

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТ_{нефть}

И Н С Т Р У К Ц И Я
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ РЕЗЕРВУАРНЫЙ
ПАРК - ПОДПОРНЫЕ НАСОСЫ
РД-39-30-140-79

Уфа - 1979

Министерство нефтяной промышленности

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

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**

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 вливов нефти в резервуарах;
- вибрационных характеристик подпорных насосов;
- верхних эксплуатационных вливов нефти в подключенных резервуарах.

Инструкция разработана институтом ВНИИСПНефть.

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

Инструкции по определению параметров эксплуатации системы
резервуарный парк - подпорные насосы

РД 39 - 30-140-79

Приказом Министерства нефтяной промышленности № П14

от 22 февраля 1979 г.

Срок введения установлен с 25.04.79

Срок действия до

1982 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

1.2. Минимальные - такие минимально возможные вливы нефти в резервуарах, уменьшение которых приводит к срыву работы подпорных насосов.

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

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

ности перекачки.

1.5. Условные обозначения

- h_s - давление насыщенных паров перекачиваемой нефти, м.ст.ж.;
 T - температура перекачиваемой нефти, град.К;
 $\Delta h_{дон}$ - 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;
 z - 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, м³/сек;
 n - число резервуаров

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ВХОДЕ В ПОДПОРНЫЙ НАСОС

2.1. 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

$$h_s = h_s^p [1,558 + 0,063(T - 273)], \quad (1)$$

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:

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

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

где K - коэффициент запаса согласно ГОСТ 6134-71 (приложение 2);

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

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

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

или графически (приложение 3).

B - тепловой коэффициент определяется графически (приложение 4) в зависимости от давления насыщенных паров;

δh_v - поправка на влияние вязкости жидкости

$$\delta h_v = \frac{\zeta_{\text{в.п.}} \cdot v_{\text{вх}}^2}{2g} \quad (4)$$

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

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

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

$v_{\text{вх}}$ - 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 $H_{\text{всх}}^{\text{доп}}$ (приложение 6) вместо критического кави-

тационного запаса, то последний определяют по формуле

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

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 ($Re \geq 3,3 \cdot 10^4$)

$$(\Delta h_{кр})_{неф}^{в.н.} = (\Delta h_{кр})_{вода}^{в.н.} - \Delta H_{\xi}^{кр} \quad (7)$$

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

$$(\Delta h_{кр})_{неф}^{в.н.} = (\Delta h_{кр})_{вода}^{в.н.} + (\zeta_{Re} - \zeta_{авт.}) \frac{v_{доп}^2}{2g} - \Delta H_{\xi}^{кр} \quad (8)$$

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

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

ζ_{Re} - 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:

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

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

Производительность перекачки Q , м ³ /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:

$$H_K^{min} = \Delta h_{доп} - h_{атм} - Z + h_s + h_w, \quad (10)$$

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

Таблица I.

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.	$\frac{10300}{\rho}$	$\frac{10100}{\rho}$	$\frac{9850}{\rho}$	$\frac{9600}{\rho}$	$\frac{9180}{\rho}$	$\frac{8160}{\rho}$					
	$\frac{10200}{\rho}$	$\frac{9950}{\rho}$	$\frac{9700}{\rho}$	$\frac{9400}{\rho}$	$\frac{8620}{\rho}$						

ρ - плотность нефти, кг/м³;

z - заглубление насосов, определяемое нивелированием, как разность нивелирных отметок дна резервуара и оси входного патрубка подпорного насоса, м;

h_w - гидравлические потери в подводящем нефтепроводе, м

$$h_w = h_f + h_{m.c.}, \quad (II)$$

$$h_f = \lambda \sum l_i \frac{v^2}{2g} \quad - \text{потери напора на трение};$$

$$h_{m.c.} = \sum \zeta_i \frac{v^2}{2g} \quad - \text{местные потери напора},$$

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

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\frac{v \cdot D}{\rho}}}, \quad (I2)$$

Коэффициент местных сопротивлений определяется по [1].

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

$$H_B = A + \alpha \sqrt[3]{\frac{v^2}{g \cdot A}} K_1 K_2, \quad (I3)$$

где A - расстояние от дна резервуара до оси прямо-раздаточного патрубка, м;

для железобетонных резервуаров $A = 0$;

v - скорость течения жидкости в прямо-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 $H_K^{тил}$ и $H_{вор}$ сравнивают, с целью выявления определяющего фактора и наибольшую из них принимают в качестве эксплуатационной величины минимально допустимого влива.

3.5. В случае, если величина минимального влива 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 вливов,

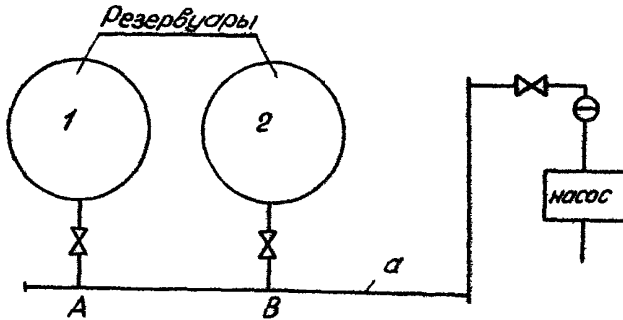


Рис.1. Схема обвязки резервуарно-насосного оборудования

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

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

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

H_1, H_2 - высота влива 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 вливу $H_{\text{воронк}}$ 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 влива для разной производительности перекачки $2A = f(H_{\text{вл}})$ (рис. 2) и критической по вибрации высоты влива от производительности перекачки $H_{\text{вл}}^{\text{кр}} = f(Q)$ (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
$2A_{\text{кр}}$, мм	0,12	0,1	0,08	0,06	0,04

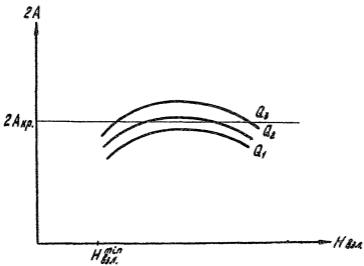


Рис.2. График зависимости $2A=f(H_{вкл})$

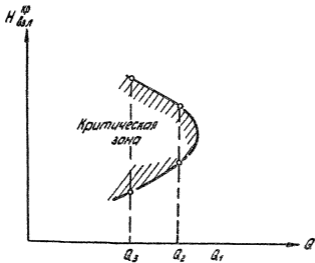


Рис.3. График зависимости $H_{вкл}^{кр}=f(Q)$

Указанные замеры вибраций производят для задней и передней подвижниковых опор насоса. Полученные графики $H_{взл}^{кр} = f(Q)$ 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:

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

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 дна 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, м³/сек.

6. ОФОРМЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

6.1 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).

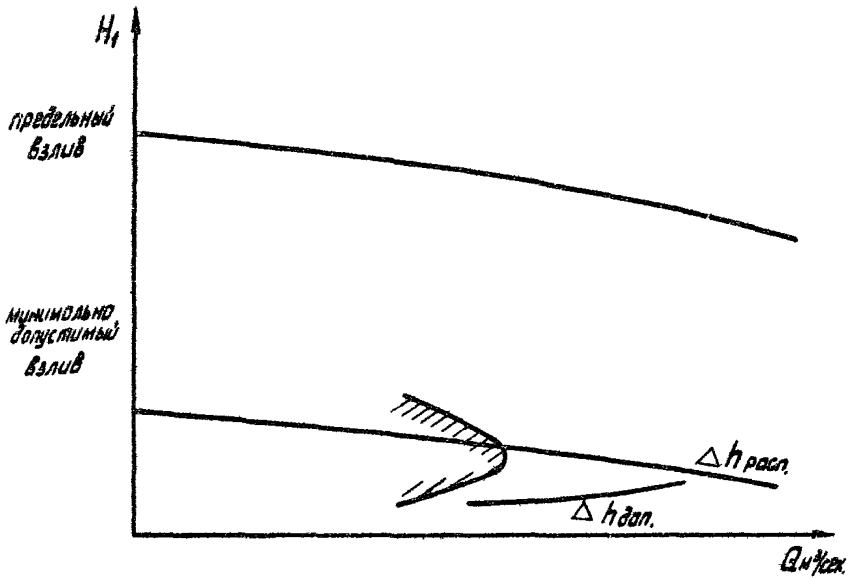


Рис. 4 Сравнительные характеристики $\Delta h_{расп.}$ и $\Delta h_{доп.}$.

