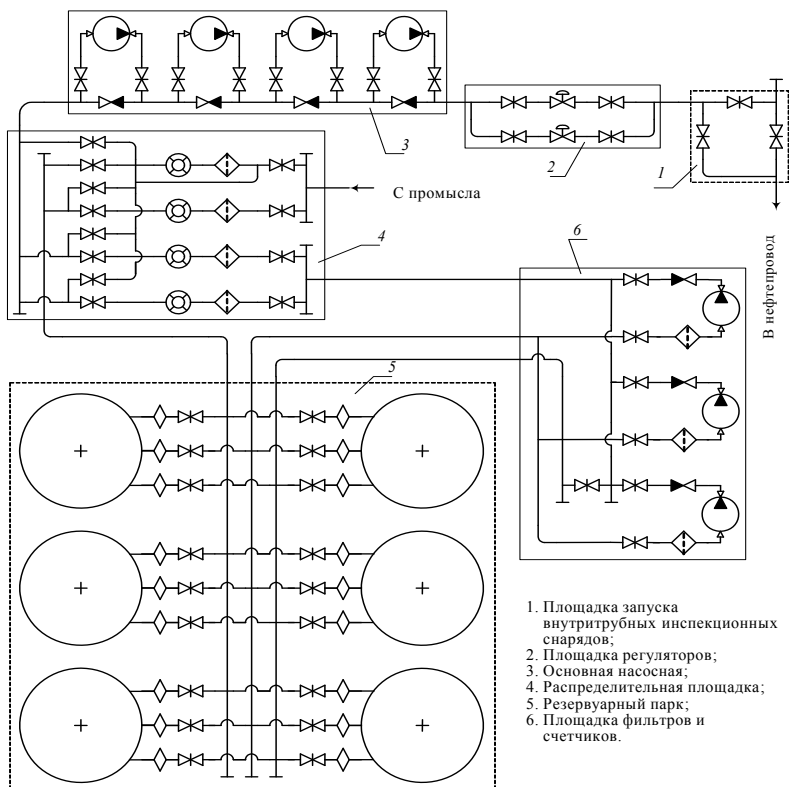


Рис. 4


Согласно [1] величины местных сопротивлений являются функцией числа Рейнольдса и вычисляются через коэффициенты ξ :

- для выхода из резервуара $\xi_p = 0,92$;
- для однолинзового компенсатора

$$\xi_{\text{комп1}} = 0,153 + 5964/Re = 0,153 + 5964/30\,515 = 0,348;$$

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

– с поворотом  $\xi_{\text{тр. пов}} = 1,3$;

– на проход  $\xi_{\text{тр. пр}} = 1,1$;

– на слияние  $\xi_{\text{тр. пр}} = 3$;

- – для отвода на 90° $\xi_{90} = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \exp[3,56 \cdot 10^{-5}(150\,000 - Re)] = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \exp[3,56 \cdot 10^{-5}(150\,000$

$$- 30515) = 0,602;$$

- для фильтра:
 - светлых нефтепродуктов $\xi_{\text{тр. пр}} = 1,7$;
 - темных нефтепродуктов $\xi_{\text{тр. пр}} = 2,2$;
- на входе в вертикальный насос двустороннего всасывания

$$\xi_{\text{вх}} = \begin{cases} 2,15 \cdot 10^8 Re_{\text{вх}}^{-1,68} & \text{при } Re \leq 32\,000, \\ 5 & \text{при } Re > 32\,000; \end{cases}$$

- для диффузоров

$$\xi_{\text{диф}} = \begin{cases} 0,14 Re / (Re - 4600) & \text{при } d_2 / d_1 = 1,1, \\ 0,132 Re / (Re - 16520) & \text{при } d_2 / d_1 = 1,2, \\ 0,147 Re / (Re - 16700) & \text{при } d_2 / d_1 = 1,4; \end{cases}$$

- для конфузоров ориентировочно можно принять

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

Для рассчитываемого варианта

$$\xi_{\text{вх}} = 2,15 \cdot 10^8 \text{ Re}_{\text{вх}}^{-1,68} = 2,15 \cdot 10^8 \cdot 30515_{\text{вх}}^{-1,68} = 13,3 ;$$

$$\xi_{\text{диф}} = 0,147 \text{ Re}/(\text{Re} - 16\,700) = 0,147 \cdot 30\,515/(30\,515 - 16\,700) = 0,325$$

