Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

РД 39-0147103-393-87

1987

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН

начальником Главного
технического управления МНП
Г.И.Григоращенко

I сентября 1987 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

РД 39-0I47703-393-87

1987

Настоящие Методические указания вводятся взамен РД 39-30-599-81. Изложенные в РД рекомендации по определению технологических и минимально допустимых остатков нефти в резервуарных парках Управлений магистральными нефтепроводами базируются на результатах исследований по кавитации нефтяных насосов, гидравлики подводящих коммуникаций насосных станций, воронкообразования в резервуарах. В новой редакции РД учтены замечания и предложения Управлений МН, последовавшие в результате накопленного опыта при применении РД 39-30-599-81.

Настоящий руководящий документ разработан Ш.И.Рахматуллиным, А.С.Петровым, И.С.Беркутовым (ВНИИСПТнефть), Н.А.Сафоновым, М.А.Тигановым (Объединенное диспетчерское управление Главтранснефти).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методические указания по определению минимально допустимых и технологических остатков нефти в резервуарных парках насосных станций управлений магистральными нефтепроводами Главтранснефти

РД 39-0147103-393-87

Вводится взамен
РД 39-30-599-81

Срок введения установлен с 01.11.87 г.
Срок действия до 01.11.92 г.

Настоящие методические указания предназначены для определения технологических и минимально допустимых остатков нефти в резервуарных парках управлений магистральными нефтепроводами Главтранснефти.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Минимально допустимый остаток - остаток, определяемый уровнем нефти в резервуарах, уменьшение которого приведет к изменению режима работы магистрального нефтепровода и насосно-силовых агрегатов насосных станций, связанного с сокращением проектного объема перекачки.

Технологический остаток - остаток, позволяющий вести откачку до минимально допустимого уровня из расчета двухчасовой пропускной способности нефтепровода или в течение времени, необходимого для ликвидации простоев, связанных с отказами оборудования и средств автоматики и КИП (например, срабатывание автоматики по максимальному и минимальному давлению перекачки) и с аварийным отключением насосных станций с резервуарными парками (при наличии достаточной резервуарной емкости).

I.2. Условные обозначения

h_a - напор, определяемый атмосферным давлением, м.ст.ж.;

ρ_s - давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости, м.ст.ж.;

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

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

d - диаметр трубопровода, м ;

D - диаметр резервуаров, м ;

ℓ -длина трубопровода, м ;

Z - отметка насосной от уровня моря, м ;

H_{min} - минимальнс допустимый уровень нефти в резервуаре, м ;

$G_{экв}$ - проектная производительность нефтепровода, млн.т/год ;

G - остаток нефти в натуральном выражении, т ;

$H_т$ - технологический уровень нефти в резервуаре, м :

v - средняя скорость потока, м/с;

g - ускорение силы тяжести, м/с^2 ;

ν - коэффициент кинематической вязкости жидкости, м^2/с;

ρ - плотность жидкости, кг/м^3;

Q - проектный расход перекачиваемой жидкости, м^3/с;

$\Delta h_{кр}$ - критический кавитационный запас насоса, м.ст.ж.;

T - температура перекачиваемой жидкости, град К ;

n - число оборотов ротора насоса, об/мин;

m - количество работающих резервуаров в резервуарном парке НПС.

I.3. Проектный расход перекачиваемой жидкости Q м^3/с определяется путем пересчета проектной производительности нефтепровода, задаваемой в млн.т/год, по соотношению

$$Q = \frac{33,07\ G_{год}}{\rho} \qquad (1)$$

I.4. Остатки нефти в натуральном выражении (тоннах) для насосной станции определяются по формуле

$$G = 10^{-3} \sum_{1}^{m} W\rho, \qquad (2)$$

где W - объем остатка нефти в резервуаре.

Величина W в $м^3$ определяется по градуировочной характеристике резервуара для высоты H, характерной для определяемого остатка.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО УРОВНЯ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ

2.1. Исходные данные

Для выполнения расчетов, связанных с определением остатков нефти, необходимы следующие исходные данные:

технологическая схема системы "резервуарный парк-подводящие нефтепроводы-подпорные насосы" с указанием геометрических размеров (диаметров и длин) участков трубопроводов, включая диаметр приемо-раздаточного патрубка резервуара

данные о физических свойствах нефти, закачиваемой в трубопровод при максимальной температуре на рассматриваемом участке (плотность, вязкость, удельный вес, давление насыщенных паров);

техническая характеристика подпорных насосов (подача, допустимый кавитационный запас, диаметр входного патрубка, число оборотов ротора, наружный диаметр входной кромки центробежного насоса или шнека для шнекоцентробежного насоса).

2.2. Величина минимально допустимого уровня при откачке нефти из резервуаров определяется из условий обеспечения бескавитационной работы подпорных насосов ($H_{min\kappa}$) или прохвата воздуха при воронкообразовании ($H_{min\theta}$).

2.3. При наличии в резервуаре понтона или плавающей крыши величина минимально допустимого уровня рассчитывается только по кавитации, но принимается не менее 210 см. / I, 2 /.

2.4. Величину минимально допустимого уровня по кавитации для каждого резервуара ($H_{min\kappa}$) определяют исходя из заданной (проект-

ной) производительности нефтепровода по формуле:

$$H_{min\,k} = h_s + \Delta h_{don} - h_a - \bar{z} + h_w \qquad (3)$$

2.4.I. Давление насыщенных паров определяется по формуле:

$$h_s = h_s^{\rho}[1{,}558 + 0{,}0063(T - 273)], \qquad (4)$$

где h_s^{ρ} - давление насыщенных паров нефти при соотношении объемов пара и жидкости 4:I и температуре, равной максимальной температуре перекачиваемой нефти.

Выбор максимальной температуры определяет остаток нефти, обеспечивающий устойчивую работу нефтепровода во всем диапазоне возможных температур нефти на данном участке. Методика определения h_s^{ρ} соответствует ГОСТ I756-52* /3/ с учетом следующих отклонений:

температура водяной бани поддерживается равной максимальной температуре перекачиваемой нефти;

поправка $\Delta\rho$ на изменение давления воздуха и насыщенных паров воды в воздушной камере вычисляется по формуле:

$$\Delta\rho = \frac{(\rho_a - \rho_{TB})(T_B - T)}{T_B} - (\rho_T - \rho_{TB}), \qquad (5)$$

где T - максимальная температура перекачиваемой нефти, град К;

T_B - исходная температура воздуха в воздушной камере, град К;

ρ_T, ρ_{TB} - давление насыщенных паров воды при температуре Т и Тв соответственно;

ρ_a - атмосферное давление.

Вводится поправка, учитывающая растворение воздуха $\Delta\rho_{\rho}$, которая в среднем принимается равной 50 мм рт.ст. С учетом факторов

$$h_s^{\rho} = h_s' + \Delta\rho + \Delta\rho_{\rho},$$

где h_s' - "неисправленное давление насыщенных паров" по показаниям манометра.

Для некоторых нефтей можно ориентировочно пользоваться графиком $h_s = f(T)$ (приложение I).