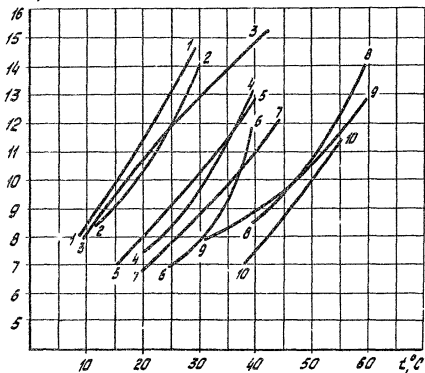
П Е Р Е Ч Е Н Ъ
нормативно-технических документов, используемых
в инструкции

1. Методика гидравлического расчета подводящих нефтепроводов подпорных насосов НПС с резервуарными парками РД 39-30-39-78, ВНИИСПНефть, 1978.
2. Методика гидравлического расчета магистральных нефтепроводов, ВНИИСПНефть, 1976.
3. ГОСТ 6134-71. Насосы динамические.

Приложение 1

Упругость паров нефтей

$h_s = \rho_s / \sigma, \text{ м}$

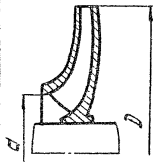
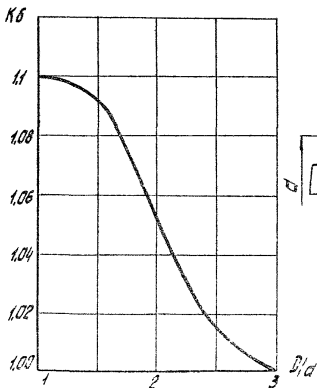
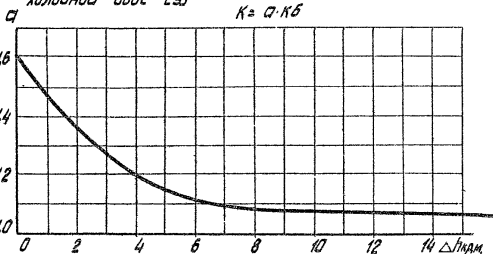


1. Бавлинская
2. Туумазинская
3. Самотлорская
4. Мухановская
5. Арланская

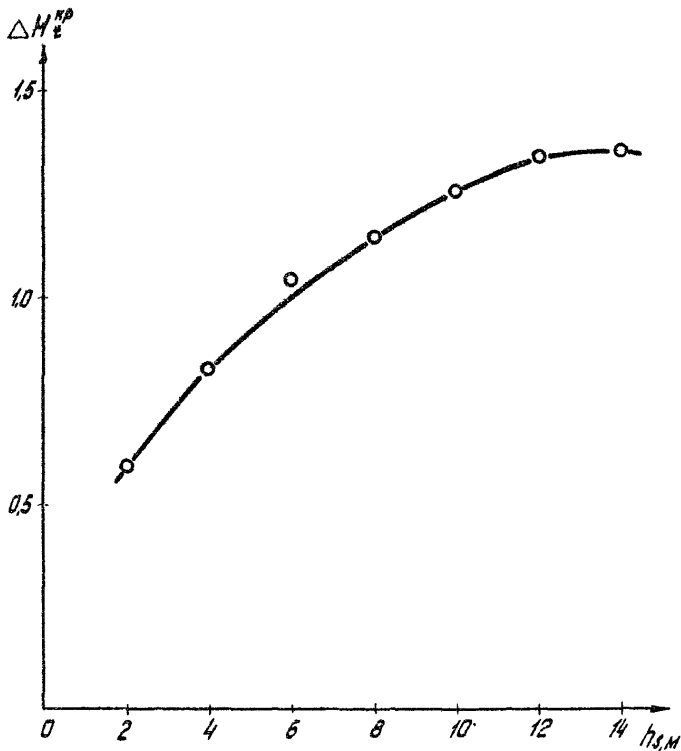
6. Ромашкинская
7. Усть-Балыкская
8. Мангышлакская
9. Сургутская
10. Небитдагская

Приложение 2

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

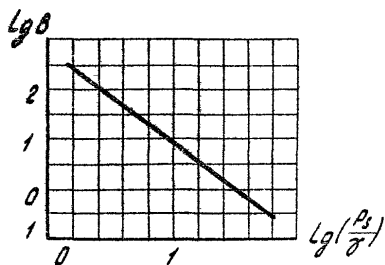


Приложение 3
Зависимость термодинамической поправки
от давления насыщенных паров



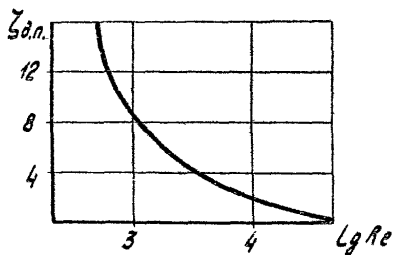
Приложение 4

*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. за-пас $\Delta H_{доп}$ (м. в. ст)	$H_{доп}$ $H_{вск}$ (м)	Диаметр раб колеса (мм)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
НМТ3600-78	3600	78	1000	3	-	-	
НМП2500-74	2500	74	1000	3	-	-	
НМП5000-115	5000	115	1000	3,5	-	-	
12НДСН	1000	24		-	5,0	460	
	900	18	960	-	6,0	400	
	800	28		-	6,0	460	
14НДСН	1260	37		-	5,0	540	
	1080	35	960	-	5,0	510	
	900	42		-	5,0	480	
18НДСН	1980	34	730	-	4,8	700	
	1600	38		-	5,0	700	
20НДСН	2200	44	730	-	4,8	765	
	2700	39		-	4,8	765	
32НД-8-1	3000	76	735	-	3,9	935	
24НДСН	4000	69	590	-	5,5	1,100	

Приложение 7

**Проектная максимальная высота налива
нефти в резервуарах**

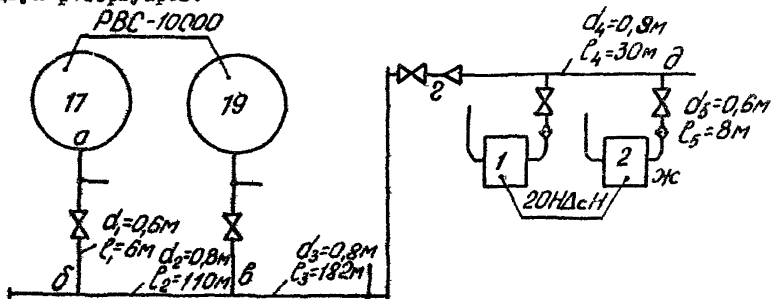
Тип резервуара	Проектная максимальная высота налива	
	без понтона и пенокамеры	с понтоном
РВС - 5 000	11,92	10,72
РВС - 10000	11,92	10,42
РВС - 20000	11,92	10,44
МБР - 10000	7,0	-
МБР - 30000	9,0	-

Приложение 8

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

П8.1. Исходные данные:

П8.1.1. Технологическая схема - типичная для случая откачки из двух резервуаров.



П8.1.2. Техническая характеристика насосного оборудования

- марка насоса - 20НДСН
- подача - $2700\text{ м}^3/\text{ч} = 0,75\text{ м}^3/\text{сек}$
- допустимая вакууметрическая высота всасывания - 4,8 м
- диаметр входного патрубка - 0,6 м
- количество - I работающий, I резервный.

П8.1.3. Резервуарные оборудования

- тип резервуара - РВС-10000
- количество резервуаров - 6

П8.1.4. Свойства и показатели перекачиваемой жидкости

- перекачиваемый продукт - смесь нефтей (на базе ромашкинской)
- температура перекачки
- минимальная $t_1 = 279^\circ\text{К}$
- максимальная $t_2 = 292^\circ\text{К}$

- плотность $\rho_{t_1} = 868,8 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{t_2} = 859,7 \text{ кг/м}^3$
- давление насыщенных паров смеси $h_s^{t_1} = 5,5 \text{ м.ст.ж.}$
 $h_s^{t_2} = 6,5 \text{ м.ст.ж.}$

П8.1.5. Заглубление подпорных насосов $\alpha = 3,04 \text{ м}$

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

П8.2.1. Критический кавитационный запас насоса при перекачке воды

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

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

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

П8.2.2. Допустимый кавитационный запас при перекачке нефти

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

Термодинамическая поправка

- для $T = 279^\circ \text{К}$: $h_s = 5,5 \text{ м.ст.ж.}$ и $H_t^{кр} = 0,92 \text{ м.ст.ж.}$
- для $T = 292^\circ \text{К}$: $h_s = 6,5 \text{ м.ст.ж.}$ и $H_t^{кр} = 1,07 \text{ м.ст.ж.}$

Вязкостная поправка

$$\delta h_v = \frac{c_{в.в.} \cdot v_{6x}^2}{2g d_{6x} \cdot \nu}$$

Число Рейнольдса $Re = \frac{v_{6x} \cdot d_{6x}}{\nu}$

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

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

Для обоих случаев $c_{в.в.} \approx 0$ и $\delta h_v = 0$.

- для $T = 279^\circ \text{К}$ $\Delta h_{доп}^{неф} = 1,15(4,9 - 0,92 + 0) = 4,58 \text{ м.стж}$
- для $T = 292^\circ \text{К}$ $\Delta h_{доп}^{неф} = 1,15(4,9 - 1,07 + 0) = 4,41 \text{ м.ст.ж}$

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

$$h_{6x} = h_{доп}^{неф} + h_s - \frac{v_{6x}^2}{2g}$$

$$\text{- для } T = 279^\circ \text{К} \quad h_{6x} = 4,58 + 5,5 - \frac{2,66^2}{2 \cdot 9,8} = 9,32 \text{ м стж}$$

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

П8.2.4. Такие же расчеты сделаны для подачи насоса

$Q = 0,67; 0,556; 0,445 \text{ м}^3/\text{сек}$. Полученные результаты сводятся в таблицу.

Производительность перекачки $Q, \text{ м}^3/\text{сек}$	Температура перекачиваемой нефти $T, ^\circ\text{К}$	Минимальное давление на входе в насос, М.ст.ж.
0,75	279	9,32
0,75	292	10,55
0,67	279	9,36
0,67	292	10,58
0,556	279	9,33
0,556	292	10,57
0,445	279	9,33
0,445	292	10,56

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

П8.3.1. Напор, определяемый атмосферным давлением

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

$$\text{— для } T = 292^\circ\text{К} \quad h_{\text{атм}} = \frac{10300}{\rho_{t_2}} = \frac{10300}{869,7} = 12 \text{ м}$$

П8.3.2. Гидравлические потери в подводящем нефтепроводе

Участок "а"-"а" $d_1 = 0,6 \text{ м}; l_1 = 6 \text{ м}$

$$\text{Скорость } U_1 = \frac{4Q}{\pi d_1^2} = \frac{4 \cdot 0,375}{3,14 \cdot 0,6^2} = 1,33 \text{ м/сек}$$

$$\text{Число Рейнольдса } Re_1 = \frac{U_1 d_1}{\nu}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

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

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

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

- для $T = 292^{\circ}\text{K}$

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

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

Гидравлические потери на участке "а"- "б"

$$h_{ув}^1 = (\zeta_{\text{вх}} + \zeta_{\text{тр}} + \zeta_{\text{зав}} + \zeta_{\text{отв}} + \lambda \frac{L}{d_1}) \frac{v_1^2}{2g}$$

- для $T = 279^{\circ}\text{K}$

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

- для $T = 292^{\circ}\text{K}$

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

Участок "б"- "в" $d_2 = 0,8 \text{ м}; L_2 = 110 \text{ м}$

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

- для $T = 279^{\circ}\text{K}$

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

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

- для $T = 292^{\circ}\text{K}$

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

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

Гидравлические потери на участке "б"- "в"

$$h_{ув}^2 = (\zeta_{\text{отв}} + \lambda_2 \frac{L_2}{d_2}) \frac{v_2^2}{2g}$$

- для $T = 279^{\circ}\text{K}$

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

- для $T = 292^{\circ}\text{K}$

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

Участок "в"- "г" $d_3 = 0,8 \text{ м}; L_3 = 182 \text{ м}$

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

- для $T = 279^{\circ}\text{K}$

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

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

- для $T = 292^{\circ}\text{K}$

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

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

Гидравлические потери на участке "в"- "г" $\frac{\rho_3}{\rho_2} \frac{v_3^2}{2g}$

$$h_w^3 = (\rho_{тр}^{loc} + \rho_{тр}^{прок} + \rho_{отб} + \rho_{отб}^{пов} + \rho_{зод} + \rho_{зод}^{пов} + \lambda_3 \frac{L_3}{d_3}) \frac{v_3^2}{2g}$$

- для $T = 279^\circ K$

$$h_w^3 = (0,51 + 0,15 + 0,35 + 1,4 + 0,2 + 0,1 + 0,0208 \frac{182}{0,8}) \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,8} = 0,855 м$$

- для $T = 292^\circ K$

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

Участок "г"- "д" $d_4 = 0,9 м$; $L_4 = 30 м$

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

- для $T = 279^\circ K$

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

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

- для $T = 292^\circ K$

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

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

Гидравлические потери на участке "г"- "д"

$$h_w^4 = (2 \rho_{тр}^{прок} + \lambda_4 \frac{L_4}{d_4}) \frac{v_4^2}{2g}$$

- для $T = 279^\circ K$

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

- для $T = 292^\circ K$

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

Участок "д"- "ж" $d_5 = 0,6 м$, $L_5 = 8 м$

Скорость $v_5 = \frac{4 \cdot 0,75}{3,14 \cdot 0,6^2} = 2,66 м/сек$

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

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

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

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

Гидравлические потери на участке "д"- "ж"

$$h_w^5 = (\rho_{тр}^{пов} + \rho_{зод} + \rho_{зод}^{пов} + \rho_{отб} + \lambda_5 \frac{L_5}{d_5}) \frac{v_5^2}{2g}$$

- для $T = 279^\circ K$

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

- для $T = 292^\circ K$

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

Суммарные гидравлические потери в подводщем нефтепроводе

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

- для $T = 279^{\circ}\text{K} \sum h_w = 0,15 + 0,183 + 0,855 + 0,0713 + 1,15 = 2,41\text{ м}$
- для $T = 292^{\circ}\text{K} \sum h_w = 0,147 + 0,168 + 0,773 + 0,063 + 1,14 = 2,29\text{ м}$

Минимальный допустимый взлив в резервуаре № 17

- $$H_k^{min} = \Delta h_{доп}^{неф} - h_{атм} - \xi + h_s + \sum h_w$$
- для $T = 279^{\circ}\text{K} H_k^{min} = 4,58 - 11,9 - 3,04 + 5,5 + 2,41 = -2,44\text{ м}$
 - для $T = 292^{\circ}\text{K} H_k^{min} = 4,41 - 12 - 3,04 + 6,5 + 2,29 = -1,84\text{ м}$

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.

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

Для резервуаров типа РВС с боковым расположением прямо-раздаточного патрубка

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

$$A = 0,73 \text{ м}$$

$$d = 0,6 \text{ м}$$

Скорость потока в прямо-раздаточном патрубке

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

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

ПВ.3.4. Принимаем минимальную величину взлива при опорожнении резервуара № 19, исходя из условия прохвата воздуха

$$H^{min} = 1,8 \text{ м}$$

ПВ. 4. Определение максимального эксплуатационного взлива

$$H^{max} = 0,95 H_0 - \frac{4 Q^2}{\pi^2 D^5}$$

Для РВС-10000 с пенокамерой $H_0 = 10,7\text{ м}$

Диаметр резервуара $D = 34,2\text{ м}$

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

$$t = 3600 \text{сек}$$

Число подключенных резервуаров $n = 2$

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

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 , м ³ /сек	Температура перекачиваемой T , °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 вслива в ближнем к подпорной резервуаре при опорожнении резервуаров - 185см и максимальную высоту вслива - 8,7м.

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

Пример расчета
критического кавитационного запаса
вертикального подпорного насоса
НПВ 2500х80

П9.1. Исходные данные

Подача насоса $Q = 0,7 \text{ м}^3/\text{сек}$

Критический кавитационный запас на входе в стакан насоса

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

Перекачиваемая нефть

- вязкость $\nu = 1,1 \times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{сек}$

- давление насыщенных паров $h_g = 8 \text{ м. ст. ж.}$

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

Диаметр входа нижнего патрубка насоса $d_n = 0,38 \text{ м}$

П9.2. Скорость во входном патрубке стакана вертикального насоса

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

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

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

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

П9.4. Термодинамическая поправка

для $h_g = 8 \text{ м. ст. ж.}$ $\Delta H_t^{кр} = 1,26$

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

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

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

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

СО 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 допустимо- го залива нефти в резервуарах	7
4. Определение вибрационных характеристик под- порных насосов	10
5. Определение максимальных эксплуатационных заливов	12
6. Оформление технической документации	13
Приложение 1	
Упругость паров нефтей	16
Приложение 2	
Графики определения коэффициента кавитацион- ного 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 2500x80	30

ИНСТРУКЦИЯ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ
РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК - ПОДПОРНЫЕ НАСОСЫ

РД 39-30-140-79

ВНИИСПнефть
450055, г.Уфа, пр. Октября, 144/3
Редактор Л. Д. Чернышева

Подписано к печати 4.05.79 П03318
Формат 60x90 1/16. Уч.-изд. л.-I, 5. Тираж 150
Цена 7 коп. Заказ 410

Ротапринт ВНИИСПнефти