и

$$\xi_{\text{конф}} = 0,5 \xi_{\text{диф}} = 0,5 \cdot 0,325 = 0,163.$$

Таким образом, сумма величин местных сопротивлений

$$\begin{aligned} \Sigma \xi &= 0,92 + 0,348 + 6 \cdot 0,15 + 3 + 4 \cdot 1,3 + \\ &+ 2 \cdot 0,602 + 2 \cdot 2,2 + 0,163 + 13,3 = 29,4, \end{aligned}$$

а суммарные потери от местных сопротивлений

$$\Sigma h_{\text{м.с}} = \Sigma \xi \frac{v^2}{2g} = 21,5 \frac{1,49^2}{2 \cdot 9,81} = 3,3 \text{ м.}$$

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

$$\frac{p_{\text{вх}}}{\rho g} \geq \frac{p_{\text{п}}}{\rho g} + \Delta h_{\text{доп}} - \frac{v_{\text{вх}}^2}{2g} = \frac{45956}{860 \cdot 9,81} + 1,21 - \frac{0,61^2}{2 \cdot 9,81} = 6,64 \text{ м,} \quad (2.27)$$

где в соответствии с (2.20)

$$p_{\text{п}} = p_{\text{атм}} \exp \left[10,53 \left(1 - \frac{T_{\text{кип}}}{T} \right) \right] = 101\,325 \exp \left[10,53 \left(1 - \frac{315}{293} \right) \right] = 45956 \text{ Па,}$$

а соответствующий ему напор $h_{\text{п}} = \frac{p_{\text{п}}}{\rho_{\text{н}} g} = \frac{45956}{860 \cdot 9,81} = 5,45 \text{ м.}$

Допустимый кавитационный запас согласно (2.21) и (2.22)

$$\Delta h_{\text{доп. н}} = \Delta h_{\text{доп. в}} - k_h (\Delta h_t - \Delta h_v) = 2,2 - 1,1(1 - 0,019) = 1,21 \text{ м,}$$

где $\Delta h_{\text{доп. в}} = 2,2 \text{ м}$ – допустимый кавитационный запас по воде (см. табл. П5 Приложения);

$$\Delta h_t = 0,471 h_{\text{п}}^{0,45} = 0,471 \cdot 5,45^{0,45} = 1 \text{ м;}$$

$$\Delta h_v = \xi_{\text{вх}} \frac{v_{\text{вх}}^2}{2g} = 1 \frac{0,61^2}{2 \cdot 9,81} = 0,019 \text{ м},$$

где $\xi = 1$, так как согласно (2.15)

$$\text{Re}_n = \frac{nD_2^2}{v} = \frac{3000 \cdot 0,525^2}{60 \cdot 25 \cdot 10^{-6}} = 551\,250 > 9330.$$

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

2.4. РАСЧЕТ 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; $\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$; $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – модуль упругости стали; ΔT – расчетный температурный перепад; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы.

Абсолютные значения величин положительного и отрицательного перепада определяются по формулам

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

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

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

Пример 12

Определить толщину стенки нефтепродуктопровода диаметром 530 мм и длиной 160 км без промежуточных насосных станций, рассчитанного на рабочее давление $p = 6,4$ МПа. Температура перекачиваемого нефтепродукта $T_n = 282$ К.

Решение

По табл. П7 Приложения находим, что для нефтепровода можно использовать прямошовную трубу с контролируемой прокаткой, изготовленную из стали 08ГБЮ ($\sigma_{вр} = 510$ МПа, $\sigma_t = 350$ МПа) или стали 09ГБЮ ($\sigma_{вр} = 550$ МПа, $\sigma_t = 380$ МПа).

При этом способе изготовления согласно табл. П7 $k_1 = 1,4$. Для диаметра трубопровода 530 мм $k_2 = 1$, а коэффициент условий работы $m_0 = 0,9$.

Расчетное сопротивление металла согласно [1] для стали 08ГБК

$$\sigma = \sigma_{вр} \frac{m_0}{k_1 k_2} = \frac{510 \cdot 10^6 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 327,9 \text{ МПа},$$

где $k_2 = 1$ – коэффициент надежности по назначению нефтепровода (для труб с $D_n \leq 1000$ мм $k_2 = 1$, при $D_n > 1000$ мм $k_2 = 1,05$).

Поскольку в нефтепроводе нет промежуточных перекачивающих насосных станций, коэффициент надежности по нагрузке $k_{нагр} = 1,1$. Тогда по формуле (2.28), полагая $\psi = 1$, определяют предварительное расчетное значение толщины стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,530}{2(1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 + 327,9 \cdot 10^6)} = 0,0056 \text{ м}.$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляется до ближайшего большего по сортаменту, равного, например, $\delta = 0,007$ м. Так как округление произведено до наибольшего стандартного значения с запасом, то нет необходимости рассматривать применение стали 09ГБЮ.

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

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 327,9}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39,8 \text{ град.}$$

и

$$\Delta T_{(-)} = \frac{(1-0,3)327,9}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 92,9 \text{ град.}$$

В дальнейшем расчете используется бóльшая из величин $\Delta T = 92,9$ град.

Величина продольных осевых сжимающих напряжений определяется согласно [1]:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}} &= -\alpha E \Delta T + 0,3 \frac{k_{\text{нагр}} p D_{\text{н}}}{\delta} = \\ &= -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,9 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 0,530}{0,007} = -69,7 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

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

$$\psi = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{69,7}{327,9} \right)^2} - 0,5 \frac{69,7}{327,9} = 0,877.$$

Тогда в соответствии с формулой (2.28) расчетная толщины стенки трубопровода

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,530}{2(1,1 \cdot 6,4 \cdot 10^6 + 0,877 \cdot 327,9 \cdot 10^6)} = 0,00634 \text{ м.}$$

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

3. ЗАДАНИЕ НА РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКУЮ РАБОТУ

Вариант задания выбирается студентом по числу, образованному двумя последними цифрами зачетной книжки, по табл. 8.

Таблица 8

Номер варианта	Длина трубопровода $L_{\text{тр}}$, км	Годовой объем транспортировки Q , млн т.	Нефтепродукт	Регион	Категория трубопровода	Разность нивелирных отметок Δz , м	Минимальная темпе- ратура грунта, К
1	475	8,2	Бензин	Урал	В	64	271
2	1340	22,8	Нефть	Зап. Сибирь	III	132	268
3	873	6,9	Диз. топливо	Европ. часть	II	-21	279
4	628	3,4	Реактив. топл.	Д. Восток	IV	98	273
5	1154	6,4	Бензин	Вост. Сибирь	I	-37	270
6	1300	1,8	Реактив. топл.	Европ. часть	В	0	268
7	546	64	Нефть	Урал	III	192	279
8	1462	2,8	Диз. топливо	Зап. Сибирь	II	-15	270
9	950	3,8	Бензин	Урал	II	-42	273
10	781	0,9	Реактив. топл.	Европ. часть	I	24	271
11	438	8,1	Диз. топливо	Зап. Сибирь	IV	19	271
12	1405	13,4	Нефть	Д. Восток	III	-77	279
13	891	2,5	Бензин	Вост. Сибирь	I	17	273
14	994	5,7	Диз. топливо	Д. Восток	В	125	270
15	1038	7,2	Нефть	Урал	В	-65	268
16	527	4,6	Реактив. топл.	Зап. Сибирь	III	-22	271
17	814	3,7	Реактив. топл.	Европ. часть	I	47	268
18	1251	3,2	Диз. топливо	Вост. Сибирь	IV	164	273
19	573	5,9	Бензин	Д. Восток	II	-31	270
20	917	4,8	Диз. топливо	Вост. Сибирь	II	84	279

Номер варианта	Длина трубопровода $L_{тр}$, км	Годовой объем транспортировки Q , млн т	Нефтепродукт	Регион	Категория трубопровода	Разность нивелирных отметок Δz , м	Минимальная темпе- ратура грунта, К
21	1650	17,8	Нефть	Европ. часть	III	12	268
22	1100	1,1	Реактив. топл.	Зап. Сибирь	IV	39	273
23	1067	7,6	Бензин	Урал	B	-82	271
24	692	1,5	Диз. топливо	Вост. Сибирь	I	43	279
25	1384	36,2	Нефть	Д. Восток	IV	152	270

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов. / П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002.

2. Дурнов П.И. Насосы, вентиляторы, компрессоры / П.И. Дурнов. – Киев; Одесса : Виша школа. Головное изд-во, 1985.

3. Черкасский В.М. Насосы, компрессоры, вентиляторы: учеб. пособие для энергетических вузов и факультетов. – 2-е изд., перераб. и доп. / В.М. Черкасский, Т.М. Романова, Р.А. Кауль. – М.: Энергия, 1968.

4. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранение нефти и газа: учебн. пособие для вузов. / Г.В. Коннова. – Ростов н/Д: Феникс, 2006.

5. Калинушкин М.П. Насосы и вентиляторы: учеб. пособие для вузов по спец. «Теплогазоснабжение и вентиляция. – 6-е изд. перераб и доп. / М.: Высш. шк., 1987.

ВОПРОСЫ ЭКЗАМЕНАЦИОННЫХ БИЛЕТОВ

1. Назначение насосов, вентиляторов и компрессоров на нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятиях.

2. Параметры гидромашины (на основе уравнения Бернулли).

3. Классификация нагнетателей. Области применения и принципиальные схемы основных видов нагнетателей.

4. Гидроаэродинамика нагнетателей. Уравнение Л. Эйлера.
5. Влияние конечного количества лопастей и величины их выходного угла на напор.
6. Назначение корпуса нагнетателя.
7. Потери энергии и КПД нагнетателей.
8. Удельная быстроходность (коэффициент быстроходности).
9. Характеристики нагнетателей: индивидуальные, универсальные, совмещенные и т.д.
10. Классификация насосов.
11. Основные элементы и принцип действия центробежного насоса. Производительность центробежного насоса.
12. Характеристики центробежных насосов.
13. Характеристика трубопровода и рабочая точка насоса.
14. Последовательная и параллельная работа центробежных насосов.
15. Неустойчивый режим работы насосов.
16. Подобие насосов: понятие о подобии, формулы подобия (производительность, напор, мощность).
17. Быстроходность центробежного насоса.
18. Кавитация: сущность явления, причины и признаки возникновения.
19. Определение основных геометрических параметров центробежного насоса.
20. Осевая сила в центробежном насосе. Корпуса насосов.
21. Регулирование производительности центробежных насосов: дросселированием, изменением частоты вращения, поворотом направляющих лопастей на входе в рабочее колесо.
22. Устройство и область применения осевых насосов.
23. Определение основных размеров рабочего колеса.
24. Основные элементы и принцип действия поршневого роторного насоса. Средняя подача жидкости однопоршневого насоса.
25. Основные элементы и принцип действия пластинчатого роторного насоса. Производительность пластинчатого роторного насоса.
26. Основные элементы и принцип действия шестеренчатого насоса, производительность, характеристика.
27. Особенности и принцип действия винтового насоса.
28. Вихревые насосы: принцип действия, конструктивное исполнение, характеристики. Неравномерность подачи насосов.
29. Влияние вязкости перекачиваемой жидкости на энергетические характеристики насоса.
30. Поршневые насосы: принцип действия, индикаторная диаграмма, производительность, мощность, КПД. Неравномерность всасывания и подачи насоса.
31. Теоретические и действительные характеристики поршневых насосов. Регулирование производительности.

32. Устройство и принцип действия центробежных вентиляторов, характеристики.
33. Типы и конструкции центробежных вентиляторов. Регулирование производительности вентиляторов.
34. Схема и конструктивное исполнение осевого вентилятора. Классификация осевых вентиляторов. Характеристики вентиляторов.
35. Основы теории термодинамического процесса сжатия газа.
36. Классификация компрессоров.
37. Классификация поршневых компрессоров. Принцип действия одноступенчатого компрессора.
38. Основные параметры поршневых компрессоров. Регулирование подачи компрессора.
39. Процессы сжатия газа в многоступенчатом компрессоре.
40. Пластинчатый и винтовой компрессоры: принцип работы, конструктивное исполнение.
41. Турбокомпрессор: принцип работы, конструктивное исполнение, характеристики.
42. Элементы компрессорных установок: фильтры, маслоотделители, газосборники, предохранительные клапаны, холодильники.
43. Автоматизация поршневых компрессорных установок.
44. Общая характеристика средств транспортировки нефти и нефтепродуктов: железнодорожный, водный, автомобильный, трубопроводный транспорт.
45. Трубопроводный транспорт: классификация, характеристики, схемы перекачки, трассы и профили трубопроводов.
46. Гидравлический расчет трубопроводов.
47. Сортамент и элементы трубопроводных коммуникаций; арматура трубопроводов.
48. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.
49. Классификация и состав природных и искусственных газов.
50. Основные законы газового состояния.
51. Общие сведения о транспортировке газа.
52. Гидравлический расчет трубопроводов для транспортировки сжиженных углеводородных газов.
53. Газонаполнительные станции газопроводов.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П 1

Средние температурные поправки плотности и коэффициент объемного расширения

Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправка ξ , кг/(м ³ ·К)	Коэффициент объемного рас- ширения β_p , 1/К	Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправка ξ , кг/(м ³ ·К)	Коэффициент объемного рас- ширения β_p , 1/К
700...709	0,897	0,001 263	890...899	0,647	0,000 722
710...719	0,884	0,001 227	900...909	0,638	0,000 699
720...729	0,870	0,001 193	910...919	0,620	0,000 677
730...739	0,857	0,001 160	920...929	0,607	0,000 656
740...749	0,844	0,001 128	930...939	0,594	0,000 635
750...759	0,831	0,001 098	940...949	0,581	0,000 615
760...769	0,818	0,001 068	950...959	0,567	0,000 594
770...779	0,805	0,001 039	960...969	0,554	0,000 574
780...789	0,792	0,001 010	970...979	0,541	0,000 555
790...799	0,778	0,000 981	980...989	0,528	0,000 536
800...809	0,765	0,000 952	990...999	0,515	0,000 518
810...819	0,752	0,000 924	1000...1009	0,502	0,000 499
820...829	0,738	0,000 896	1010...1019	0,489	0,000 482
830...839	0,725	0,000 868	1020...1029	0,476	0,000 464
840...849	0,712	0,000 841	1030...1039	0,463	0,000 447
850...859	0,699	0,000 818	1040...1049	0,450	0,000 431
860...869	0,686	0,000 793	1050...1059	0,437	0,000 414
870...879	0,673	0,000 769	1060...1069	0,424	0,000 386
880...889	0,660	0,000 746	1070...1079	0,411	0,000 382

Таблица П2

Теплофизические свойства нефтей и нефтепродуктов

Нефть и нефтепродукты	Плотность, кг/м ³	Кинематическая вязкость (м ² /с)·10 ⁴ при температуре К							Температура застывания, К
		283	293	303	313	323	333	343	
Нефть:									
приволжская	823	0,238	0,0835	0,0509	0,0346	0,0269	—	—	275
мухановская	840	—	0,0765	0,0565	0,0443	0,0346	—	—	265
узеньская	848	—	28,8	2,7	0,24	—	—	—	300
ромашкинская	862	0,307	0,1422	0,12	0,09	0,059	—	—	273
арланская	892	0,684	0,397	0,26	0,176	0,135	—	—	257
воткинская	921	—	1,633	0,8167	0,5227	0,2821	—	—	262
Керосин	780	0,05	0,0328	—	0,025	—	—	—	213
Дизельное топливо:									253
ДЗ	845	0,07	0,05	0,031	—	—	—	—	
ДЛ	835	0,08	0,06	0,050	0,042	—	—	—	
ДА	830	0,05	0,03	0,027	0,024	—	—	—	
Бензины:									
Б-70 (авиаци.)	785	0,0085	0,007	—	0,0056	—	0,0046	—	—
АИ-93	760	0,007	0,0063	0,0057	0,0053	—	—	—	—
ТС-1 (реактив.)	775	—	0,0125	—	—	—	—	—	—

Справочные данные по спиральным насосам*

Типоразмер насоса	Ротор (Q_n)	Коэффициенты в формуле (2.9)							Параметры, мм			n_s	
		H_0 , м	a , ч/м ²	$b \cdot 10^{-6}$, ч ² /м ⁵	$a_{0в}$, м	$b_{0в}$	$c_{0в} \cdot 10^{-2}$	$c_{1в} \cdot 10^{-4}$, ч/м ³	$c_{2в} \cdot 10^{-8}$, ч ² /м ⁶	b_2	D_1		D_2
НМ 1250-260**	0,7	216,4		40,9	0,092	0,76	9,63	14,3	-69,6		353	418	62
	1	289,8		34,8	0,092	0,76	20,6	11,3	-50	—/—	418	71	
	1,25	327,7		25,0	1,17	0,46	34,1	627	-21,7	—/—	450	79	
НМ 2500-230	0,5	246,7		16,8	1,41	0,39	24,8	644	-16,9		512	425	77
	0,7	248,7		7,61	1,97	0,35	-79,35	15,8	-37	—/—	405	93	
	1	258,8		8,59	1,26	0,42	26,2	485	-9,7	—/—	405	117	
	1,25	371		14,9	1,26	0,42	18,8	403	-6,2	—/—	450	123	
НМ 3600-230	0,5	279		16,3	5,11	0,25	12,7	669	-15,7	—/—	450	93	
	0,7	270,3		6,7	4,33	0,27	-10,5	750	-14,7	—/—	430	109	
	1	276,8		7,1	0,92	0,47	34,3	332	-5,15	—/—	425	143	
	1,25	319,1		5,43	$4,9 \cdot 10^{-7}$	2,18	15,1	4	-4,57	—/—	470	147	
НМ 7000-210	0,5	232,9		2,13	0,76	0,52	10,5	3	-3,6		610	450	138
	0,7	281,8		2,84	1,76	0,41	12,1	3	-2,73	—/—	475	165	
	1	270,7		1,95	1,49	0,4	-4,03	3	-2,16	—/—	450	211	
	1,25	326,6		1,43	$8 \cdot 10^{-4}$	1,25	2,25	2	-1,23	—/—	490	219	
НМ 10000-210	0,5	251,3		1,72	0,11	0,71	27,4	1,5	-1,0		990	465	165
	0,7	304		2,08	$5,3 \cdot 10^{-3}$	1,05	26,1	1,6	-1,07	—/—	496	196	
	1	279,9		0,85	$1,64 \cdot 10^{-5}$	1,65	14,6	1,4	-0,68	—/—	480	249	
	1,25	346,8		0,99	$1,63 \cdot 10^{-5}$	1,62	18,0	1,4	-0,65	—/—	520	282	

* Насосы НМ – спиральные центробежные горизонтального исполнения с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу и двухзавитковым отводом ее от колеса.

** Частота вращения роторов всех насосов – 3000 1/мин.

Таблица П 4

Техническая характеристика спиральных насосов

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим					Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Q , м ³ /ч	H , м	n , 1/мин	$\Delta h_{\text{доп}}$, м	КПД, %				
НМ 1250-260	1250	260	3000	20	80	2800	СТДП 1600-2 УХЛ 4	1600	7630
НМ 2500-230	2500	230		32	86	3920	СТДП 2000-2 УХЛ 4	2000	8030
НМ 3600-230	3600	230		38	87	4490	СТДП 3150-2 УХЛ 4	3150	11150
НМ 5000-210	5000	210		42	88	4600	СТДП 3150-2 УХЛ 4	3150	12350
НМ 7000-210	7000	210		52	89	6125	СТДП 6300-2 УХЛ 4	6300	14750
НМ 10000-210	10000	210		65	89	9795	СТДП 8000-2 УХЛ 4	8000	23000
НМ 10000-210 со смен. ротор.	12500	210		87	87	9795	СТДП 8000-2 УХЛ 4	8000	23000

Таблица П 5

Техническая характеристика спиральных насосов

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим					Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Q , м ³ /ч	H , м	n , 1/мин	$\Delta h_{\text{доп}}$, м	КПД, %				
НПВ 150-60	150	60	2975	3	72		2B250M-2Y2		
НПВ 300-60	300	60	2975	3	75		2B250M-2Y2		
НПВ 600-60	600	60	1485	4	77		BAOB-560M-4Y1		
НПВ 1250-60	1250	60		2,2	76	11940	BAOB-500M-4Y1	400	5000

Типоразмер насоса	Насос					Электродвигатель			
	Номинальный режим				Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг	
	Q , м ³ /ч	H , м	n , 1/мин	$\Delta h_{\text{доп}}$, м КПД, %					
НПВ 2500-80	2500	80	1500	3,2	82	11870	БАОБ-630L-4Y1	800	7500
НПВ 3600-90	3600	90		4,8	84	17000	БАОБ-710L-4Y1	1250	9800
НПВ 5000-120	5000	120		5	85	16700	БАОБ-800L-4Y1	2000	13200

Таблица П6

Справочные данные по спиральным насосам типа НПВ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (2.9)								Параметры, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м ²	$b \cdot 10^{-6}$, ч ² /м ⁵	$a_{0в}$, м	$b_{0в}$	$c_{0в} \cdot 10^{-2}$	$c_{1в} \cdot 10^{-4}$, ч/м ³	$c_{2в} \cdot 10^{-8}$, ч ² /м ⁶	b_2	D_1	D_2	
НПВ 150-60	78,5	—	836	3	—	—4,9	0,99	—31,5	—	307	230	103
	63,9	—	875	3	—	7,07	0,73	—23,5	—	307	207	130
НПВ 300-60	78,5	—	199	4	—	1	0,47	—7,51	—	307	240	145
	63,1	—	197	4	—	—15,1	0,57	—9,6	—	307	216	190
НПВ 600-60	75,3	—	45	4	—	9,15	0,24	—2,09	—	408	445	103
	62,1	—	47,5	4	—	9,03	0,2	—1,62	—	408	400	127
НПВ 1200-60	74,8	—	9,5	2,3	—	17,2	0,08	—0,24	—	408	525	106
	69,2	—	10,6	2,3	—	17,2	0,08	—0,24	—	408	500	116
	59,9	—	8,9	2,3	—	17,2	0,08	—0,24	—	800	475	127
НПВ 2500-80	79,7	—	1	3,3	—	32,3	0,04	—0,81	—	800	540	121
	96,4	—	4,5	3,3	—	32,3	0,04	—0,81	—	800	515	133
	86,3	—	4,4	3,3	—	32,3	0,04	—0,81	—	800	487	150
НПВ 3600-90	127	—	2,9	4,9	—	—3,64	0,045	—0,064	—	1000	610	133
	112	—	2,6	4,9	—	—3,64	0,045	—0,064	—	1000	580	149
	93,7	—	1,4	4,9	—	—3,64	0,045	—0,064	—	1000	550	169

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (2.9)								Параметры, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м ²	$b \cdot 10^{-6}$, ч ² /м ⁵	$a_{обс}$, м	$b_{обс}$	$c_{обс} \cdot 10^{-2}$	$c_{1в} \cdot 10^{-4}$, ч/м ³	$c_{2в} \cdot 10^{-8}$, ч ² /м ⁶	b_2	D_1	D_2	
НПВ 5000-120	151,3	—	1,3	5	—	22,4	0,026	—0,027	—	1000	645	126
	132,7	—	0,099	5	—	22,4	0,026	—0,027	—	1000	613	139
	120,7	—	1	5	—	22,4	0,026	—0,027	—	1000	580	154

Таблица П 7

Характеристика труб для нефтепроводов и нефтебаз

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Характеристика материала труб			Коэффициент надежности k_1
			Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	$\sigma_{г}$, МПа	
5,4...7,4	1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	08ГБЮ, 12ГСБ	510	350	1,4
			09ГБЮ	550	380	
6,3	1020	11,4	13Г1С-У	540	390	1,34
		12,5; 12,9; 15,5; 16				1,47
6,3	1020	8; 8,5; 9	К60	588	441	1,4
5,4		9,5; 10; 10,5	17Г1С	510	363	
5,4		11; 11,5; 12				
5,4...7,5	820	8; 9; 10; 11; 12	13Г2АФ	530	363	1,47
5,4...7,5		8,5; 9,2; 10,6; 11,4	17ГС	510	350	1,4
5,4...7,4		9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ			
7,4	720	7,3; 8,7; 10,8; 12; 14; 16; 20	К60	589	461	1,34
5,4...7,4		8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ	510	350	1,4
5,4...7,4			7,5; 8,1; 9,3; 10; 11; 12	17ГС	510	353
5,4...7,4	630	8; 9; 10; 11; 12	12Г2С	490	343	1,4

Окончание табл. П 7

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Характеристика материала труб			Коэффициент надежности k_1
			Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_t , МПа	
5,4...7,4	530	8; 9; 10	13ГС	510	353	1,34
7,4		7; 7,5; 8; 9; 10	17ГС			1,47
		7,1; 8,8; 10; 12; 14		529	392	1,34
5,4...7,4		7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ, 12ГСБ	510	350	1,4

Таблица П 8

Коэффициент условий работы для нефтепроводов

Категория нефтепровода	В	I	II	III	IV
Коэффициент условий работы, m_0	0,6	0,75	0,75	0,9	0,9

Таблица П 9

Бесшовные трубы

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Характеристика материала труб			Коэффициент условный раб. k_1
		Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_t , МПа	
48	4; 5	10	353	216	1,55
60	4; 5; 6	20	431	255	
76	4; 5; 6; 8	10Г2	470	265	
89	4; 5; 6; 7; 8				
108	4; 5; 6; 7; 8				
114	6; 7; 8; 9; 10; 11				
127	6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 14				
133	5; 6; 7; 8; 9				
146	11				

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Характеристика материала труб			Коэффициент условий раб. k_1
		Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_T , МПа	
152	6; 7; 8; 9; 10; 11; 14; 16				
159	6; 7; 8; 9; 10; 11; 14; 16				
168	11; 12	10Г2	470	265	1,55
194	7; 8; 9; 10; 12				
219	8; 9; 10; 11; 12; 14; 16; 20				

Таблица П 10

Бесшовные трубы

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Характеристика материала труб			Коэффициент условий раб. k_1
		Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_T , МПа	
159	4; 4,5; 5; 5,5	K34	340	210	1,47
168	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7	K38	380	240	
219	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	K42	420	250	
273	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	K50	500	350	
325	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	K52	520	360	
351	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	K55	650	380	
377	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	—/—	—/—	—/—	
426	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	—/—	—/—	—/—	

Эквивалентная шероховатость труб

Вид трубы	Состояние трубы	k_s , мм
Бесшовные стальные	Новые чистые	$(0,01 \dots 0,02)/0,014^*$
Сварные стальные	После нескольких лет эксплуатации	$(0,15 \dots 0,3)/0,2$
—//—	Новые чистые	$(0,03 \dots 0,12)/0,05$
—//—	С незначительной коррозией после очистки	$(0,1 \dots 0,2)/0,15$
—//—	Умеренно заржавевшие	$(0,3 \dots 0,7)/0,5$
—//—	Старые заржавевшие	$(0,8 \dots 1,5)/1$
—//—	Сильно заржавевшие или с большими отложениями	$(2 \dots 4)/3$

* В знаменателе указаны средние значения эквивалентной шероховатости.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ПРОГРАММА КУРСА	3
Введение	3
Насосы.....	3
Вентиляторы	4
Компрессоры	5
Транспортировка и хранение нефти и нефтепродуктов	5
Транспортировка газа	5
2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ЗАДАНИЯ	6
2.1. Определение физических характеристик нефтепродуктов	8
2.2. Расчет резервуарных парков нефтепродуктов	10
2.3. Расчет параметров и выбор типа насоса	16
2.4. Расчет трубопровода.....	35
3. ЗАДАНИЕ НА РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКУЮ РАБОТУ	37
Рекомендуемая литература	39
Вопросы экзаменационных билетов.....	39
Приложение	42

ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

Методические руководство

2-е издание

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Корректор *И.Е. Семенова*
Компьютерная верстка *Л.А. Веселовская*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 15.06.2017. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 100 экз.
Уч.-изд. л. 3,02. Печ. л. 3,25 . Заказ № 809/1. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20