2.4.2. Допустимый кавитационный запас центробежных подпорных насосов определяется по формуле

$$(\Delta h_{доп})_{неф} = (\Delta h_{доп})_{вод} - K(\Delta H_{кр} - \delta h_\nu), \qquad (6)$$

где $(\Delta h_{доп})_{вод}$ - паспортное значение допустимого кавитационного запаса, полученное для воды при заданном режиме, м.вод.ст. (приложение 2);

K - коэффициент запаса согласно ГОСТ 6134-71 (приложение 3);

δh_ν - поправка на влияние вязкости жидкости.

$$\delta h_\nu = \frac{\zeta_{вх} \cdot v_{вх}^2}{2g}, \qquad (7)$$

где $\zeta_{вх}$ - коэффициент гидравлического сопротивления на входе в насос находится по графику (приложение 4) в зависимости от числа Рейнольдса.

$$Re = \frac{d_{вх} \cdot v_{вх}}{\nu}, \qquad (8)$$

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

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

Термодинамическая поправка $\Delta H_{кр}$ определяется из зависимости

$$\lg B\Delta H_{кр} = \lg R_a + \lg \frac{1}{1 + K_T B}, \qquad (9)$$

где B - критерий тепловой кавитации.

$$B = \left(\frac{29.5}{h_s}\right)^{1,9}, \qquad (10)$$

где Ra - критерий фазового перехода.

$$Ra = B h_s , \qquad (II)$$

где θ - критерий парообразования.

$$\theta = \frac{B V_{мк}^2}{g} , \qquad (I2)$$

где $V_{мк}$ - скорость жидкости в межлопаточном канале насоса в области пониженного давления;

а) для центробежного насоса

$$V_{мк} = \frac{\pi D_1 \cdot n}{60} , \qquad (I3)$$

где D_1 - периферийный диаметр входной кромки центробежного колеса.

б) для шнекоцентробежных насосов

$$V_{мк} = \frac{\pi D_ш n}{60} , \qquad (I4)$$

где $D_ш$ - наружный диаметр шнека.

В приложении 5 приведены значения скоростей для некоторых подпорных насосов в режиме, соответствующем номинальной подаче.

$K_т$ - коэффициент температурной неравновесности фазовых переходов (приложение 6).

Для центробежных насосов типа НДв, НДсН и шнекоцентробежных насосов типа НМП и других подобных насосов, число оборотов которых не превышает 1000 об/мин для диапазона подач $0,8\ Q_{ном} < Q < 1,2 Q_{ном}$, величина $\Delta H_{кр}$ может быть определена также по эмпирической формуле

$$\Delta H_{кр} = \frac{8,708}{B^{0,46} \cdot l_s^{0,41}} , \qquad (I5)$$

или по графику (приложение 7).

2.4.3. Напор, определяемый атмосферным давлением на свободную поверхность жидкости в резервуаре в зависимости от абсолютной вы-

сотной отметки насосной Z над уровнем моря, равен

$$h_a = (10{,}33 - 0{,}001Z)\frac{\rho_в}{\rho}, \qquad (I6)$$

где $\rho_в$ - плотность воды, кг/м^3;

ρ - плотность перекачиваемой жидкости, кг/м^3.

2.4.4. Гидравлические потери в подводящем нефтепроводе определяются в соответствии с РД 39-30-39-78 /4/. В случае отсутствия данных по диаметрам и длинам участков трубопроводов гидравлические потери можно приближенно определять по формуле:

$$h_w = K_w \cdot h_\lambda, \qquad (I7)$$

где h_λ - потери на трение на участке от резервуарного парка до подпорной насосной

$$h_\lambda = \frac{0{,}3164}{Re^{0{,}25}} \cdot \frac{\ell}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \qquad (I8)$$

где ℓ и d - соответственно длина и диаметр участка трубопровода от резервуарного парка до насосной, м;

v - скорость течения жидкости в рассматриваемом участке трубопровода, м/с;

K_w - коэффициент, учитывающий гидравлические потери в местных сопротивлениях в подводящем нефтепроводе (табл. I).

Таблица I.

Значение коэффициента K_w

Относительная длина участка ℓ/d	: K_w
менее 200	4,0
200÷600	2,0
600÷I200	I,4
более I200	I,2

2.5. Величина минимально допустимого уровня по воронкообразованию $H_{min\,в}$ определяется условием недопустимости прохвата воздуха в зависимости от конструктивного расположения приемного патрубка (приложение 8).

Для резервуаров с донным отводом жидкости (типа ЖБР) она определяется непосредственно из графика.

Для наземных резервуаров типа РВС и ЖБР с боковым сливом она определяется как сумма величины $H_{кр}$, взятой из графика, и A - расстояния от днища резервуара до оси приемо-раздаточного патрубка.

2.6. Полученные величины $H_{min\,к}$ и $H_{min\,в}$ сравниваются с целью выявления определяющего фактора и наибольшую из них принимают в качестве эксплуатационной величины минимально допустимого уровня. При эксплуатации резервуаров с понтонами или плавающими крышами высота минимально допустимого остатка устанавливается согласно п. 2.3.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ

3.1. Технологический уровень - уровень, определяющий величину технологического остатка нефти в резервуаре и определяемый по формуле

$$H_т = H_{min} + \frac{Q \cdot \tau}{\sum_i^m S_i} ,$$

где S_i - площадь зеркала нефти в i-ом резервуаре;

Q - производительность перекачки, м^3/с;

τ - время, необходимое для ликвидации отказов на насосных станциях с резервуарными парками (при наличии достаточной емкости принимается равным двум часам)

$$\tau = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \tau_4 + \tau_5 + \tau_6 ,$$

где τ_1 - время сообщения о полной остановке участка нефтепровода;

τ_2 - время установления причин простоя;

τ_3 - время ликвидации причин простоя;

τ_4 - время для подготовки к запуску (открытие задвижек);

τ_5 - время, необходимое для сообщения о готовности к пуску;

τ_6 - время, необходимое для пуска и вывода участка на режим.

Ориентировочные значения составляющих времени ликвидации отказов приведены в приложении 9.

3.2. При определении технологического уровня следует учесть, что на каждой НПС с резервуарным парком необходимо предусмотреть наличие свободной емкости для приема нефти из расчета двухчасовой пропускной способности нефтепровода / 5 /, т.е. должно соблюдаться условие

$$H_T \leq H_{max} - \frac{Q \cdot 7200}{\sum_1^m S_i} , \qquad (21)$$

где H_{max} -максимально допустимая высота заполнения резервуара нефтью.

3.3. Для резервуаров работающих в режиме прием-откачка и товарных парков величина технологического остатка определяется с учетом времени заполнения резервуара, отстоя нефти, ее доподготовки, проведения анализов проб нефти, переключения резервуаров.

В приложениях 10, 11 приводятся примеры, связанные с определением технологических остатков нефти в резервуарных парках насосных станций участка нефтепровода.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТОВАРО-КОММЕРЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

4.1. Поставка нефти потребителям осуществляется тремя основными видами транспорта: магистральными нефтепроводами, железной дорогой, речными и морскими наливными судами.

Для бесперебойной работы всей транспортной системы необходимо на конечных пунктах сдачи нефти потребителям иметь определенный товаро-коммерческий запас.

4.2. Морские и речные перевалочные базы должны располагать товаро-коммерческим запасом, позволяющим осуществлять налив одного судна в полном объеме и в срок. При расчете товаро-коммерческого запаса необходимо учитывать следующие основные факторы: объемы перевалки нефтей, ассортимент нефтей, грузоподъемность нефтеналивных судов, ритмичность подачи судов под погрузку, характер перевалочного процесса (непрерывный в течение года, с межнавигационным перерывом и т.п.) и др.

4.3. Резервуарный парк пункта налива в железнодорожные цистерны должен располагать товаро-коммерческим запасом, позволяющим осуществлять налив одного маршрута в полном объеме в установленные сроки.

4.4. Резервуарный парк конечного пункта нефтепровода (при сдаче нефти НПЗ, на экспорт) должен располагать товаро-коммерческим запасом, позволяющим осуществлять приемо-сдаточные операции согласно договорным обязательствам (необходимо предусмотреть и время для восстановления качества нефти в случае несоответствия ее ГОСТам). Ориентировочно товаро-коммерческий запас должен обеспечить непрерывную поставку нефти потребителям в течение восьми часов.

П Е Р Е Ч Е Н Ь

нормативно-технических документов,
применяемых в методических указаниях

I. РД 39-0147103-385-87. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1987.

2. Проект № IO-Ф I4I8-I-КМ, - М.: ЦНИИпроекттальконструкция, 1980.

3. ГОСТ I756-52* [СТ СЭВ 3654-82]. Топливо моторное. Методы определения давления насыщенных паров. - Переизд. Янв. 1984 с изм. I,2. - Взамен ГОСТ I756-52; 06.05.83 до 0I.0I.92. - М.: Изд-во стандартов, I984.

УДК 662.6.00I.4:62I.43:006.354. Группа БI9 СССР.

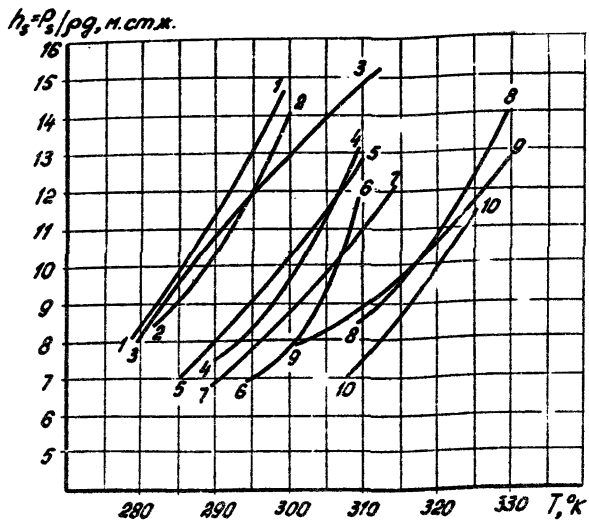
4. РД 39-30-39-78. Методика гидравлического расчета подводящих нефтепроводов подпорных насосов НПС с резервуарными парками. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I978.

5. РД 39-30-II4-78. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1979.

6. РД 39-0147103-349-86. Руководство по разработке типового состава разделов "показатели надежности" в проектной документации на магистральные нефтепроводы. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I986.

Приложение I.

Давление насыщенных паров нефтей



I. Бавлинская нефть
2. Туймазинская нефть
3. Самотлорская нефть
4. Мухановская нефть
5. Орланская нефть
6. Ромашкинская нефть
7. Усть-Балыкская нефть
8. Мангышлакская нефть
9. Сургутская нефть
I0. Небитдагская нефть

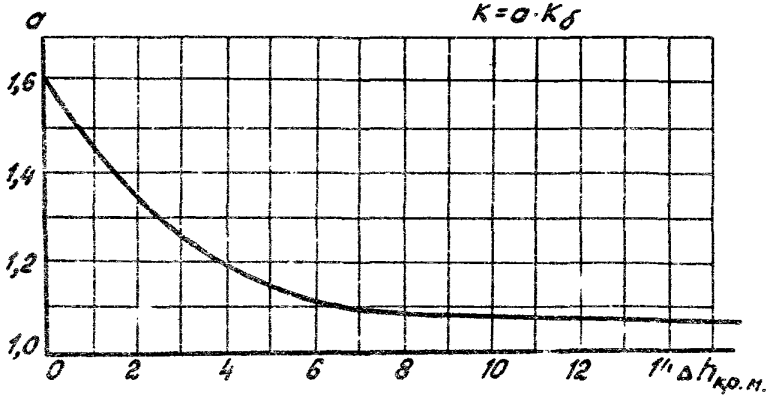
Приложение 2

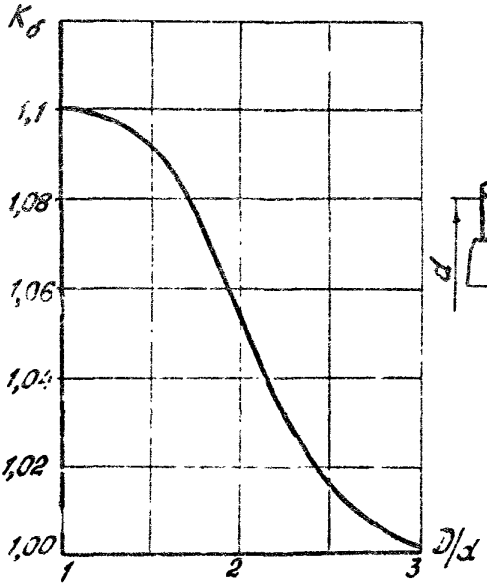
Основные данные подпорных нефтяных насосов

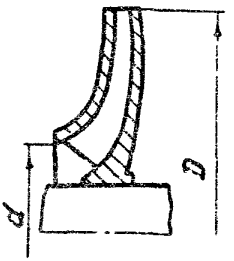
Марка насоса	Подача: м³/ч	Подпорный напор, Н,м	Число оборотов n об/мин	Допустимый кавитационный запас, $\Delta h_{доп}$, м	$H_{доп}$ вак, м.вод.ст	Диаметр рабочего колеса D мм
		Вертикальные насосы				
НПВ I2500-60	I250	60	I500	2,2	-	-
НПВ 2500-80	2500	80	I500	3,2	-	-
НПВ 3600-90	3600	90	I500	4,8	-	-
НПВ I5000-I20	5000	I20	I500	5,0	-	-
		Шнекоцентробежные насосы				
НМП 2500-74	2500	74	I000	3,0	- ь	-
НМП 3600-78	3600	78	I000	3,0	-	-
НМП 5000-II5	5000	II5	I000	3,5	-	-
		Центробежные горизонтальные насосы				
I2НДсН	I000	24	960	-	5,0	460
	900	I8	960	-	6,0	400
	800	23	960	-	6,0	400
I4НДсН	I260	37	960	-	5,0	540
	I080	35	960	-	5,0	5I0
	900	42	960	-	5,0	480
I8НДсН	I980	34	730	-	4,3	700
	I600	38	730	-	5,0	700
20НДсН	2300	34	730	-	4,8	765
	2700	39	730	-	4,8	765
32НД-8хI	3000	76	735	-	3,9	935
24НДсН	4000	69	590	-	5,5	II00

Приложение 3.

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

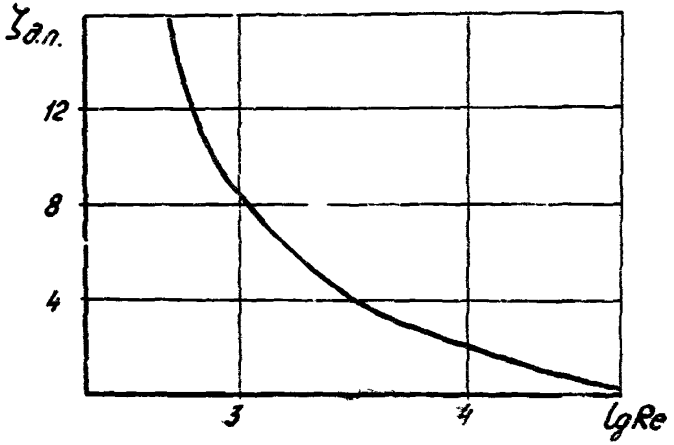






Приложение 4

Зависимость коэффициента
гидравлического сопротивления
от числа Рейнольдса



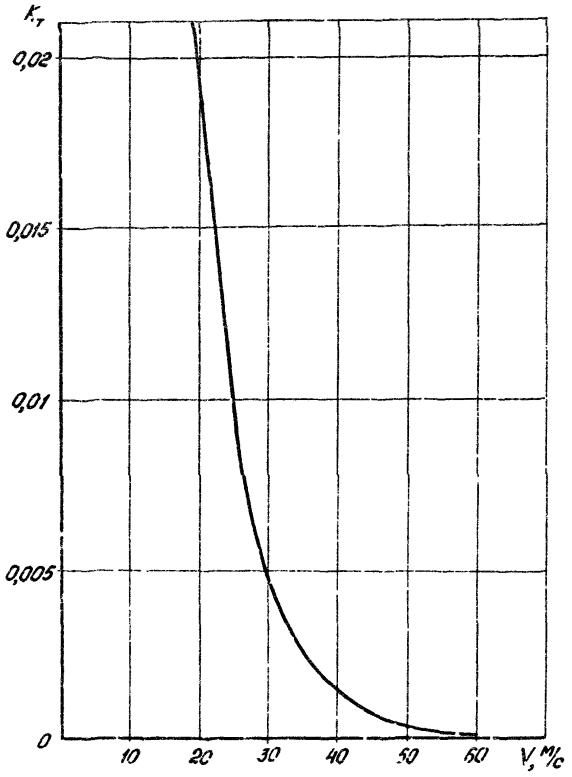
Приложение 5

Скорость в межлопаточных каналах насосов

Марка насоса	Относительная скорость, $U_{мк}$, м/с	Число оборотов ротора, n, об/мин	Тип насоса
НМП 3600-78/2500-74	28,9	980	горизонтального типа, шнекоцентробежный, двухстороннего всасывания
НМП 5000-II5	3I,5	980	-"-
НПВ 2500-80	30,0	I500	вертикального типа, шнекоцентробежный, двухстороннего всасывания
НПВ 3600-90	35,2	I500	-"-
НПВ 5000-II5	38,6	I500	-"-
НМ I2500-I95	60,0	3000	горизонтального типа, центробежный, двухстороннего всасывания
"Вортингтон" 26 QL СМ/2	22,3	980	вертикального типа, центробежный, двухстороннего всасывания.

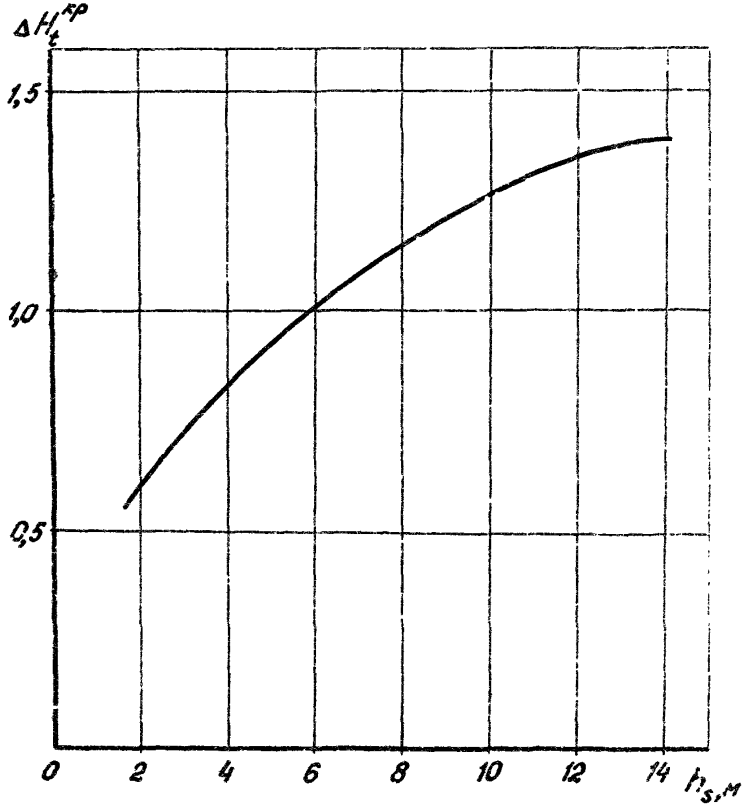
Приложение 6

Коэффициент температурной неравновесности



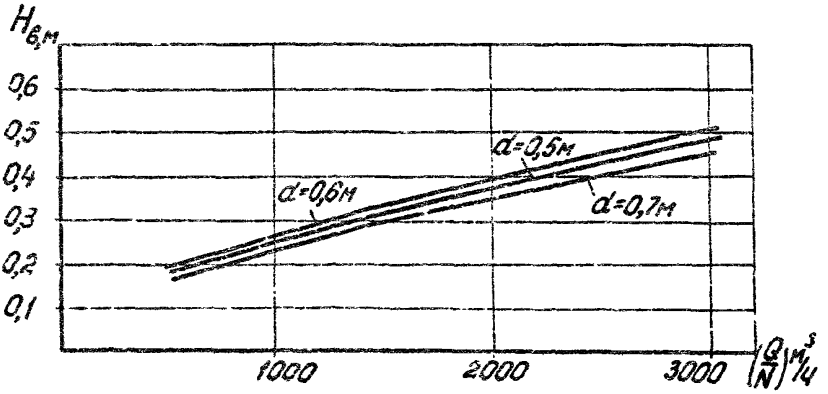
Приложение 7

Зависимость термодинамической поправки
от давления насыщенных паров

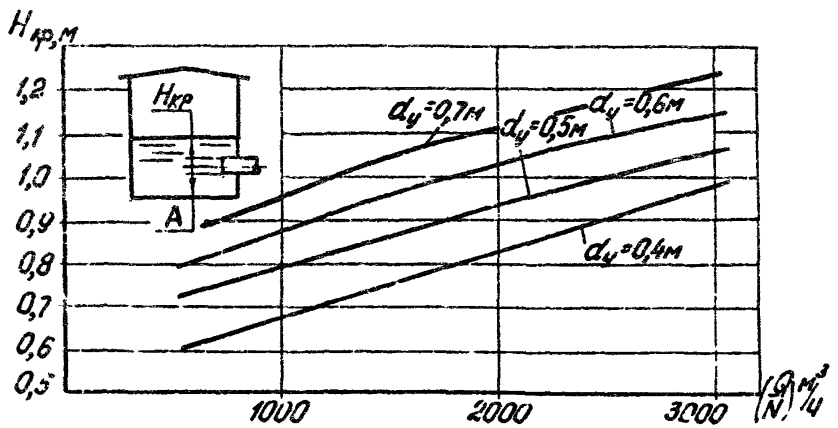


Приложение 8.

Зависимость минимально допустимого взлива от производительности откачки при воронкообразовании для резервуаров типа Ж Б Р (донный слив)



Зависимость минимально допустимого взлива от производительности откачки через один патрубок при воронкообразовании для резервуаров типа Р В С и ЖБР с боковым сливом



N - число патрубков, из которых одновременно производится откачка

Приложение 9.

Значения составляющих времени, необходимого для ликвидации отказов

В качестве ориентировочных значений для определения технологического уровня нефти в резервуаре могут быть приняты следующие значения

τ_1 = I + 2 мин

τ_2 = 5 + I0 мин

Для простоев, связанных с ложным срабатыванием автоматики

τ_3 = 0.

При наличии значительных объемом резервуарных парков время τ_3 для случаев отказов по причине отключения энергоснабжения или вспомогательного оборудования, а также отказов линейной части определяется в соответствии с РД 39-0147103-349-86 / 6 /.

Время τ_4, связанное с подготовкой к запуску (открытие задвижек), зависит от типа применяемой арматуры и приводов. Ввиду значительного количества применяемых зарубежных типов задвижек и приводов, отсутствия единых схем подключения для составляющей τ_4 при расчетах могут быть приняты значения τ_4 = = 5-I0 мин. Для задвижек отечественного производства типа ЗКЛПЭ технические характеристики имеют следующие значения:

Ду	Тип привода	Время открытия (закрытия)
300	ЭПВ-I50	1мин 30 сек
500	ЭПВ-850	3 мин 26 сек
I00	ЭПВ-I000	3 мин 59 сек
800	ЭПВ-I000	4 мин 25 сек
I000	ЭПВ-I000	6 - 7 мин

Время для сообщения о готовности к пуску τ_5 = 2-3 мин.

Время τ_6 определяется для каждого нефтепровода индивидуально на основе данных и опыта эксплуатации с учетом диаметра

нефтепровода, количества оборудования, количества и объемов резервуарных парков на насосных станциях, режима работы нефтепровода и других параметров, влияющих на его пуск.

Приложение I0

Расчет технологических остатков нефти
в резервуарных парках участка нефтепровода

I0.I. Определение минимально допустимых остатков на насосной станции № I.

I0.I.I. Исходные данные:

I0.I.I.I. Технологическая схема откачки представлена на рис. I.

I0.I.I.2. Технологическая характеристика насосного оборудования.

марка подпорного насоса - НМ5 5000-II5

количество - 2 работающих, I резервный

подача - 5000 $м^3/ч$ = I,4 $м^3/с$

допустимый кавитационный запас - 3,5 м.вод.ст.

диаметр входного патрубка - I,0 м.

I0.I.I.3. Резервуарное оборудование

тип резервуара - РВС-20000 (без понтонов)

количество резервуаров - 4

I0.I.I.4. Физические свойства и показатели перекачиваемой жидкости.

перекачиваемый продукт - смесь нефтей

температура перекачки максимальная T = 3II $^0К$

плотность ρ = 840 $кг/м^3$ (при T = 3II $^0К$)

вязкость ν = 0,05 · $I0^{-4}$ $м^2/с$ (при T = 3II $^0К$)

давление насыщенных паров смеси h_s = I0 м.ст.ж. (при T = 3II $^0К$).

I0.I.I.5. Заглубление подпорных насосов относительно наиболее удаленного резервуара № 5

∇ = 7,63 м

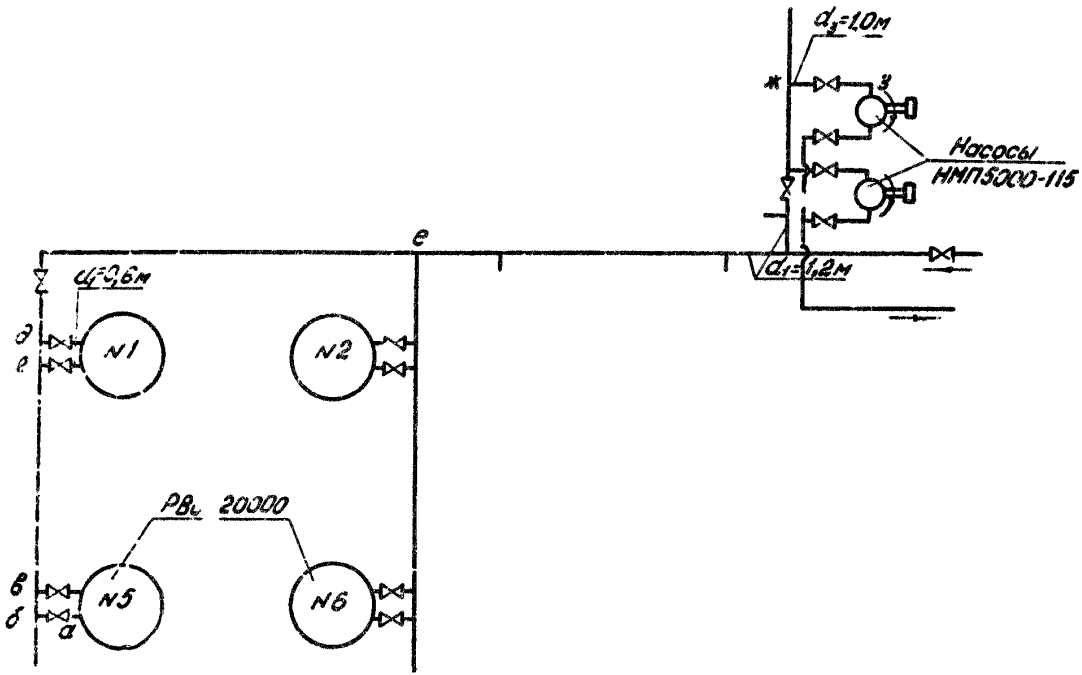


Рис. I. Технологическая схема откачки на насосной станции № I

10.1.2. Допустимый кавитационный запас при перекачке нефти с проектным расходом Q = 2,8 м³/с (подача насоса Q_1 = 1,4 м³/с)

$$v_{вх} = \frac{4Q_1}{\pi d_{вх}^2} = \frac{4 \cdot 1{,}4}{3{,}14 \cdot 1^2} = 1{,}78 \text{ м/с}$$

для $Re = \frac{d_{вх} \cdot v_{вх}}{\nu} = \frac{1 \cdot 1{,}78}{0{,}05 \cdot 10^{-4}} = 3{,}56 \cdot 10^5$;

$\varphi = 0$ и $\delta h_v = 0$

по графику находим $\Delta H_{кр}$ = 1,25 м

$$(\Delta h_{доп})_{неф} = (\Delta h_{доп})_{вод} - K(\Delta H_{кр} - \delta h_v) =$$
$$= 3{,}5 - 1{,}15(1{,}25 - 0) = 2{,}05 \text{ м.ст.ж.}$$

П.10.1.3. Напор, определяемый атмосферным давлением,

$$h_a = (10{,}33 - 0{,}001 Z) \frac{\rho_в}{\rho} = (10{,}33 - 0{,}001 \cdot 300) \frac{1000}{840} = 11{,}9 \text{ м.}$$

10.1.4. Гидравлические потери в подводящем нефтепроводе определяются на участке от дальнего резервуара до подпорной насосной при одновременной откачке из 4-х резервуаров с учетом одинакового расхода жидкости по каждому приемо-раздаточному патрубку.

Скорость потока $v = \frac{4Q}{\pi d^2}$

$$v_{об} = \frac{4 \cdot 0{,}35}{3{,}14 \cdot 0{,}6^2} = 1{,}23 \text{ м/с} \qquad v_{дз} = \frac{4 \cdot 1{,}06}{3{,}14 \cdot 1{,}2^2} = 0{,}93 \text{ м/с}$$

$$v_{дв} = \frac{4 \cdot 0{,}35}{3{,}14 \cdot 1{,}2^2} = 0{,}31 \text{ м/с} \qquad v_{де} = \frac{4 \cdot 1{,}4}{3{,}14 \cdot 1{,}2^2} = 1{,}23 \text{ м/с}$$

$$v_{вг} = \frac{4 \cdot 0{,}7}{3{,}14 \cdot 1{,}2^2} = 0{,}62 \text{ м/с} \qquad v_{ек} = \frac{4 \cdot 2{,}8}{3{,}14 \cdot 1{,}2^2} = 2{,}46 \text{ м/с}$$

$$v_{из} = \frac{4 \cdot 1{,}4}{3{,}14 \cdot 1{,}0^2} = 1{,}77 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{v d}{\nu}$$

$$Re_{об} = \frac{1,23 \cdot 0,6}{0,05 \cdot 10^{-4}} = 15 \cdot 10^4 \qquad Re_{гд} = \frac{0,93 \cdot 1,2}{0,05 \cdot 10^{-4}} = 22 \cdot 10^4$$

$$Re_{дб} = \frac{0,31 \cdot 1,2}{0,05 \cdot 10^{-4}} = 7,3 \cdot 10^4 \qquad Re_{де} = \frac{1,23 \cdot 1,2}{0,05 \cdot 10^{-4}} = 30 \cdot 10^4$$

$$Re_{бг} = \frac{0,62 \cdot 1,2}{0,05 \cdot 10^{-4}} = 14,5 \cdot 10^4 \qquad Re_{ек} = \frac{2,46 \cdot 1,2}{0,05 \cdot 10^{-4}} = 60,10^4$$

$$Re_{жз} = \frac{1,77 \cdot 1,0}{0,055 \cdot 10^{-4}} = 35,4 \cdot 10^4$$

Коэффициент гидравлического трения $\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$

$\lambda_1 = 0,016$ $\lambda_4 = 0,0145$ $\lambda_6 = 0,0114$

$\lambda_2 = 0,0192$ $\lambda_5 = 0,0135$ $\lambda_7 = 0,013$

$\lambda_3 = 0,0162$

Гидравлические потери

$$h_w = (\zeta_{вых} + \zeta_{отв} + \zeta_{зад} + \lambda_1 \frac{\ell_{об}}{d_1}) \frac{v_{об}^2}{2g} + (\zeta_{пр}^{пов} + \lambda_2 \frac{\ell_{бг}}{d_2}) \frac{v_{дб}^2}{2g} + (\zeta_{пр}^{пр} + \lambda_3 \frac{\ell_{бг}}{d_2}) \times$$

$$\times \frac{v_{бг}^2}{2g} + (\zeta_{пр}^{пс} + \lambda_4 \frac{\ell_{гд}}{d_2}) \frac{v_{гд}^2}{2g} + (\zeta_{пр}^{пс} + \zeta_{зад} + \zeta_{отв} + \lambda_3 \frac{\ell_{де}}{d_2}) \frac{v_{де}^2}{2g} + (\zeta_{пр}^{пс} + \zeta_{пр}^{пов} +$$

$$+ \zeta_{зад} + 4\zeta_{пр}^{прох} + \lambda_5 \frac{\ell_{ек}}{d_2}) \frac{v_{ек}^2}{2g} + (\zeta_{пр}^{об} + \zeta_{зад} + \zeta_{ф} + \zeta_{отв} + \lambda_7 \frac{\ell_{жз}}{d_3}) \frac{v_{жз}^2}{2g} =$$

$$= (0,9+0,35+0,2+0,016\frac{12}{0,6}) \frac{1,23^2}{2 \cdot 9,8} + (6,5+0,0192\frac{6}{1,2}) \frac{0,31^2}{2 \cdot 9,8} +$$

$$+ (0,62+0,0162\frac{70}{1,2} \cdot \frac{0,62^2}{2 \cdot 9,8} + (0,55+0,0145\frac{6}{1,2}) \frac{0,93^2}{2 \cdot 9,8} +$$

$$(0,48+0,2+0,35+0,0135\frac{120}{1,2}) \frac{1,23^2}{2 \cdot 9,8} + (0,6+1,4+0,2+4 \cdot 0,1+0,0114\frac{550}{1,2})$$

$$\frac{2,46^2}{2 \cdot 9,8} + (0,94+0,2+0,2+0,35+0,013\frac{15}{1}) \frac{1,77^2}{2 \cdot 9,8} = 3,05 \text{ м.}$$

I0.I.5. Минимально допустимый уровень по кавитации

$$H_{min\kappa} = h_s + \Delta h_{доп} - h_a - Z + h_w =$$

$$= I0 + 2{,}05 - II{,}9 - 7{,}63 + 3{,}05 = -3{,}4 \text{ м},$$

т.е. откачка по кавитации может производиться без ограничения уровня нефти.

I0.I.6. Минимально допустимый уровень по воронке $H_{minв}$ = = I,6 м (по графику для Q/N = I250 м^3/ч, d = 0,6 м, A = 0,7 м), который как наибольший и принимается в качестве эксплуатационного минимально допустимого уровня.

I0.I.7. Количество минимально допустимого остатка нефти в резервуарах насосной станции № I.

$$G_{min} = 10^{-3} \sum_{1}^{4} W\rho = I0^{-3} \cdot I0448 \cdot 840 = 8776 \text{ т}.$$

I0.2. Определение минимально допустимых остатков на насосной станции № 2.

I0.2.I. Исходные данные.

I0.2.I.I. Технологическая схема откачки представлена на рис. 2.

I0.2.I.2. Технологическая характеристика насосного оборудования:

марка подпорного насоса - НМП 5000хII5

количество - 3 работающих, I резервный.

I0.I.3. Резервуарное оборудование:

тип резервуаров РВС 20000 (без понтонов)

количество - 4.

I0.2.I.4. Свойства перекачиваемой нефти:

перекачиваемый продукт - смесь нефтей

максимальная температура перекачки T = 3II °K.

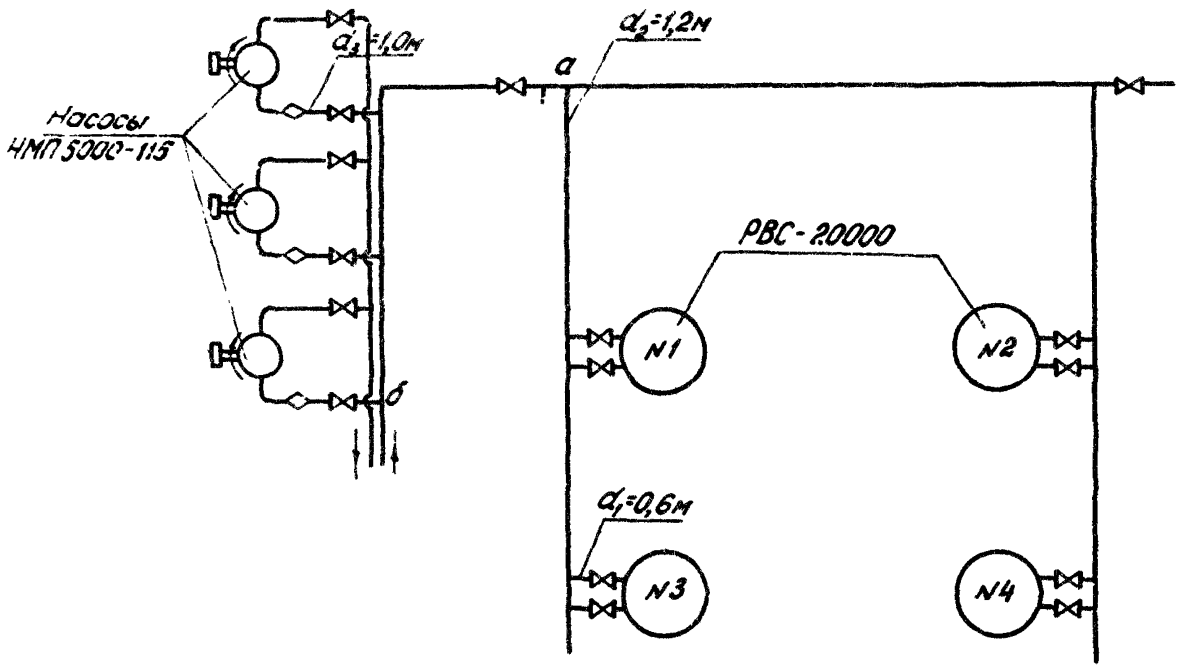


Рис. 2. Технологическая схема откачки на насосной станции № 2

10.2.1.5. Заглубление подпорных насосов $\nabla = 5{,}87$ м.

10.2.2. Допустимый кавитационный запас насоса НМП 5000х115 на подаче $Q_1 = 1{,}16$ м^3/с

$(\Delta h_{доп})_{вод} = 3{,}4$ м.вод.ст.

$(\Delta h_{доп})_{неф} = 1{,}95$ м.ст.н.

10.2.3. Потери на трение на сборном участке подводящего нефтепровода длиной 80 м.

$$h_\lambda = \lambda \frac{l_{об}}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0{,}011 \frac{80}{1{,}2} \cdot \frac{3{,}1^2}{2 \cdot 9{,}8} = 0{,}4 \text{ м}$$

Суммарные гидравлические потери

$$h_w = K_w \cdot h_\lambda = 4 \cdot 0{,}4 = 1{,}6 \text{ м}$$

10.2.4. Минимально допустимый уровень по кавитации

$$H_{min\,к} = h_s + \Delta h_{доп} - h_a - \nabla + h_w =$$

$$= 10 + 1{,}95 - 11{,}9 - 5{,}87 + 1{,}6 = -4{,}22$$

10.2.5. Минимально допустимый уровень по воронке $H_{min\,в} = 1{,}7$ м (по графику для $Q/N = 1687$ м^3/ч, $d = 0{,}6$ м). Принимается минимально допустимый уровень в резервуарах $H_{min} = 1{,}7$ м.

10.2.6. Количество минимально допустимого остатка нефти в резервуарах насосной станции № 2

$$G_{min} = 10^{-3} \sum_1^4 W\rho = 10^{-3} \cdot 11100 \cdot 840 = 9324 \text{ т}$$

10.3. Определение минимально допустимых остатков на насосной станции № 3.

Условия работы, технология откачки и оборудование на насосной станции № 3 идентичны условиям работы, технологии и оборудованию на насосной станции № 2. Отличие состоит в трубопроводной обвязке резервуарно-насосного оборудования. Поэтому определяем

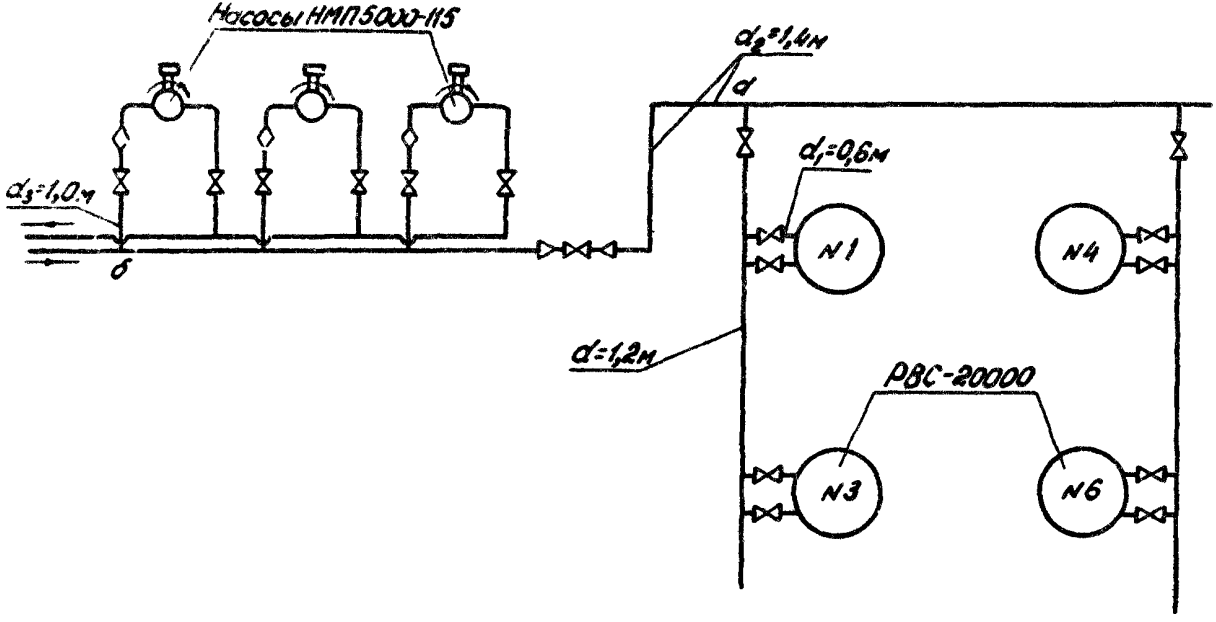


Рис. 3. Технологическая схема откачки на насосной станции № 3

минимально допустимый уровень из условия возможности кавитации насосов.

I0.3.I. Потери на трение на сборном участке подводящего трубопровода диаметром I,4 м и длиной I45 м.

$$V = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 3,5}{3,I4 \cdot I,4^2} = 2,26 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{2,26 \cdot I,4}{0,05 \cdot I0^{-4}} = 63 \cdot I0^4$$

$\lambda = 0,0II5$

$$h_\lambda = \lambda \frac{l_{об}}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} = 0,0II5 \frac{I45}{I,4} \cdot \frac{2,26^2}{2 \cdot 9,6} = 0,3I \text{ м}$$

I0.3.I. Суммарные гидравлические потери

$$h_w = K_w \cdot h_\lambda = 4 \cdot 0,3I = I,24 \text{ м}$$

I0.3.2. Минимально допустимый уровень по кавитации

$$H_{min\,к} = I0 + I,95 - II,9 - 3,8 + I,24 = -2,5,$$

т.е. откачка по кавитации может производиться без ограничения. Минимально допустимый уровень $H_{min} = 1,7$ м.

I0.3.3. Количество минимально допустимого остатка нефти в резервуарах насосной станции № 3.

$$G = 9324 \text{ т}$$

I0.4. Определение технологического запаса

I0.4.I. Время, необходимое для ликвидации простоев на участке нефтепровода.

Время сообщения о полной остановке $\tau_1 = 2$ мин.

Время установления причины простоя $\tau_2 = I0$ мин.

Время ликвидации неисправности τ_3. Для ложных отказов $\tau_3 = 0$. Подготовка к запуску $\tau_4 = 8$ мин.

Сообщение о готовности к пуску (включая подтверждение о готовности всех НПС одного перегона) $\tau_5 = 3$ мин.

I0.4.2. Технологический уровень в одном резервуаре насосной станции № I

$$H_т = H_{min} + \frac{4Q\tau}{\pi D^2 m} = \frac{4 \cdot I000 \cdot 43}{3,I4 \cdot 45,6^2 \cdot 4} = 2,65 \text{ м}$$

по насосным станциям № 2 и № 3

$$H_т = I,7 + \frac{4 \cdot I3500 \cdot 43}{3,I4 \cdot 45,6^2 \cdot 4} = 3,I5 \text{ м}$$

I0.4.3. Количество технологических остатков нефти на насосной станции № I

$$G_т = 10^{-3} \Sigma W \rho = I0^{-3} \cdot 6855,6 \cdot 840 = 5759 \text{ т}$$

на насосной станции № 2 (№ 3)

$$G_т = I0^{-3} \cdot 9467,2 \cdot 840 = 7952 \text{ т}.$$

Приложение II

Пример расчета поправки Δ Hкр для вертикального подпорного насоса НПВ 5000-120

Рабочая жидкость - нефть с температурой T = 313 °K

h_s = 11,4 м.ст.ж.

II.1. Критерий тепловой кавитации

$$B = \frac{(29,5)^{1,9}}{h_s} = \frac{(29,5)^{1,9}}{11,4} = 6,05$$

II.2. Относительная скорость в межлопаточном канале

$V_{мк}$ = 38,6 м/с (по таблице)

II.3. Критерий парообразования

$$Q = \frac{B V_{мк}^2}{g} = \frac{6,05 \cdot 38,6^2}{9,81} = 9014,3$$

II.4. Коэффициент температурной неравновесности для $V_{мк}$ = 38,6 м/с - Кт = 0,0018 (по графику прилож.)

II.5. Критерий фазового перехода

$$Ra = B h_s \quad 6,05 \cdot 11,4 = 68,97$$

II.6. Определяем поправку Δ Hкр

$$\lg B \Delta H_{кр} = \lg Ra + \lg \frac{1}{1 + K_T Q} =$$

$$= \lg 68,97 + \lg \frac{1}{1+0,0018 \cdot 9014,3} = 0,6$$

$B \Delta$ Hкр. = 3,981

$$\Delta \text{ Hкр.} = \frac{3,981}{6,05} = 0,66 \text{ м.}$$

Приложение I2.

Пояснения и дополнения к основным положениям методики

I. Для оперативной работы в технологической карте по эксплуатации резервуаров должны быть указаны следующие уровни взливов:

I.I. Допустимые взливы:

минимально допустимый взлив при проектной максимальной и минимальной производительности , м;

максимально допустимый взлив (с учетом температуры окружающего воздуха).

I.2. Технологические взливы в транзитных резервуарах:

минимальный взлив при проектной, максимальной и минимальной производительности , м;

максимальный взлив (с учетом температуры окружающего воздуха), м.

I.3. Максимально разрешенный эксплуатационный уровень - уровень нефти в момент окончания закрытия приемной задвижки, м.

I.4. Минимально разрешенный эксплуатационный уровень - уровень нефти в момент закрытия раздаточной задвижки, м.

2. При определении минимальных и максимальных уровней группы резервуаров с различными геодезическими отметками их днищ необходимо вносить соответствующие коррективы.

3. Для оперативных расчетов величину минимально допустимого остатка емкости резервуарных парков системы магистральных нефтепроводов определяют как часть от общей емкости

$$W_{min} = \bar{K}_{min} \cdot W_o ,$$

где W_{min} - минимально допустимый остаток (тыс.куб.м);

$\bar{K}_{min}$ - коэффициент использования резервуарной емкости;

W_o - общая емкость резервуарных парков системы (тыс.куб.м)

В табл. 2 представлены ориентировочные значения $\bar{K}_{min}$

Таблица 2

Тип резервуара	Коэффициент использования резервуарной емкости, $\bar{K}_{min}$ для резервуаров емкостью, тыс.куб.м				
	до 5	10	20	30	50
РВС	0,12	0,15	0,19	-	0,16
ЖБР	0,17	0,23	-	0,25	-

Коэффициент использования резервуарной емкости определяется из выражения

$$\bar{K}_{min} = \frac{\Sigma K_i W_i}{W_o} .$$

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НЕФТЕПРОВОДАМИ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

РД 39-0147103-393-87

Издание ВНИИСПТнефти
450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

Подписано к печати 16.10.87г. ПО0293
Формат 90х60/16. Уч.-изд.л. 1,9. Тираж 90 экз.
Заказ 233
Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru