МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

МЕТОДИКА

ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПОДВОДЯЩИХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПОДПОРНЫХ НАСОСОВ НПС С РЕЗЕРВУАРНЫМИ ПАРКАМИ

РД 39-30-39-78

1978

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

(*ВНИИСПТнефть*)

УТВЕРЖДЕНА
начальником Технического
Управления МНП
Г.И.Григоращенко
19 января 1978 года

М Е Т О Д И К А

ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПОДВОДЯЩИХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПОДПОРНЫХ НАСОСОВ НПС С РЕЗЕРВУАРНЫМИ ПАРКАМИ

РД 39-30-39-78

1978

Настоящая методика предназначена для специалистов, занятых проектированием насосных станций нефтепроводов.

Методика включает:

- расчет заглубления подпорных насосов;
- выбор диаметров подводящих нефтепроводов;
- проверку нефтепроводов на кавитационную устойчивость.

Методика гидравлического расчета подводящих нефтепроводов разработана институтом ВНИИСПТнефть в дополнение к "Унификации технических расчетов по магистральным трубопроводам для нефти и нефтепродуктов" /I/.

Полученные рекомендации распространяются на ньютоновские жидкости.

Все расчеты выполнены в Международной системе единиц физических величин (СИ).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика гидравлического расчета подводящих нефтепроводов магистральных подпорных насосов головных НПС

РД 39 - 30 - 39 - 78

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 60 от 25.01.78
Срок введения установлен с 01.07.78
Срок действия до 1983 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I Расчет подводящих нефтепроводов подпорных насосов головных перекачивающих станций основывается на сравнении располагаемого и допустимого кавитационных запасов, результатом которого является определение диаметров подводящих трубопроводов и величины заглубления подпорных насосов по отношению к резервуарам, из которых производится откачка нефти.

I.2. Отправленная расчетная схема системы резервуарный парк - подводящие линии - подпорные насосы (рис.I).

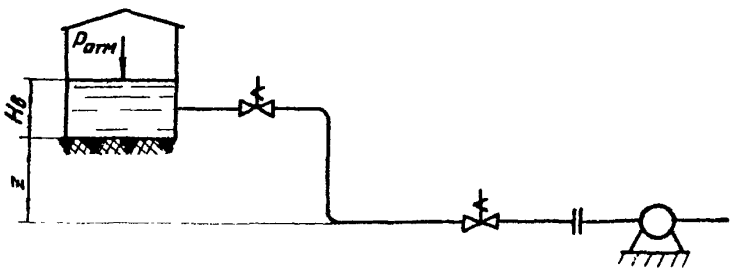


Рис.1 Расчетная схема

I.3. Условные обозначения:

$\Delta h_{расп.}$ - располагаемый кавитационный запас, м.ст.ж.;

$\Delta h_{доп}$ - допустимый кавитационный запас, м.ст.ж.;

$P_{атм}$ - атмосферное давление, Па;

P_s - давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости, Па;

$H_в$ - высота уровня нефти в резервуаре, м.ст.ж.;

x - заглубление подпорного насоса (разность нивелирных отметок днища резервуара и оси входного патрубка насоса), м;

h_w - гидравлические потери напора в трубопроводах на участке резервуарный парк - подпорная насосная, м.ст.ж.;

d - диаметр трубопровода, м;

ℓ - длина трубопровода, м;

v - средняя скорость потока, м/сек;

g - ускорение силы тяжести, м/сек^2;

ν - кинематическая вязкость жидкости, м^2/сек;

ρ - плотность жидкости, кг/м^3;

Q - расход перекачиваемой жидкости, м^3/сек;

$h_{вх}$ - давление на входе в насос, м.ст.ж.;

z - абсолютная отметка насосной, м.;

h_ℓ - потери напора на трение, м.ст.ж.;

$h_{м.с.}$ - местные потери напора, м.ст.ж.;

$\Delta h_{кр}^{эл.}$ - критический кавитационный запас трубопроводных элементов, м.ст.ж.;

T - температура перекачиваемой жидкости, град.К;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

ζ - коэффициент местного сопротивления;

$\bar{\Delta}$ - относительная шероховатость;

$\mathcal{K}_{кр.}$ - критическое число кавитации.

2. РАСЧЕТ ЗАГЛУБЛЕНИЯ ПОДПОРНЫХ НАСОСОВ

2.I. Исходные данные

Для выполнения расчетов по настоящей Методике необходимы следующие исходные данные:

- техническая характеристика подпорных насосов (подача, допустимый кавитационный запас, диаметр входного патрубка);
- данные о свойствах перекачиваемой жидкости при различных температурах (плотность, вязкость, давление насыщенных паров);
- технологическая схема системы резервуарный парк - подводящие нефтепроводы - подпорные насосы с указанием типов резервуаров, диаметров и длин участков нефтепроводов, включая местные сопротивления.

2.2.Основная расчетная формула выводится с учетом располагаемого и допустимого кавитационных запасов.

2.2.I. Располагаемый кавитационный запас $\Delta h_{расп}$ - это избыток энергии жидкости над давлением насыщенных паров, который обеспечивается на входе в насос при заданных парметрах системы и условиях перекачки

$$\Delta h_{расп} = h_{вх} - \frac{P_s}{\rho g} + \frac{V_{вх}^2}{2g}, \qquad (I)$$

Допустимый кавитационный запас $\Delta h_{доп}$ - это превышение энергии жидкости во входном патрубке насоса над давлением насыщенных паров, необходимое для нормальной работы насоса.

2.2.2. Условие бескавитационной работы насоса

$$\Delta h_{расп} \geq \Delta h_{доп} \qquad (2)$$

2.2.3. Пользуясь уравнением Бернулли, составленном относительно свободной поверхности нефти в резервуаре и плоскостью перпендикулярной оси входного патрубка насоса, полагая скорость изменения уровня нефти в резервуаре близкой к нулю, получим:

$$h_{вх} = \frac{P_{сл.}}{\rho g} + H_в + z - \frac{v_{вх}^2}{2g} - h_w \qquad (3)$$

Поскольку внутреннее давление в газовом пространстве в резервуарах, предназначенных для хранения нефти, близко к атмосферному, в практических расчетах допускается принимать давление на свободную поверхность равным атмосферному ($P_{с.п.} = P_{атм.}$). После подстановки выражения (3) в формулу (I) и, пользуясь условием (2), будем иметь:

$$\Delta h_{расп} = \frac{P_{атм}}{\rho g} + H_в + z - h_w - \frac{P_s}{\rho g} \geq \Delta h_{доп} \qquad (4)$$

или (для минимально-допустимого уровня нефти)

$$z = \frac{P_s}{\rho g} + \Delta h_{доп} - \frac{P_{атм}}{\rho g} - H_в^{min} + h_w \qquad (5)$$

2.3. Определение давления насыщенных паров

Давление насыщенных паров перекачиваемой нефти следует принимать по данным лабораторных исследований при соотношении паровой и жидкой фаз близком к нулю или по графику (рис.2). При наличии данных по давлению насыщенных паров, определенных методом Рейда (соотношение паровой фазы к жидкой по объему равно 4), необходимо сделать пересчет по формуле:

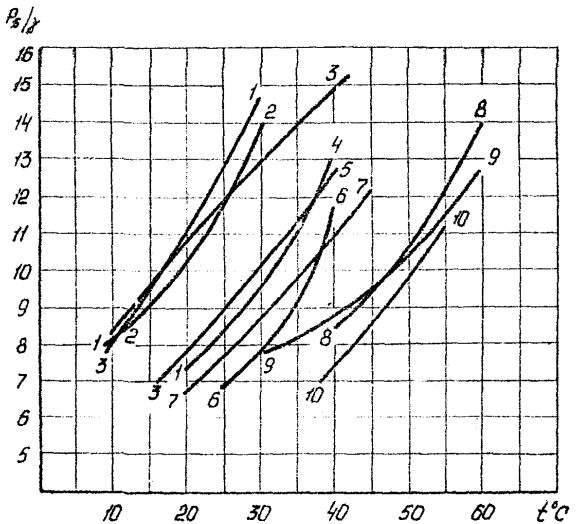


Рис. 2. Зависимость давления насыщенных паров нефтей от температуры.

1. Бавлинская
2. Туймазинская
3. Самоотлорская
4. Мухановская
5. Орланская
6. Ромашкинская
7. Усть-Балыкская
8. Мангышлакская
9. Сургутская
10. Небитдагская

$$\frac{P_s}{P_s^p} = 1{,}558 + 0{,}0063\,(T - 273), \qquad (6)$$

где P_s – давление насыщенных паров при данной температуре и соотношения фаз $V_г / V_ж = 0$;

P_s^p – то же, при $T = 311^{\circ}К$ и $V_г/V_ж = 4/1$;

T – температура перекачиваемой жидкости, $^{\circ}К$.

2.4. Определение допустимого каритационного запаса насоса при перекачке нефти .

2.4.1. Поскольку всасывающая способность насоса при перекачке нефти может отличаться по сравнению с перекачкой холодной воды, то в паспортные данные насоса, рекомендуемые для воды, необходимо ввести соответствующие поправки. Критический кавитационный запас насоса, работающего на нефти, определяется по формуле

$$(\Delta h_{кр})_{неф} = (\Delta h_{кр})_{вода} - \Delta H_t^{кр} + \delta h_v, \text{ м.ст.ж.}, \qquad (7)$$

где $(\Delta h_{кр})_{вода}$ – паспортное значение кавитационного запаса, полученное при заданном режиме для воды, м.вод.ст.;

$\Delta H_t^{кр}$ – термодинамическая поправка;

δh_v – поправка на влияние вязкости жидкости.

2.4.2. Термодинамическая поправка определяется по формуле

$$\Delta H_t^{кр} = \frac{0{,}708}{B^{0{,}46}(P_s/\rho g)^{0{,}41}} \qquad (8)$$

Тепловой коэффициент В определяется графически (рис. 3) в зависимости от давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости.

2.4.3. Вязкостная поправка определяется по формуле

$$\delta h_v = \frac{\xi_{в.п.} \cdot v_{вх}^2}{2g} \qquad (9)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления на входе в насос $\zeta_{вх}$ зависит от режима течения нефти на этом участке и находится по графику (рис.4) в зависимости от числа Рейнальдса

$$Re = \frac{v_{вх} \cdot d_{вх}}{\nu}, \qquad (10)$$

где $d_{вх}$ – диаметр входного патрубка насоса, м;

$v_{вх}$ – скорость во входном патрубке насоса, м/сек;

$$v_{вх} = \frac{4Q}{\pi d_{вх}^2} = \frac{1{,}27 \cdot Q}{d_{вх}^2} \quad м/сек \qquad (11)$$

Q – подача насоса, $м^3$/сек;

ν – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости, $м^2$/сек.

Для чисел $Re \geq 4{,}5 \cdot 10^4$ коэффициент $\zeta_{вх}$ близок к нулю и в этом случае вязкостной поправкой можно пренебречь.

2.4.4. Допустимая величина кавитационного запаса при работе на нефти

$$(\Delta h_{доп})_{нефт.} = K \cdot (\Delta h_{кр})_{неф.}, \qquad (12)$$

где К – коэффициент запаса, определяемый по ГОСТ 6134-71 /2/. Если в паспортах на насосы вместо допустимого кавитационного запаса дается допустимая вакуумметрическая высота всасывания $H_{вак}^{доп}$, то в этом случае допустимый кавитационный запас пересчитывается по формуле:

$$(\Delta h_{доп})_{вода} = \frac{p_{атм} - p_s}{\rho g} + \frac{v_{вх}^2}{2g} - H_{вак}^{доп} \qquad (13)$$

Обычно величина $H_{вак}^{доп}$ приводится для температуры воды Т = 293°К, в этом случае $\frac{P\ атм - P_s}{\rho g} = 10{,}09$ м.вод.ст. и выражение (13) примет вид

$$(\Delta h_{доп})_{вода} = 10{,}09 + \frac{v_{вх}^2}{2g} - H_{вак}^{доп} \qquad (13а)$$

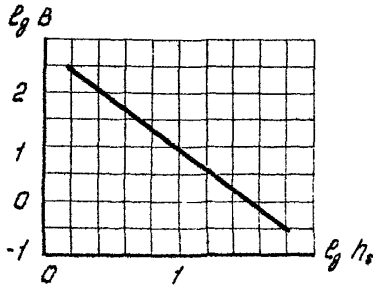


Рис. 3. Зависимость критерия тепловой кавитации от давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости.

$$B = \frac{V_r}{V_m} \cdot \frac{C_a}{\lambda} \frac{\partial T}{\partial h_s}$$

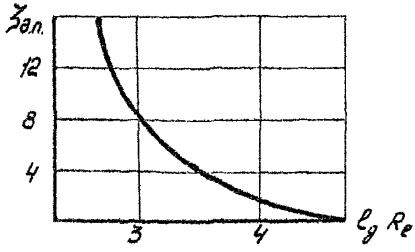


Рис. 4. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса.

2.5. Определение атмосферного давления

Атмосферное давление на свободную поверхность нефти принимается в зависимости от абсолютной отметки насосов

$$\frac{p_{атм}}{\rho g} = \frac{10330 - 1{,}2 \cdot \nabla}{\rho} \qquad (14)$$

∇ – отметка насосной от уровня моря, м.

2.6. Выбор минимальной величины взлива нефти в резервуаре

При расчете заглубления подпорных насосов минимальная величина взлива нефти в резервуаре принимается из расчета исключения возможности образования воронки в зависимости от типа резервуара. Минимальная величина взлива $H_в^{min}$ определяется :

– для железобетонных заглубленных резервуаров или по формуле $H_в^{min} = 0{,}5d\left(\frac{v}{\sqrt{gd}}\right)0{,}55$;

– для стальных наземных резервуаров $H_в^{min} = 0{,}018d\sqrt[3]{Re} + H_п$, где $H_п$ – расстояние от днища резервуара до оси приемо-раздаточного патрубка.

2.7. Расчет гидравлических потерь напора в подводящих трубопроводах

2.7.1. Суммарные гидравлические потери напора в трубопроводе определяются выражением

$$h_w = h_l + h_{м.с.} = \left(\Sigma \lambda_i \frac{\ell_i}{d_i} + \Sigma \zeta_i\right) \frac{v^2}{2g}, \qquad (15)$$

где $h_l = \Sigma \lambda_i \frac{\ell_i}{d_i} \cdot \frac{v^2}{2g}$ – потери напора на трение;

$h_{м.с} = \Sigma \zeta_i \cdot \frac{v^2}{2g}$ – местные потери напора.

2.7.2. Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима течения жидкости. Режим движения потока в трубопроводе характеризуется параметром Рейнольдса

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} \qquad (16)$$

Для режимов течения, характерных для подводящих нефтепроводов с малой относительной шероховатостью, коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{Re}} \qquad (17)$$

При расчете гидравлического сопротивления прямолинейных участков длинных трубопроводов, выполненных сваркой, необходимо учитывать влияние сварных швов. Коэффициент гидравлического трения, учитывающий влияние стыков,

$$\lambda' = \lambda + \zeta_{ст} \frac{d}{\ell'} \qquad (18)$$

где $\zeta_{ст}$ – коэффициент сопротивления стыков;

ℓ' – расстояние между стыками, равное длине свариваемых труб, по ГОСТ 20295-74 /3/, ТУ-14-3-109-73 /4/ и ТУ-14-3-295-74 /5/ трубы для магистральных нефтепроводов поставляются длиной 10÷12 м.

Коэффициент местных сопротивлений стыков определяется в зависимости от вида сварки (таблица 1).

Таблица 1

Значение коэффициента для различных видов сварных стыков

Виды стыков	Диаметр трубы, мм						
	200	300	400	500	600	700	800 и более
С подкладными кольцами (δ = 5 мм)	0,06	0,03	0,018	0,013	0,009	0,007	0,006
Выполненные электродуговой или контактной сваркой	0,026	0,0135	0,009	0,006	0,004	0,0028	0,0023

2.7.3. Коэффициенты местных сопротивлений зависят как от режима течения жидкости в подводящих трубопроводах (числа Рейнольдса, неравномерности поля скоростей), так и от конструктивных параметров элементов трубопроводов и арматуры. Значения коэффициентов ζ приведены в табл. 2.

3. ВЫБОР ДИАМЕТРОВ ПОДВОДЯЩИХ НЕФТЕПРОВОДОВ

3.1. Выбор диаметров подводящих нефтепроводов основан на сравнении показателей нескольких вариантов нефтепроводных коммуникаций, образованных из трубопроводов различных диаметров.

3.2. Принимая диаметры различных участков трубопроводной обвязки, необходимо учитывать следующее:

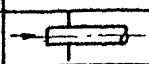
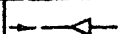
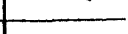
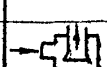
3.2.1. При наличии в резервуаре понтона скорость его перемещения согласно /6/ не должна превышать 3,5 м/час.

3.2.2. Для существующих стальных резервуаров емк. 5-20 тыс. $м^3$ максимальный диаметр приемо-раздаточного патрубка равен 700 мм.

3.2.3. Всасывающий участок нефтепровода от основной подводящей магистрали до насоса целесообразно выбирать равным диа-

Таблица 2

Коэффициенты местных сопротивлений

N	Наименование	Схема	Номер рисунка в приложении 1
1	Выход из резервуара		5,6
2	Компенсатор линзовый		7
3	Задвижка		8
4	Отвод		9
5	Диффузорный переход		10-12
6	Конфузорный переход $n=1,3 \div 3,0$; $\alpha=15^{\circ} \div 50^{\circ}$; $R_e \geq 5 \cdot 10^5$		$\zeta = 0,05$
7	Тройник (поворот потока)		13 14
8	Тройник (на проход)		15
9	Тройник вытяжной		16-24
10	Тройник нагнетательный		25-29
11	Фильтр-решетка		30
12	Стакан вертикального насоса		31

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Все коэффициенты (кроме диффузорного перехода и стакана вертикального насоса) относятся к скорости в трубе после местного сопротивления. У диффузорных переходов и стакана вертикального насоса коэффициент относится к входной скорости.

2. Для чисел Рейнольдса больших исследованных по каждому местному сопротивлению сохраняется автомодельность коэффициента ζ.

метру входного патрубка насоса или равным следующему большему диаметру по ГОСТ 20295-74, ТУ-14-3-109-73 и ТУ-14-3-295-74.

3.3. Выбор диаметров подводящих трубопроводов производится на основании технико-экономического расчета, включающего гидравлический и экономический расчеты.

3.3.1. Гидравлический расчет производится согласно разделу 2, в результате чего для каждого варианта определяется необходимая величина заглубления подпорных насосов.

3.3.2. На основании экономического расчета определяются приведенные расходы для каждого выбранного варианта. Приведенные расходы рассчитываются по формуле

$$П = Е + е.К \qquad (19)$$

где Е – эксплуатационные расходы;

К – капитальные затраты, включающие строительство подпорной насосной, стоимость трубопроводов, арматуры и затраты на электроэнергию при перекачке;

е – нормативный коэффициент эффективности.

3.3.3. За экономичный вариант подводящих трубопроводов принимается такой, при котором общая стоимость сооружения и эксплуатации всей системы (подводящих нефтепроводов и подпорной насосной) будет наименьшей.

3.3.4. Определение экономичных диаметров трубопроводных коммуникаций целесообразно производить графоаналитическим методом. Для этого строят график приведенных расходов системы подводящие линии – подпорная насосная в функции от диаметра основной подводящей магистрали для каждого диаметра отводящих участков. Минимальная точка полученной зависимости будет соответствовать экономичному диаметру.

4. ПРОВЕРКА ПОДВОДЯЩИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА КАВИТАЦИОННУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ

4.1. Проверка подводящих трубопроводов на кавитационную устойчивость заключается в расчете располагаемого напора в каждой точке трубопровода и сопоставление его с допустимым.

4.2. Необходимость указанной проверки определяется возможностью при перекачке нефтей с высоким давлением насыщенных паров кавитации отдельных элементов трубопроводов, особенно в наземной части трубопроводной обвязки.

4.3. Располагаемые напоры по длине трубопровода складываются из напора, создаваемого атмосферным давлением и разностью нивелирных отметок уровня нефти в резервуаре и соответствующей точкой трубопровода ΔZ за вычетом гидравлических потерь на участке от резервуара до рассматриваемой точки.

$$H_{расп} = \frac{P_{атм}}{\rho g} + \Delta Z - \Delta h'_w \qquad (20)$$

4.4. Допустимые напоры представляют сумму давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости и критических кавитационных запасов элементов трубопровода

$$H_{доп} = \frac{P_s}{\rho g} + \Delta h_{кр}^{эл.} \qquad (21)$$

Критический кавитационный запас трубопроводных элементов определяется по формуле:

$$\Delta h_{кр}^{эл} = \varkappa_{кр} \frac{v^2}{2g} , \qquad (22)$$

где $\varkappa_{кр}$ - критическое число кавитации;

v - скорость потока перед трубопроводным элементом, м/сек.

Для определения критического числа кавитации рекомендуются

следующие зависимости:

- для местных сопротивлений, вызванных изменением сечения потока (по А.Д.Альтшулю)

$$\alpha_{кр} = \zeta + 2\sqrt{\zeta} \qquad (23)$$

- для отвода 90°; R/d = I,5 (по С.Камияма)

$\alpha_{кр}$ = I,I-I,2;

для вытяжного тройника (по Каменеву)

$$\alpha = \zeta_{в.с} + 1 - \frac{Q_1^4}{Q_3} \qquad (24)$$

где $\zeta_{в.с.}$ - коэффициент сопротивления входа при внезапном сужении потока, определяемый по формуле

$$\zeta_{в.с} = 0{,}5\left(1 - \frac{Q_1^2}{Q_3^2}\right), \qquad (25)$$

Q_1 - расход жидкости во входном участке;

Q_3 - расход жидкости в сборном участке.

4.5. В случае, если линия располагаемых напоров не пересекается с линиями критических кавитационных напоров и находится выше этих линий, то имеет место бескавитационная работа насоса и трубопровода на всей его длине.

4.6. При пересечении указанных линий полученная величина недостающего располагаемого напора добавляется к величине минимально допустимого взлива для бескавитационной работы подводящего трубопровода.

Пример расчета приведен в приложении 2.

Директор института ВНИИСПТнефть, д.т.н., профессор — К.Е.Ращепкин

Ответственные исполнители:

Зам.директора ВНИИСПТнефть, д.т.н., доцент — Л.Г.Колпаков

Зав.лаб.Гидромашин, к.т.н. — В.Г.Володин

Зав.сектором ГТУ,к.т.н.,с.н.с. — Ш.И.Рахматуллин

Ст.научный сотрудник — И.С.Беркутов

ПЕРЕЧЕНЬ
нормативно-технических документов, используемых в методике

I. Унификация технических расчетов по магистральным трубопроводам для нефти и нефтепродуктов. Гипротрубопровод, 1972.

2. ГОСТ 6134-71. Насосы динамические.

3. ГОСТ 20295-74. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.

4. ТУ-14-3-109-73. Трубы стальные электросварные прямошовные.

5. ТУ-14-3-295-74. Трубы стальные электросварные спиралешовные.

6. Стальной вертикальный цилиндрический резервуар для нефти и нефтепродуктов емкостью 20000 $м^3$. Типовой проект ЦНИИпроектстальконструкция 704-I-60, альбом IУ.

Приложение I

ГРАФИКИ ЗАВИСИМОСТЕЙ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТОВ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ОТ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ЧИСЕЛ РЕЙНОЛЬДСА

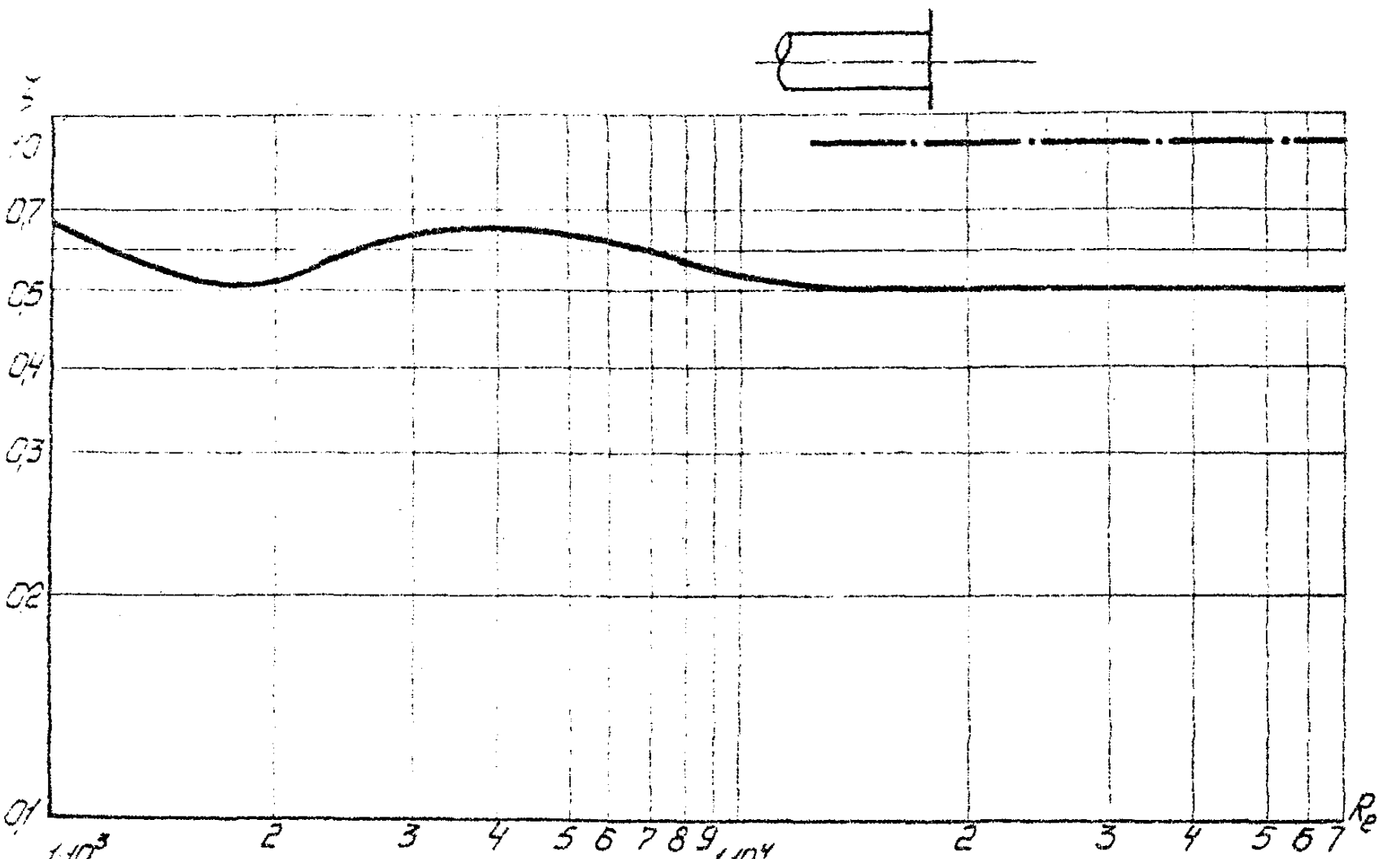


Рис. 5. Зависимость коэффициента сопротивления при выходе из резервуара в трубу, заделанную заподлицо в стенку; из резервуара от числа Рейнольдса (_____ без хлопушки; _____ с хлопушкой).

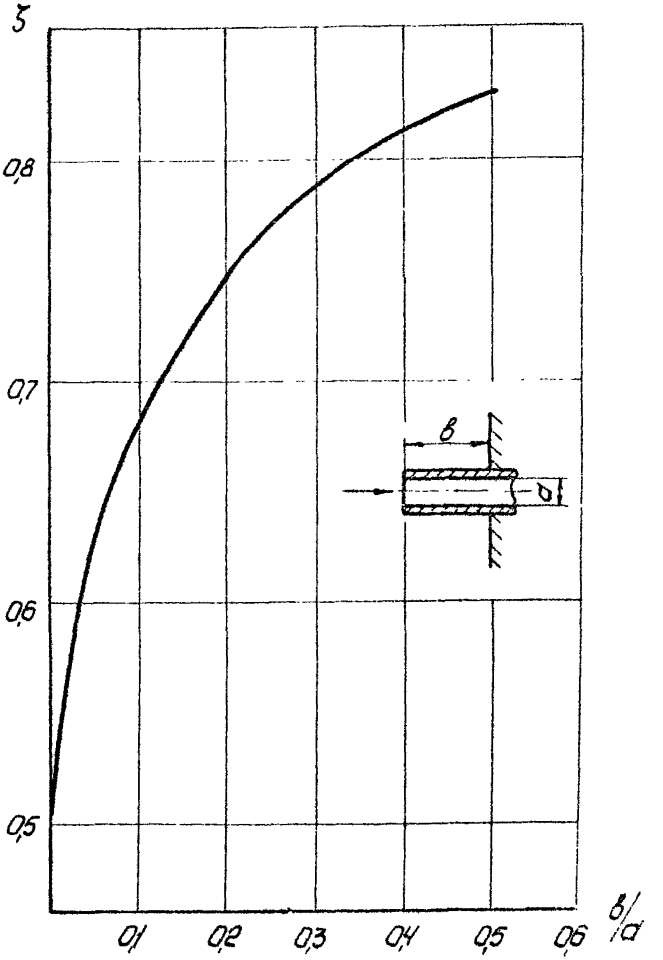


Рис. 6. Зависимость коэффициента местного сопротивления при выходе из резервуара от относительного вылета трубы ($Re = 10 \cdot 10^4$).

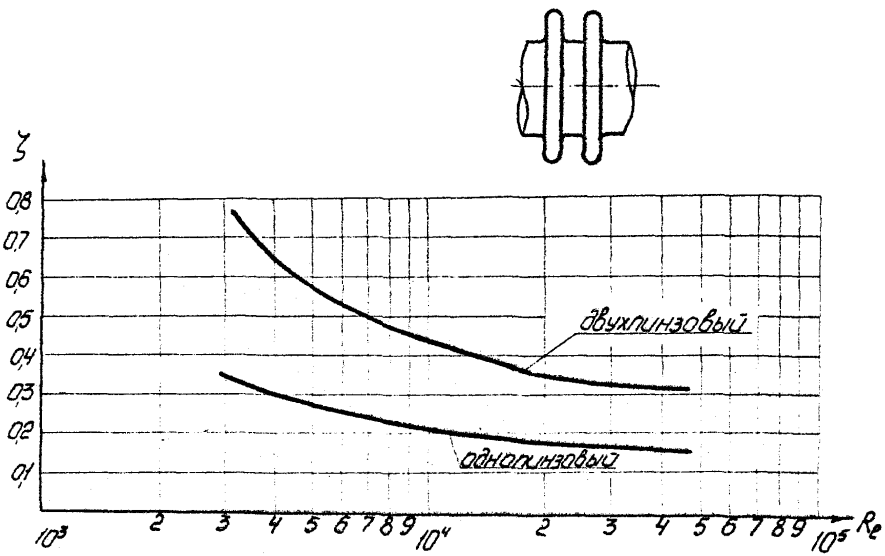


Рис. 7. Зависимость коэффициента сопротивления линзового компенсатора от числа Рейнольдса.

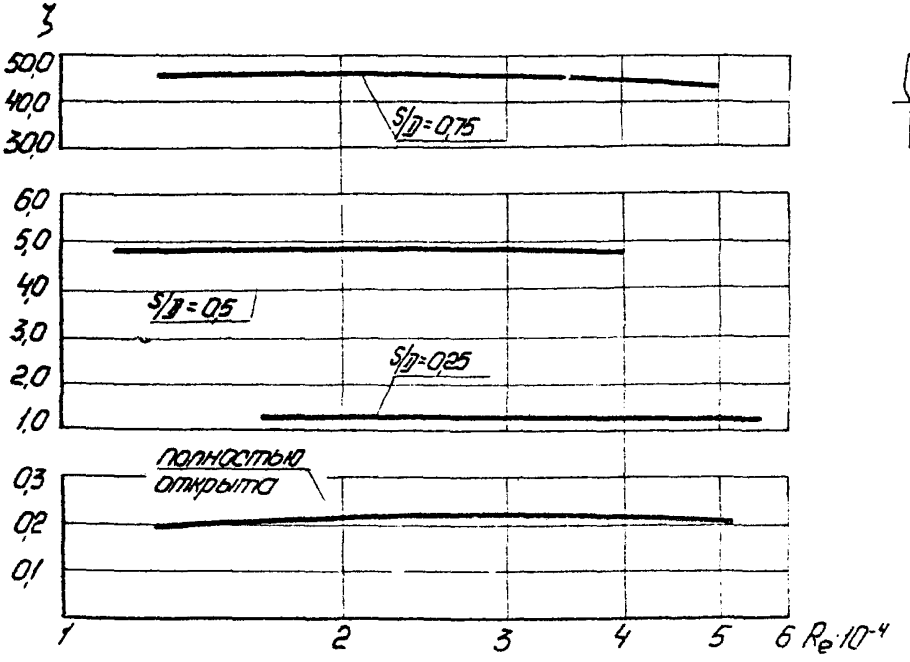
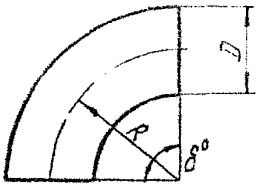


Рис. 8. Зависимость коэффициента сопротивления задвижки параллельной с разной степенью открытия S/D от числа Рейнольдса

Для отводов с углом поворота $\delta \neq 90°$: $\zeta = \zeta' K$

$\delta°$	0	20	30	45	60	75	90	110	130	150	180
K	0	0,31	0,45	0,6	0,78	0,9	1,0	1,13	1,2	1,28	1,4



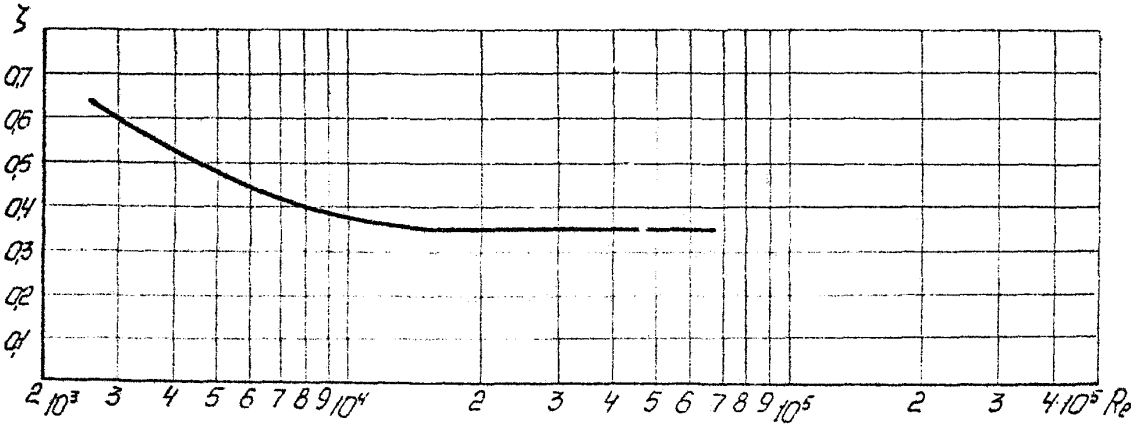


Рис. 9. Зависимость коэффициента сопротивления отвода $R/D = 1{,}5$ и $\delta = 90°$ (относительная шероховатость $\bar{\Delta} = 0{,}0004$) от числа Рейнольдса.

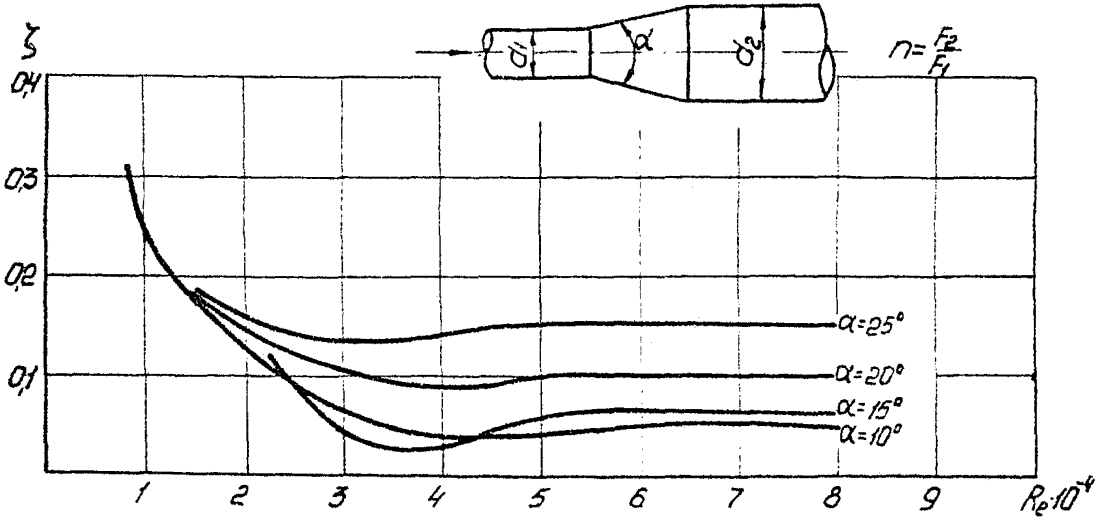


Рис. 10. Зависимость коэффициента сопротивления диффузорных переходов $n = 1{,}2$ с разными углами расширения от числа Рейнольдса.

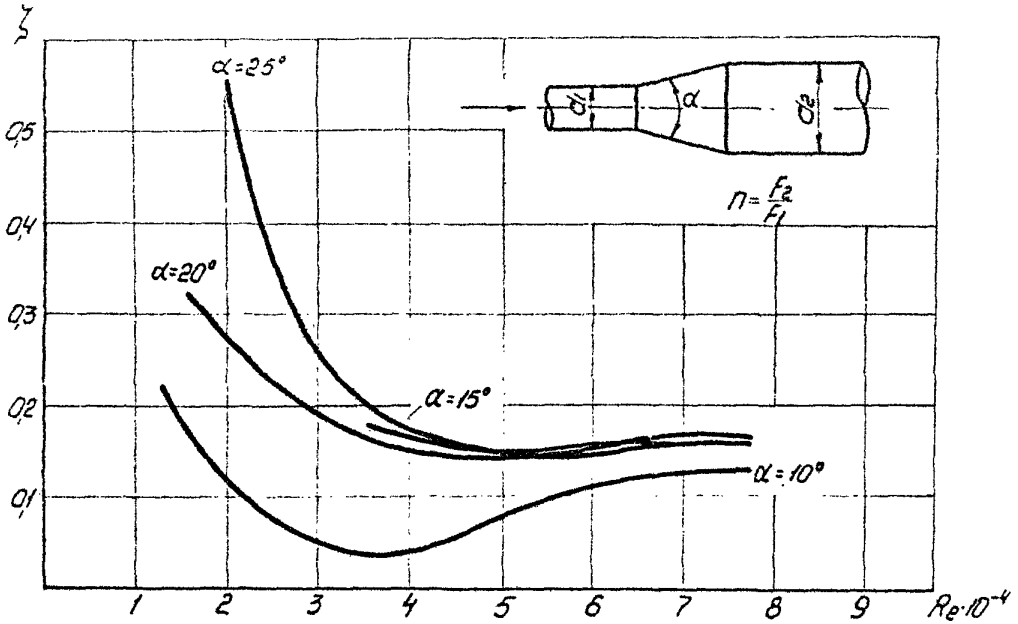


Рис. II. Зависимость коэффициента сопротивления диффузорных переходов n = I,44 с разными углами расширения от числа Рейнольдса.

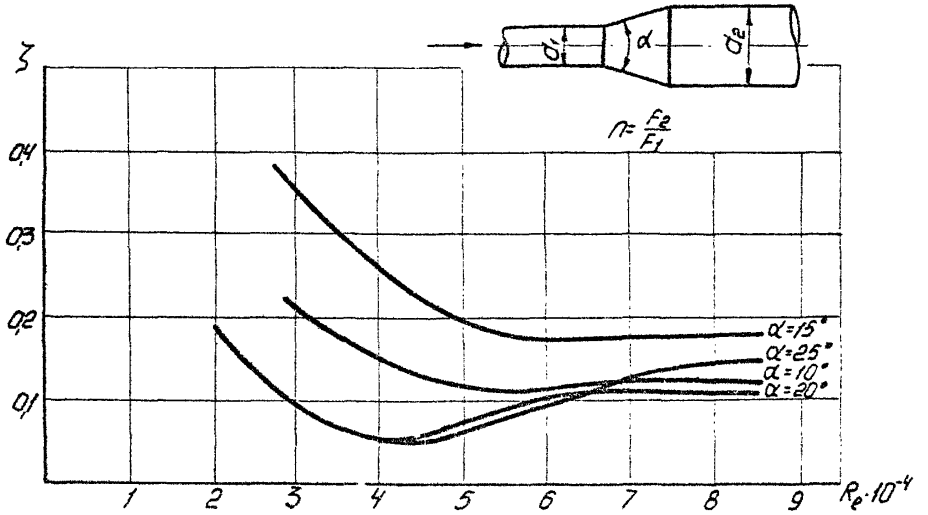


Рис. I2. Зависимость коэффициента сопротивления диффузорных переходов $n = 1{,}96$ с разными углами расширения от числа Рейнольдса.

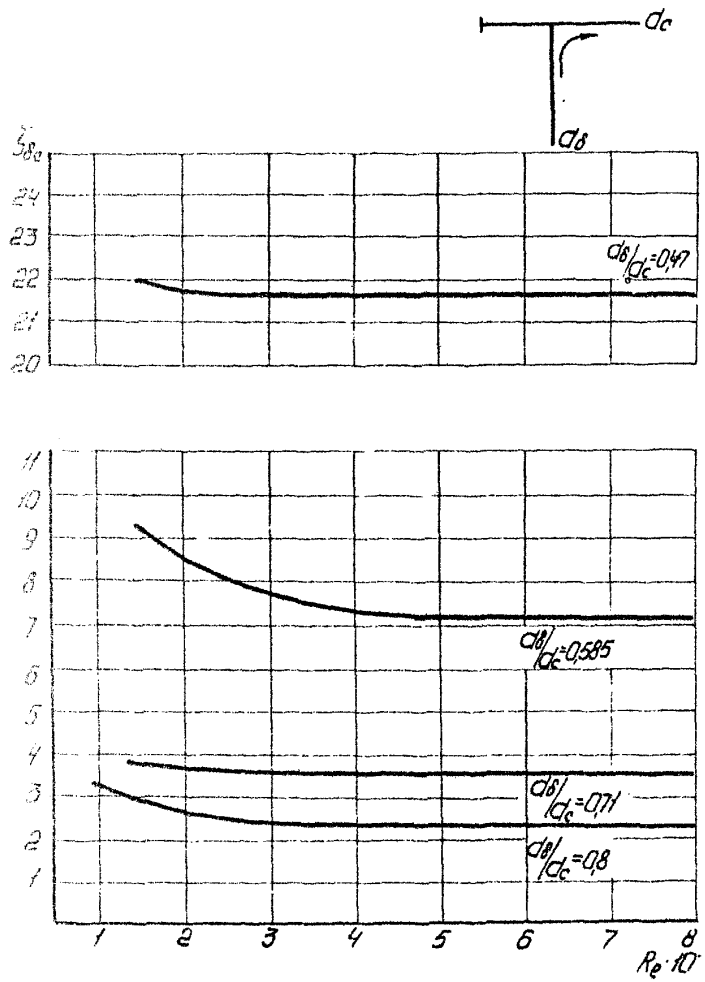


Рис. I3. Зависимость коэффициента сопротивления тройника с тупиком при повороте потока ($Q_б = Q_c$) от числа Рейнольдса.

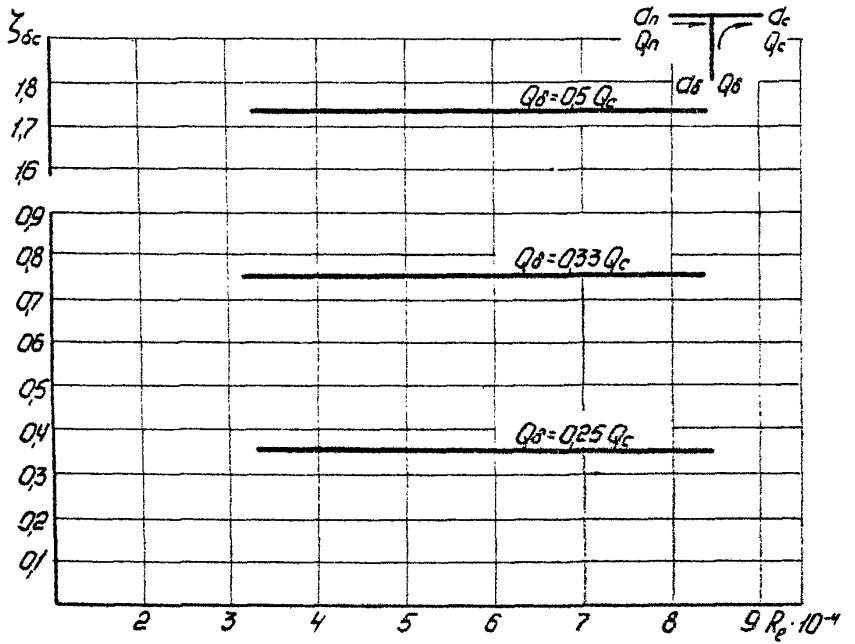


Рис. 20. Зависимость коэффициента потерь при повороте в вытяжном тройнике ($d_б$ = 58,5 мм; $d_п$ = d_c = 100 мм) от числа Рейнольдса.

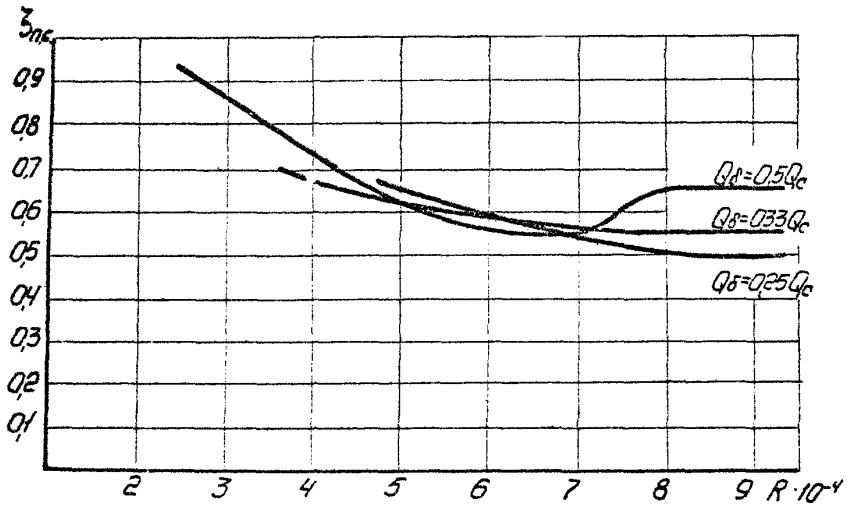


Рис. 21. Зависимость коэффициента потерь на проходе в вытяжном тройнике ($d_б$ = 58,5 мм; $d_п$ = $d_с$ =100мм) от числа Рейнольдса.

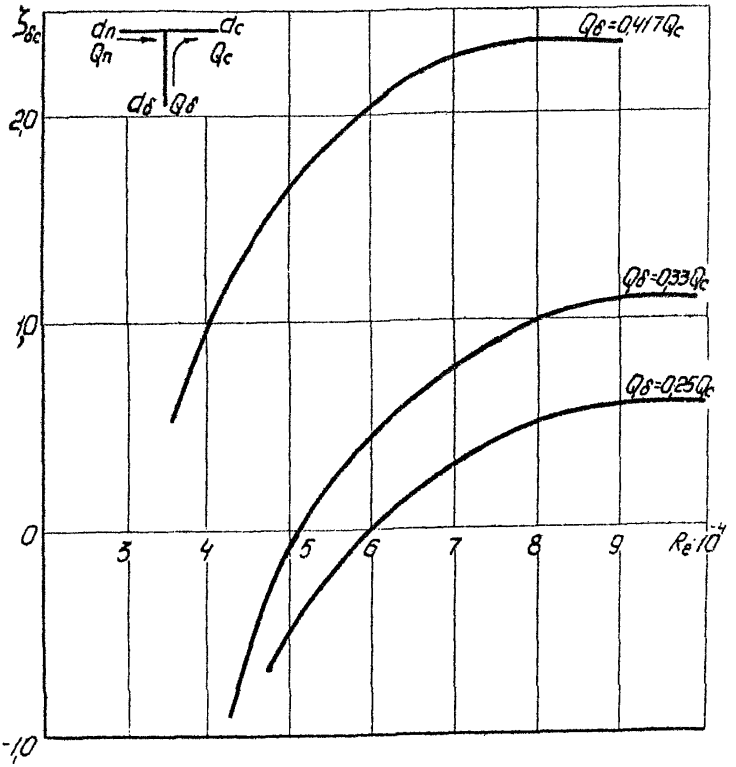


Рис. 22. Зависимость коэффициента потерь при повороте в вытяжном тройнике ($d_в$ =47мм; $d_n = d_c$ =100мм) от числа Рейнольдса.

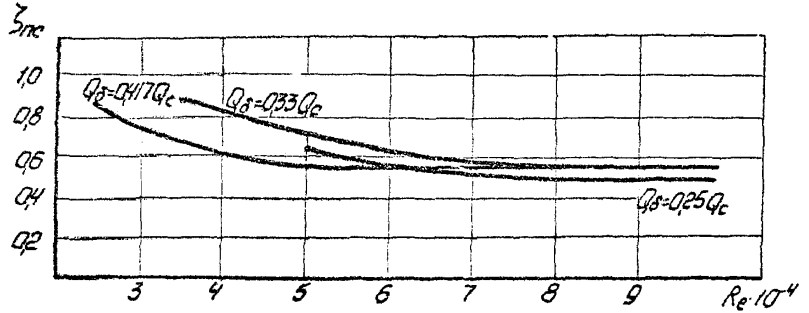
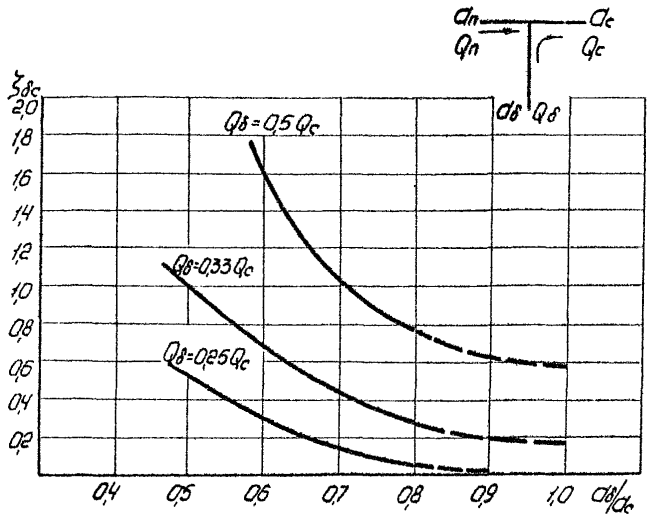


Рис. 23. Зависимость коэффициента потерь на проходе в вытяжном тройнике ($d_д$ = 47мм; $d_п = d_с$ = 100 мм) от числа Рейнольдса.



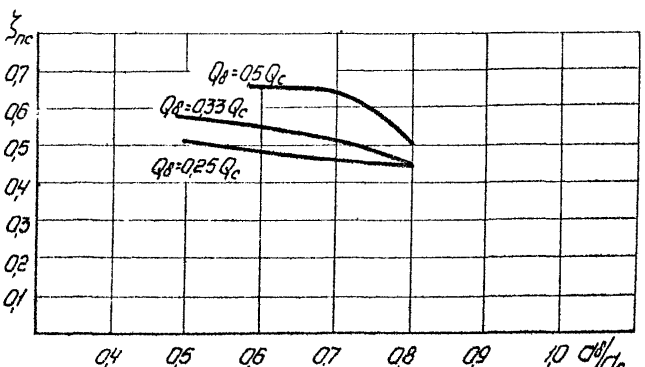


Рис. 24. Зависимость коэффициента гидравлических потерь в витяжном тройнике от отношения диаметров трубопроводов ($Re \geq 74\,9 \cdot 10^4$)

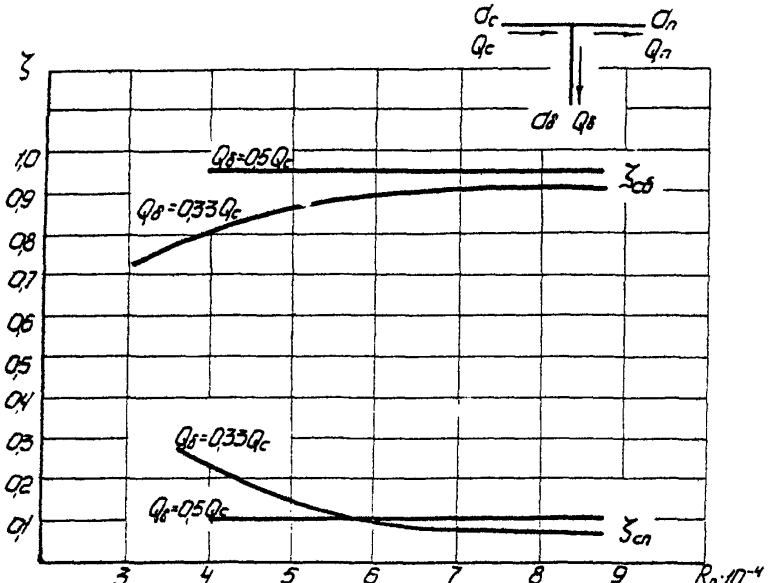


Рис. 25. Зависимость коэффициентов потерь в нагнетательном тройнике ($d_б$ = 80мм; $d_n = d_c$ =100мм) от числа Рейнольдса.

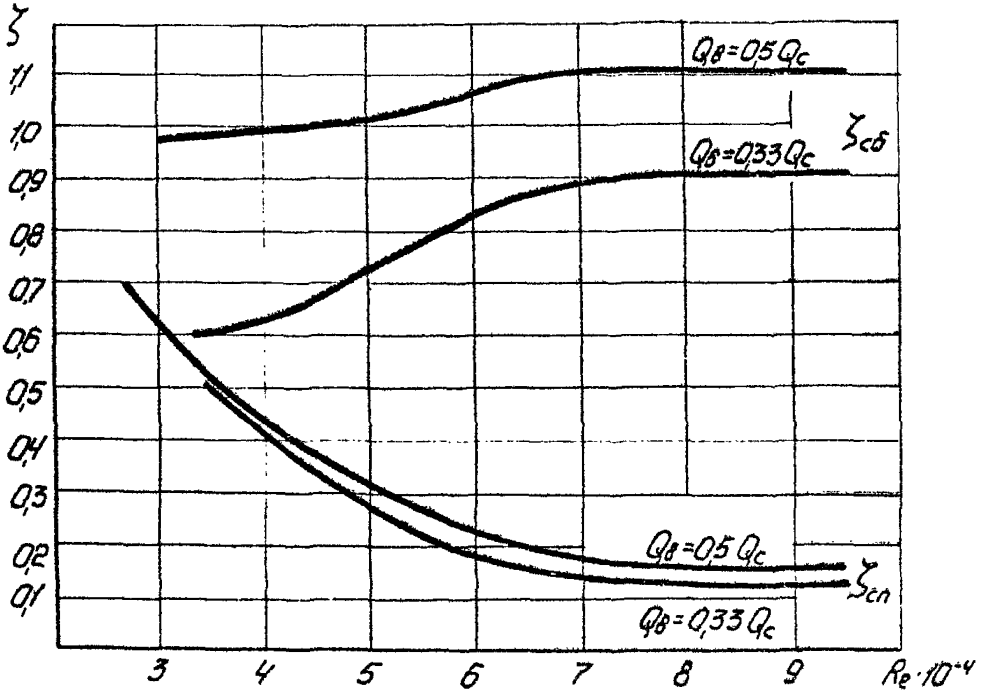


Рис. 26. Зависимость коэффициентов потерь в нагнетательном тройнике ($d_б$ =71мм; $d_п$ = $d_с$ =100) от числа Рейнольдса.

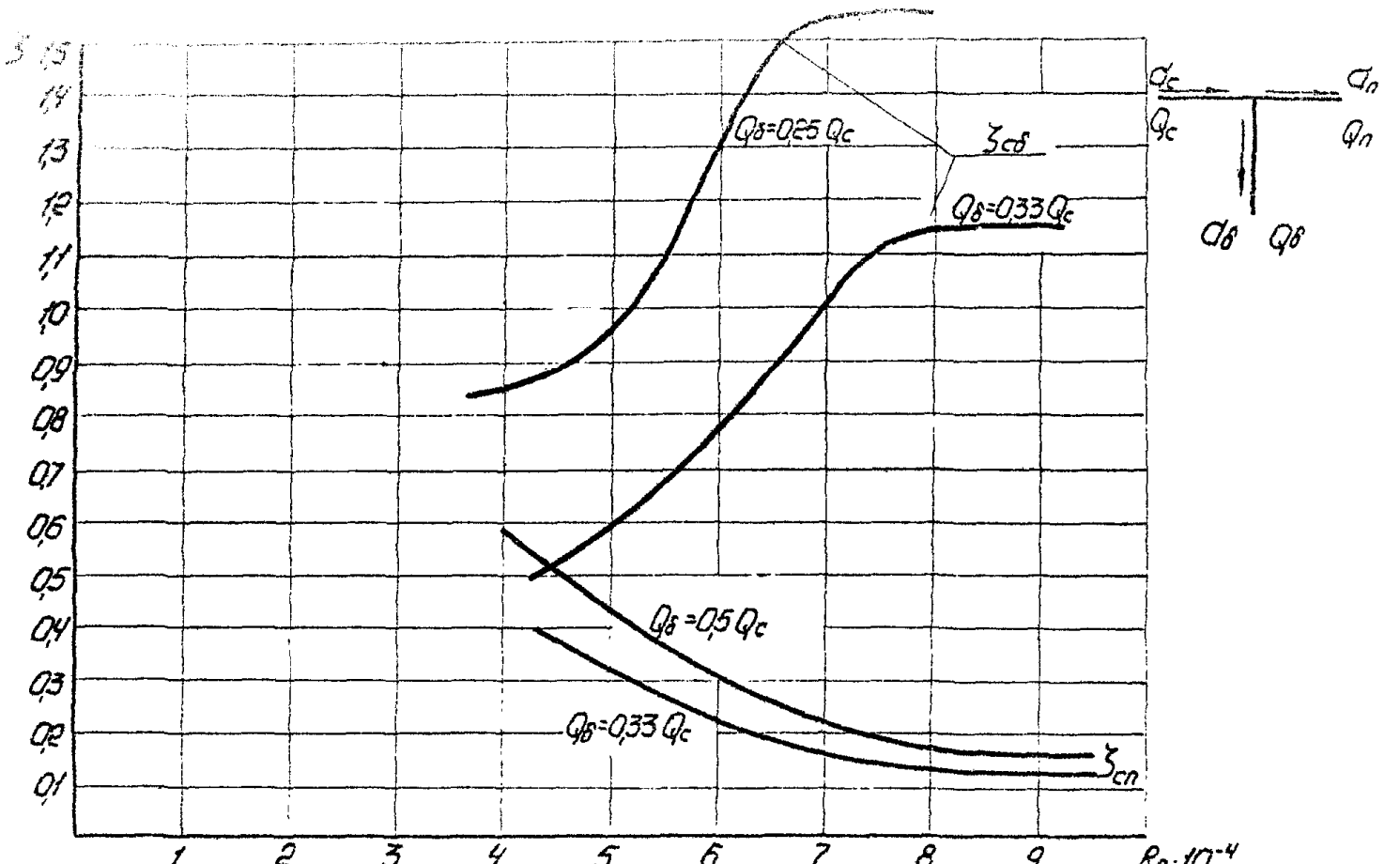


Рис. 27. Зависимость коэффициентов потерь в нагнетательном тройнике ($d_в$ =58,5мм; $d_п$ = $d_с$ =100 мм) от числа Рейнольдса.

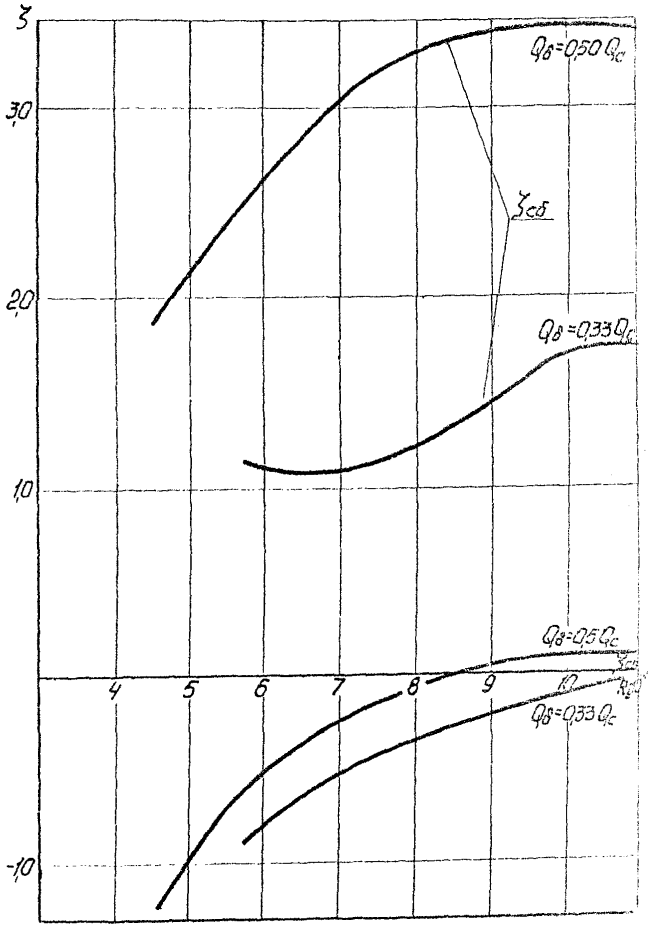


Рис. 28. Зависимость коэффициентов потерь в нагнетательном тройнике ($d_б$ =47мм; $d_п$ = d_c =100мм) от числа Рейнольдса.

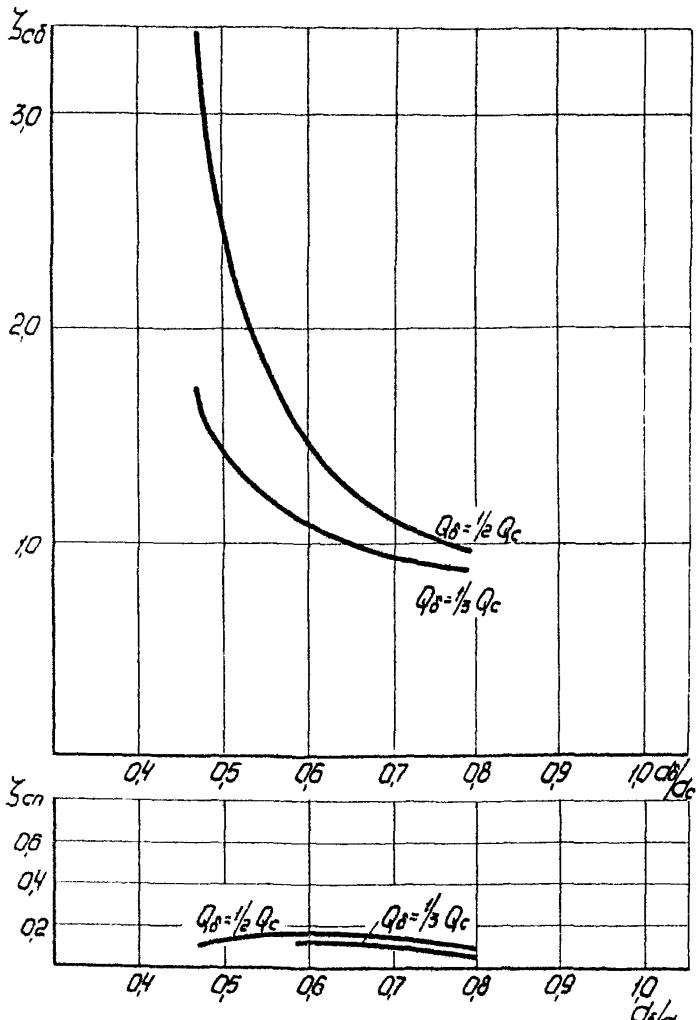


Рис. 29. Зависимость коэффициентов потерь в нагнетательном тройнике от соотношения диаметров.

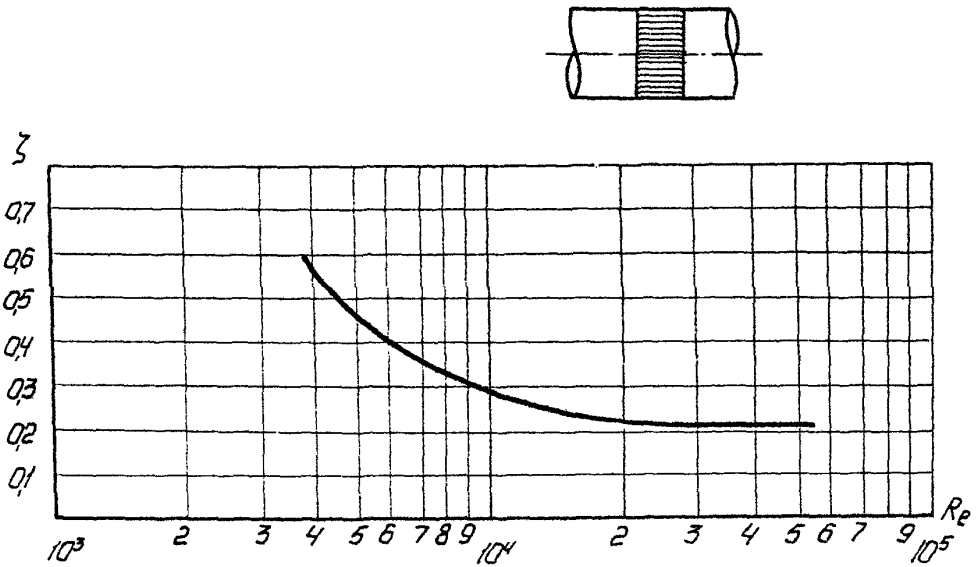


Рис. 30. Зависимость коэффициента сопротивления фильтра-решетки (степень стеснения $m = 0{,}1 \div 0{,}115$) от числа Рейнольдса.

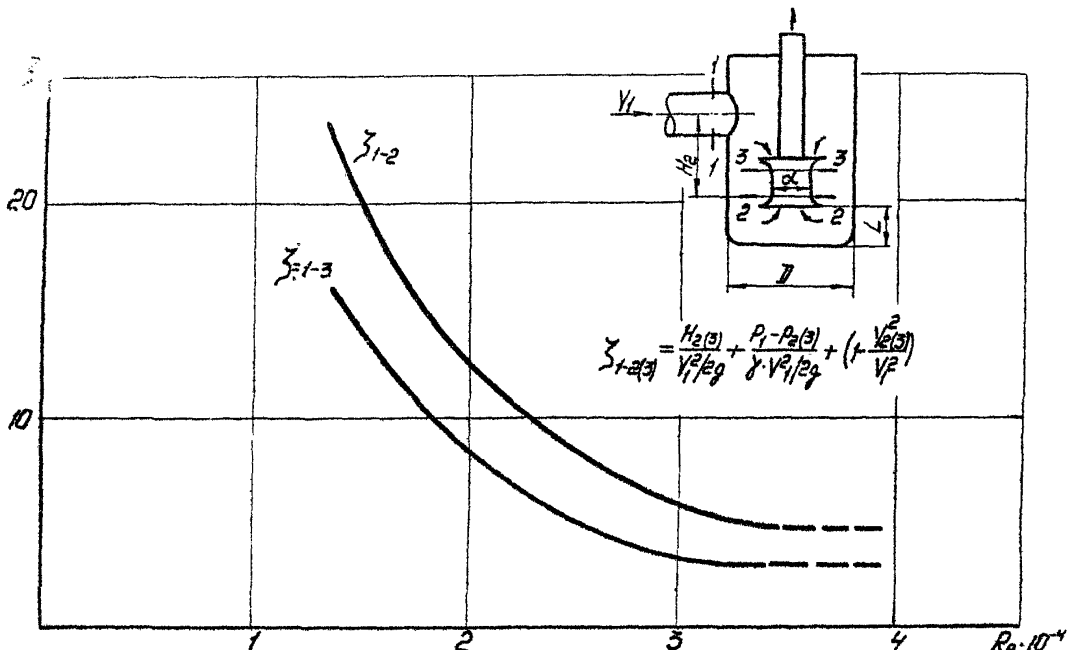


Рис. 31. Зависимость коэффициентов гидравлических потерь в стакане вертикального насоса двойного всасывания ($l/d \approx 1{,}0$; $d/D = 0{,}3$) от числа Рейнольдса (к скорости V_1)

Приложение 2

ПРИМЕР ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПОДВОДЯЩИХ НЕФТЕПРОВОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ПОДПОРНЫХ НАСОСОВ ГОЛОВНЫХ НПС

Рассмотрен типичный случай откачки из двух резервуаров при условии равных уровней взливов и одинаковых сопротивлениях в подводящих ответвлениях к ним

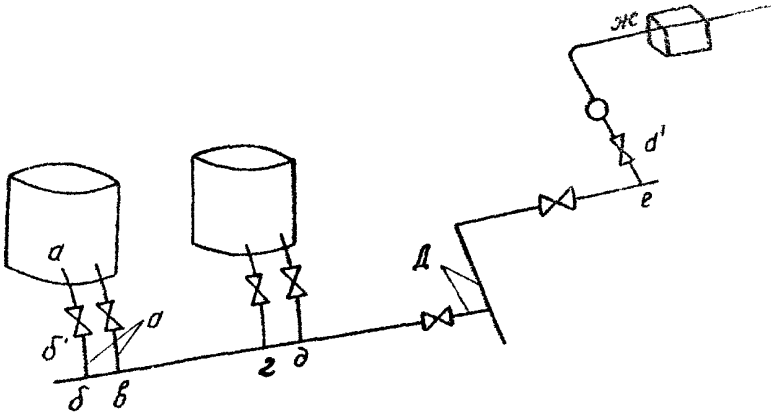


Рис 32 Расчетная схема откачки нефти из 2^х резервуаров

П 2. I. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

П 2.I.I. Резервуарный парк

- Количество резервуаров - 24

- Тип резервуара - РВС-20000

П 2.I.2. Насосное оборудование

- Марка насоса НМП 5000х90
- Количество - 2 работающих, I резервный
- Диаметр входного патрубка $d_{вх}$ = I,0 м
- Допустимый кавитационный запас насоса $(\Delta h_{доп})_{доб}$ = = 3,5 м.вод.ст.

П 2.I.3. Перекачиваемый продукт - нефть

- Температура нефти T = 300°K
- Плотность нефти ρ = 845 кг/м^3
- Кинематическая вязкость ν = 0,I5 · I0^{-4} м^2/сек
- Давление насыщенных паров нефти $p_s/\rho g$ = 8м.ст.ж.

П 2.I.4. Производительность перекачки Q = 2,78 м^3/сек.

П 2. I.5.Расчетные диаметры трубопроводов:

Д = I,0; I,2; I,4 м

d = 0,6; 0,7 м

d' = I,0; I,2 м

П 2.2. РАСЧЕТ ЗАГЛУБЛЕНИЯ ПОДПОРНЫХ НАСОСОВ

В общем случае гидравлический расчет необходимо делать для максимальной и минимальной температур перекачиваемой нефти и при определении величины заглубления насосов принимать результаты, полученные по худшему варианту.

В приводимом ниже примере расчет сделан для одной температуры.

П 2.2.I. Критический кавитационный запас

$$(\Delta h_{кр})_{вод} = \frac{(\Delta h_{доп})_{вод}}{K} = \frac{3,5}{I,I5} = 3,04 \text{ м.вод.ст.}$$

Термодинамическая поправка

$$\Delta H_t^{кр} = \frac{8,708}{B^{0,46}\left(P_s/\rho g\right)^{0,4I}}$$

$P_s/\rho g = 8,0$ $\quad lg(P_s/\rho g) = 0,903I$ $\quad (P_s/\rho g)^{0,4I} = 2,344$

$lgB = I,I5$ $\quad B^{0,46} = 3,258$

$$\Delta H_t^{кр} = \frac{8,708}{3,258 \cdot 2,344} = I,22 \text{ м}$$

Вязкостная поправка

$$Re = \frac{d_{вх} \cdot v_{вх}}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d_{вх} \cdot \nu} = \frac{4,I,39}{3,I4.I,0.0,I5.I0^{-4}} = I,2.I0^5$$

Для $Re = I,2.I0^5$ - $\delta h_\nu \approx 0$.

Критический кавитационный запас на нефти

$$(\Delta h_{кр})_{неф} = (\Delta h_{кр})_{вод} - H_t^{кр} + \delta h_\nu =$$
$$= 3,03-I,22 + 0 = I,82 \text{ м.ст.ж.}$$

Допустимый кавитационный запас на нефти

$$(\Delta h_{доп})_{неф} = I,I5.I,82 = 2,I \text{ м.ст.ж.}$$

П 2.2.2. Атмосферное давление

$$\frac{P_{атм}}{\rho g} = \frac{I,033.I0^4.9,8}{845.9,8} = I2,25 \text{ м.ст.ж.}$$

П 2.2.3. Минимально допустимая величина взлива для стального наземного резервуара из условия образования воронки принимаем $H_в^{min} = I,0$ м.

П 2.2.4. Определение гидравлических потерь в подводящих линиях.

П 2.2.4.I. Участок "а" - "б"

Диаметр $d_y = 0,6$ м, длина $l_{аб} = I0$ м

Скорость потока

$$v_1 = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0{,}695}{3{,}14 \cdot 0{,}6^2} = 2{,}46 \text{ м/сек}$$

Число Рейнольдса

$$Re_1 = \frac{v_1 \cdot d}{\nu} = \frac{2{,}46 \cdot 0{,}6}{0{,}15 \cdot 10^{-4}} = 9{,}85 \cdot 10^4$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_1 = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{Re_1}} = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{9{,}85 \cdot 10^4}} = 0{,}018$$

Коэффициенты местных сопротивлений

- выход из резервуара $\zeta_{вых} = 0{,}5$
- задвижка $\zeta_{зад} = 0{,}2$
- отвод 90° $\zeta_{отв} = 0{,}35$

Гидравлические потери на участке "а"-"б"

$$h_w^{аб} = \left(\zeta_{вых} + \zeta_{зад} + \zeta_{отв} + \lambda_1 \frac{l_{аб}}{d}\right) \frac{v_1^2}{2g} =$$

$$= \left(0{,}5+0{,}2+0{,}35+0{,}18\frac{10}{0{,}6}\right) \frac{2{,}46^2}{2 \cdot 9{,}8} = 0{,}414 \text{ м}$$

П2.2.4.2. Участок "б"-"в"

Диаметр $d = 1{,}0$ м, длина $l_{бв} = 5$ м

Скорость $v_2 = \frac{4 \cdot 0{,}695}{3{,}14 \cdot 1^2} = 0{,}885$ м/сек

Число Рейнольдса $Re_2 = \frac{0{,}885 \cdot 1{,}0}{0{,}15 \cdot 10^{-4}} = 5{,}9 \cdot 10^4$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_2 = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{5{,}9 \cdot 10^4}} = 0{,}0203$$

Коэффициент местного сопротивления

- тройник "поворот потока" $d_б/d_в = 0{,}6$ $\zeta_{тр}^{пов} = 6{,}5$

Гидравлические потери на участке "б"-"в"

$$= (6,5+0,0203\frac{5}{I}) \frac{0,885^2}{2 \cdot 9,8} = 0;262 \text{ м}$$

П 2.2.4.3. Участок "в"-"г"

Диаметр Д = I,0 м, длина 70 м

Скорость $v_3 = \frac{4 \cdot I,39}{3,I4 \cdot I^2} = I,77$ м/сек

Число Рейнольдса $Re_3 = \frac{I,77 \cdot I}{0,55 \cdot I0^{-4}} = II,8 \cdot I0^4$

$$\lambda_3 = \frac{0,3I64}{\sqrt[4]{II,8 \cdot I0^4}} = 0,0I7$$

Коэффициент местного сопротивления

- тройник "на проход" $\zeta_{тр.}^{пр} = 0,62$

$a_б/a_c = 0,5$; $d_б/d_c = 0,6$

Гидравлические потери на участке "в"-"г"

$$h_w^{в2} = (\zeta_{тр}^{пр} + \lambda_3 \frac{l_{в2}}{D}) \frac{v_3^2}{2g} =$$

$$= (0,62+0,0I7 \frac{70}{I}) \frac{I,77^2}{2 \cdot 9,8} = 0,286 \text{ м}$$

П 2.2.4.4. Участок "г"-"д"

Диаметр Д = I,0 м, длина 5 м

Скорость $v_4 = \frac{4 \cdot 2,085}{3,I4 \cdot I^2} = 2,66$ м/сек

Число Рейнольдса $Re_4 = \frac{2,66 \cdot I,0}{0,I5 \cdot I0^{-4}} = I7,7 \cdot I0^4$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_4 = \frac{0,3I64}{\sqrt[4]{I7,7 \cdot I0^4}} = 0,0I55$$

Коэффициент местного сопротивления

- тройник "на проход" $\zeta_{тр}^{пр} = 0,53$

$a_б/a_c = 0,33$; $d_б/d_c = 0,6$

Гидравлические потери на участке "г"-"д"

$$h_w^{гд} = (\zeta_{тр}^{пр} + \lambda_4 \frac{l_{гд}}{D}) \frac{v_4^2}{2g} =$$

$$= (=,53+0,0I55\ \frac{5}{I})\frac{2,66^2}{2.\ 9,8} \equiv 0,2I8\ м$$

П2.2.4.5. Участок "д"-"е"

Диаметр Д = I,0 м, длина 730 м

Скорость $v_5 = \frac{4\ .2.78}{3,I4\ .I,0} = 3,54$ м/сек

Число Рейнольдса $Re_5 = \frac{3,54\ .I,0}{0,I5\ .I0^{-4}} = 23,6\ .I0^4$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_5 = \frac{0,3I64}{\sqrt[4]{23,6\ .I0^4}} = 0,0I44$$

Коэффициенты местных сопротивлений

- тройник "на проход" $\zeta_{тр}^{пс} = 0,5$

$d_б/d_с = 0,25$; $d_б/d_с = 0,6$

- задвижка $\zeta_{зад} = 0,2$

- тройник "поворот потока" $\zeta_{тр}^{пов} = I,3$

Гидравлические потери на участке "д"-е"

$$h_w^{де} = (\zeta_{тр}^{пс} + 2\zeta_{зад} + 2\zeta_{тр}^{пов} + \lambda_5 \frac{l_{де}}{D}) \frac{v_5^2}{2g} =$$

$$= (0,5+2.0,2+2.I,3+0,0I44\ \frac{730}{I})\ .\ \frac{3,54^2}{2.\ 9,8} = 8,87\ м$$

П2.2.4.6. Участок "е"-"ж"

Диаметр d' = I,0 м, длина I5 м

Скорость $v_6 = \frac{4\ .I,39}{3,I4\ .I,0} = I,77$ м/сек

Число Рейнольдса $Re_6 = \frac{I,77\ .I,0}{0,I5\ .I0^{-4}} = II,8\ .I0^4$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_6 = \frac{0,3I64}{\sqrt[4]{II,8\ .I0^4}} = 0,0I7$$

Коэффициенты местных сопротивлений

- тройник "разделение с поворотом" $\zeta_{тр}^{об} = 0,9$

$d_б/d_с = 0,5$; $d_б/d_с = I,0$

- задвижка $\zeta_{зад} = 0,2$

- фильтр-решетка $\zeta_{реш} = 0,2$

- отвод 90^0 $\zeta_{отв} = 0,35$

Гидравлические потери на участке "е"-"ж"

$$h_w^{эж} = (\zeta_{тр}^{об} + \zeta_{зад} + \zeta_{реш} + \zeta_{отв} + \lambda_б \frac{\ell_{еж}}{d_.}) \frac{v_б^2}{2g} =$$

$$= (0,9+0,2+0,2+0,35+0,0I7\frac{I5}{I}) \frac{I,77^2}{2.\ 9,8} = 0,302 \text{ м}$$

П2.2.4.7. Сумарные гидравлические потери в подводящих нефтепроводах

$$h_w^{еж} = h_w^{об} + h_w^{бв} + h_w^{ве} + h_w^{вд} + h_w^{де} + h_w^{еж} =$$

$$= 0,4I4+0,262+0,286+0,2I8+8,87+0,302 = I0,05 \text{ м}$$

П2.2.5. Заглубление насосов (разница нивелирных отметок днища резервуаров и оси входных патрубков насосов)

$$z = \frac{p_s}{\rho g} + \Delta h_{доп} - \frac{p_{атм}}{\rho g} + H_б^{min} + h_w =$$

$$= 8+2,I-I2,25-I,0+I0,05 = 6,9 \text{ м}$$

Аналогичные расчеты производятся и для других вариантов размеров подводящих нефтепроводов.

Результаты расчетов сведены в табл.3

Таблица 3

Результаты расчета заглубления подпорных насосов

D, мм	d, мм	d', мм	h_w, м	z, м с	z_0*, м
		I000	9,4	6,9	7,6
	600	I200	9,28	6,78	7,68

* z^0 - разница нивелирных отметок днища и пола насосной $z_0 = z + 0,7$ м

Продолжение табл.3

D, мм	d, мм	d', мм	h_w, м	z, м	z_0* м
I000	700	I000	9,074	6,57	7,47
		I200	8,97	6,47	7,37
	600	I000	4,74	2,24	3,I4
		I200	4,58	2,08	2,98
I200	700	I000	4,52	2,02	2,92
		I200	4,36	I,86	2,76
	600	I300	2,76	0,26	I,I6
		I200	2,62	0,I2	I,02
I400	700	I000	2,45	- 0,05	0,85
		I200	2,3I	- 0,I9	0,7I

П2.3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

П2.3.I. Капитальные расходы

Затраты на трубопроводную обвязку

$K_0 = K_{труб} + K_{задв.} + K_{тройн} + K_{отвод}$

$K_0 = 57376+202500+33976+2460 = 296$ тыс.руб.

Сметная стоимость насосной $K_н = 643$ тыс.руб.

Капитальные затраты

$K = K_0 + K_н = 296+643 = 939$ тыс.руб.

П2.3.2. Эксплуатационные расходы $E = E_1 + E_2$ включают амортизацию оборудования (8,5%) и затраты на текущий ремонт (I,3%)

$E_I = 9,8\% \cdot K = 0,098 \cdot 939 = 9,2$ тыс.руб.

а также затраты электроэнергии на перекачку

$$E_2 = \frac{Q \Sigma h_w \rho}{102} \cdot 8400 \text{ час} \cdot 0{,}0066 \text{ руб} = \frac{1{,}39 \cdot 9{,}4 \cdot 845}{102}$$

8400 . 0,0066 = 5,96 тыс.руб.

0,0066 – стоимость I квт.час

П2.3.3. Приведенные расходы

$$П = Е + еК$$

где е – нормативный коэффициент. Для нефтяного оборудования согласно отраслевой методики определения эффективности е = 0,15.

П = I5,I6 + 0,I5 .939 = I56,I6 тыс. руб.

Такие же расчеты проведены и для остальных принятых вариантов подводящих коммуникаций. Результаты расчетов представлены в табл.4 и рис. 33.

П2.3.4. Учитывая, что в практике проектирования величина заглубления подпорной насосной более 4-5 м не принимается, выбираем наиболее экономичный вариант с диаметрами трубопроводов

$Д$ = I,2 м; a' = 0,6 м; a'' = I,0 м.

П2.3.5. С целью проверки подводящих трубопроводов на кавитационную устойчивость строим график располагаемого и допустимого напоров по длине трубопроводов (рис.34). Линия располагаемых напоров не пересекается с линиями критических кавитационных напоров, следовательно, гарантирована бескавитационная работа системы подводящие нефтепроводы – подпорные насосы. При этом величина минимально допустимого взлива H_B^{min} = I,0 м, выбранная из условия недопустимости образования воронки, является достаточной.

Гидравлический расчет подводящих нефтепроводов при наличии вертикального насоса аналогичен приведенному расчету. Единственной особенностью является пересчет кавитационного запаса вертикального насоса с воды на нефть. В этом случае задаваемый по воде кавитационный запас на входе в стакан с установленным в

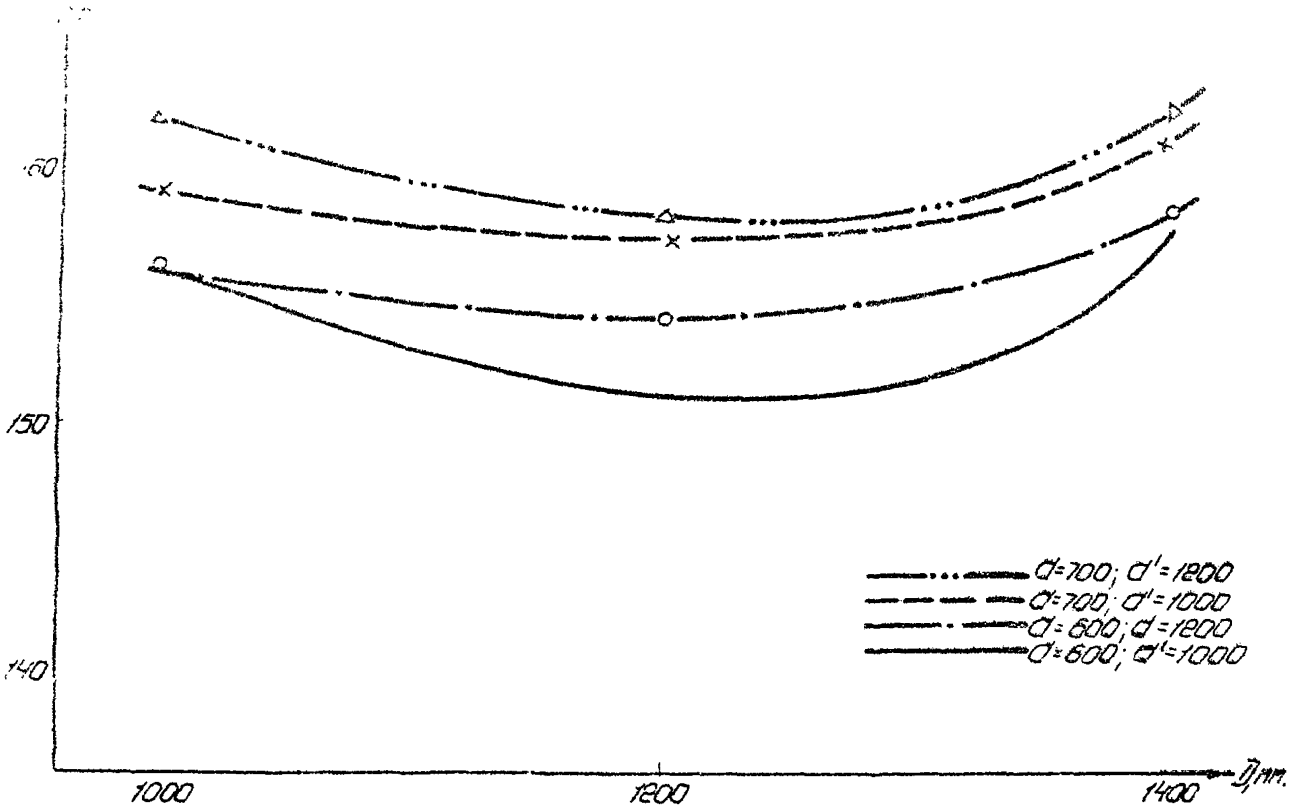


Рис. 33. Зависимость приведенных расходов от диаметров подводящих линий.

нем насосе $\Delta h_{вн}$ может быть представлен

$$(\Delta h_{вн})_{вода} = (\Delta h_{ст})_{вода} + (\Delta h_{н}^{кр})_{вод}$$

где $h_{ст}$ – составная кавитационного запаса, обусловленная гидравлическими потерями в стакане (по воде);

$\Delta h_{н}^{кр}$ – составляющая кавитационного запаса установленного в стакане насоса.

Кавитационный запас $\Delta h_{в}$ обычно задается по воде и соответствует автомодельной области ($R_e \geq 3 \cdot 10^4$).

Для этих условий

$$(\Delta h_{н}^{кр})_{вода} = \Delta h_{вн} - \zeta_{авт}^{н.патр.} \cdot \frac{v_1^2}{2g},$$

где $\zeta_{авт}^{н.пат.}$ – коэффициент сопротивления при входе в нижний патрубок вертикального насоса в автомодельной области;

$$\zeta_{авт.}^{н.патр.} = 4{,}6.$$

В случае меньших чисел Рейнольдса следует сделать пересчет кавитационного запаса на входе в стакан по формуле

$$(\Delta h_{в})_{Re}^{действ.} = (\Delta h_{вн})_{вода} + (\zeta_{Re}^{н.патр.} - \zeta_{авт.}^{н.патр.}) \frac{v_1^2}{2g} - \Delta H_{т}^{кр},$$

где $\zeta_{Re}^{н.патр.}$ – коэффициент сопротивления при входе в нижний патрубок вертикального насоса при R_e .

Сводная таблица экономических

мм	мм	м	Сухой грунт, м	Мокрый грунт, м	Сметная стоимость		
					Земляные работы, руб.	Водоотливные работы, руб	Стоимость панелей руб.
I	2	3	4	5	6	7	8
1000	600	I000	2,2	5,6	II98	2805	5784
		I200	2,2	5,44	II72	2805	5665
	700	I000	2,2	5,2	II33	2805	5537
		I200	2,2	5,I7	II28	2805	5463
1200	600	I000	2,2	0,94	439	2805	2327
		I200	2,2	0,78	4I3	2805	2208
	700	I000	2,2	0,7	400	2805	2I63
		I200	2,2	0,56	377	2805	2039
1400	600	I000	I,I6	-	I5I	I479	856
		I200	I,02	-	I33	I300	753
	700	I000	0,85	-	III	I084	630
		I200	0,7I	-	92	905	527

Таблица 4

показателей подпорной насосной

подпорной насосной				Трубопров. с арматурой тыс.р.	Сумма капитал. вложений тыс.руб	Эксплуатационные расходы, тыс. руб	Приведенные расходы, тыс. руб.
Стоимость дренажа руб.	Итого, руб	Оборуд. руб.	Всего, тыс.руб.				
9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6
27000	36887	605840	643	296	939	I5,I6	I56,I6
27000	36742	605840	642	298	940	I5,II	I56,I5
27000	36475	605840	642	3I8	960	I5,I5	I59,I5
27000	36396	605840	642	323	965	I5,I5	I62,05
-	557I	605840	6II	3I4	925	I2,06	I50,9
-	5426	605840	6II	336	947	I2,I8	I54,I8
-	5368	605840	6II	354	965	I2,32	I57,22
-	522I	605840	6II	360	97I	I2,28	I57,98
-	2486	605840	608	367	975	II,3	I57,4
-	2I86	605840	608	373	98I	II,27	I58,26
-	I824	605840	608	39I	999	II,255	I6I,255
-	I524	605840	607	397	I005	II,3I	I62,3I

h, м
19
18
17
16
15
14
13
12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1
б
в
г
д
б'
е
ж
вых
отв
тр
Δhкр
Δhкр
Δhк

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Расчет заглубления подпорных насосов	5
3. Выбор диаметров подводящих нефтепроводов	I3
4. Проверка подводящих трубопроводов на кавитационную устойчивость	I6
Приложение I Графики зависимостей величины коэффициентов местных сопротивлений от геометрических параметров и чисел Рейнольдса	I9
Приложение 2 Пример гидравлического расчета подводящих нефтепроводов магистральных подпорных насосов головных НПС	45

М Е Т О Д И К А

ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПОДВОДЯЩИХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПОДПОРНЫХ НАСОСОВ НПС С РЕЗЕРВУАРНЫМИ ПАРКАМИ

РД 39-30-39-78

ВНИИСПТнефть

450055, г.Уфа-55, пр.Октября, 144/3

Редактор Л.Д.Чернышева

Подписано в печать 17.05.78г. П08359
Формат 60х84 1/16. Уч.-изд.л. 2,7. Тираж 284 экз.
Цена 15 коп. Заказ 111

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru