МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

ИНСТРУКЦИЯ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК - ПОДПОРНЫЕ НАСОСЫ

РД-39-30-140-79

Уфа - 1979

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

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

УТВЕРЖДЕНА
Первым Зам. Министра нефтяной промышленности
В.И. КРЕМНЕВЫМ
"5" февраля 1979 г.

ИНСТРУКЦИЯ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК-ПОДПОРНЫЕ НАСОСЫ
РД-39-30-140-79

1979

Настоящая инструкция предназначена для ИТР диспетчерских и оперативных служб НПС для определения технологических параметров системы резервуарный парк – подпорные насосы:

- минимального давления на входе в насос;
- минимальных взливов нефти в резервуарах;
- вибрационных характеристик подпорных насосов;
- верхних эксплуатационных взливов нефти в подключенных резервуарах.

Инструкция разработана институтом ВНИИСПТнефть.

Авторский коллектив: д.т.н.Колпаков Л.Г., рук.темы,
к.т.н.Рахматуллин Ш.И.,рук.темы,
с.н.с.Беркутов И.С.,ответственный исполнитель.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по определению параметров эксплуатации системы резервуарный парк - подпорные насосы

РД 39 - 30-140-79

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 114

от 22 февраля 1979 г. Срок введения установлен с 25.04.79

Срок действия до 1982 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. Настоящая инструкция предназначена для определения следующих технологических параметров системы резервуарный парк - подпорная насосная на действующих НПС:

- минимального давления на входе в подпорный насос;
  минимальных взливов нефти в резервуарах;
- вибрационных характеристик подпорных насосов;
- верхних эксплуатационных взливов нефти в резервуарах.

I.2. Минимальные - такие минимально возможные взливы нефти в резервуарах, уменьшение которых приводит к срыву работы подпорных насосов.

I.3. Верхние эксплуатационные взливы - такие взливы нефти в резервуарах, в которых предусматривается наличие свободного объема, необходимого для приема нефти с предыдущей станции в аварийной ситуации.

I.4. Технологические параметры определяются из условия обеспечения бескавитационной работы подпорных насосов для различных температур перекачиваемой жидкости в зависимости от производитель-

ности перекачки.

I.5. Условные обозначения

h_s - давление насыщенных паров перекачиваемой нефти, м.ст.ж.;

T - температура перекачиваемой нефти, град.К;

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

v - скорость потока, м/сек;

d - диаметр, м;

g - ускорение силы тяжести, м/сек2 ;

ν - кинематическая вязкость жидкости, м2/сек;

x - заглубление подпорного насоса, м;

h_w - гидравлические потери в нефтепроводе, м;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

ζ - коэффициент местного сопротивления;

H - высота уровня нефти в резервуаре, м;

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

n - число резервуаров

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ВХОДЕ В ПОДПОРНЫЙ НАСОС

2.I. Давление насыщенных паров следует принимать по данным лабораторных исследований при соотношении паровой и жидкой фаз близком к нулю.

Давление насыщенных паров, замеренное по методу Рейда $h_s^p (V_n/V_ж = 4:1)$, пересчитывается по формуле

$$h_s = h_s^p [1{,}558 + 0{,}063(T - 273)], \qquad (I)$$

где T - температура перекачиваемой жидкости, град.К.

Для чистых нефтей ориентировочно можно пользоваться графиком зависимости $h_s = f(t^\circ)$ (приложение I).

2.2. Допустимый кавитационный запас центробежного насоса определяют по формуле:

$$\Delta h_{доп}^{неф} = K(\Delta h_{кр}^{вод} - \Delta H_t^{кр} + \delta h_\nu) \qquad (2)$$

или $$\Delta h_{доп}^{неф} = \Delta h_{доп}^{вод} - K(\Delta H_t^{кр} - \delta h_\nu), \qquad (2')$$

где K - коэффициент запаса согласно ГОСТ 6I34-7I (приложение 2);

$\Delta h_{кр}^{вод}$; $\Delta h_{доп}^{вод}$ - паспортное значение соответственно критического и допустимого кавитационного запаса, полученное при заданном режиме для воды, м.вод.ст.;

$\Delta H_t^{кр}$ - термодинамическая поправка, определяемая по формуле:

$$\Delta H_t^{кр} = \frac{8{,}708}{B^{0{,}46} \cdot h_s^{0{,}41}} \qquad (3)$$

или графически (приложение 3).

В - тепловой коэффициент определяется графически (приложение4) в зависимости от давления насыщенных паров;

δh_ν - поправка на влияние вязкости жидкости

$$\delta h_\nu = \frac{\zeta_{вл.} \, v_{вх}^2}{2g} \qquad (4)$$

$\zeta_{вл.}$ - коэффициент гидравлического сопротивления на входе в насос находится по графику (приложение 5) в зависимости от числа Рейнольдса

$$Re = \frac{d_{вх} \cdot v_{вх}}{\nu} \qquad (5)$$

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

$v_{вх}$ - скорость течения жидкости во входном патрубке насоса, м/сек;

ν - кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости, м2/сек.

Если в паспортах на насосы дается допустимая вакуумметрическая высота всасывания $H_{вак}^{доп}$ (приложение 6) вместо критического кави-

тационного запаса, то последний определяют по формуле

$$\Delta h_{кр}^{вод} = \frac{1}{K}\left(10{,}09 + \frac{v_{вх}^2}{2g} + H_{вак}^{доп}\right) \qquad (6)$$

2.3. Для вертикальных подпорных насосов кавитационный запас может быть задан по воде на входе в стакан. В этом случае необходимо сделать пересчет кавитационного запаса по перекачиваемой жидкости. При этом следует учитывать режим течения жидкости во входном патрубке стакана

- для автомодельной области ($Re \geq 3{,}3 \cdot 10^4$)

$$(\Delta h_{кр}^{в.н.})_{неф} = (\Delta h_{кр}^{в.н})_{вода} - \Delta H_t^{кр} \qquad (7)$$

- для неавтомодельной области ($Re < 3{,}3 \cdot 10^4$)

$$(\Delta h_{кр}^{в.н.})_{неф} = (\Delta h_{кр}^{в.н})_{вода} + (\zeta_{вв} - \zeta_{авт}) \frac{v_{вх}^2}{2g} - \Delta H_t^{кр} \qquad (8)$$

где $(\Delta h_{кр}^{в.н})_{неф}$ - критический кавитационный запас на входе в стакан вертикального насоса при работе на нефти, м.ст.ж.

$(\Delta h_{кр}^{в.н})_{вода}$ - то же при работе на воде, м.вод.ст.

$\zeta_{вв}$ - коэффициент сопротивления на входе в верхний патрубок вертикального насоса при Re [1];

$\zeta_{авт}$ - то же в автомодельной области; $\zeta_{авт.} = 3{,}0$.

2.4. Минимальное давление на входе в насос $h_{вх}$ подсчитывают в зависимости от подачи насоса для различных температур перекачиваемой жидкости:

$$h_{вх} = \Delta h_{доп}^{неф} + h_s - \frac{v_{вх}^2}{2g} \qquad (9)$$

2.5. Полученные результаты прилагаются к технологической карте по каждой НПС, сводя в таблицу по форме

Производительность перекачки Q, м³/ч	Температура перекачиваемой жидкости T, град.К	Минимальное давление на входе в подпорный насос $h_{вх}$, м.ст.ж.
1	2	3

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО ВЗЛИВА НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

3.1. Величина минимально допустимого взлива ограничивается возникновением кавитации, вызванной недостаточным заглублением подпорных насосов, большими гидравлическими потерями в подводящих нефтепроводах подпорных насосов или появлением воронки на свободной поверхности нефти в резервуаре. При наличии в резервуаре понтона величина минимально допустимого взлива рассчитывается только по кавитации, но принимается не менее высоты нижнего положения понтона (по существующим конструкциям - 1,8м).

3.2. Величину минимально допустимого взлива нефти по кавитации для каждого резервуара H_k^{min} определяют при разной производительности перекачки, т.е. при работе одного, двух и т.д. подпорных насосов, а также для случаев откачки нефти из одного, двух и более резервуаров по формуле:

$$H_k^{min} = \Delta h_{доп} - h_{атм} - \nabla + h_s + h_w, \qquad (10)$$

где $h_{атм}$ - напор, определяемый атмосферным давлением в зависимости от абсолютной отметки насосной от уровня моря согласно таблице 1.

Таблица 1.

Зависимость атмосферного давления от высотного расположения местности

Высота над уровнем моря, м	0	100	200	300	400	500	600	800	1000	1500	2000
$h_{атм}$, м.ст.ж.	$\frac{10300}{\rho}$	$\frac{10200}{\rho}$	$\frac{10100}{\rho}$	$\frac{9950}{\rho}$	$\frac{9850}{\rho}$	$\frac{9700}{\rho}$	$\frac{9600}{\rho}$	$\frac{9400}{\rho}$	$\frac{9180}{\rho}$	$\frac{8620}{\rho}$	$\frac{8160}{\rho}$

ρ - плотность нефти, кг/м^3;

$\mathcal{Z}$ - заглубление насосов, определяемое нивелированием, как разница нивелирных отметок днища резервуара и оси входного патрубка подпорного насоса, м;

h_w - гидравлические потери в подводящем нефтепроводе, м

$$h_w = h_l + h_{м.с.}, \qquad (11)$$

$h_l = \lambda_i \frac{l_i}{d_i} \cdot \frac{v^2}{2g}$ - потери напора на трение;

$h_{м.с} = \sum \zeta_i \frac{v^2}{2g}$ - местные потери напора,

Коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима течения жидкости, для трубопроводов $D_y \geq$ 500мм определяют по формуле [2]

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{\frac{v \cdot d}{\nu}}} \qquad (12)$$

Коэффициент местных сопротивлений определяется по [1].

3.3. Критический уровень взлива, соответствующий началу образования воронки над сливным отверстием, определяется по формуле:

$$H_в = A + \alpha \sqrt[3]{\frac{v^2}{ga}} K_1 K_2, \qquad (13)$$

где A - расстояние от днища резервуара до оси приемо-раздаточного патрубка, м;
для железобетонных резервуаров $A = 0$;

v - скорость течения жидкости в приемо-раздаточном патрубке, м/сек;

K_1 - коэффициент, учитывающий естественную закрутку потока, $K_1 = 1,2$

K_2 - коэффициент, учитывающий влияние дна на поджатие потока, $K_2 = 2,2$

3.4. Полученные величины $H_к^{тип}$ и $H_{вор}$ сравнивают, с целью выявления определяющего фактора и наибольшую из них принимают в качестве эксплуатационной величины минимально допустимого взлива.

3.5. В случае, если величина минимального взлива определяется воронкообразованием, то необходимо иметь в виду следующее.

В процессе откачки нефти из двух или нескольких резервуаров (рис.1), имеющих в начальный момент разные уровни взливов,

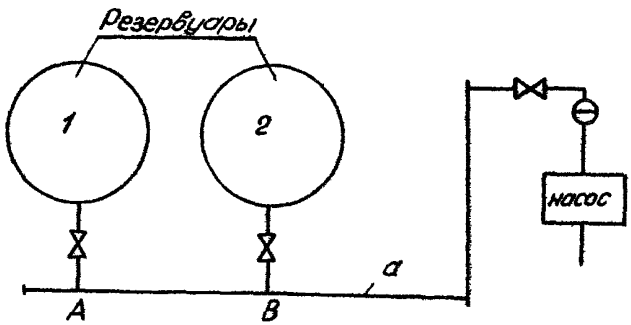


Рис.1. Схема обвязки резервуарно-насосного оборудования

а, следовательно, и разный расход нефти, происходит постепенная стабилизация режима, характеризующаяся выравниванием расходов из каждого резервуара. При этом уровень взлива в дальнем (№1) резервуаре будет выше на величину, компенсирующую дополнительные гидравлические потери на участке АВ и равен

$$H_1^{тип} = H_{воронк} + \Delta H, \qquad (14)$$

где $\Delta H = H_1 - H_2 = \sum h_w^{AB} = (\sum \zeta + \lambda \frac{\ell_{AB}}{d}) \frac{v^2}{2g}$

H_1 и H_2 – высота взлива в резервуаре 1 и 2 при откачке с одинаковым расходом $Q_1 = Q_2 = \frac{Q_\Sigma}{2}$;

v – скорость потока на участке АВ диаметром d .

Разница уровней ΔH тем больше, чем больше расстояние между резервуарами, что приводит к нарушению рациональной технологии перекачки (малая оборачиваемость дальнего резервуара, уменьшение полезной емкости, возможность его "запирания").

Поэтому: 1) при откачке из двух или более резервуаров одновременно необходимо, как правило, подключать в работу соседние резервуары, объединив их в группу; 2) контроль по минимальному взливу $H_{воронк}$ вести по резервуару, ближайшему к подпорной насосной.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВИБРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОДПОРНЫХ НАСОСОВ

Экспериментально с помощью виброметра определяют уровни виброперемещений для подшипников насосов, на основании чего строят зависимости вибрации (размаха виброперемещений) от величины взлива для разной производительности перекачки $2A = f(H_{взл})$ (рис.2) и критической по вибрации высоты взлива от производительности перекачки $H_{взл}^{кр} = f(Q)$ (рис.3). Величины критических виброперемещений приведены в таблице 2 в зависимости от оборотов ротора насоса.

Таблица 2

Допускаемые виброперемещения для подшипников подпорных насосов

n, об/мин	375-750	750-1000	1000-1500	1500-3000	3000
$2A_{кр}$, мм	0,12	0,1	0,08	0,06	0,04

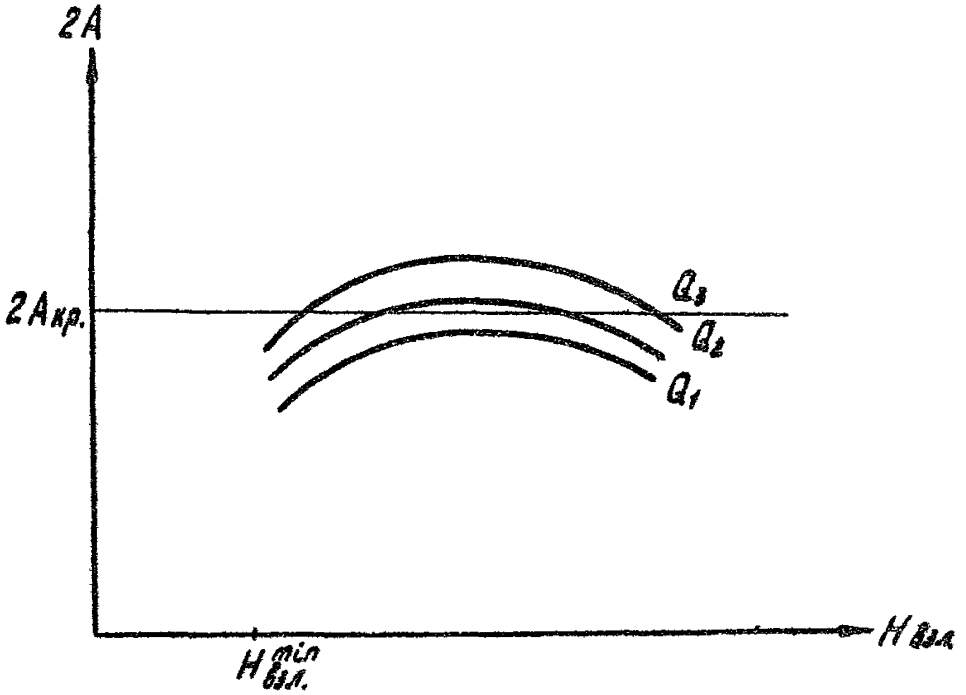


Рис.2. График зависимости 2A = f (Hвзл)

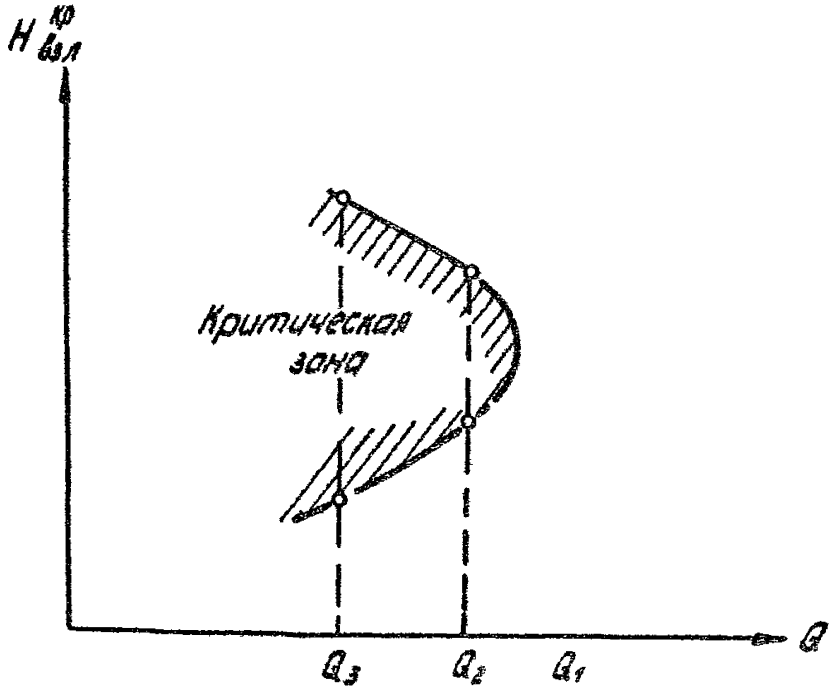


Рис.3. График зависимости $H_{взл}^{кр} = f(Q)$

Указанные замеры вибраций производят для задней и передней подшипниковых опор насоса. Полученные графики $H^{кр}_{взл}=f(Q)$ прилагаются к технологической карте по каждой НПС.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ВЗЛИВОВ

5.1. На случай аварийной остановки нефтеперекачивающей станции, снабженной резервуарными парками, НПС должна иметь свободные резервуарные емкости для возможности приема нефти с предыдущей станции или (для головных) с нефтепромысла.

Свободные емкости определяются в зависимости от производительности перекачки Q и времени t, необходимом для переключения соответствующих задвижек. В этом случае максимальную величину взлива определяют по формуле:

$$H^{max}=K_c \cdot H_1 - \frac{4Qt}{\pi D^2 n}, \qquad (15)$$

где K_c - коэффициент, учитывающий условия расположения станции. Для сейсмических районов он принимается равным 0,95 ; для остальных районов - 1,0 ;

H_1 - проектная высота налива, равная высоте стенки резервуара; при наличии пенокамеры - высота от днища резервуара до нижней точки врезки пенокамеры;

Для резервуаров с понтонами величина H_1 принимается заниженной на величину, необходимую для размещения понтона (приложение 7).

t - время, определяемое индивидуально по каждой НПС, необходимое для открытия задвижки с целью непосредственного сообщения предыдущей НПС с последующей и для закрытия задвижки, отсекающей рассматриваемую НПС или время для открытия задвижки у свободного резервуара и закрытия задвижки у приемного резервуара, сек;

D - диаметр резервуара, м ;

n - число одновременно подключенных на прием резервуаров;

Q - производительность перкачки, $м^3$/сек.

6. ОФОРМЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

6.I Минимально допустимое давление на входе в подпорный насос, максимальный эксплуатационный взлив и минимально допустимый взлив нефти по каждому резервуару должны заноситься в технологическую карту на основании расчетов, сделанных в соответствии с настоящей инструкцией.

6.2. Указанные параметры определяют для различных температур перекачиваемой жидкости и производительности перкачки.

6.3. Строят сводный график располагаемых и допустимых кавитационных запасов, на который наносят зону критических по вибрации взливов (рис.4).

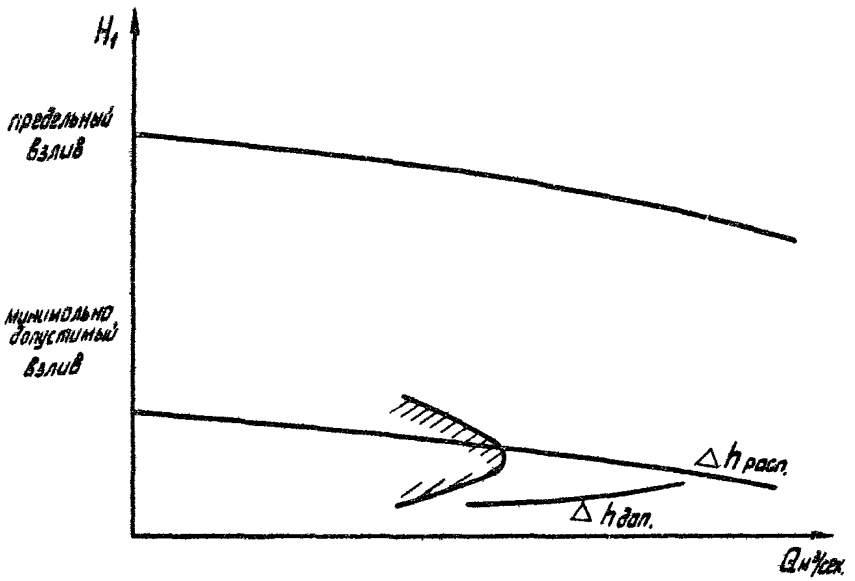


Рис. 4 Сравнительные характеристики $\Delta h_{расч.}$ и $\Delta h_{доп.}$

П Е Р Е Ч Е Н Ь

нормативно-технических документов, используемых в инструкции

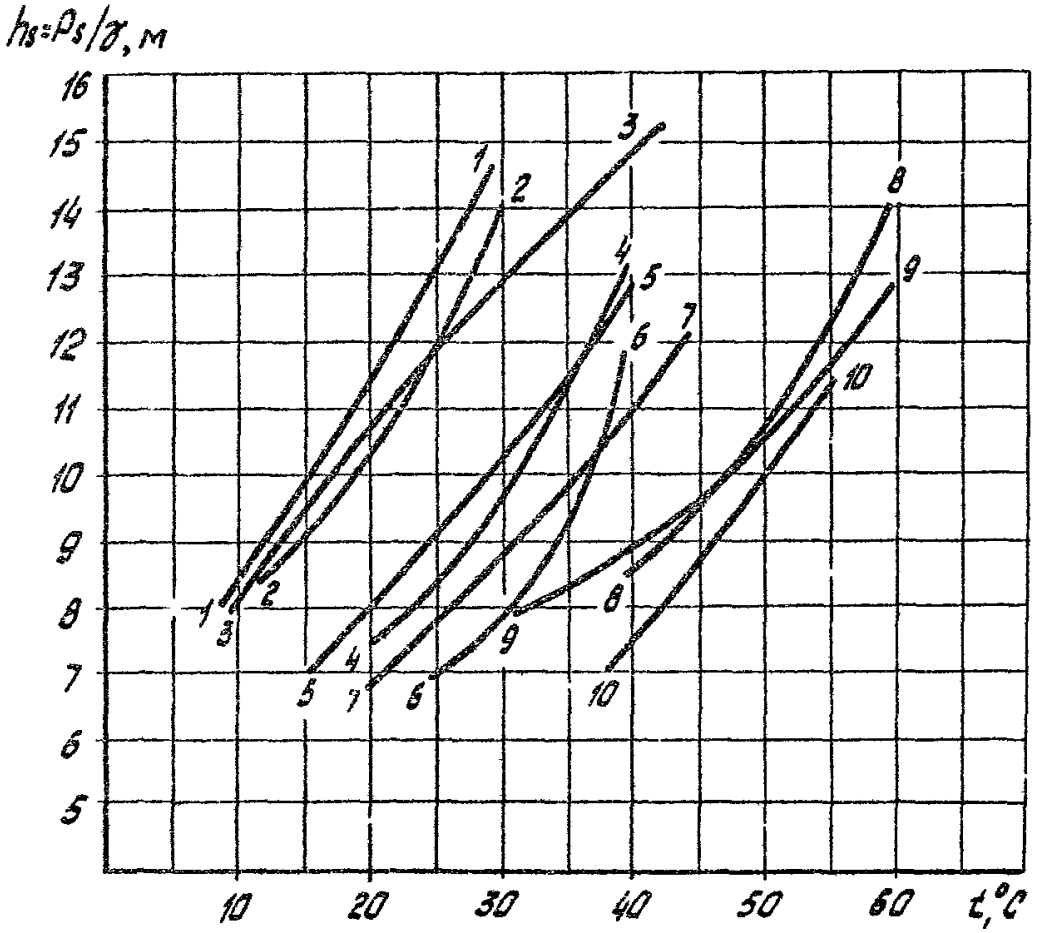
1. Методика гидравлического расчета подводящих нефтепроводов подпорных насосов НПС с резервуарными парками РД 39-30-39-78, ВНИИСПТнефть, 1978.

2. Методика гидравлического расчета магистральных нефтепроводов, ВНИИСПТнефть, 1976.

3. ГОСТ 6134-71. Насосы динамические.

Приложение1

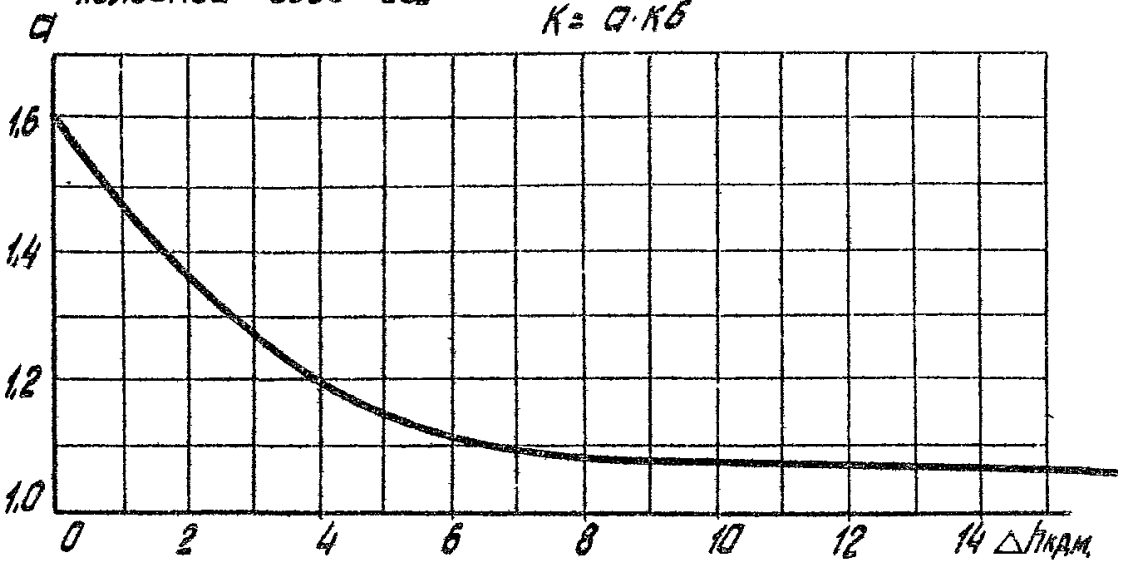
Упругость паров нефтей

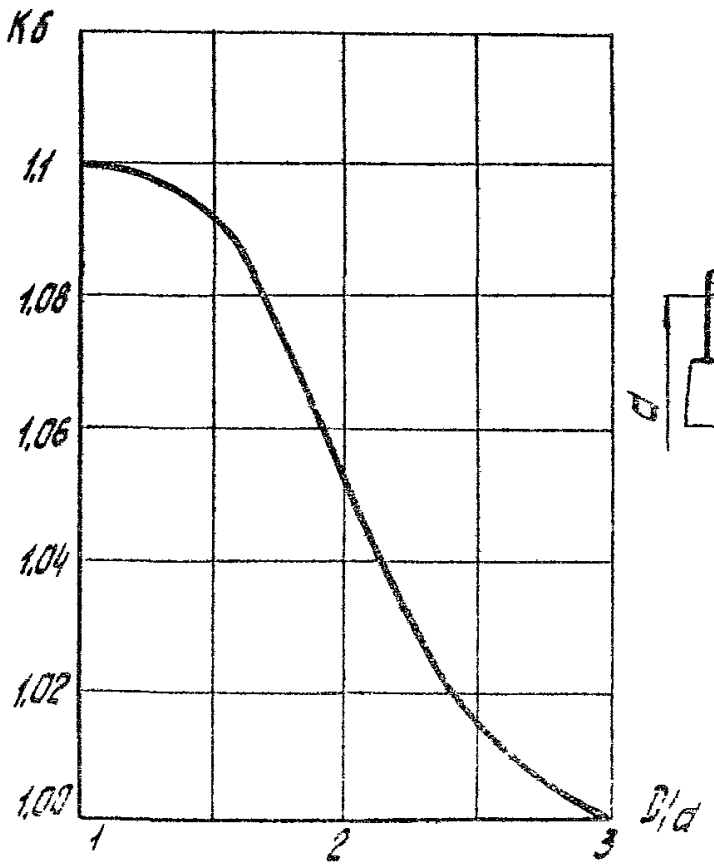


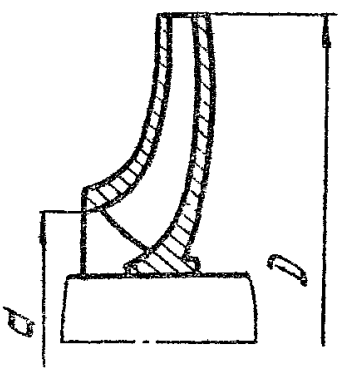
1. Бавлинская
2. Туймазинская
3. Самотлорская
4. Муханово-Арланская
5. Арланская
6. Ромашкинская
7. Усть-Балыкская
8. Мангышлакская
9. Сургутская
10. Небитдагская

Приложение 2

Графики определения коэффициента кавитационного запаса центробежных насосов при работе на холодной воде [3]

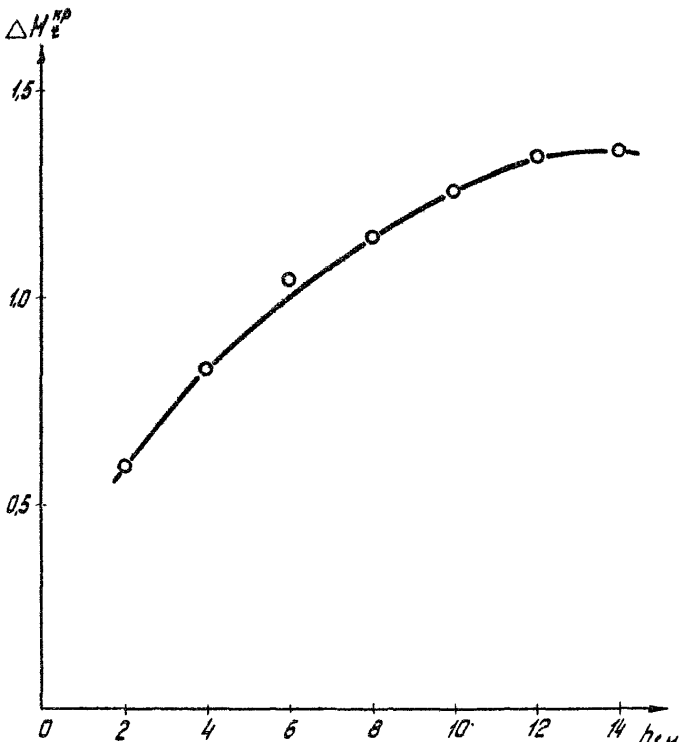






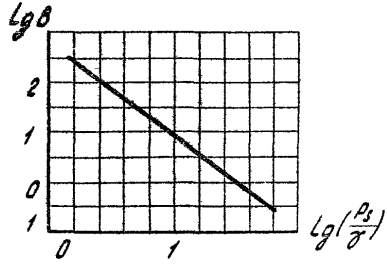
Приложение 3

Зависимость термодинамической поправки от давления насыщенных паров



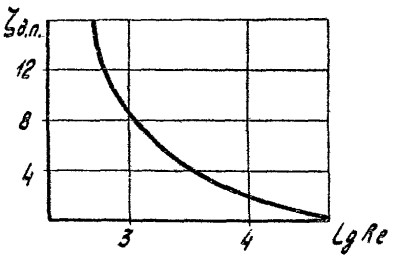
Приложение 4

Зависимость критерия тепловой кавитации от давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости



Приложение 5

Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса



Приложение 6

Основные данные подпорных нефтяных насосов

Марка насоса	Подача Q ($м^3$/час)	Полный напор H (м)	Число оборотов n (об/мин)	Допуск. кав. запас $\Delta h_{доп}$ (м.в.ст)	$H^{доп}_{вак}$ (м)	Диаметр раб. колеса (мм)	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8
НМ13600-78	3600	78	I000	3	-	-	
НМ12500-74	2500	74	I000	3	-	-	
НМ15000-II5	5000	II5	I000	3,5	-	-	
I2НДсН	I000	24		-	5,0	460	
	900	I8	960	-	6,0	400	
	800	28		-	6,0	460	
I4НДсН	I260	37		-	5,0	540	
	I080	35	960	-	5,0	5I0	
	900	42		-	5,0	480	
I8НДсН	I980	34	730	-	4,8	700	
	I600	38		-	5,0	700	
20НДсН	2200	44	730	-	4,8	765	
	2700	39		-	4,8	765	
32НД-8-I	3000	76	735	-	3,9	935	
24НДсН	4000	69	590	-	5,5	I,I00	

Приложение 7

Проектная максимальная высота налива нефти в резервуарах

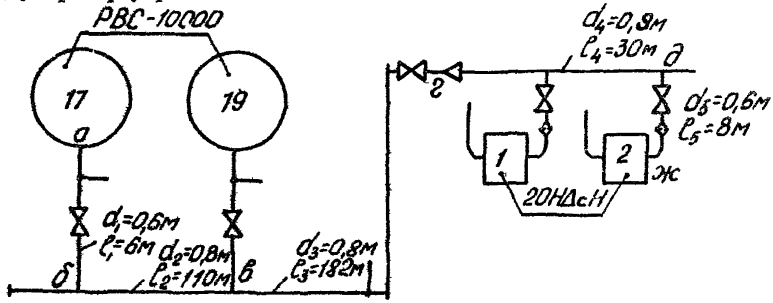
Тип резервуара	Проектная максимальная высота налива	
	без понтона и пенокамеры	с понтоном
РВС - 5 000	II,92	I0,72
РВС - I0000	II,92	I0,42
РВС - 20000	II,92	I0,44
ЖБР - I0000	7,0	-
ЖБР - 30000	9,0	-

Приложение 8

Пример расчета технологических параметров на НПС "Броды" нефтепровода "Дружба"

П8.I. Исходные данные:

П8.I.I. Технологическая схема - типичная для случая откачки из двух резервуаров.



П8.I.2. Техническая характеристика насосного оборудования

- марка насоса - 20НДсН
- подача - 2700м^3/ч = 0,75м^3/сек
- допустимая вакуумметрическая высота всасывания - 4,8м
- диаметр входного патрубка - 0,6м
- количество - I работающий, I резервный.

П8.I.3. Резервуарные оборудования

- тип резервуара - РВС-I0000
- количество резервуаров - 6

П8.I.4. Свойства и показатели перекачиваемой жидкости

- перекачиваемый продукт - смесь нефтей (на базе ромашкинской)
- температура перекачки

минимальная t_1 = 279°К

максимальная t_2 = 292°К

- плотность ρ_{t_1} = 868,8кг /м³; ρ_{t_2} = 859,7кг/м³
- давление насыщенных паров смеси $h_s^{t_1}$ = 5,5м.ст.ж.

$h_s^{t_2}$ = 6,5м.ст.ж.

П8.I.5. Заглубление подпорных насосов $\mathcal{Z}$ = 3,04м

П8.2. Определение минимально допустимого давления на входе в подпорный насос.

П8.2.I. Критический кавитационный запас насоса при перекачке воды

$$\Delta h_{кр}^{вод} = \frac{1}{K}\left(10{,}09 + \frac{v_{вх}^2}{2g} - H_{вак}^{доп}\right)$$

$$\Delta h_{кр}^{вод} = \frac{1}{1{,}15}\left(10{,}09 + \frac{2{,}66^2}{2\cdot 9{,}8} - 4{,}8\right) = 4{,}9\text{м.вод.ст.}$$

$$v_{вх} = \frac{4Q}{\pi d_{вх}^2} = \frac{4\cdot 0{,}75}{3{,}14\cdot 0{,}6^2} = 2{,}66\ \text{м/сек}$$

П8.2.2. Допустимый кавитационный запас при перекачке нефти

$$\Delta h_{доп}^{неф} = K\left(\Delta h_{кр}^{вод} - \Delta H_t^{кр} + \delta h_\nu\right)$$

Термодинамическая поправка

- для T = 279°К : h_s = 5,5м.ст.ж. и $H_t^{кр}$ = 0,92м.ст.ж.
- для T = 292°К : h_s = 6,5м.ст.ж. и $H_t^{кр}$ = I,07м.ст.ж.

Вязкостная поправка

$$\delta h_\nu = \frac{\zeta_{вл.} \cdot v_{вх}^2}{2g}$$

Число Рейнольдса $Re = \frac{d_{вх}\cdot v_{вх}}{\nu}$

- для T = 279°К $\quad Re = \frac{0{,}6\cdot 2{,}66}{0{,}225\cdot 10^{-4}} = 7{,}1\cdot 10^4$
- для T = 292°К $\quad Re = \frac{0{,}6\ 2{,}66}{0{,}116\cdot 10^{-4}} = 13{,}7\cdot 10^4$

Для обоих случаев $\zeta_{вл} \cong 0$ и $\delta h_\nu = 0$.

- для T = 279°К $\Delta h_{доп}^{неф}$ = I,I5(4,9 - 0,92 + 0) =4,58м.стж
- для T = 292°К $\Delta h_{доп}^{неф}$ = I,I5(4,9-I,07 + 0) = 4,4Iм.ст.ж

П8.2.3. Минимально допустимое давление на входе в подпорный насос

$$h_{вх} = h_{доп}^{неф} + h_s - \frac{v_{вх}^2}{2g}$$

- для T = 279°К $\quad h_{вх} = 4{,}58 + 5{,}5 - \frac{2{,}66^2}{2\cdot 9{,}8} = 9{,}32\ \text{м ст ж}$
- для T = 292°К $\quad h_{вх} = 4{,}41 + 6{,}5 - \frac{2{,}66^2}{2\ 9{,}8} = 10{,}55\text{м ст.ж.}$

П8.2.4. Такие же расчеты сделаны для подач насоса Q = 0,67; 0,556; 0,445м³/сек. Полученные результаты сводятся в таблицу.

Производительность перекачки Q, м³/сек	Температура перекачиваемой нефти T, °К	Минимальное давление на входе в насос, М.ст.к.
0,75	279	9,32
0,75	292	I0,55
0,67	279	9,36
0,67	292	I0,58
0,556	279	9,33
0,556	292	I0,57
0,445	279	9,33
0,445	292	I0,56

П8.3. Определение величины минимально допустимого взлива нефти в резервуарах при работе насоса на номинальной подаче.

П8.3.I. Напор, определяемый атмосферным давлением

- для $T = 279^0$К $\quad h_{атм} = \frac{10300}{\rho_{t_1}} = \frac{10300}{868,8} = 11,9м$

- для $T = 292^0$К $\quad h_{атм} = \frac{10300}{\rho_{t_2}} = \frac{10300}{859,7} = 12м$

П8.3.2. Гидравлические потери в подводящем нефтепроводе

Участок "а"-"б" $d_1 = 0,6м$; $\ell_1 = 6м$

Скорость $v_1 = \frac{4Q}{\pi d_1^2} = \frac{4 \cdot 0,375}{3,14 \cdot 0,6^2} = 1,33 м/сек$

Число Рейнольдса $Re_1 = \frac{v_1 d_1}{\nu}$;

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{0,316}{\sqrt[4]{Re}}$$

- для $T = 279^0$К $\quad Re_1 = \frac{1,33 \cdot 0,6}{0,225\,10^{-4}} = 3,55 \cdot 10^4$;

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{3,95\,10^4}} = 0,0193$$

– для $T = 292^0$К

$$Re_1 = \frac{1,33 \cdot 0,6}{0,116 \cdot 10^{-4}} = 6,85 \cdot 10^4$$

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{6,85 \cdot 10^4}} = 0,0164$$

Гидравлические потери на участке "а"–"б"

$$h_{4v}' = (\zeta_{вых} + \zeta_{тр}^{прох} + \zeta_{зов} + \zeta_{отв}^{45^0} + \lambda_1 \frac{\ell_1}{d_1}) \frac{v_1^2}{2g}$$

– для $T = 279^0$К

$$h_{4v}' = (0,9 + 0,15 + 0,2 + 0,21 + 0,0193 \frac{6}{0,6}) \frac{1,33^2}{2 \cdot 9,8} = 0,15м$$

– для $T = 292^0$К

$$h_{4v}' = (0,9 + 0,15 + 0,2 + 0,21 + 0,0164 \frac{6}{0,6}) \frac{1,33^2}{2 \cdot 9,8} = 0,147м$$

Участок "б"–"в" $d_2 = 0,8м$; $\ell_2 = 110м$

Скорость $v_2 = \frac{4 \cdot 0,375}{3,14 \cdot 0,8^2} = 0,747м$

– для $T = 279^0$К

$$Re_2 = \frac{0,747 \cdot 0,8}{0,225 \cdot 10^{-4}} = 2,65 \cdot 10^4;$$

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{2,65 \cdot 10^4}} = 0,0247$$

– для $T = 292^0$К

$$Re_2 = \frac{0,747 \cdot 0,8}{0,116 \cdot 10^{-4}} = 5,16 \cdot 10^4$$

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{5,16 \cdot 10^4}} = 0,021$$

Гидравлические потери на участке "б"–"в"

$$h_{4v}^2 = (\zeta_{тр}^{пов} + \lambda_2 \frac{\ell_2}{d_2}) \frac{v_2^2}{2g}$$

– для $T = 279^0$К

$$h_{4v}^2 = (3,0 + 0,0247 \frac{110}{0,8}) \frac{0,747^2}{2 \cdot 9,8} = 0,183м$$

– для $T = 292^0$К

$$h_{4v}^2 = (3,0 + 0,021 \frac{110}{0,8}) \frac{0,747^2}{2 \cdot 9,8} = 0,168м$$

Участок "в"–"г" $d_3 = 0,8м$; $\ell_3 = 182м$

Скорость $v_3 = \frac{4 \cdot 0,75}{3,14 \cdot 0,8^2} = 1,5$ м/сек

– для $T = 279^0$К $Re_3 = \frac{1,5 \cdot 0,8}{0,225 \cdot 10^{-4}} = 5,35 \cdot 10^4$;

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{5,35 \cdot 10^4}} = 0,0208$$

– для $T = 292^0$К $Re_3 = \frac{1,5 \cdot 0,8}{0,116 \cdot 10^{-4}} = 10,35 \cdot 10^4$;

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{10,35 \cdot 10^4}} = 0,0176$$

Гидравлические потери на участке "в"-"г" $h_w^3 = (\zeta_{тр}^{пс} + \zeta_{тр}^{прох} + \zeta_{отв} + \zeta_{тр}^{пов} + \zeta_{зад} + \zeta_{диф} + \lambda_3 \frac{\ell_3}{d_3}) \frac{v_3^2}{2g}$

- для $T = 279^0$К

$h_w^3 = (0,51 + 0,15 + 0,35 + 1,4 + 0,2 + 0,1 + 0,0208 \frac{182}{0,8}) \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,8} = 0,865$м

- для $T = 292^0$К

$h_w^3 = (0,51 + 0,15 + 0,35 + 1,4 + 0,2 + 0,1 + 0,0176 \frac{182}{0,8}) \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,8} = 0,773$м

Участок "г"-"д" $d_4 = 0,9$м ; $\ell_4 = 30$м

Скорость $v_4 = \frac{4}{3,14} \frac{0,75}{0,9^2} = 1,18$ м/сек

- для $T = 279^0$К

$Re_4 = \frac{1,18 \cdot 0,9}{0,0225 \cdot 10^{-4}} = 4,73\ 10^4$,

$\lambda_4 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{4,73 \cdot 10^4}} = 0,0214$

- для $T = 292^0$К

$Re_4 = \frac{1,18 \cdot 0,9}{0,116\ 10^{-4}} = 9,15\ 10^4$

$\lambda_4 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{9,15 \cdot 10^4}} = 0,0178$

Гидравлические потери на участке "г"-"д"

$h_w^4 = (2\zeta_{тр}^{прох} + \lambda_4 \frac{\ell_4}{d_4}) \frac{v_4^2}{2g}$

- для $T = 279^0$К

$h_w^4 = (2 \cdot 0,15 + 0,0214 \frac{30}{0,9}) \frac{1,18^2}{2 \cdot 9,8} = 0,0713$м

- для $T = 292^0$К

$h_w^4 = (2 \cdot 0,15 + 0,0178 \frac{30}{0,9}) \frac{1,18^2}{2 \cdot 9,8} = 0,063$м

Участок "д"-"ж" $d_5 = 0,6$м, $\ell_5 = 8$м

Скорость $v_6 = \frac{4}{3,14} \frac{0,75}{0,6^2} = 2,66$ м/сек

- для $T = 279^0$К $Re_5 = \frac{2,66 \cdot 0,6}{0,255 \cdot 10^{-4}} = 7,1\ 10^4$

$\lambda_5 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{7,1 \cdot 10^4}} = 0,0193$

- для $T = 292^0$К $Re_5 = \frac{2,66 \cdot 0,6}{0,116 \cdot 10^{-4}} = 13,7 \cdot 10^4$

$\lambda_5 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{13,7\ 10^4}} = 0,0164$

Гидравлические потери на участке "д"-"ж"

$h_w^5 = (\zeta_{тр}^{пов} + \zeta_{зад} + \zeta_{фил} + \zeta_{отв}^{сб} + \lambda_5 \frac{\ell_5}{d_5}) \frac{v_5^2}{2g}$

- для $T = 279^0$К

$h_w^5 = (1,4 + 0,2 + 1,0 + 0,35 + 0,0193 \frac{8}{0,6}) \frac{2,66^2}{2 \cdot 9,8} = 1,15$м

- для $T = 292^0$К

$h_w^5 = (1,4 + 0,2 + 1,0 + 0,35 + 0,0164 \frac{8}{0,6}) \frac{2,66^2}{2 \cdot 9,8} = 1,14$м

Суммарные гидравлические потери в подводящем нефтепроводе

$$\Sigma h_w = h_w^1 + h_w^2 + h_w^3 + h_w^4 + h_w^5$$

- для $T=279^0$К $\Sigma h_w = 0,15+0,183+0,855+0,0713+1,15 = 2,41$м
- для $T=292^0$К $\Sigma h_w = 0,147+0,163+0,773+0,063+1,14 = 2,29$м

Минимальный допустимый взлив в резервуаре № I7

$$H_к^{min} = \Delta h_{доп}^{неф} - h_{атм} - \nabla + h_s + \Sigma h_w$$

- для $T = 279^0$К $H_к^{min} = 4,58-11,9-3,04+5,5+2,41 = -2,44$м
- для $T = 292^0$К $H_к^{min} = 4,41-12-3,04+6,5+2,29 = -1,84$м

Отрицательная величина минимального взлива указывает на большой запас заглубления подпорного насоса, который позволяет вести откачку по кавитации без ограничения и т.о. минимальный взлив должен определяться из условия прохвата воздуха при воронкообразовании.

П8.3.3. Определение критического уровня взлива, соответствующего началу прохвата воздуха при образовании воронки.

Для резервуаров типа РВС с боковым расположением приемо-раздаточного патрубка

$$H_{вор} = A + d\sqrt[3]{\frac{v^2}{gd}}\, K_1 K_2$$

$A = 0,73$ м

$d = 0,6$ м

Скорость потока в приемо-раздаточном патрубке

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,375}{3,14 \cdot 0,6^2} = 1,33 \text{ м/сек}$$

$$H_{вор} = 0,73 + \sqrt[3]{\frac{1,33^2}{9,8 \cdot 0,6}} \cdot 1,2\ 2,2 = 1,8 \text{м}$$

П8.3.4. Принимаем минимальную величину взлива при опорожнении резервуара № I9, исходя из условия прохвата воздуха

$$H^{min} = 1,8 \text{ м}$$

П8. 4. Определение максимального эксплуатационного взлива

$$H^{max} = 0,95 H_1 - \frac{4Qt}{\pi D^2 n},$$

Для РВС-I0000 с пенокамерой $H_1 = 10,7$м

Диаметр резервуара $D = 34,2$м

Время, необходимое для переключения задвижек бригадой 8чел.(по 4чел. на каждую задвижку)

$$t = 3600\text{сек}$$

Число подключенных резервуаров $n = 2$,

$$H^{max} = 0{,}95 \times 10{,}7 - \frac{4 \times 0{,}75 \times 3600}{3{,}14 \times 34{,}2^2 \times 2} = 8{,}7\text{м}$$

П8.5. Оформление результатов

На основании проведенных расчетов следует:

П8.5.1. К таблице технологических данных по подпорным агрегатам, фиксирующей температурный режим узлов насоса и его нагрузку, ввести таблицу минимальных давлений на входе в насос в зависимости от его подачи и температуры перекачиваемой нефти.

Подача насоса Q, м³/сек	Температура перекачиваемой Т, °К	Минимальное давление на входе в насос м.ст.ж.
0,445 - 0,75	279	9,32
0,445 - 0,75	292	10,55

П8.5.2. В технологическую карту на резервуары ввести минимальную высоту взлива в ближнем к подпорной резервуаре при опорожнении резервуаров - 185см и максимальную высоту взлива - 8,7м.

П8.5.3. К диспетчерской документации приложить сводный график располагаемых и допустимых кавитационных запасов с нанесением на нем зоны критических по вибрации взливов.

Приложение 9

Пример расчета критического кавитационного запаса вертикального подпорного насоса НПВ 2500х80

П9.I. Исходные данные

Подача насоса $Q = 0,7 м^3/сек$

Критический кавитационный запас на входе в стакан насоса

$(\Delta h_{кр}^{в.н})_{вода} = 4,4 м.вод.ст.$

Перекачиваемая нефть

- вязкость $\nu = I,IxI0^{-4}$ м^3/сек
- давление насыщенных паров $h_s = 8 м.ст.ж.$

Диаметр входного патрубка стакана $d_{в.с.} = 0,8 м$

Диаметр входа нижнего патрубка насоса $d_н = 0,36 м$

П9.2. Скорость во входном патрубке стакана вертикального насоса

$$V = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{в.с.}^2} = \frac{4 \cdot 0,7}{3,14 \cdot 0,8^2} = 1,35 м/сек$$

П9.3. Число Рейнольдса по условиям на входе в стакан при работе на нефти и воде

$$Re_н^{ст} = \frac{\pi \cdot Q}{\pi d_{в.с} \cdot \nu} = \frac{4 \cdot 0,7}{3,14 \cdot 0,8 \cdot 1,1 \cdot 10^{-4}} = 3 \cdot 10^4$$

$$Re_{вода}^{ст} = \frac{4 \cdot 0,7}{3,14 \cdot 0,8 \cdot 0,01 \cdot 10^{-4}} = 3,4 \cdot 10^6$$

П9.4. Термодинамическая поправка

для $h_s = 8 м.ст.ж.$ $\Delta H_t^{кр} = I,26$

П9.5. Критический кавитационный запас на входе в стакан насоса при работе на нефти

$$(\Delta h_{кр}^{в.н})_{неф} = (\Delta h_{кр}^{в.н})_{вода} + (\zeta_{Re}^{н.п.} - \zeta_{авт}^{н.п.}) - \Delta H_t^{кр}$$

Значения $\zeta_{Re}^{н.п.}$ и $\zeta_{авт}^{н.п.}$ определяются согласно [1] для чисел Рейнольдса соответственно $Re_{н}^{ст}$ и $Re_{вода}^{ст}$.

$$(\Delta h_{кр}^{вн})_{неф} = 4,4+(5,3-3,0)\frac{1,35^2}{2\cdot 9,8}-1,26 = 3,35\ м.ст.ж$$

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

1. Общие положения 3
2. Определение минимального давления на входе в подпорный насос 4
3. Определение величины минимально допустимого валива нефти в резервуарах 7
4. Определение вибрационных характеристик подпорных насосов 10
5. Определение максимальных эксплуатационных вливов 12
6. Оформление технической документации 13

Приложение 1
Упругость паров нефтей 16

Приложение 2
Графики определения коэффициента кавитационного запаса центробежных насосов при работе на холодной воде 17

Приложение 3
Зависимость термодинамической поправки от давления насыщенных паров 18

Приложение 4
Зависимость критерия тепловой кавитации от давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости 19

Приложение 5
Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса 20
Приложение 6
Основные данные подпорных нефтяных насосов 21
Приложение 7
Проектная максимальная высота налива нефти в резервуарах 22
Приложение 8
Пример расчета технологических параметров на НПС "Броды" нефтепровода "Дружба" 23
Приложение 9
Пример расчета критического кавитационного запаса вертикального подпорного насоса НПВ 2500х80 30

ИНСТРУКЦИЯ

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК – ПОДПОРНЫЕ НАСОСЫ

РД 39-30-140-79

ВНИИСПТнефть

450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

Редактор Л.Д.Чернышева

Подписано к печати 4.05.79 П03318

Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л.-1,5. Тираж 150

Цена 7 коп. Заказ 410

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru