

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Методические указания по выполнению
практических работ по дисциплине
«Основы сооружения объектов транспорта нефти и газа»**

Специальность
Специализация

21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
Техника и технологии производства сжиженного
природного газа, транспортировки и
распределения

Год начала обучения
Форма обучения
Реализуется в семестре

2026
очная заочная очно-заочная
_____ _____ _____5_____

Ставрополь, 2026

Содержание

Предисловие	4
Практическое занятие №1 Технологический расчет магистрального нефтепровода	5
1.1 Определение толщины стенки нефтепровода.	
1.2 Гидравлический расчет нефтепровода.	
1.3 Выбор насосно-силовое оборудования.	
1.4 Определение числа насосных станций.	
1.5 Расстановка НПС по трассе нефтепровода.	
1.6 Аналитическая проверка работы НПС.	
Практическое занятие №2 Расчеты при подготовки нефти и газа	28
2.1 Расчеты нефтегазовых сепараторов на пропускную способность по газу и жидкости	
2.2 Расчет сепарации газа в газонефтяных сепараторах первой ступени	
Практическое занятие №3 Определение толщины стенки трубопровода в напряженном состоянии	42
Практическое занятие №4 Проверка подземного и наземного (в насыпи) трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций	46
Практическое занятие №5 Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно-укладочных работах	50
Практическое занятие №6 Определение шага расстановки пригрузов при укладке трубопровода в обводненной местности	57
Практическое занятие №7. Катодная защита объектов транспорта нефти и газа	61
7.1 Принцип действия катодной защиты	
7.2 Расчет катодной защиты	
Практическое занятие №8 Протекторная защита трубопроводов и резервуаров	77
8.1 Протекторная защита магистральных трубопроводов	
8.2 Протекторная защита днища стальных резервуаров от почвенной коррозии	
8.3 Расчет протекторной защиты с помощью групповых установок	
Список рекомендуемой литературы	88
Приложения	89

Тема №1. Технологический расчет магистрального нефтепровода

1.1 Определение толщины стенки нефтепровода.

1.2 Гидравлический расчет нефтепровода.

1.3 Выбор насосно-силовое оборудования.

1.4 Определение числа насосных станций.

1.5 Расстановка НПС по трассе нефтепровода.

1.6 Аналитическая проверка работы НПС.

Цель: «Сделать гидравлический расчет нефтепровода длиной L , производительность G . Сделать механический расчет нефтепровода, подобрать насосно- силовое оборудование, определить число НС, расставить их по трассе. Сделать аналитическую проверку работы НПС и построить график Q - H работы НПС и МН. Рассчитать режим работы трубопровода и НПС».

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом, ПК-10 способностью участвовать в исследовании технологических процессов, совершенствовании технологического оборудования и реконструкции производства.

Актуальность: Технологический расчет магистрального нефтепровода необходим для надежной и безопасной работы магистральной.

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

Вопросы для обсуждения:

1. Как определить режим течения нефти в нефтепроводе?

2. По какой формуле находят потери напора на трение в нефтепроводе?
3. С какой целью строят совместный график работы нефтепровода и НПС?
4. От чего зависит эквивалентная шероховатость труб?
5. Как зависит вязкость и плотность нефти от температуры?

Методические рекомендации

1. Определение плотности при расчетной температуре:

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta_p (t - 20^\circ\text{C})}, \quad (1.1)$$

где t – расчетная температура; β_p – коэффициент объемного расширения.

$$\begin{aligned} \rho_{20} &= 830 - 839 \text{ кг/м}^3 & \beta_p &= 0,000868 \text{ 1/}^\circ\text{C} \\ \rho_{20} &= 840 - 849 \text{ кг/м}^3 & \beta_p &= 0,000841 \text{ 1/}^\circ\text{C} \\ \rho_{20} &= 850 - 859 \text{ кг/м}^3 & \beta_p &= 0,000818 \text{ 1/}^\circ\text{C} \\ \rho_{20} &= 860 - 869 \text{ кг/м}^3 & \beta_p &= 0,000868 \text{ 1/}^\circ\text{C}. \end{aligned}$$

2. Определение вязкости при расчетной температуре:

$$\nu_t = \nu_* \cdot e^{-u(t-t_*)}; \quad (1.2)$$

$$u = \frac{1}{t_1 - t_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \quad (1.3)$$

где ν_* - вязкость при любой известной температуре, например $t_* = 20^\circ\text{C}$.

3. Определение расчетной производительности:

$$Q_{расч} = \frac{G}{\rho_t \cdot N_p \cdot 24} = Q, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{час}} \right] / 3600 = Q, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right], \quad (1.4)$$

где N_p - число рабочих дней трубопровода в году, определяется в зависимости от диаметра D и длины L трубопровода по приложению 22;

$Q, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{час}} \right]$ - для выбора марки насоса;

$Q, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right]$ - для гидравлического расчета.

4. Чтобы определить N_p , необходимо знать диаметр D трубопровода; D определяется в зависимости от G , [млн. т./год] по прил. 23.

Определяется наружный диаметр - D_n . Чтобы определить внутренний диаметр $D_{вн}$, нужно рассчитать толщину стенки нефтепровода по формуле:

$$5. \quad \delta = \frac{n_1 \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (n_1 \cdot P + R_1)}, \quad (1.5)$$

где $n_1=1,15$;

$R_1 = R_{н1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_n}$; для расчета принимаем $R_{н1} = 500$ МПа; $m_0 = 0,9$;

$k_1 = 1,4$; $k_n=1$;

P – внутреннее давление в трубопроводе, определяется, исходя из давления, создаваемого основными насосами и подпорным насосом, т.е. чтобы определить δ , надо найти P . Для этого по часовой производительности нужно определить марку насоса и найти напор насоса при максимальном роторе, приняв число рабочих насосов равным трем. Напор основных насосов будет $3H_{осн}$, затем нужно по $Q_{час}$ определить марку подпорного

насоса и напор подпорного насоса при максимальном роторе H_n , затем найти рабочее давление в трубопроводе.

$$P_{раб} = (H_n + 3 \cdot H_{осн}) \cdot \rho_t \cdot g . \quad (1.6)$$

После этого нужно сравнить рабочее давление с давлением, рекомендованным в приложении для Вашей производительности. Если $P_{раб}$ получается больше, чем рекомендованный интервал, то необходимо взять H_n и $H_{осн}$ по нижнему ротору насоса и снова проверить $P_{раб}$

$$P_{раб} = (H_n' + 3 \cdot H_{осн}') \cdot \rho_t \cdot g \leq P_{раб.прил} . \quad (1.7)$$

1. После определения $P_{раб}$ рассчитывают δ - толщину стенки нефтепровода по п. 5. Значение δ округляют до большего ближайшего значения по сортаменту и определяют внутренний диаметр нефтепровода, необходимый для гидравлического расчета.

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta . \quad (1.8)$$

2. Затем определяют режим течения нефти в нефтепроводе:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu_t} , \quad (1.9)$$

где Q – секундный расход, м³/с; D – внутренний диаметр трубопровода, м; ν_t - кинематическая вязкость при расчетной температуре, м²/с.

3. Затем определяют граничные значения Re : Re_I и Re_{II}

$$Re_I = \frac{10 \cdot D}{e} ; \quad (1.10)$$

$$Re_{II} = \frac{500 \cdot D}{e} , \quad (1.11)$$

где e – абсолютная шероховатость трубопровода, принимается по ВНТП-2-86, $e = (0,1 \div 0,2)$ мм; D – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Если $2320 < Re < Re_I$, то режим течения – турбулентный (зона Блазеуса). Тогда

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} ; \quad (1.12)$$

где $m = 0,25$; $\beta = 0,0246$.

Если $Re_I < Re < Re_{II}$, то режим течения – турбулентный (зона смешанного закона сопротивления). Тогда

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{e}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} ; \quad (1.13)$$

где $m = 0,123$; $\beta = 0,0802 \cdot 10^{0,127 \lg \frac{e}{D} - 0,627}$.

4. Определив λ - коэффициент гидравлического сопротивления, находят потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_l = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} , \quad (1.14)$$

где L – длина трубопровода, м; D – внутренний диаметр нефтепровода, м; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; v – скорость течения нефти, м/с

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}, \quad (1.15)$$

где Q – расход трубопровода, м³/с.

5. Затем определяют полные потери напора в трубопроводе, м:

$$H = 1,01 \cdot h_l + \Delta z + H_k. \quad (1.16)$$

Также определяют гидравлический уклон:

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}. \quad (1.17)$$

11. Затем определяют напор одной станции:

$$H_{ст} = k \cdot H_{осн} - h_{вн}, \quad (1.18)$$

где k – число основных насосов, $k = 3$; $H_{осн}$ – напор основного насоса (определяется по Q – H характеристике насоса в приложении); $h_{вн}$ – внутристанционные потери напора, $h_{вн} = 15 \text{ м}$, по ВНТП 2-86.

12. Затем определяют число станций:

$$n = \frac{1,01 \cdot i \cdot L + \Delta z + H_k - H_n}{k \cdot H_{осн} - h_{вн}}. \quad (1.19)$$

Затем число станций округляют:

- а) в большую сторону;
- б) в меньшую сторону.

Если $n_1 > n$, то определяют действительный напор одного насоса; но сначала определяют действительно необходимый напор одной станции:

$$H_{cm}' = \frac{1,01 \cdot i \cdot L + \Delta z + H_k - H_n}{n_1}; \quad (1.20)$$

$$H_{нас}' = \frac{H_{cm}' + h_{вн}}{k} = \frac{H_{cm}' + 15}{3}; \quad (1.21)$$

Уточнив $H_{нас}'$, производят обточку рабочего колеса насоса.

$$\frac{D_2'}{D} = \sqrt{\frac{H_{нас}' + b \cdot Q^2}{a}} = \sqrt{\frac{H_{нас}' \cdot (Q_2^2 - Q_1^2) + (H_1 - H_2) \cdot Q^2}{H_1 \cdot Q_2^2 - H_2 \cdot Q_1^2}}, \quad (1.22)$$

где Q – рабочая производительность, м³/с; H_1 – напор при Q_1 , м; H_2 – напор при Q_2 , м; $H_1, Q_1; H_2, Q_2$ – любые точки, взятые с Q - H характеристики насоса.

13. После обточки рабочего колеса насоса делают расстановку по трассе, с округлением числа станций в большую сторону.

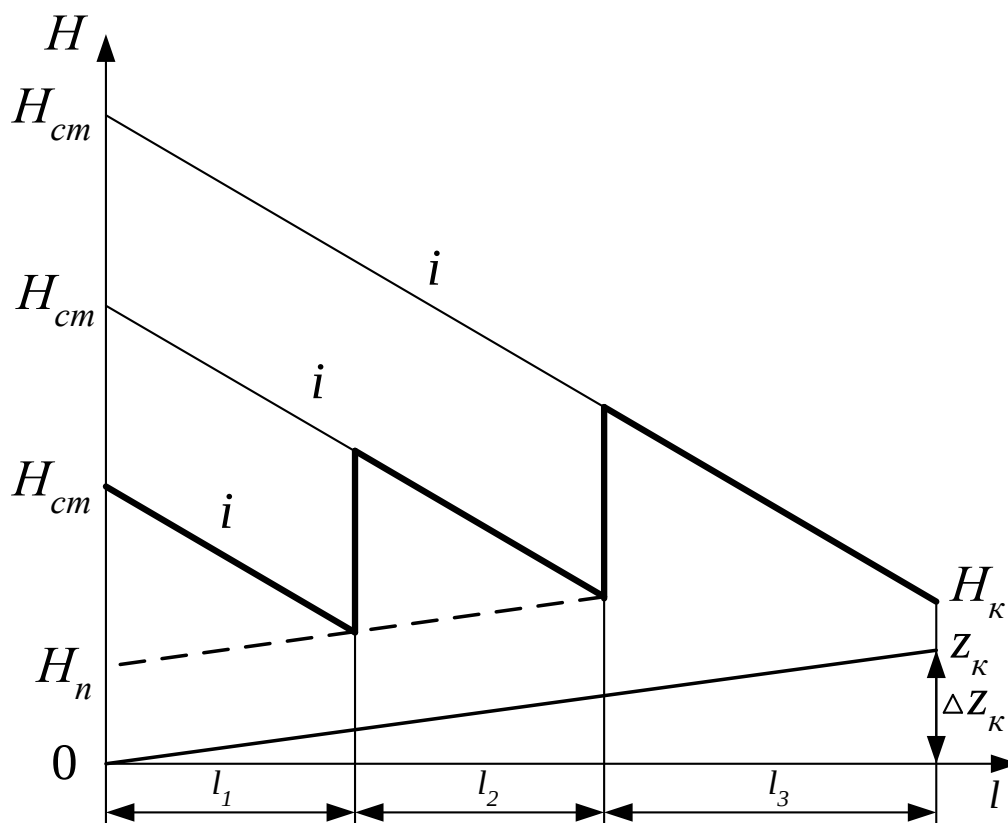


Рисунок 1.1 Расстановка станций по трассе

Затем заполняют таблицу 1.1

Таблица 1.1 – Месторасположение станций по трассе

№ НПС	км	Z	Расстояние между НПС	Отметки перегонов
1	0	0		
			l_1	$Z_2 - Z_1$
2	l_1	Z_2		
			l_2	$Z_3 - Z_2$
3	$l_1 + l_2$	Z_3		
			l_3	$Z_k - Z_3$
КП	$l_1 + l_2 + l_3$	Z_k		

14. После определения местоположения насосных станций на трассе, определения длин между ними и отметок, производят аналитическую проверку режима работы всех НПС, для этого необходимо определить $[H_{дон}]$ и $[\Delta H_{дон}]$:

$$[H_{\partial on}] = \frac{[P_{\partial on}]}{\rho_t \cdot g}; \quad (1.23)$$

$$[P_{\partial on}] = \frac{2 \cdot \delta \cdot R_1}{n_1 \cdot (D_H - 2 \cdot \delta)}, \quad (1.24)$$

где δ - округленная в большую сторону толщина стенки по сортаменту;

$$[\Delta H_{\partial on}] = |H_s| + h_{вс}; \quad (1.25)$$

$$H_s = \frac{P_a - P_y}{\rho_t \cdot g} - \Delta h_{проткав.}, \quad (1.26)$$

где $P_a = 760$ мм.рт.ст.; $P_y = 500$ мм. рт. ст.; $\Delta h_{прот. кав.}$ определяется с графика $Q-H$ насоса, [м]; $h_{вс} = 10$ (м).

Проверяют режим работы станций из условий:

$$H_{см} \leq [H_{\partial}]; \quad (1.27)$$

$$\Delta H_{см} \geq [\Delta H_{\partial}], \quad (1.28)$$

$$H_{\kappa} \approx 30 \text{ м} \quad (1.29)$$

.

$$H_{см_1} = H_n + k \cdot H_{оч} - h_{вн} \leq [H_{\partial}]; \quad (1.30)$$

$$\Delta H_{см_1} = H_{см_1} - 1,01 \cdot i \cdot l_1 - \Delta z_{2-1} \geq [\Delta H_{\partial}]; \quad (1.31)$$

$$H_{cm_2} = \Delta H_{cm_2} + k \cdot H_{осн} - h_{вн} \leq [H_{\delta}]; \quad (1.32)$$

$$\Delta H_{cm_3} = H_{cm_2} - 1,01 \cdot i \cdot l_2 - \Delta z_{3-2} \geq [\Delta H_{\delta}]; \quad (1.33)$$

$$H_{cm_1} = H_n + k \cdot H_{осн} - h_{вн} \leq [H_{\delta}]; \quad (1.34)$$

$$H_k = H_{cm_3} - 1,01 \cdot i \cdot l_3 - \Delta z_{k-3} \geq H_{\kappa}. \quad (1.35)$$

Если проверка сошлась, следовательно, станции расставлены верно.

15. Затем строят совместный график работы нефтепровода и всех НПС и определяют графически рабочую точку системы (рисунок 1.2).

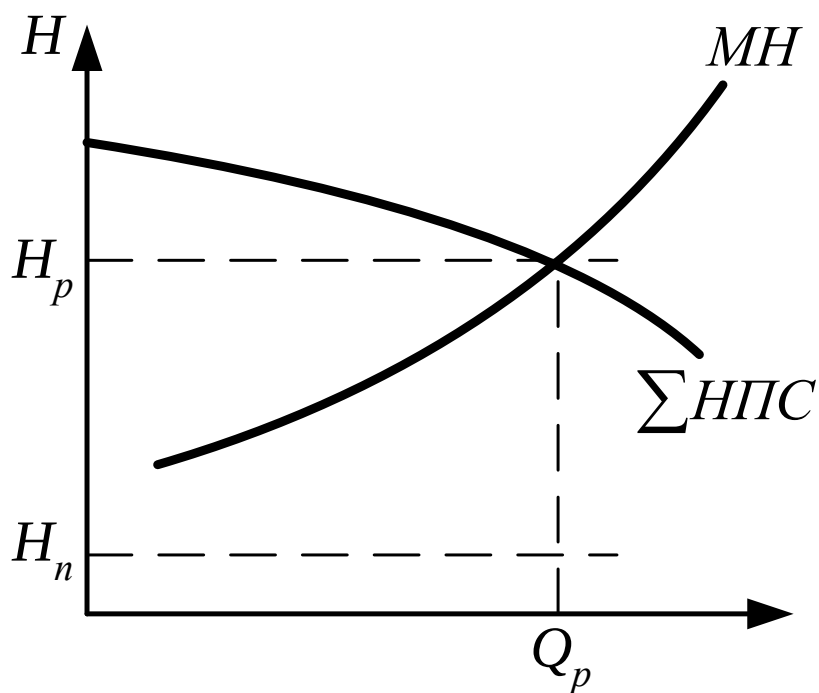


Рисунок 1.2 – Q-H характеристики всех НПС и МН

Для построения графика НПС находят для нескольких значений Q соответствующие им значения H основных насосов (после обточки), а также определяют H подпорного насоса.

H_n - откладывают один раз;

$$\sum H_{НПС} = k \cdot n \cdot H_{осн}, \quad (1.36)$$

где k – число насосов на НПС; n – число НПС на трассе нефтепровода. Затем рисуют график всех НПС

После этого аналитически определяют значения потери напора для произвольно задаваемых производительностей нефтепровода (берут 3 – 4 точки) по формуле:

$$H = 1,01 \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu_t^m \cdot L}{D^{5-m}} + \Delta z + H_k \quad (1.37)$$

Затем строят график нефтепровода и определяют координаты рабочей точки $Q_{раб}$ и $H_{раб}$ и сравнивают их с $Q_{расч}$ и $H_{расч}$, т.е. графически рабочая точка подтверждает правильность гидравлического расчета и выбора насосно-силового оборудования.

Пример расчета. Технологический расчет МН.

Сделать гидравлический расчет нефтепровода, если длина его

$L = 600$ км, производительность $G = 34$ млн./год. Заданы вязкость и плотность нефти: $\rho_{20} = 852$ кг/м³; $\nu_{20} = 48$ сСт; $\nu_{50} = 22$ сСт.

Расчетная температура нефти $t = 7$ °С, минимальная температура нефти в трубопроводе.

Сделать механический расчет нефтепровода, подобрать насосно-силовое оборудование, определить число НС, расставить их по трассе с

округлением в большую сторону. Сделать аналитическую проверку работы НПС и построить график Q-H работы НПС и МН. Рассчитать режим работы трубопровода и НПС.

Решение

1. Определение плотности нефти при заданной температуре:

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta_p(t - 20^\circ)} = \frac{852}{1 + 0,000818(7 - 20)} = 861,16 \text{ кг/м}^3.$$

2. Определение вязкости нефти при t_p :

$$\nu_t = \nu_* e^{-u(t-t_*)} = 48 e^{-0,026(7-20)} = 67,3 \text{ сСт},$$

$$u = \frac{1}{t_1 - t_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1} = \frac{1}{50 - 20} \ln \frac{48}{22} = 0,026.$$

3. Определение расчетной производительности

$$Q_{расч} = \frac{G}{\rho_t N_{24}} = Q, \text{ м}^3/\text{час},$$

т.к $G = 34$ млн. т/год, тогда $D = 1020$ мм (прил. 23).

Число рабочих дней $N_p = 349$ (прил. 22).

$$Q_{расч} = \frac{34 \cdot 10^9}{861,16 \cdot 349 \cdot 24} = 471366 \text{ м}^3/\text{час} = 1,31 \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Определение толщины стенки:

$$\delta = \frac{n_1 P D_n}{2(n_1 P + R_1)},$$

где $n_1 = 1,15$.

4. Определяем марку насоса и найдем напор насоса при верхнем и нижнем роторе, приняв число рабочих насосов равным 3. Напор основных насосов $3H_{осн}$

$$R_1 = R_{н1} \frac{m_0}{K_1 K_n} = 530 \cdot \frac{0,9}{1,47 \cdot 1} = 324,5,$$

$m_0=1,47$; $K_n=1$; $R_{н1}=530$ МПа. Сталь 13Г2АФ, ТУ 14-3-1424-86.
Изготовитель – Новомосковский трубный завод.

Выбираем насос НМ 5000-210 по $Q_{раб}$ (м³/час).

Характеристика работы насоса

При

$$Q=4713,66 \text{ м}^3/\text{час} \approx 4714 \text{ м}^3/\text{час},$$

$$H_1=220 \text{ м (ротор верхний)},$$

$$H_2=160 \text{ м (ротор нижний)}.$$

Подпорный: НПВ 5000-120

При

$$Q=4714 \text{ м}^3/\text{час},$$

$$H_1=123 \text{ м (ротор верхний)},$$

$$H_2=92 \text{ м (ротор нижний)}.$$

Считаем, что у нас 3 основных и 1 подпорный насос.

Найдем рабочее давление в трубопроводе

$$P_{раб} = (H_n + 3H_{осн})\rho_t g ;$$

$$а) P_{раб1} = (123 + 3 \cdot 220) \cdot 861,16 \cdot 9,81 = 6,6 \text{ МПа};$$

$$б) P_{pa\delta 2} = (92 + 3 \cdot 160) \cdot 86116 \cdot 9,81 = 4,8 \text{ МПа};$$

$$в) P_{pa\delta} = (123 + 3 \cdot 160) \cdot 86116 \cdot 9,81 = 5,1 \text{ МПа}.$$

Выбираем вариант в), т.е. нижний ротор как $H_{осн}$.

5. Определим толщину стенки трубы при $P_{pa\delta} = 5,1 \text{ МПа}$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 5,1 \cdot 1020}{2(1,15 \cdot 5,1 + 324,5)} = 9,05 \text{ мм},$$

принимаем $\delta = 9,2 \text{ мм}$, как ближайшую большую по сортаменту, сталь 13Г2АФ, Новомосковский трубный завод.

$$D_{вн} = D_n - 2\delta ;$$

$$D_{вн} = 1020 - 2 \cdot 9,2 = 1001,6 \text{ мм}.$$

6. Режим течения нефти в нефтепроводе:

$$Re = \frac{4Q}{\pi D_{вн} \nu_t}$$

$$Re = \frac{4 \cdot 1,31}{3,14 \cdot 1,0016 \cdot 67,3 \cdot 10^{-6}} = 24757.$$

7. Определяем число Рейнольдса:

$$Re_I = \frac{10D}{e} = \frac{10 \cdot 1001,6}{0,15} = 66773,$$

$$Re_{II} = \frac{500D}{e} = \frac{500 \cdot 1001,6}{0,15} = 333866,$$

$$2320 < 24757 < Re_I .$$

турбулентный режим, зона Блазеуса:

$$m=0,25; \beta=0,0246;$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{24757^{0,25}} = 0,02522 .$$

8. Гидравлический уклон:

$$i = \lambda \frac{1}{D} \frac{v^2}{2g} = \frac{0,02522 \cdot 1,66^2}{1,0016 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0035 ;$$

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 1,31}{3,14 \cdot 1,0016^2} = 1,66 \text{ м/с};$$

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} = \frac{0,0246 \cdot 1,31^{2-0,25} \cdot (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{5-0,25}} = \frac{0,003574075}{1,0076} = 0,0035 .$$

9. Потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_l = \lambda \frac{LV^2}{D2g} = i \cdot L = 0,0035 \cdot 600000 = 2121,9 \text{ м.}$$

10. Полные потери напора в нефтепроводе:

$$H = 1,01h_l + \Delta Z + H_k , H_k=30 \text{ м};$$

$$H = 1,01 \cdot 2121,87 + 100 + 30 = 2273,09 \approx 2273 \text{ м, при } \Delta Z=100 \text{ м.}$$

11. Напор одной станции.

$$H_{cm} = \kappa \cdot H_{осн} - h_{вн}.$$

$h_{вн}=15$ м внутростанционные потери.

$$H_{cm} = 3 \cdot 160 - 15 = 465 \text{ м.}$$

12. Определяем число станций.

$$n = \frac{1,01 \cdot i \cdot l + \Delta Z + H_k - H_n}{kH_{осн} - h_{вн}} = \frac{1,01 \cdot 0,0035 \cdot 600000 + 100 + 30 - 123}{3 \cdot 160 - 15} = 4,6.$$

а) округляем в большую сторону $n_1 > n$, $n_1 = 5$ станций.

Действительно необходимый напор одной станции:

$$H'_{cm} = \frac{1,01 \cdot i \cdot l + \Delta Z + H_k - H_n}{n_1} = \frac{1,01 \cdot 0,0035 \cdot 600000 + 100 + 30 - 123}{5} = 425,6 \text{ м.}$$

Действительный напор одного насоса

$$H'_{нас} = \frac{H'_{cm} + h_{вн}}{K} = \frac{425,6 + 15}{3} = 146,87 \text{ м.}$$

Производим обрезку рабочего колеса:

$$\frac{D'_2}{D_2} = \sqrt{\frac{H'_{нас} + \nu Q^2}{a}} = \sqrt{\frac{H'_{нас}(Q_2^2 - Q_1^2) + (H_1 - H_2)Q^2}{H_1 Q_2^2 - H_2 Q_1^2}}.$$

$$Q_2 = 4800 \text{ м}^3/\text{час} = 1,33 \text{ м}^3/\text{с}, H_2 = 157 \text{ м}, Q_1 = 3200 \text{ м}^3/\text{час} = 0,89 \text{ м}^3/\text{с}, H_1 = 207$$

м.

$$\frac{D'_2}{D_2} = \sqrt{\frac{146,87(1,33^2 - 0,89^2) + (207 - 157)1,31^2}{207 \cdot 1,33^2 - 157 \cdot 0,89^2}} = \frac{229,68}{241,8} = 0,948,$$

т.е. обрезаем на 5,2%

$$D'_2 = D_2 \cdot 0,948 = 405 \cdot 0,948 = 384 \text{ мм} - \text{новый диаметр ротора.}$$

Расстановка НПС по трассе при $n_1 > n$. Необходимо вычислить масштаб по вертикали и отложить ΔZ , H_k в масштабе напоров станций. Затем откладывают величину напора подпорного насоса и напор станции n_1 раз и соединяют суммарный напор станций с H_k , получают линию гидравлического уклона i . Месторасположение станций определяют пересечением линии гидравлического уклона с линией, отстающей от профиля на величину подпора. Эти точки переносят на профиль трассы.

13. Проверка режима работы всех НПС.

$$[P_{don}] = \frac{2\delta R_1}{n_1(D_n - 2\delta)} = \frac{2 \cdot 9,2 \cdot 324,5}{1,15 \cdot 10016} = 5,18 \text{ МПа};$$

$$[H_{don}] = \frac{[P_{don}]}{\rho_t g} = \frac{5,18 \cdot 10^{-6}}{86116 \cdot 9,81} = 6136 \text{ м};$$

$$H_s = \frac{P_a - P_y}{\rho_t} - \Delta h_{прот.кав.}.$$

$P_a = 760$ мм рт. ст., $P_y = 500$ мм рт. ст., по $Q-H$ характеристике насоса $\Delta h_{прот.кав.} = 38$ м

$$H_s = \frac{(760 - 500) \cdot 133,3}{86116 \cdot 9,81} - 38 = -33,9 \text{ м.}$$

Насос не обладает самовсасывающей способностью, нужен подпор, величиной

$$[\Delta H_{don}] = |-33,9| + 10 = 43,9 \text{ м.}$$

Проверяем режим работы станций из условий:

$$H_{cm} \leq [H_{don}]$$

$$\Delta H_{cm} \geq [\Delta H_{don}], \text{ при } H_k = 30 \text{ м;}$$

$$H_{cm1} = H_n + kH_{оч} - h_{вн} \leq [H_{don}];$$

$$H_{cm1} = 123 + 3 \cdot 146,87 - 15 = 548,61 \leq 613,6 \text{ м;}$$

$$\Delta H_{cm2} = H_{cm1} - 1,01 \cdot i \cdot l_{1-2} - \Delta Z_{2-1} \geq [H_{don}];$$

$$\Delta H_{cm2} = 548,61 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 111000 - 18 = 138,2 \geq 43,9 \text{ м;}$$

$$H_{cm2} = \Delta H_{cm2} + \kappa H_{оч} - h_{вн} \leq [\Delta H_{don}]; \text{ м;}$$

$$\Delta H_{cm3} = 563,8 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 116100 - 19 = 134,39 \geq 43,9 \text{ м;}$$

$$H_{cm3} = 134,39 + 3 \cdot 146,87 - 15 = 560 \leq 613,6 \text{ м;}$$

$$\Delta H_{cm4} = 560 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 111900 - 20 = 144,4 \geq 43,9 \text{ м;}$$

$$H_{cm4} = 144,4 + 3 \cdot 146,87 - 15 = 570,04 \leq 613,6 \text{ м;}$$

$$\Delta H_{cm5} = 570,04 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 113400 - 17 = 152,17 \geq 43,9 \text{ м;}$$

$$H_{cm5} = 15217 + 3 \cdot 146,87 - 15 = 577,8 \leq 6136 \text{ м};$$

$$H_k = H_{cm5} - 1,01 \cdot i \cdot l_{5-k} - \Delta Z_{k-5} \geq H_k;$$

$$H_k = 577,8 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 147600 - 26 = 30,034 \geq 30 \text{ м}.$$

Проверка сошлась, следовательно, станции расставлены правильно.

15. Строим совместный график работы нефтепровода и всех НПС.
Определяем рабочую точку системы.

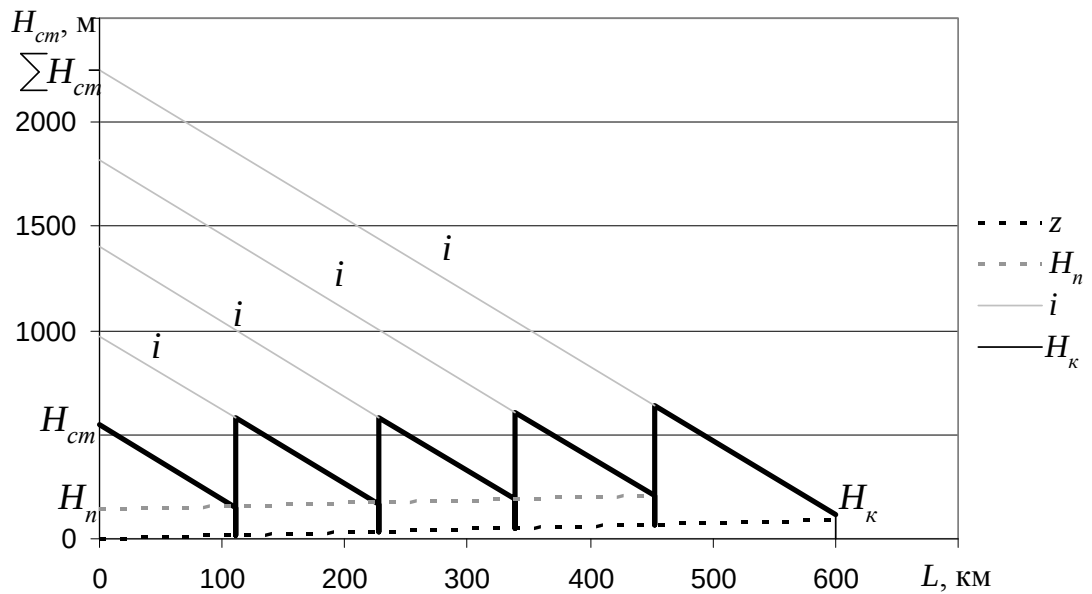


Рисунок 1.3 Расстановка числа станций при $n_1=5$; $n_1>n$

Таблица 1.2 – Характеристика НПС на трассе при $n_1>n$

№ НПС	L , км	L_i , км	Z_i , м	ΔZ
1	0	0	0	
2	111	111	18	18
3	227,1	116,1	37	19
4	339	111,9	57	20
5	452,4	113,4	74	17
КП	600	147,6	100	26

$$\sum L_i = 600 \text{ км}$$

$$\sum \Delta Z = 100 \text{ м}$$

Построение Q - H характеристики:

$$Q_{расч.}=4713,7 \text{ м}^3/\text{час}, H_{нас}=147 \text{ м};$$

$$Q_{расч.} - 800=3913,7 \text{ м}^3/\text{час}, H_{нас}=171 \text{ м};$$

$$Q_{расч.} + 800=5513,7 \text{ м}^3/\text{час}, H_{нас}=113 \text{ м};$$

Суммарный напор всех станций

$$\sum \dot{I}_{\text{н\acute{o}}} = \dot{I}_n + \dot{I}' \cdot \hat{E} \cdot n - 15 \cdot n$$

где K – число насосов на НПС; n – число НПС на трассе; $H_n=123 \text{ м}$.

Характеристика трубопровода строится по уравнению:

$$H = 1,01\beta \frac{Q_x^{2-m} v_t^m L}{D^{5-m}} + \Delta Z + H_k$$

Характеристика станции

$$1) Q_{расч.}=4713,7 \text{ м}^3/\text{час}, H_{нас}=147 \text{ м}$$

$$\sum \dot{I}_{\text{н\acute{o}}} = 147 \cdot 3 \cdot 5 - 15 \cdot 5 = 2128 \text{ м};$$

$$2) Q_{расч.} - 800=3913,7 \text{ м}^3/\text{час}, H_{нас}=171 \text{ м}$$

$$\sum H_{cm} = 171 \cdot 3 \cdot 5 - 15 \cdot 5 = 2490 \text{ м};$$

$$3) Q_{расч.} + 800=5513,7 \text{ м}^3/\text{час}, H_{нас}=113 \text{ м}$$

$$\sum H_{cm} = 113 \cdot 3 \cdot 5 - 15 \cdot 5 = 1620 \text{ м}.$$

Характеристика трубопровода:

$$\beta=0,0246, m=0,25$$

$$1) H = 1,01 \cdot 0,0246 \cdot \frac{1,31^{2-0,25} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25} 600000}{1,0016^{4,75}} + 100 + 30 = 22795 \text{ м}$$

$$2) H = \frac{1,01 \cdot 0,0246 \cdot 1,087^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25} 600000}{1,0016^{4,75}} + 130 = 1681 \text{ м}$$

$$3) H=2955,6 \text{ м}$$

Строим Q - H характеристику в масштабе (рисунок 1.4)

по горизонтали: 1 мм=40 м³/час

по вертикали 1 мм=20 м

Рабочая точка системы:

$$Q_{раб}=4713,7 \text{ м}^3/\text{час} = Q_p$$

$$H_{раб}=2273 \text{ м} = H \text{ (полные потери)}$$

б) Число станций округляем в меньшую сторону.

$$n_2 < n, n_2 = 4 \text{ станции.}$$

Таблица 1.3 – Характеристика НПС по трассе при $n_2 < n$

№ НПС	L , км	L_i , км	Z_i , м	ΔZ
1	0	0	0	
2	150	150	28	28
3	274,5	124,5	48	20
4	399	124,5	68	20
КП	600	201	100	32

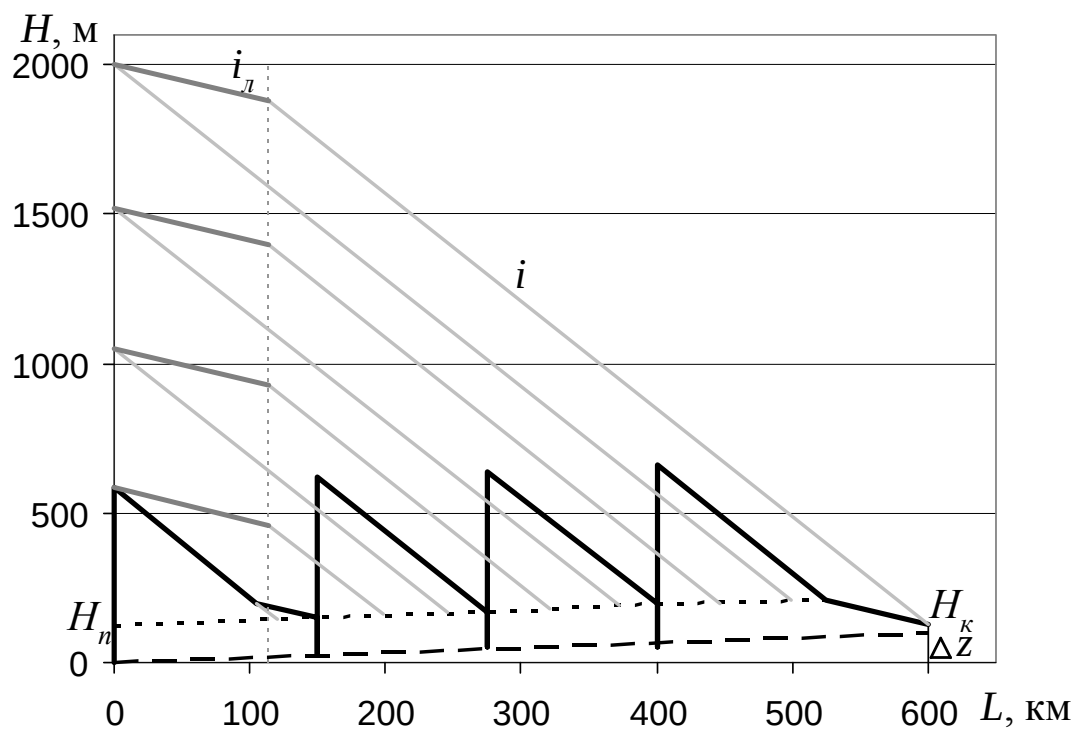
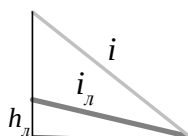


Рисунок 1.4 – Расстановка станций при $n_2 < n$; $n_2 = 4$

Снизим сопротивление линейной части, т.е. построим лупинг длиной X .

Длина лупинга

$$X_1 = \frac{H_{cm}(n - n_2)}{i(1 - w)} = \frac{465(4,6 - 4)}{0,0035(1 - 0,296)} = 1132305 \text{ м} = 113,23 \text{ км.}$$

Уклон лупинга

$$i_{\text{л}} = i \cdot w, \text{ если } D_{\text{л}} = D, \text{ то}$$

$$w = \frac{i_{\text{л}}}{i} = 0,296 \text{ в зоне Блазеуса;}$$

$$i_{\text{л}} = 0,0035 \cdot 0,296 = 0,001036;$$

$$h_{100\text{км}} = i \cdot 10^5 = 0,0035 \cdot 10^5 = 350 \text{ м;}$$

$$h_{\text{л}} = i_{\text{л}} \cdot 10^5 = 0,001036 \cdot 10^5 = 103,6 \text{ м.}$$

Уточненный расчет НПС, при $n_2 < n$; $n_2 = 4$; лупинг проложен на 1-ом перегоне – 41,4 км и последнем перегоне – 71,8 км.

$$H_{cm} \leq [H_{don}] = 613,6 \text{ м;}$$

$$\Delta H_{cm} \geq [\Delta H_{don}] = 43,9 \text{ м;}$$

$$H_{cm1} = H_n + \kappa H_{осн}^{без \text{ обр}} - 15 \leq H_{don};$$

$$H_{cm1} = 123 + 3 \cdot 160 - 15 = 588 \leq 613,6;$$

$$\Delta H_{cm2} = H_{cm1} - 1,01 \cdot i(l_{1-2} - X_{1л}) - 1,01 i_{\text{л}} \cdot X_{1л} - \Delta Z \geq H_g;$$

$$\Delta H_{cm2} = 588 - 1,01 \cdot 0,0035(150000 - 41,4 \cdot 10^3) - 1,01 \cdot 0,001036 \cdot 41400 - 28 = 132,78 \geq 43,9;$$

$$H_{cm2} = 132,78 + 3 \cdot 160 - 15 = 597,78 \leq 613,6;$$

$$\Delta H_{cm3} = 597,78 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 124500 - 20 = 137,67 \geq 43,9;$$

$$H_{cm3} = 137,67 + 465 = 602,67 \leq 613,6;$$

$$\Delta H_{cm4} = 602,67 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 124500 - 20 = 142,56 \geq 43,9;$$

$$H_{cm4} = 142,56 + 465 = 607,56 \leq 613,6;$$

$$H_k = H_{cm4} - 1,01 \cdot i(l_{4-k} - X_{4л}) - 1,01 \cdot i_{\text{л}} \cdot X_{4л} - \Delta Z \geq H_k;$$

$$H_k = 607,56 - 1,01 \cdot 0,0035(201000 - 71800) - 1,01 \cdot 0,001036 \cdot 71800 - 32 = 43,4 \geq 30.$$

Построение Q - H характеристики при округлении числа станций в меньшую сторону

$$Q_p = 4714 \text{ м}^3/\text{час} = 1,31 \text{ м}^3/\text{с}, H_p = 160 \text{ м};$$

$$Q_I = 3914 \text{ м}^3/\text{час} = 1,087 \text{ м}^3/\text{с}, H_I = 180 \text{ м};$$

$$Q_3 = 5514 \text{ м}^3/\text{час} = 1,532 \text{ м}^3/\text{с}, H_3 = 125 \text{ м};$$

$$H_1 = H_n + k \cdot H_{оч} \cdot n_2 - 15n_2;$$

$$H_p = 123 + 3 \cdot 160 \cdot 4 - 15 \cdot 4 = 1983 \text{ м};$$

$$H_I = 123 + 3 \cdot 180 \cdot 4 - 60 = 2223 \text{ м};$$

$$H_3 = 123 + 3 \cdot 125 \cdot 4 - 60 = 1563 \text{ м};$$

$$H_1 = 1,01\beta \frac{Q_x^{2-m} v_t^m}{D^{5-m}} [L - X_n(1-w)] + \Delta Z + H_k;$$

$$H_p = 1,01 \cdot 0,0246 \frac{1,31^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} [600000 - 113230,5(1 - 0,296)] + 100 + 30 = 1994 \text{ м};$$

$$H_I = 1,01 \cdot 0,0246 \cdot \frac{1,087^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} \cdot 520285728 + 130 = 14746 \text{ м};$$

$$H_3 = 0,024846 \frac{1,532^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} \cdot 520285728 + 130 = 25814 \text{ м}.$$

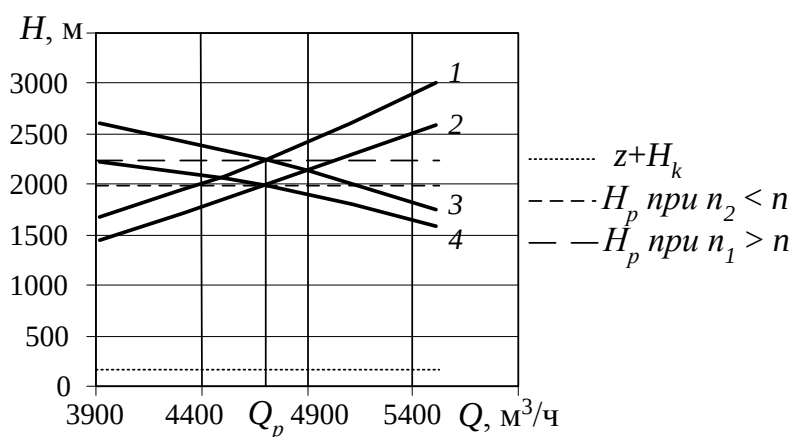


Рисунок 1.5 – Q - H характеристика

1 – характеристика Q - H нефтепровода при $n_1=5$; 2 – характеристика Q - H нефтепровода при $n_2=4$ (с лупингом); 3 – характеристика Q - H НПС при $n_1=5$; 4 – характеристика Q - H НПС при $n_2=4$; Q_p – рабочая производительность МН.

Задания для самостоятельного решения

Сделать технологический расчет трубопровода для перекачки нефти в количестве G млн. тонн/год, если расчетная длина трассы L , км; разность нивелирных отметок конца и начала нефтепровода ΔZ , м; вязкость нефти ν_{20} и ν_{50} , сСт; плотность нефти ρ_{20} , кг/м³; расчетная температура нефти t , °С, Наружным диаметром и рабочим давлением задаться по нормам технологического проектирования.

По результатам гидравлического расчета подобрать насосы (принять число рабочих насосов $K=3\div 2$), определить число НПС на профиле трассы с округлением в большую сторону. Определить рабочую точку системы нефтепровод – насосные станции графо-аналитическим методом. Расставить НПС по трассе нефтепровода методом Шухова.

Численные значения данных по вариантам принимать по таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Исходные данные к задаче

№ вариан- тов	G , млн.т/год	L , км	ΔZ , м	ρ_{20} , кг/м ³	ν_{20} , сСт	ν_{50} , сСт	$t_{расч}$, °С	K , число рабочих насосов НПС
1.	2,8	400	40	800	21	11	5	2
2.	3,9	420	50	842	22	12	4	2
3.	4,2	360	60	844	23	13	3	2
4.	5,0	380	70	846	24	14	2	2
5.	6,0	480	80	848	25	11	1	2
6.	9,0	410	90	850	19	10	7	2
7.	10,5	500	100	852	18	9	8	2
8.	13,2	490	30	854	20	12	9	2
9.	16,0	460	55	856	17	9	10	2
10.	20,5	520	65	858	16	8	11	2
11.	25,0	470	75	860	26	14	12	3
12.	30,0	390	95	845	27	16	13	3
13.	32,0	450	85	855	28	13	14	3
14.	35,0	480	120	865	25	12	15	3
15.	37,0	510	110	835	22	11	14	3
16.	42,0	520	80	851	24	14	12	3
17.	45,0	530	70	843	19	10	11	3
18.	50,0	540	60	847	18	11	10	3
19.	55,0	550	40	849	17	9	7	3
20.	60,0	560	90	853	15	8	8	3
21.	65,0	570	70	857	16	7	11	3
22.	70,0	580	80	861	21	10	13	3
23.	75,0	590	75	839	22	12	12	3
24.	80,0	600	100	841	23	11	14	3
25.	85,0	420	80	851	24	12	11	3

Тема №2. Расчеты при подготовки нефти и газа
2.1 Расчеты нефтегазовых сепараторов на пропускную
способность по газу и жидкости

Цель: «Изучить факторы, влияющие на процесс сепарации нефти».

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом, ПК-30 способностью составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические и рабочие документы.

Актуальность: Расчеты сепараторов любых типов, кроме вертикального, без: всяких внутренних отбивающих или коалесцирующих устройств на пропускную способность по нефти и газу существенно затрудняются, так как они зависят от целого ряда факторов, исключительно трудно учитываемых.

Организационная форма занятия – традиционная.

Вопросы для обсуждения:

1. Факторы влияющие на работу нефтегазового сепаратора.
2. Физико-химические свойства нефти.
3. Производительность сепараторов или скорость подъема уровня нефти в сепараторе.
4. Давление в сепараторе и температура нефти.
5. Способность нефти образовывать пену и ее стойкость к разрушению.
6. Конструктивные элементы внутреннего устройства сепараторов.
7. Обводненность нефти.

Методические рекомендации

Расчеты сепараторов любых типов, кроме вертикального, без: всяких внутренних отбивающих или коалесцирующих устройств на пропускную способность по нефти и газу существенно затрудняются, так как они зависят от целого ряда факторов, исключительно трудно учитываемых.

На работу любого нефтегазового сепаратора значительное влияние оказывают следующие факторы:

1. *Физико-химические свойства нефти.* В вязких с большой плотностью в нефтях, как и в стойких нефтяных эмульсиях, пузырьки газа отделяются от жидкости и поднимаются крайне медленно. Это значит, что пропускная способность сепаратора для таких нефтей и эмульсий будет очень низкой, т. е. сепараторы будут работать с большим уносом пузырьков газа.

2. *Производительность сепараторов или скорость подъема уровня нефти в сепараторе.* Чем больше производительность подключенных к сепаратору скважин, тем больше скорость подъема уровня в сепараторе (

$$v = \frac{G_v}{S}, \text{ } G_v - \text{объемный расход нефти, м}^3/\text{с}; S - \text{площадь «зеркала» нефти, м}^2).$$

Это значит, что газовые пузырьки с меньшей относительной скоростью будут всплывать в нефти, и сепарация нефти от газа, как и в первом случае, будет плохой.

При большой скорости подъема уровня нефти в сепараторе газовые пузырьки, особенно малого размера (0,1 мм и меньше), вследствие гравитационных сил (разности плотностей) не успевают подняться до уровня нефти и будут уноситься из сепараторов потоком этой нефти. То же происходит и с малыми капельками нефти, находящимися газовой фазе: они не успевают осесть на уровень нефти (если отсутствуют в сепараторе каплеотбойные насадки) и будут выноситься потоком этого газа за пределы сепаратора.

3. *Давление в сепараторе и температура нефти.* Чем выше давление в сепараторе при всех прочих равных условиях, тем больше плотность газа, а значит, меньше скорость всплытия пузырьков газа в нефти и падения капелек нефти в потоке газа.

Таким образом, увеличение давления в сепараторах приводит к ухудшению их работы.

Температура нефти и газа в сепараторе играет двоякую роль: увеличение ее снижает вязкость нефти и скорость подъема пузырьков газа из нефти увеличивается, что приводит к улучшению разделения нефти от газа; с увеличением температуры газовой фазы вязкость ее также увеличивается, а это значит, что скорость оседания капелек нефти в газе будет уменьшаться, что приведет к увеличению уноса капелек нефти за пределы сепаратора.

4. *Способность нефти образовывать пену и ее стойкость к разрушению.* Пенообразующие нефти исключительно трудно сепарируются и пока нет широкого выбора эффективных средств (кроме силикона) по предотвращению образования стойких пен в сепараторах. Пены разрушаются в сепараторах в основном механическим способом и реже физико-химическим (силикон).

5. *Конструктивные элементы внутреннего устройства сепараторов.* Они, как и все перечисленные выше факторы, играют при сепарации нефти от газа исключительно большую роль.

6. *Обводненность нефти.* Наличие в нефти воды и возможность получения стойких вязких эмульсий.

Таким образом, видно, что на пропускную способность нефтяных сепараторов оказывает влияние большое число факторов, учесть или регулировать которые не представляется возможным. Для расчета сепараторов существуют методики отдельных конструктивных элементов сепараторов (жалюзей, отбойников, центробежного эффекта и т. п.). На пропускную способность по нефти и газу довольно точно можно рассчитать только вертикальный гравитационный сепаратор без всяких внутренних

отбивающих или коалесцирующих устройств, могущих существенно улучшить его сепарирующую способность.

2.2 Расчет сепарации газа в газонефтяных сепараторах первой ступени

Цель: «Научиться подбирать газонефтяные сепараторы различных типов в зависимости от факторов влияющих сепарацию газонефтяной эмульсии».

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

Вопросы для обсуждения:

1. Что оценивается удельным количеством капельной жидкости (нефти), уносимой потоком газа из сепаратора?
2. Чем определяется технико-экономическое совершенство газонефтяных сепараторов?
3. Какому неравенству должна удовлетворять доля сечения, занятая потоком газа?

Методические рекомендации

Качество работы газонефтяных сепараторов первой ступени определяется в основном условиями работы осадительной и каплеуловительной секции. При этом эффективность сепарации газа оценивается удельным количеством капельной жидкости (нефти), уносимой потоком газа из сепаратора и характеризуемой коэффициентом уноса жидкости:

$$K_{жс} = G_{жс}/G_2, \quad (2.1)$$

где $G_{жс}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа из сепаратора, м³/сут; G_2 – объемный расход газа на выходе из сепаратора, м³/сут.

При этом все объемные расходы газа и жидкости приведены к давлению и температуре в сепараторе. Принимается также, что в сепараторе газообразная и жидкая фазы находятся в термодинамическом равновесии.

Рекомендуется при расчетах и проектировании газонефтяных сепараторов принимать

$$K_{жс} \leq 10^{-8}. \quad (2.2)$$

Технико-экономическое совершенство газонефтяных сепараторов определяется его пропускной способностью и металлоемкостью. Максимально допустимую скорость (м/с) газового потока в гравитационных сепараторах при давлении сепарации рекомендуется определять по формуле

$$\omega_z(p) \leq 0,245p^{-0,5}, \quad (2.3)$$

где p – давление в сепараторе, МПа.

В вертикальных сепараторах допустимые скорости потока газа относятся к полному поперечному сечению сепаратора, а в горизонтальных – к поперечному сечению аппарата, не занятому жидкостью. Таким образом, объемная пропускная способность сепаратора по газу, приведенная к нормальным условиям, будет определяться следующим образом:

$$Q_{zn} = F\omega_z(p) \frac{pT_0}{p_0Tz}, \quad (2.4)$$

где F – площадь поперечного сечения потока газа в сепараторе; p – давление в сепараторе, Мпа; T – температура в сепараторе, К; z – коэффициент сжимаемости реального газа; p_0 , T_0 – нормальные давление и температура ($p_0=0,1013$ Мпа, $T_0=273$ К).

В первом приближении, подставляя в эту формулу скорость и пренебрегая различием объемов реального и идеального газов при давлениях первой ступени сепарации нефти на промыслах до 0,6 МПА, получают (м³/с)

$$Q_{zn} \leq 660 \frac{F \sqrt{p}}{T}. \quad (2.5)$$

Можно пользоваться формулой выражая Q_{zn} в м³/сут,

$$Q_{zn} \leq 57,05 \cdot 10^6 \frac{F \sqrt{p}}{T}. \quad (2.6)$$

Для обеспечения пропускной способности газонефтяного сепаратора по газу пропускная способность его по жидкости (м³/сут) должна быть не менее

$$Q_{жн} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{F \sqrt{p}}{G(p)(1-B)T}, \quad (2.7)$$

где $G(p)$ – отношение объема газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе, к объему нефти (объем газа приведен к нормальным условиям); B – обводненность добываемой продукции.

Для заданных размеров газонефтяного сепаратора доля сечения, занятая потоком газа, должна удовлетворять неравенству

$$f_z \geq \frac{10^{-6}}{44,8D^2} Q_{жс} G(p)(1-B) \frac{T}{\sqrt{p}}, \quad (2.8)$$

где f_z – доля поперечного сечения сепаратора, занятая газовым потоком; D – диаметр газонефтяного сепаратора, м; $Q_{жс}$ – объемный расход жидкости, проходящий через сепаратор, м³/сут.

Примеры расчетов

Пример 2.1. Определить необходимый диаметр вертикального сепаратора, если нагрузка на него по жидкости составляет $Q_{ж} = 10000 \text{ м}^3/\text{сут}$, газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$.

Решение

Так как сепаратор вертикальный, следовательно, все его поперечное сечение занято потоком газа. Поэтому

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot f_z} Q_{ж} G(p) (1 - B) \frac{T}{\sqrt{p}}. \quad (2.9)$$

так как $f_z = 1$, то

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot 1} 10000 \cdot 100 (1 - 0,5) \frac{293}{\sqrt{0,6}} = 4,22. \text{ (м}^2\text{)}.$$

Откуда $D = 2,05 \text{ м}$.

Из технических характеристик вертикальных сепараторов известно, что максимальный диаметр их не превышает 1,6 м, следовательно, вертикальные сепараторы в данных условиях использоваться не должны.

Пример 2.2. Определить максимальную нагрузку на вертикальный сепаратор диаметром 1,6 м по жидкости, если газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ нефти (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$.

Решение

Максимальная пропускная способность вертикального сепаратора по газу при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К составит (все поперечное сечение вертикального сепаратора занято потоком газа)

$$Q_{гн} \leq 57,05 \cdot 10^6 \frac{\pi \cdot D^2 \sqrt{p}}{4 \cdot p} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{3,14 \cdot 1,6^2 \sqrt{0,6}}{4 \cdot 293} = 0,303 \cdot 10^6. \text{ (м}^3/\text{сут)}.$$

Из технической характеристики вертикальных сепараторов известно, что пропускная способность сепараторов по газу с рабочим давлением 0,6 МПа и диаметром 1,6 м равна $0,670 \cdot 10^6$ м³/сут. Это в 2,21 раза завышено по сравнению с рекомендацией полученной из ограничения максимальной скорости потока (не более 0,1 м/с) газа в гравитационном сепараторе при давлении 0,6 МПа и температуре 273 К. Поэтому для дальнейших расчетов пропускную способность сепаратора по газу принимают 303 000 м³/сут.

По определению

$$G(p) = Q_g(p) / Q_n,$$

где $Q_g(p)$ – объемный поток газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе (объем газа приведен к нормальным условиям), м³/сут; Q_n – объемный поток нефти, поступающей в сепаратор, м³/сут. Если известно $G(p)$ и найдено $Q_g(p)$, то

$$Q_n = 303\,000 / 100 = 3030 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Так как обводненность продукции равна 50 %, то максимальная нагрузка на сепаратор по жидкости составит

$$Q_{жс} = 3030 / 0,5 = 6060 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Определим допустимую нагрузку на сепаратор по жидкости для заданных условий

$$Q_{жсп} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{3,14 \cdot 1,6^2 \sqrt{0,6}}{4 \cdot 100(1 - 0,5) \cdot 293} = 6065 \text{ (м}^3/\text{сут)}.$$

Расчет дает сразу же нужный результат, расхождение на 5 м³/сут вызвано округлениями при расчете.

Пример 2.3. Определить долю сечения горизонтального газонефтяного сепаратора конструкции ЦКБН, которая должна быть занята потоком газа, если нагрузка на сепаратор по жидкости составляет 10 000 м³/сут, из 1 м³ нефти в сепараторе выделяется 100 м³ газа (объем газа приведен к

нормальным условиям). Давление в сепараторе 0,6 Мпа, температура 293 К. Диаметр сепаратора 2,2 м. Обводненность нефти 50 %.

Решение

Сразу можно найти долю поперечного сечения сепаратора, занятую потоком газа, чтобы скорость его была не более рекомендуемой (0,1 м/с)

$$f_z \geq \frac{10^{-6} \cdot 10000}{44,8 \cdot 2,2^2} 100 \cdot (1 - 0,5) \frac{293}{\sqrt{0,6}} = 0,872$$

По технической характеристике горизонтального сепаратора НГС6-2200 при рабочем давлении 0,6 Мпа и пропускной способности по жидкости 10 000 м³/сут пропускная способность его по газу составляет 600 000 м³/сут.

Рассчитывают допустимую нагрузку на сепаратор по газу с учетом того, что

$$F = 0,25\pi D^2 f_z,$$

$$Q_{zn} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{0,25\pi D^2 F_z \sqrt{p}}{T} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{0,25\pi \cdot 2,2^2 \cdot 0,872 \sqrt{0,6}}{293} = 0,5 \cdot 10^6 \text{ (м}^3\text{/сут),}$$

т.е. пропускная способность по газу сепаратора не может быть реализована.

Пример 2.4. Подобрать горизонтальный газонефтяной сепаратор конструкции ЦКБН, если нагрузка на него по нефти составляет 20000 м³/сут с рабочим давлением 0,6 Мпа и температурой 20 °С. Давление насыщения пластовой нефти 10,2 Мпа, пластовая температура 54 °С, газонасыщенность 136,5 м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям), плотность дегазированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении 825,1 кг/м³, относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти 1,09, молярные доли – азота 0,0278 и метана 0,3906 в газе однократного разгазирования.

Решение

Для выбора сепаратора необходимо рассчитать его нагрузку по газу, которую можно определить методике ступенчатого разгазирования нефти.

Количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти в сепараторе, приведенное к нормальным условиям, может быть рассчитано по формуле

$$G = \Gamma_m R [D_1 (1 + R) - 1], \quad (2.10)$$

где Γ_m – газонасыщенность пластовой нефти, м³/т, объем газа приведен к нормальным условиям;

$$R = \frac{\lg \frac{p_1}{p_{S20}}}{\lg(10 p_{S20})}, \quad (2.11)$$

p_{S20} – давление насыщения нефти при 20 °С, Мпа;

$$p_{S20} = p_s + \frac{20 - t_{nl}}{9,157 + f_{ul}}, \quad (2.12)$$

p_s – давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, Мпа;
 t_{nl} – пластовая температура, °С;

$$f_{ul} = \frac{7018}{\Gamma_m (N_{OH_4} - 0,8 N_A)}, \quad (2.13)$$

N_{OH_4} , N_A – молярная доля метана и азота, соответственно, в газе однократного разгазирования нефти до атмосферного давления при 20 °С;

$$\begin{aligned} D_1 &= 4,06(\bar{\rho}_n \bar{\rho}_g - 1,045), \\ \bar{\rho}_n &= \rho_n / 1000 \end{aligned} \quad (2.14)$$

ρ_n – плотность дегазированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении, кг/м³; $\bar{\rho}_g$ – относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти.

Находят

$$f_{ui} = \frac{7018}{136,5(0,3906 - 0,8 \cdot 0,0278)} = 13,958$$

Давление насыщения нефти газом при 20 °С

$$p_{S20} = 10,2 + \frac{20 - 54}{9,157 + 13,958} = 8,73 \text{ (МПа)}.$$

Рассчитывают вспомогательные коэффициенты

$$R = \frac{\lg \frac{0,6}{8,73}}{\lg(10 \cdot 8,73)} = -0,599,$$

$$D_1 = 4,06(0,8251 \cdot 1,09 - 1,045) = -0,591.$$

Зная вспомогательные коэффициенты, находят количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти при условиях в газонефтяном сепараторе,

$$G = 136,5(-0,599)[(-0,591)(1 - 0,599) - 1] = 1011 \text{ (м}^3/\text{т)}.$$

Так как нагрузка на сепаратор по нефти составляет 20000 м³/сут, то соответствующая нагрузка на сепаратор по газу составит

$$Q_2 = 20000 \cdot 8251 \cdot 10^{-3} \cdot 1011 = 1,668 \cdot 10^6 \text{ (м}^3/\text{сут)}.$$

Как следует из таблицы 2.1, наиболее подходит сепаратор НГС6-3000 с пропускной способностью по газу 1,50·10⁶ м³/сут. Пропускная способность этого сепаратора по нефти превышает ожидаемую нагрузку на 10000 м³/сут, а по газу меньше ожидаемой на 168000 м³/сут.

Таблица 2.1 – Основные параметры сепараторов ЦКБН, рассчитанных на рабочее давление 0,6 МПа

Сепаратор	Пропускная способность м ³ /сут		Длина сепаратора, мм	Условный диаметр сепаратора, мм	Масса, кг
	по газу	по жидкости			
НГС6-1400	0,15·10 ⁶	2000	5660	1400	1900
НГС6-1600	0,34·10 ⁶	5000	7455	1600	2800
НГС6-2200	0,60·10 ⁶	10000	8205	2200	5200
НГС6-2600	1,00·10 ⁶	20000	11370	2600	12700
НГС6-3000	1,50·10 ⁶	30000	12620	3000	12700

Задания для самостоятельного решения

Задача 2.1. Определить максимальную нагрузку на вертикальный сепаратор диаметром 1,6 м по жидкости, если газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$

Задача 2.2. Подобрать горизонтальный газонефтяной сепаратор конструкции ЦКБН, если нагрузка на него по нефти составляет 20 000 м³/сут с рабочим давлением 0,6 Мпа и температуре 20 С. Давление насыщения пластовой нефти 10,2 Мпа, пластовая температура 54 С, газонасыщенность 136,5 м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям), плотность дегазированной нефти при 20 С и атмосферном давлении 825,1 кг/м³, относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти 1,09, молярные доли- азота 0,0278 и метана 0,3906 в газе однократного разгазирования.

Задача 2.3. На дожимной насосной станции (ДНС) в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,6 Мпа. Длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, $L = 10$ км и (внутренний) диаметр его $D = 0,3$ м. Сборный коллектор горизонтален. Объем перекачиваемой нефти $G = 3800$ т/сут, ее плотность $\rho = 0,8$ т/м³, кинематическая вязкость $\nu = 100$ мм²/с. Определить необходимый начальный напор H_n или начальное давление p_n .

Задача 2.4. Определить необходимый диаметр горизонтального отстойника для предварительного сброса воды с относительной высотой водяной пушки в нем $e = 0,46$, если максимальная нагрузка на него по жидкости не превысит 6300 т/сек, а обводненность эмульсии в зоне отстоя колеблется от 30 до 45%. Вязкость нефти в условиях эксплуатации отстойника из-за температурных колебаний может изменяться от 3,5 до 4 мПа·с.

Задача 2.5. В начало сборного коллектора длиной $L = 10$ км, диаметром $D = 0,2$ м подают товарную нефть в количестве $G = G_m + G_n = 180$ т/ч, вязкостью $\mu = 20$ мПа·с и $\rho = 800$ кг/м³. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках соответственно с $q_1 = 20$ т/ч, $q_2 = 50$ т/ч и $q_3 = 100$ т/ч. Расстояние от начала коллектора и до точек отбора нефти следующие: $l_1 = 4000$ м, $l_2 = 200$ м, давление равно 1,6 Мпа. Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет.

Задача 2.6. В начало сборного коллектора (рис.2.2) длиной L (см. табл. 2.2) и диаметром D_1 подается нефть в количестве G_1 вязкостью μ и

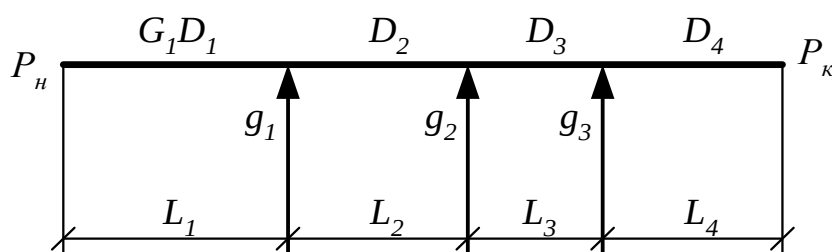


Рисунок 2.2 – Схема сборного коллектора

Таблица 2.2 – Исходные данные к задаче 2.6

п/п	L_1 , км	D_1 , м	G_1 , Т/2	μ , МПа	ρ , кг/м ³	g_1 Т/2	g_2 Т/2	g_3 Т/2	L_2 , км	L_3 , км	L_4 , км
1	0,5	0,1	20	17	800	20	30	30	1	1,5	2
2	0,9	0,15	30	20	820	30	40	50	1	1,5	2
3	1,5	0,20	40	20	840	40	50	60	1	1,5	2
4	1,7	0,23	50	24	860	50	60	80	1	1,5	2
5	2,0	0,25	60	22	860	60	70	80	1	1,5	2
6	3	0,25	80	21	800	30	40	100	2	1,5	2
7	3,5	0,3	90	23	810	100	30	40	1,5	2	1,5
8	4	0,3	100	25	820	40	30	100	2	1,5	3
9	4,5	0,35	125	21	830	100	40	30	1,5	2	2,5
10	5	0,35	150	25	840	40	100	30	2	1,5	2

плотностью J^0 . К коллектору в разных точках подсоединены три трубопровода с подачами g_1 , g_2 , g_3 . Диаметр коллектора в местах подсоединения коллектора изменяется. Протяженности отдельных участков сборного коллектора L_2 , L_3 и L_4 . Определить диаметры D_2 , D_3 , D_4 и общие

потери напора в коллекторе при условии, что $P_n = 5,5$ МПа и $P_k = 0,55$ МПа. Гостовские размеры диаметров труб даны в приложении 28.

Задача 2.7. Определить диаметры отдельных участков сборного газопровода (рис. 2.3) и подобрать диаметр труб по сортаменту.

Газопровод транспортирует газ от групповых замерно-сепарационных установок (ГЗСУ) до компрессорной станции (КС).

Исходные данные: $Q_1 = 630$ м³/сут; $Q_2 = 700$ м³/сут; $Q_3 = 730$ м³/сут; $l_1=3$ км, $l_2 = 2,3$ км, $l_3 = 4,3$ км, $l_4 = 4$ км, $l_5 = 6$ км. $P_1 = P_2 = P_3 = 0,35$ МПа, $P_{kc}=0,12$ МПа, $\rho_n = 1,4$ кг/м³; $T = 298$ °К; $Z = 1$; P_4 и P_5 см. в табл. 12.3.

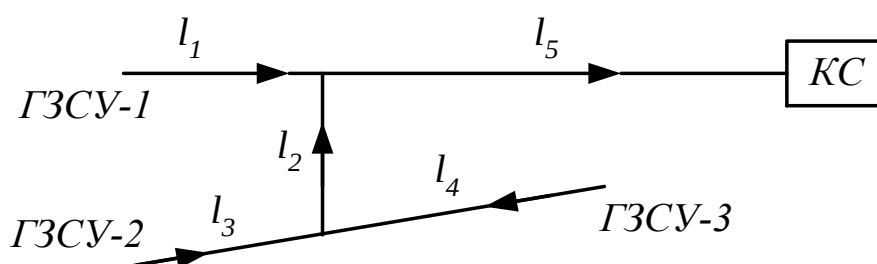


Рисунок 2.3 – Газопроводная сеть

Таблица 2.3 – Исходные данные к задаче 2.7

Вариант	P_4 , МПа	P_5 , МПа	Вариант	P_4 , МПа	P_5 , МПа
1	0,34	0,27	6	0,24	0,17
2	0,32	0,25	7	0,22	0,15
3	0,30	0,23	8	0,20	0,13
4	0,28	0,21	9	0,18	0,11
5	0,26	0,19	10	0,16	0,10

Задача 2.8. На сепарационную установку (СУ) поступает нефть в количестве: G , тыс.м³/сут с газовым фактором 100 м³/м³ (объем газа приведен к нормальным условиям). Сепарация производится при давлении 0,6 МПа и температуре 293 °К. Плотности нефти и газа соответственно равны ρ_n, ρ_g (табл. 2.4). Подобрать потребное для СУ количество сепараторов типа ЦКБН, (приложение 29), принимая в качестве критерия выбора минимум металлоложений в СУ. Сделать проверку для выбранного сепаратора расчет пропускной способности по жидкости и газу. В расчетах принимать диаметр пузырька газа в жидкости и частицы жидкости в газе $d=10^{-4}$ м.

Таблица 2.4 – Исходные данные к задаче 2.8

Варианты	G , тыс.м ³ /сут	ρ_n , кг/м ³	$\rho_{с2}$, кг/м ³
1	10	860	2
2	20	830	2,5
3	30	827	3
4	40	816	3,5
5	50	810	4
6	60	809	4,5
7	70	808	5
8	80	807	5,5
9	90	806	6
10	100	800	6,5

Тема №3 Определение толщины стенки трубопровода в напряженном состоянии

Цель: Определить толщину стенки трубопровода при наличии продольных осевых сжимающих напряжений

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом, ПК-30 способностью составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические и рабочие документы.

Актуальность: Определение толщины стенки трубы при наличии продольных осевых сжимающих напряжений необходимо для бесперебойной работы газонефтепроводов.

Вопросы для обсуждения:

1. По какой формуле определяют расчетную толщину стенки трубопровода?
2. По какой формуле определяют расчетную толщину стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений?
3. Какую наименьшую толщину стенки можно принять для магистральных трубопроводов?

Методические рекомендации

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}. \quad (3.1)$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (3.2)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по прил. 35; p - рабочее давление, МПа; D_n - наружный диаметр трубы, мм; R_1 - расчетное сопротивление растяжению металла труб, МПа; ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n}; \quad (3.3)$$

где R_1^H нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$ (предела прочности) по прил. 40, МПа; m - коэффициент условий работы трубопровода принимаемый по прил. 34; k_1 , k_n - коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по назначению трубопровода, принимаемые по прил. 35, 33.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (3.4)$$

где $\sigma_{np.N}$ - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n}, \quad (3.5)$$

где α , E , μ – физические характеристики стали, принимаемые по прил. 34; Δt – температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$, $\Delta t = t_3 - t_{\phi}$; $D_{\text{вн}}$ – диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки δ_n , принятой в первом приближении, $D_{\text{вн}} = D_n - 2 \delta_n$.

Толщину стенки труб следует принимать не менее $1/140 D_n$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм – для труб условным диаметром свыше 200 мм.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по первой формуле, должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями.

Пример 3.1. Определение толщины стенки трубы при наличии продольных осевых сжимающих напряжений

Определить толщину стенки трубы участка магистрального газопровода диаметром $D_n = 1220$ мм. Исходные данные для расчета: категория участка – III, внутреннее давление – $p = 5,5$ МПа, марка стали – 17Г1С-У, температура стенки трубы при эксплуатации – $t_3 = 8$ $^{\circ}\text{C}$, температура фиксации расчетной схемы трубопровода – $t_{\phi} = -40$ $^{\circ}\text{C}$, коэффициент надежности по материалу трубы – $k_1 = 1,4$ (прил. 39).

Решение

Нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб R_1'' (для стали 17Г1С-У) равно 588 МПа (прил. 36); коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,9$ (прил. 30); коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_n = 1,05$ (прил. 33), тогда расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n} = \frac{588 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,05} = 360 \text{ (МПа)}.$$

Коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе $n = 1,1$ (прил. 31).

Расчетная толщина стенки трубопровода

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 1220}{2(360 + 1,1 \cdot 5,5)} = 10,1 \text{ (мм)}.$$

Физические характеристики стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$, $E = 2,1 \cdot 10^5$, $\mu = 0,3$ (прил. 34).

Продольное осевое сжимающее напряжение

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 48 + \frac{0,3 \cdot 1,1 \cdot 5,5 \cdot 1199,8}{2 \cdot 10,1} = -13,16 \text{ (МПа)}.$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{13,16}{360} \right)^2} - 0,5 \frac{13,16}{360} = 0,98.$$

Толщина стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений

$$\delta = \frac{npD_n}{2(\psi_1 R_1 + np)} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 1220}{2(0,98 \cdot 360 + 1,1 \cdot 5,5)} = 10,3 \text{ (мм)}.$$

Принимаем толщину стенки равной 11 мм.

Задание для самостоятельного решения

3.1. Определить толщину стенки трубы участка магистрального нефтепровода с наружным диаметром D_n . Исходные данные для расчета: категория участка, внутреннее давление – p , марка стали, температура стенки трубы при эксплуатации – t_ϕ , температура фиксации расчетной схемы трубопровода – t_ϕ , коэффициент надежности по материалу трубы – k_1 . Исходные данные в табл. 3.1

Таблица 3.1– Исходные данные к задаче

№ вар.	D_n , мм	Категория участка	ρ , кг/м ³	t_ϕ , °C	t_ϕ , °C	p , МПа	Марка стали	k_1
--------	------------	-------------------	----------------------------	---------------	---------------	-----------	-------------	-------

1	530	B	850	-33	4	5,0	13Г1С-У	1,4
2	620	I	840	-35	10	6,8	17Г1С	1,34
3	720	II	750	-40	16	6,9	13Г2АФ	1,47
4	820	III	770	-39	14	7,3	13Г1С-У	1,4
5	1020	IV	780	-38	8	4,3	09ГБЮ	1,34
6	1220	IV	870	-37	12	4,5	12Г2СБ	1,47
7	530	I	840	-36	6	5,8	09Г2ФБ	1,4
8	820	II	830	-34	18	6,5	13Г1СБ-У	1,34
9	1020	III	890	-32	20	4,3	10Г2ФБ	1,47
10	1220	IV	810	-31	22	5,3	10Г2ФБЮ	1,4
11	530	IV	850	-37	4	4,5	13Г1С-У	1,4
12	620	IV	840	-36	10	5,8	17Г1С	1,34
13	720	I	750	-34	16	6,5	13Г2АФ	1,47
14	820	II	770	-32	14	4,3	13Г1С-У	1,4
15	1020	III	780	-31	8	5,3	09ГБЮ	1,34
16	1220	IV	870	-33	12	5,0	12Г2СБ	1,47
17	530	III	840	-35	6	6,8	09Г2ФБ	1,4
18	820	IV	830	-40	18	6,9	13Г1СБ-У	1,34
19	1020	IV	890	-39	20	7,3	10Г2ФБ	1,47
20	1220	I	810	-38	22	4,3	10Г2ФБЮ	1,4
21	720	IV	780	-39	4	5,3	12Г2СБ	1,47
22	820	IV	870	-38	10	4,5	09Г2ФБ	1,4
23	1020	I	840	-37	16	5,8	13Г1СБ-У	1,34
24	1220	II	830	-36	14	6,5	10Г2ФБ	1,47
25	530	III	890	-34	8	4,3	10Г2ФБЮ	1,4

Тема №4 Проверка подземного и наземного (в насыпи) трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций

Цель: Проверка на прочность, на недопустимость пластических деформаций участок магистрального трубопровода с наружным диаметром - D_n и толщиной стенки – δ .

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом.

Актуальность: Проверка подземного и наземного (в насыпи) трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций необходима для надёжной работы газонефтепроводов.

Вопросы для обсуждения:

1. Условия проверки на прочность подземных и надземных трубопроводов.
2. Условия проверки для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов?

Методические рекомендации

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4.1)$$

где $\sigma_{np.N}$ - продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое по формуле (13.5), но для принятой толщины стенки; ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{np.N} \geq 0$), принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np.N} < 0$) определяемый по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\kappa\zeta}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\kappa\zeta}}{R_1}. \quad (4.2)$$

$\sigma_{\kappa\zeta}$ - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{\kappa\zeta} = \frac{npD_{вн}}{2\delta}. \quad (4.3)$$

δ – принятая толщина стенки трубы, мм.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям

$$\text{а) } |\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H. \quad (4.4)$$

$$\text{б) } \sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H. \quad (4.5)$$

где $R_2^H = \sigma_m$ (предел текучести стали), МПа; σ_{np}^H - максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{ED_H}{2R}, \quad (4.6)$$

где R - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м; $\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_H}, \quad (4.7)$$

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H \leq 0$) - определяемый по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H}. \quad (4.8)$$

Пример 4.1 Проверка подземного и наземного (в насыпи) трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций

Проверить на прочность, на недопустимость пластических деформаций участок магистрального газопровода с наружным диаметром $D_n = 1220$ мм и толщиной стенки $\delta = 11$ мм. Исходные данные для расчета: категория участка - III, внутреннее давление $p = 5,5$ МПа, марка стали – 17Г1С-У, температура стенки трубы при эксплуатации $t_s = 8$ °С, температура фиксации расчетной схемы трубопровода $t_\phi = -20$ °С, коэффициент надежности по материалу трубы $k_1 = 1,4$, радиус упругого изгиба $R = 1000 D_n$.

Решение

Выполним проверку на прочность. Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 11 = 1198 \text{ (мм)}.$$

Продольное осевое сжимающее напряжение по формуле

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 48 + \frac{0,3 \cdot 1,1 \cdot 5,5 \cdot 1198}{2 \cdot 11} = -22,13 \text{ (МПа)}.$$

Кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 1198}{2 \cdot 11} = 329,5 \text{ (МПа)}.$$

Т.к. $\sigma_{np.N} < 0$, то

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{329,5}{360,0} \right)^2} - 0,5 \frac{329,5}{360,0} = 0,1524.$$

Из решения задачи 1 мы знаем, что $R_1 = 360$ МПа, тогда

$$\psi_2 R_1 = 0,1524 \cdot 360 = 54,85$$

$22,13 < 54,85 \rightarrow$ условие прочности трубопровода выполняется.

Выполним проверку на недопустимость пластических деформаций.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_H} = \frac{5,5 \cdot 1198}{2 \cdot 11} = 299,5 \text{ (МПа)}.$$

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий

$$1) \sigma_{np}^H = \mu\sigma_{\kappa\zeta}^H - \alpha E\Delta t + \frac{ED_H}{2R} = 0,3 \cdot 299,5 - 120,96 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 1000 \cdot 1220} = 73,9 \text{ (МПа)}.$$

$$2) \sigma_{np}^H = \mu\sigma_{\kappa\zeta}^H - \alpha E\Delta t - \frac{ED_H}{2R} = 0,3 \cdot 299,5 - 120,96 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 1000 \cdot 1220} = -136,1 \text{ (МПа)}.$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{299,5}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} 461} \right)^2} - 0,5 \frac{299,5}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} 461} = 0,466.$$

Предел текучести стали $\sigma_m = R_2^H = 461$ МПа, тогда

$$1) \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H = 1 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} 461 = 439,1 \text{ (МПа)}, \text{ т.к. } \sigma_{np}^H > 0, \text{ то } \psi_3 = 1.$$

$$2) \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H = 0,466 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} 461 = 204,6 \text{ (МПа)}, \text{ при } \sigma_{np}^H < 0, \psi_3 = 0,466.$$

$$\text{а) } 1) 73,9 < 439,1; 2) |-136,1| < 204,6; \text{ б) } 299,5 < 439,1$$

Оба условия недопустимости пластических деформаций выполняются.

Задача 4.2. Проверить на прочность, на недопустимость пластических деформаций участок магистрального газопровода с наружным диаметром D_H и толщиной стенки - δ . Исходные данные для расчета: категория участка, внутреннее давление - p , марка стали, температура стенки трубы при эксплуатации - t_Σ , температура фиксации расчетной схемы трубопровода - t_ϕ , коэффициент надежности по материалу трубы - k_1 . Радиус упругого изгиба $R=1000 D_H$. Исходные данные в таблице 3.1.

При этом трубопровод изгибается как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскости. Напряженно-деформированное состояние труб должно быть таким, чтобы в них имели место только упругие деформации. Для предупреждения изломов трубопровода кранами, между трубами или их группами необходимо соблюдать определенное расстояние. По условиям строительства расчетная схема при изоляционно-укладочных работах может быть симметричной (подъем и перемещение трубопровода на одном горизонтальном уровне), и не симметричной - на разных уровнях (рисунок 5.1).

Весь приподнятый над землей трубопровод можно рассматривать как многопролетную неразрезанную балку, в которой имеются две крайние зоны и одна средняя, заключенная между креплениями трубоукладчика.

Как показывают примеры расчетов, наиболее напряженным является первый пролет длиной l :

$$l = 0,246 \cdot \sqrt{\frac{EJh}{q_{mp}}}; \quad (5.1)$$

h - высота подъема трубопровода при укладке, м;

Расстояния между трубоукладчиками l_1 , l_2 определяются по следующим формулам:

$$l_1 = 0,246(\alpha - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{mp}}} \quad l_2 = 0,246(\beta - \alpha) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{mp}}} \quad (5.2)$$

где h - высота (тах) подъема трубопровода при укладке, м; E – модуль упругости материала трубы (прил. 34), Па; J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м⁴;

$$J = \frac{\pi \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4)}{64} \quad (5.3)$$

q_{mp} - нагрузка от веса трубы, Н/м;

$$q_{mp} = n\gamma_{cm} \frac{\pi(D_n^2 - D_{6n}^2)}{4} \quad (5.4)$$

коэффициенты α , β - находятся по номограмме (рисунок 5.1) в зависимости от значений a и b , n - коэффициент надежности по нагрузке от веса трубы, (прил. 31); γ_{cm} - объемный вес стали, Н/м³ (для стали $\gamma_{cm} = 78500$ Н/м³);

$$a = 0,164 \cdot \frac{h_{oc}}{h_{из}} \quad b = 0,164 \cdot \frac{h_{oc} + h}{h_{из}}, \quad (5.5)$$

где h_{oc} , $h_{из}$ - высота, на которой работают, соответственно, очистная и изоляционная машины, м.

По номограмме (рисунок 5.1) выбирается два ряда значений α , β , в дальнейшем расчет ведется для двух вариантов, затем выбирается оптимальный, при котором усилия на крюках трубоукладчика будут минимальными.

Эти усилия определяются по формулам:

$$\begin{aligned} K_1 &= q_{mp} \left(0,12 \sqrt{\frac{EJh_{oc}}{q_{из}}} + \frac{l_2}{2} \right) + Q_{oc}; \\ K_2 &= q_{mp} \frac{l_1 + l_2}{2}; \\ K_3 &= q_{mp} \left(0,164 \sqrt{\frac{EJh_{из}}{q_{mp}}} + \frac{l_1}{2} \right) + Q_{из}; \end{aligned} \quad (5.6)$$

где K_1 , K_2 , K_3 – усилия на крюках трубоукладчика, Н; Q_{oc} , $Q_{из}$ – вес, соответственно, очистной и изоляционной машины, Н.

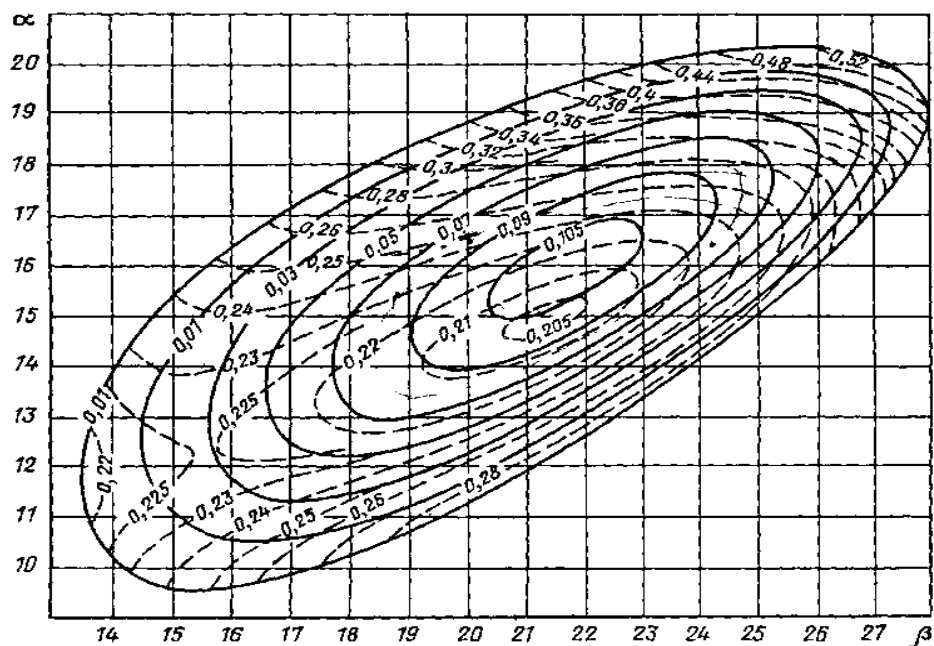


Рисунок 5.1 – Номограмма для определения рациональной расстановки групп трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне

В процессе проведения изоляционно-укладочных работ каждое сечение трубопровода испытывает при его подъеме значительное напряжение изгиба.

Напряжения от изгиба (Па) в наиболее опасном сечении трубы определяются в зависимости от физико-механических свойств стали и высоты подъема трубы h и рассчитывается по формуле:

$$\sigma = 0,809 \sqrt{Eh\gamma_{ct}} \quad (5.7)$$

Если $\sigma \leq R_2$, то в процессе изоляционно-укладочных работ напряженно-деформированное состояние трубы не вызовет опасений, т.е. не произойдет изломов трубы.

Расчетное сопротивление материала трубы, МПа:

$$R_2 = \frac{m \cdot R_2^H}{K_H \cdot K_\epsilon}, \quad (5.8)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление материала трубы, $R_2^H = \sigma_m$, МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода (прил. 30); K_H – коэффициент

надежности по назначению трубопровода (прил. 33); K_2 - коэффициент, зависящий от прочностных характеристик стали (прил. 32).

Пример 5.1 Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно-укладочных работах

Рассчитать расстояние между трубоукладчиками и усилия на крюки трубоукладчика, если при изоляционно-укладочных работах работают три трубоукладчика, расчетная схема принята симметричная. Исходные данные: наружный диаметр трубы $D_n = 1220$ мм, толщина стенки - $\delta = 11$ мм, марка стали - 17Г1С-У, категория участка - III, высота (max) подъема трубопровода при укладке - $h = 2,1$ м, высота, на которой работают, соответственно, очистная и изоляционная машины - $h_{оч} = 1,0$ м, $h_{из} = 1,9$ м, вес, соответственно, очистной и изоляционной машины - $Q_{оч} = 4,5$ тс, $Q_{из} = 2,5$ тс (таблица 5.1).

Решение

Определим значения a и b по формуле

$$a = 0,164 \frac{1,0}{1,9} = 0,086; \quad b = 0,164 \frac{1,0 + 2,1}{1,9} = 0,268.$$

По номограмме (рисунок 5.1)

$$\alpha_1 = 17,3 \quad \beta_1 = 21,7 \quad (\text{первый вариант расчета})$$

$$\alpha_2 = 17,6 \quad \beta_2 = 24,2 \quad (\text{второй вариант расчета})$$

Осевой момент инерции поперечного сечения трубы

$$J = \frac{\pi \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4)}{64} = \frac{3,14(1,22^4 - 1,198^4)}{64} = 0,0076(\text{м}^4)$$

Нагрузка от веса трубы

$$q_{тр} = \gamma_{ст} \frac{\pi(D_n^2 - D_{вн}^2)}{4} = 1,1 \cdot 78500 \frac{3,14 \cdot (1,22^2 - 1,198^2)}{4} = 3606 \text{ (Н/м)}.$$

Расстояния между трубоукладчиками (по первому варианту расчета)

$$l_1 = 0,246(\alpha - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{mp}}} = 0,246(17,3 - 1) \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0076 \cdot 2,1}{3606}} = 125 \text{ (м)};$$

$$l_2 = 0,246(\beta - \alpha) \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{mp}}} = 0,246(21,7 - 17,3) \cdot 31,05 = 33 \text{ (м)}.$$

Расстояния между трубоукладчиками (по второму варианту расчета)

$$l_1 = 0,246(17,6 - 1) \cdot 31,05 = 127 \text{ (м)};$$

$$l_2 = 0,246(24,2 - 17,6) \cdot 31,05 = 50 \text{ (м)}.$$

Усилия на крюках трубоукладчика (по первому варианту расчета)

$$K_1 = q \left(0,12 \sqrt{\frac{EJh_{ou}}{q}} + \frac{l_2}{2} \right) + Q_{ou} = 3606 \left(0,12 \cdot 665,3 + \frac{33}{2} \right) + 4,5 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 392378 \text{ (Н)} = 39,2 \text{ тс};$$

$$K_2 = q_{mp} \frac{l_1 + l_2}{2} = 3606 \left(\frac{125 + 33}{2} \right) = 284874 \text{ (Н)} = 28,5 \text{ тс};$$

$$K_3 = q_{mp} \left(0,164 \sqrt{\frac{EJh_{uz}}{q_{mp}}} + \frac{l_1}{2} \right) + Q_{uz} = 3606 \left(0,164 \cdot 917 + \frac{125}{2} \right) + 2,5 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 792674 \text{ (Н)} = 79,2 \text{ тс}.$$

Усилия на крюках трубоукладчика (по второму варианту расчета)

$$K_1 = 3606 \left(0,12 \cdot 665,3 + \frac{50}{2} \right) + 4,5 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 423039 \text{ (Н)} = 42,3 \text{ тс};$$

$$K_2 = 3606 \left(\frac{127 + 50}{2} \right) = 319131 \text{ (Н)} = 31,9 \text{ тс};$$

$$K_3 = 3606 \left(0,164 \cdot 917 + \frac{127}{2} \right) + 2,5 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 796280 \text{ (Н)} = 79,6 \text{ тс}.$$

Из двух вариантов расчета выбираем первый, т.к. в этом случае усилия на крюки трубоукладчика меньше.

Напряжения от изгиба трубопровода при подъеме на высоту h

$$\sigma = 0,809 \sqrt{Eh \gamma_{cm}} = 0,809 \sqrt{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2,1 \cdot 78500} = 150,5 \text{ (МПа)}.$$

Расчетное сопротивление материала трубы:

$$R_2 = \frac{mR_2^H}{k_2 k_H} = \frac{0,9 \cdot 461}{1,2 \cdot 1,05} = 329,0 \text{ (МПа)}.$$

k_2 , k_H – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по назначению трубопровода, принимаемые по прил. 32, 33.

$150,5 \leq 329,0 \rightarrow$ условие выполняется, т.е. изломов трубы не произойдет.

Задача 5.3. Рассчитать расстояние между трубоукладчиками и усилия на крюки трубоукладчика, если при изоляционно-укладочных работах используются три трубоукладчика, расчетная схема принята симметричная. Определить напряженное состояние трубопровода при укладке. Исходные данные: наружный диаметр трубы – D_n , толщина стенки – δ , марка стали, высота (max) подъема трубопровода при укладке – h , высота, на которой работают, соответственно, очистная и изоляционная машины – $h_{оч}$, $h_{из}$, вес, соответственно, очистной и изоляционной машины – $Q_{оч}$, $Q_{из}$ (табл. 5.1).

Таблица 5.1 – Исходные данные к задаче

№ вар.	D_H , мм	δ , мм	h , м	$h_{оч}$, м	$h_{из}$, м	$Q_{оч}$, тс	$Q_{из}$, тс
1	530	6	1,9	1,0	1,9	3,8	3,1
2	620	7	1,8	0,9	1,8	3,9	3,2
3	720	8	1,9	1,0	1,9	4,0	3,0
4	820	9	1,2	1,0	1,6	4,2	2,3
5	1020	10	2,1	1,0	2,2	4,4	2,4
6	1220	12	2,1	1,0	1,6	4,5	2,5
7	530	7	1,7	1,0	1,7	3,8	3,1
8	820	8	2,1	1,0	1,9	4,1	2,6
9	1020	9	2,1	1,0	2,0	3,9	2,2
10	1220	11	2,1	1,0	1,9	4,4	2,4
11	530	6	1,8	1,0	1,8	3,6	3,2
12	620	8	1,7	0,9	1,7	4,0	3,1
13	720	8	2,1	1,0	1,6	4,5	2,5
14	820	10	2,2	1,1	2,1	4,2	2,3
15	1020	15	1,9	1,0	1,9	4,6	2,7
16	1220	18	1,9	1,0	1,8	4,5	2,5
17	530	7	1,8	1,0	1,7	3,7	3,0
18	820	8	2,0	1,1	2,0	3,5	3,5
19	1020	9	1,9	1,0	1,9	4,6	2,7
20	1220	14	2,0	1,1	1,9	4,5	2,5
21	720	10	1,9	1,0	1,8	4,0	3,0
22	820	7	2,1	1,2	2,1	4,1	2,6
23	1020	16	2,2	1,1	2,0	4,5	2,5
24	1220	18	1,9	1,0	1,8	4,5	2,5
25	530	10	1,75	0,9	1,6	3,8	3,1
26	1420	18	1,9	1,2	1,8	4,5	2,5
27	820	9	2,0	1,2	1,8	3,5	3,5
28	720	7	2,1	1,0	1,9	4,5	2,5
29	1420	17	2,1	1,0	1,9	4,5	2,5
30	820	9	2,1	1,1	2,0	4,1	2,6
31	820	10	1,8	1,0	1,7	4,5	2,5
32	1020	14	2,1	1,0	1,9	3,9	2,2
33	1420	18	1,8	1,0	1,8	4,5	2,5
34	720	9	2,0	0,8	1,7	4,5	2,5

Тема №6. Определение шага расстановки пригрузов при укладке трубопровода в обводненной местности

Цель: «Рассчитать шаг расстановки железобетонных пригрузов при укладке нефтепровода через болото».

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом, ПК-30 способностью составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические и рабочие документы.

Актуальность: Определение шага расстановки пригрузов необходимо знать при укладке трубопровода в обводненной местности

Вопросы для обсуждения:

1. По какой формуле рассчитывается дополнительная пригрузка на 1 метр трубы?
2. По какой формуле рассчитывается шаг расстановки пригрузов?
3. Какие виды грузов применяют для баллаستировки трубопроводов?

Методические рекомендации

Дополнительная пригрузка на 1 метр трубы рассчитывается по формуле

$$B = K_m \cdot (k_{нв} \cdot q_{вс} - q_{тр} - q_{пр}); \quad (6.1)$$

где q_{np} - нагрузка от веса продукта в трубе;

$$q_{np} = n \cdot \rho_t \frac{\pi D_{\text{вн}}^2 g}{4}, \quad (6.2)$$

где ρ_t – плотность нефти, кг/м³, g – ускорение свободного падения, n – коэффициент надежности по нагрузке от веса продукта (прил. 35); K_m – коэффициент, зависящий от вида пригрузки; $K_{нв}$ – коэффициент надежности устойчивости трубопровода против всплытия; $K_{нв} = 1,05$; $q_{вс}$ – выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м.

$$q_{вс} = \gamma_v \cdot \frac{\pi \cdot D_n^2}{4}, \quad (6.3)$$

q_{mp} – собственный вес трубы, Н/м

$$q_{mp} = n \gamma_{cm} \frac{\pi(D_n^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4} \quad (6.4)$$

γ_v - объемный вес воды с учетом взвешенных частиц, Н/м³, $\gamma_v = 1100 \cdot 9,8$ (Н/м³).

Если дополнительная пригрузка на 1 метр трубы $B > 0$, то трубу необходимо пригружать.

Шаг расстановки пригрузов определяется по формуле

$$l_{np} = \frac{B_{np}}{B}, \quad (6.5)$$

где B_{np} - вес пригруза в воде, Н.

$$B_{np} = Q_{np} - \gamma_v \cdot V_{np} \quad (6.6)$$

Q_{np} - вес пригруза в воздухе, Н; $Q_{np} = m_{zp} \cdot g$, где m_{zp} – масса пригруза (табл.6.1, 6.2), V_{np} - объем пригруза, м³.

Для железобетонных пригрузов объем рассчитывается по формуле

$$V_{np} = \left[a \cdot b - (a - 2d) \cdot h - \frac{\pi \cdot R^2}{2} \right] \cdot c, \quad (6.7)$$

для чугунных

$$V_{np} \approx \pi (R_1^2 - R_2^2) M. \quad (6.8)$$

Размеры пригрузов даны в табл. 6.1, 6.2.

Таблица 6.1 – Железобетонные седловидные грузы для балластировки трубопроводов

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм						
		a	b	c	d	R	Δ	H
325	300	840	590	400	200	220	40	170
426	500	1080	760	400	260	280	40	220
529	1500	1320	900	800	330	330	40	240
720	3000	1540	1120	1200	340	430	40	340
820	3000	1640	1210	1100	346	480	40	390
1020	3000	1840	1430	900	340	580	40	500
1220	4000	2000	1600	1050	320	580	50	500
1420	4000	2100	1750	1110	250	800	90	620

Таблица 6.2 – Чугунные кольцевые грузы для балластировки трубопроводов

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм						
		R_1	R_2	R_3	A	M	d	l
325	250	275	210	150	260	400	20	120
377	300	305	245	175	285	450	20	130
426	350	330	264	200	310	500	20	130
478	400	355	294	230	335	500	20	140
529	450	385	320	255	360	500	20	170
630	500	435	373	280	410	500	20	170
720	1100	480	415	310	455	960	24	180
820	1100	530	465	360	505	870	24	180
1020	1100	635	570	405	610	725	24	180

Пример 6.1 Определение шага расстановки пригрузов при укладке трубопровода в обводненной местности

Рассчитать шаг расстановки железобетонных пригрузов при укладке нефтепровода через болото. Шаг расстановки пригрузов рассчитывать с учетом опорожнения нефтепровода. Исходные данные для расчета: наружный диаметр трубы $D_n = 1220$ мм, толщина стенки $\delta = 11$ мм, пригруз - железобетонный седловидный, масса и размеры в зависимости от диаметра даны в табл. 6.3.

Решение

Необходимую дополнительную пригрузку на 1 метр трубы B определяем по формуле.

Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_{вс} = \gamma_{\text{в}} \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}^2}{4} = 1100 \cdot 9,8 \cdot \frac{3,14 \cdot (1,220)^2}{4} = 12595 \text{ (Н/м)}.$$

Расчет проводим с учетом опорожнения трубопровода, вес продукта $q_{np} = 0$;

$K_{\text{м}} = 1,05$ (для железобетонных пригрузов), $K_{\text{нв}} = 1,05$.

$$q_{mp} = n \gamma_{\text{см}} \frac{\pi(D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4} = 1,1 \cdot 78500 \frac{3,14 \cdot (1,22^2 - 1,198^2)}{4} = 3606 \text{ (Н/м)},$$

$$B = 1,05 \cdot (1,05 \cdot 12595 - 3606) = 10100 \text{ (Н/м)},$$

$10100 > 0 \rightarrow$ трубу необходимо пригружать.

Для трубы диаметром 1220 мм размеры железобетонного пригруза

$$a = 2000 \text{ мм}; \quad R = 580 \text{ мм}; \quad c = 1050 \text{ мм};$$

$$d = 320 \text{ мм} \quad b = 1600 \text{ мм}; \quad h = 500 \text{ мм};$$

$$V_{np} = \left[2 \cdot 1,6 - (2 - 2 \cdot 0,32) \cdot 0,5 - \frac{3,14 \cdot 0,58^2}{2} \right] \cdot 1,05 = 2,0916 \text{ (м}^3\text{)},$$

$$Q_{np} = m_{\text{зп}} \cdot g = 4000 \cdot 9,8 = 39200 \text{ (Н)},$$

где масса пригруза $m_{\text{зп}} = 4000 \text{ кг}$

Тогда вес пригруза в воде:

$$B_{np} = Q_{np} - \gamma_{\text{в}} \cdot V_{np} = 39200 - 1100 \cdot 9,8 \cdot 2,0916 = 16653 \text{ (Н)}.$$

Таким образом, шаг расстановки пригрузов равен

$$l_{np} = \frac{B_{np}}{B} = \frac{16653}{10100} = 1,65 \text{ (м)}.$$

Задача 6.1 Рассчитать шаг расстановки железобетонных пригрузов при укладке нефтепровода через болото. Исходные данные для расчета: наружный диаметр трубы - $D_{\text{н}}$, толщина стенки - δ , вид пригруза, его масса и размеры. Исходные данные в табл. 4.1

Тема №7. Катодная защита объектов транспорта нефти и газа

7.1 Принцип действия катодной защиты

Цель: «Понять принцип действия катодной защиты объектов магистральных трубопроводов».

Организационная форма занятия – традиционная.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом.

Актуальность: Принцип действия катодной защиты объектов магистральных трубопроводов необходимо знать для безаварийной работы.

Вопросы для обсуждения:

1. Как определить величину электродного потенциала трубопровода?
2. Как осуществляется катодная поляризация подземных трубопроводов?
3. Опишите принципиальную схему катодной защиты.
4. Как регулируется катодная защита?
5. Электродный потенциал.
6. Территориальное разделение анодного и катодного процессов.
7. Принципиальная схема катодной защиты.
8. Защитная плотность тока и защитный потенциал.
9. Максимальные и минимальные защитные потенциалы.

Методические рекомендации

При контакте металла с грунтами, относящимися к электролитическим средам, происходит коррозионный процесс, сопровождаемый образованием электрического тока, и устанавливается определенный электродный потенциал. Величину электродного потенциала трубопровода можно определить по разности потенциалов между двумя электродами: трубопроводом и неполяризующимся медно-сульфатным элементом. Таким образом, значение потенциала трубопровода представляет собой разность его электродного потенциала и потенциала электрода сравнения по отношению к грунту. На поверхности трубопровода протекают электродные процессы определенного направления и стационарные по характеру изменения во времени.

Стационарный потенциал принято называть естественным потенциалом, подразумевая при этом отсутствие на трубопроводе блуждающих и других наведенных токов.

Взаимодействие корродирующего металла с электролитом разделяется на два процесса: анодный и катодный, которые проходят одновременно на различных участках поверхности раздела металла и электролита.

При защите от коррозии используют территориальное разделение анодного и катодного процессов. К трубопроводу подключают источник тока с дополнительным электродом-заземлителем, с помощью которого накладывают на трубопровод внешний постоянный ток. В этом случае анодный процесс происходит на дополнительном электроде-заземлителе.

Катодная поляризация подземных трубопроводов осуществляется с помощью наложения электрического поля от внешнего источника постоянного тока. Отрицательный полюс источника постоянного тока подключается к защищаемой конструкции, при этом трубопровод является катодом по отношению к грунту, искусственно созданный анод-заземлитель - к положительному полюсу.

Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 7.1. При катодной защите отрицательный полюс источника тока 2 подключен к

трубопроводу 1, а положительный - к искусственно созданному анодному заземлителю 3. При включении источника тока от его полюса через анодное заземление поступает в грунт и через поврежденные участки изоляции 6 на трубу. Далее через точку дренажа 4 по соединительному проводу 5 ток возвращается снова к минусу источника питания. При этом на оголенных участках трубопровода начинается процесс катодной поляризации.

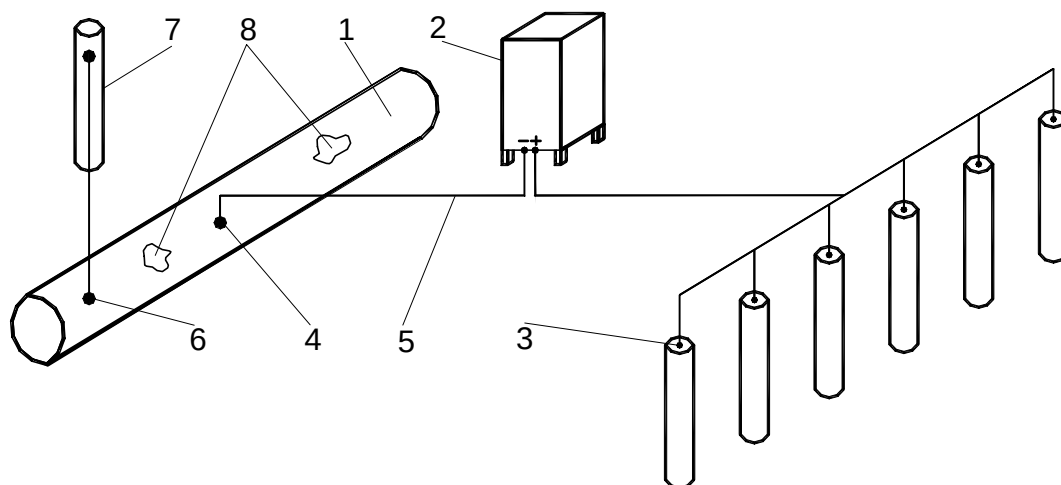


Рисунок 7.1. – Принципиальная схема катодной защиты трубопровода: 1 - трубопровод; 2 - внешний источник постоянного тока; 3 - анодное заземление; 4 - точка дренажа; 5 - дренажный кабель; 6 - контакт катодного вывода; 7 - катодный вывод; 8 - повреждения изоляции трубопровода

Поскольку напряжение внешнего тока, приложенного между электродом-заземлителем и трубопроводом, значительно превышает разность потенциалов между электродами коррозионных макропар трубопровода, стационарный потенциал анодного заземления не играет определяющей роли.

С включением электрохимической защиты ($\varphi_{0a, \text{don}}$) нарушается распределение токов коррозионных макропар, сближаются значения разности потенциалов «труба – земля» катодных участков ($\varphi_{0к}$) с разностью потенциалов анодных участков (φ_{0a}), обеспечиваются условия для поляризации.

Катодная защита регулируется путем поддержания необходимого защитного потенциала. Если наложением внешнего тока трубопровод поляризован до равновесного потенциала ($\varphi_{0к} = \varphi_{0а}$) растворения металла (рис. 7.2 а), то анодный ток прекращается и коррозия приостанавливается. Дальнейшее повышение защитного тока нецелесообразно. При более положительных значениях потенциала наступает явление неполной защиты (рис. 7.2 б). Оно может возникнуть при катодной защите трубопровода, находящегося в зоне сильного влияния блуждающих токов или при использовании протекторов, не имеющих достаточно отрицательного электродного потенциала (цинковые протекторы).

Критериями защиты металла от коррозии являются защитная плотность тока и защитный потенциал.

Катодная поляризация неизолированной металлической конструкции до величины защитного потенциала требует значительных токов. Наиболее вероятные величины плотностей токов, необходимых для поляризации стали в различных средах до минимального защитного потенциала (-0,85 В) по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения, приведены в табл. 7.1

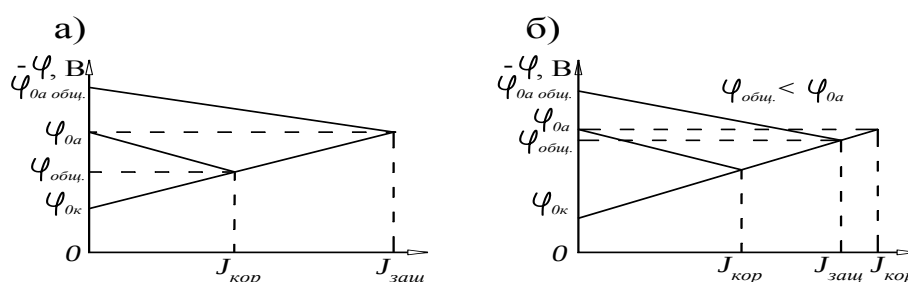


Рисунок 7.2. – Коррозионная диаграмма для случая полной поляризации (а) и неполной поляризации (б)

Обычно катодная защита используется совместно с изоляционными покрытиями, нанесенными на наружную поверхность трубопровода. Поверхностное покрытие уменьшает необходимый ток на несколько

порядков. Так, для катодной защиты стали с хорошим покрытием в почве требуется всего 0,01 ... 0,2 мА/м².

Таблица 7.1 – Плотность тока, необходимая для катодной защиты неизолированной стальной поверхности в различных средах

Среда (почва)	Плотность тока, необходимая для катодной защиты, мА/м ²
Стерильная нейтральная	4,3 ... 16,1
Хорошо аэрируемая нейтральная	21,5 ... 32,3
Сухая, хорошо аэрируемая	5,4 ... 16,1
Влажная	16,9 ... 64,6
Высокоокислая	53,8 ... 161,4
Поддерживающая активность сульфатнотостанавливающих бактерий	451,9

Защитная плотность тока для изолированных магистральных трубопроводов не может стать надежным критерием защиты вследствие неизвестного распределения поврежденной изоляции трубопровода, определяющую фактическую площадь контакта металла с грунтом. Даже для неизолированной трубы (патрон на подземном переходе через железные и шоссейные дороги) защитная плотность тока определяется по геометрическим размерам сооружения и является фиктивной, так как остается неизвестной доля поверхности патрона, покрытая постоянно присутствующими пассивными защитными слоями (окалиной и др.) и не участвующая в процессе деполяризации. Поэтому защитная плотность тока как критерий защиты применяется при некоторых лабораторных исследованиях, выполняемых на образцах металла.

Таблица 7.2 – Минимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	поляриза-ционный	с омической составляющей
Грунты с предельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м	- 0,85	- 0,90

или содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта или при температуре транспортируемого продукта не более 293 К (20 ⁰ С)		
Грунты с предельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта, или опасном влиянии блуждающих токов промышленной частоты (50 Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более 293 К (20 ⁰ С)	- 0,95	- 1,05

Примечания:

1. Для трубопроводов, температура транспортируемого продукта которых не более 278 К (5⁰С), минимальный поляризационный защитный потенциал равен минус 0,80 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения.

2. Минимальный защитный потенциал с омической составляющей при температуре транспортируемого продукта от 323 К (50⁰С) до 343 К (70⁰С) - минус 1,10 В, от 343 К (70⁰С) до 373 К (100⁰С) - минус 1,15 В.

3. Для грунтов с высоким удельным сопротивлением (более 100 Ом · м) значения минимального потенциала с омической составляющей должны быть определены экспериментально или расчетным путем в соответствии с НД.

В качестве критерия защищенности по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» принят защитный потенциал (табл. 7.2).

Смещение разности потенциалов «труба-земля» в отрицательную сторону относительно минимально защитного, с точки зрения защиты от коррозии, бесполезно и вызывает повышение расхода тока. Однако, такое смещение разности потенциалов необходимо в местах подключений станций катодной защиты (СКЗ) к трубопроводу, чтобы обеспечить минимальную защитную разность потенциалов на участках трубопровода, удаленных от СКЗ. Как только разность потенциалов «труба-земля» достигнет величин,

отрицательнее - 1,10 В, на трубопроводе (катоде) катодный процесс будет протекать с интенсивным выделением водорода, что может нарушить прилипаемость изоляции трубопровода. Поэтому для изолированных трубопроводов максимально допустимая разность поляризационных потенциалов принята равной - 1,10 В (табл. 7.3).

Таблица 7.3 – Максимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Максимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	поляризационный	с омической составляющей
При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60 ⁰ С) в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60 ⁰ С)	- 1,10	- 1,50
При других условиях прокладки трубопроводов:		
- с битумной изоляцией	- 1,15	- 2,50
- с полимерной изоляцией	- 1,15	- 3,50

Примечания:

1. Для трубопроводов из упрочненных сталей с пределом прочности 0,6 МПа (6 кг/см²) и более не допускаются поляризационные потенциалы более отрицательные, чем минус 1,10 В.

2. В грунтах с высоким удельным сопротивлением (более 100 Ом·м) допускаются более отрицательные потенциалы с омической составляющей, установленные экспериментально или расчетным путем в соответствии с НД.

Наблюдениями установлено, что в определенных условиях изолирующее покрытие сохраняет прилипаемость к трубе и при более

отрицательных разностях потенциалов. Это относится, прежде всего, к участкам, уложенным в хорошо аэрируемых грунтах с добросовестно выполненным покрытием. На участках трубопровода, где при строительстве изоляция выполнена небрежно со слабой прилипаемостью, наблюдается отрыв ее от трубы в условиях перезащиты.

Проведены исследования почвенных условий, в которых эксплуатируются трубопроводы, в частности, влияние влажности грунтов и давления их на покрытие. Изучено поведение таких новых видов изоляционных материалов, как полимерные материалы и стекломали в условиях катодной поляризации. Экспериментальными исследованиями установлена принципиальная возможность применения на подземных стальных трубопроводах катодной защиты с повышенным против нормы защитным потенциалом в тех случаях, когда трубопровод не находится в постоянном контакте с грунтовыми водами. Положительные результаты получены при повышении защитного потенциала в точке дренажа катодных станций при битумной изоляции до $-2,5$ В, при полимерной пленочной и силикатных эмалях - до $-3,5$ В. Такое повышение защитного потенциала обеспечивает увеличение экономической эффективности катодной защиты магистральных трубопроводов за счет сокращения числа катодных станций в 3 - 4 раза.

Для неизолированных стальных труб, не имеющих сближений и пересечений с другими металлическими сооружениями, смещение разности потенциалов в отрицательную сторону не ограничивается.

Потенциал подземного трубопровода со временем становится более отрицательным или более положительным. Это зависит от конкретных условий.

На магистральном трубопроводе непрерывно развиваются два процесса:

1. Разрушение изолирующего покрытия и включение в коррозионный процесс все новых активных электрохимических участников стального

трубопровода. При этом стационарный потенциал смещается в отрицательную сторону. В том же направлении действует увеличение влажности и естественное уплотнение грунта в траншее.

2. Образование продуктов коррозии и их отложения на металлической поверхности снижают ее электрохимическую активность и смещают стационарный потенциал в положительную сторону. Этому способствует также высыхание грунта и дренирование грунтовых вод с трассы трубопровода.

В зависимости от того, какой из этих процессов является доминирующим в условиях данного трубопровода, и будет определяться характер сдвига потенциала.

7.1 Расчет катодной защиты

Цель занятия: «Определить мощность и число СКЗ магистрального трубопровода диаметром D мм, с толщиной стенки δ мм, протяженностью L км».

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом.

Актуальность: Расчет катодной защиты необходим для правильного проектирования числа станций и их мощности.

Вопросы для обсуждения:

1. По какой формуле определяется расчетная длина защищаемого участка трубопровода?
2. В зависимости от чего подбирается соответствующая марка СКЗ?
3. По какому закону определяется срок анодного заземления установленного в грунт?

Методические рекомендации

Мощность СКЗ определяется

$$P = I_{\partial p} \cdot \Delta \ , \quad (7.1)$$

где $I_{\partial p}$ – ток СКЗ в точке дренажа, а; $\Delta\varphi$ - напряжение на зажимах источника постоянного тока, В.

Общее число СКЗ

$$N = L_{\text{общ}} / L, \quad (7.2)$$

где $L_{\text{общ}}$ – общая длина трубопровода, км; L – расчетная длина защищаемого участка трубопровода, км.

Расчетную длину защищаемого участка трубопровода можно определить по формуле

$$L = \frac{2}{\alpha} \ln \left[\frac{E_{\max}}{\kappa_{\theta} E_{\min} (1 + \Theta)} \right]. \quad (7.3)$$

Вышеприведенные потенциалы связаны между собой выражением

$$E_{\min(\max)} = E_{\text{защ. min(max)}} - E_{\text{ест}}. \quad (7.4)$$

Величины потенциалов при защите подземных металлических сооружений от коррозии измеряют по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения (МЭС).

Многочисленными сравнениями установлено, что величина естественного потенциала подземных металлических сооружений колеблется

в интервале от $-0,23$ до $-0,72$ В, причем практический диапазон изменения $E_{ест}$ составляет от $-0,45$ до $-0,60$ В. Поэтому, если не имеется точных данных о величине естественного потенциала стали в данном грунте, принято считать $E_{ест} = -0,55$ В (по МЭС).

Отсюда, пользуясь формулой (14.4), легко получить предельные значения наложенного потенциала для стального изолированного трубопровода:

$$E_{max} = -1,1 - (-0,55) = -0,55 \text{ В}, E_{min} = -0,85 - (-0,55) = -0,30 \text{ В},$$

где κ_θ - коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ

$$\kappa_\theta = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{min}}{E_{max}} \right)^2 (1 + \Theta)}}, \quad (7.5)$$

где α - постоянная распространения тока вдоль трубопровода

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{из}(\tau_{ис})}}, \quad (7.6)$$

где R_T - продольное сопротивление трубопровода вычисляют по формуле

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi \delta (D - \delta)}, \quad (7.7)$$

где ρ_T - удельное электросопротивление трубной стали, $\rho_T \approx 0,245$ Ом·мм²/м; D , δ - наружный диаметр трубопровода и толщина стенки; $R_{из}$ - сопротивление единицы длины изоляции

$$R_{из} = \frac{R_{II}}{\pi D}, \quad (7.8)$$

где $R_{из}(\tau_{ис})$ – сопротивление изоляционного покрытия.

Θ - коэффициент работы анодного заземления определяется по формуле

$$\Theta = \frac{\rho_z}{2\pi\gamma u}, \quad (7.9)$$

где ρ_{Γ} – удельное электросопротивление грунта

$$\rho_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n \rho_{ri} \frac{L_i}{L}, \quad (7.10)$$

где ρ_{ri} - удельное электросопротивление грунта на участке длиной L_i ;

$\frac{L_i}{L}$ - доля участка длиной L_i в общей протяженности трубопровода L .

Рассмотрим принципиальную электрическую схему катодной защиты (рис. 7.3). Как следует из этой схемы, для наиболее простого случая катодной защиты общее сопротивление цепи можно представить как ряд последовательно соединенных отдельных сопротивлений: R_1 и R_5 - сопротивления соединительных проводов; R_2 - сопротивление растеканию тока с анодного заземления в окружающую почву; R_3 - сопротивление почвы между анодным заземлением и защищаемым сооружением; R_4 - общее сопротивление тока на пути «почва - металл защищаемого сооружения - точка дренажа».

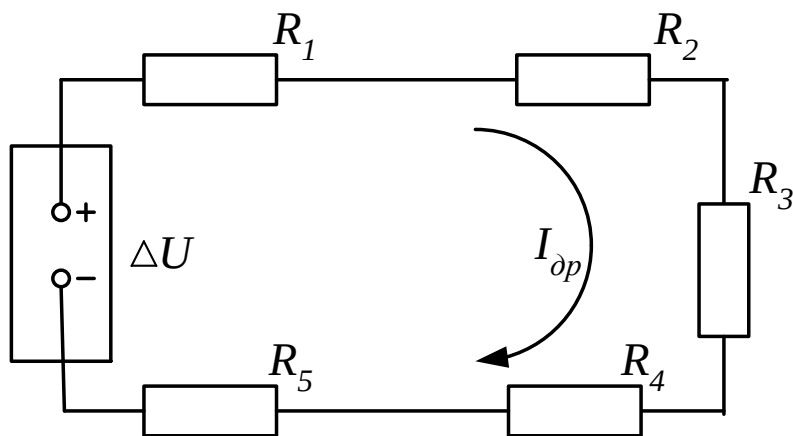


Рисунок 7.3. – Электрическая схема катодной защиты для расчета мощности СКЗ

Если пренебречь относительно малой величиной сопротивления КЗ (из-за большого сечения почвенного проводника), то общее сопротивление цепи катодной защиты

$$R_{к.з.} = R_a + R_{np} + R_{\kappa}, \quad (7.11)$$

где $R_a = R_2$ сопротивление растеканию тока с анодного заземления; $R_{np} = R_1 + R_5$ - сопротивление соединительных проводов; $R_{\kappa} = R_4$ - сопротивление собственно защиты.

Таким образом,

$$\Delta\varphi = I_{\delta p} R_{к.з.} = \Delta\varphi_a + \Delta\varphi_{np} + \Delta\varphi_{\kappa}, \quad (7.12)$$

где

$$\Delta\varphi_a = I_{\delta p} R_a; \quad \Delta\varphi_{np} = I_{\delta p} R_{np}; \quad \Delta\varphi_{\kappa} = I_{\delta p} R_{\kappa} = \left| \varphi_{\max}^{\text{нал}} - \varphi_{\min}^{\text{нал}} \right|.$$

Силу тока в точке дренажа определяют по формуле

$$I_{\delta p} = \frac{\varphi_{\max}^{\text{нал}}}{Z_{\text{вх}} \left[1 + 2 \exp(-\alpha \cdot L) + \frac{\rho_r}{2\pi y} \right]}, \quad (7.13)$$

где $Z_{вх}$ – входное сопротивление трубопровода, Ом;

$$Z_{вх} = \frac{1}{2} \sqrt{R_m \cdot R_{из}}, \quad (7.14)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м; y – расстояние от трубопровода до анодного заземления, м, $y = 50 \dots 500$ м;

Сопротивление растеканию тока одиночного вертикального электрода в коксовой засыпке (при $l_a \ll 4h$; $d_a \ll 2l_a$)

$$R_1 = \frac{\rho_r}{2\pi l_a} \left[\ln \frac{2l_a}{d_a} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h+l_a}{4h-l_a} + \frac{\rho}{\rho} \ln \frac{d_a}{d} \right], \quad (7.15)$$

где d , d_a , l_a – соответственно диаметр электрода, диаметр и длина засыпки (табл. 7.4); h – расстояние от поверхности земли до середины электрода; ρ_a – удельное сопротивление засыпки Ом·м; $\rho_a = 0,2$ Ом·м.

Таблица 7.4. – Техническая характеристика комплектных анодных заземлителей

Тип	Материал электрода	Размеры, мм				Масса, кг		Эл. хим эквивалент кг/А·год
		электрод		общие		электр.	общая	
		диаметр	длина	диаметр	длина			
АК-1	сталь	50	1400	185	1420	21	60	1,0
АК-3	железокрем.	40	1400	185	1420	12	53	0,12
АК-1 Г		68	1400	225	1700	41	90	0,12
АК-2Г		40	1400	150	1700	12	60	0,12
ЗЖК-12-КА		30	1400	185	1425	80	40	0,12
ЗЖК-41п-КА		68	1400	240	1700	41	100	0,12
АКЦ	сталь	50	1700	150	-	26	-	1,0

Оптимальное число электродов анодного заземления

$$n = J_{op} \sqrt{\frac{R_1 \cdot C_3 \cdot \eta_u \cdot \tau}{1000(\varepsilon + \sigma) \cdot C_a \cdot \eta \cdot \eta_6}}, \quad (7.16)$$

где C_3 – стоимость электроэнергии, руб/кВт; η_u – коэффициент использования электрода; $\eta_u = 0,95$; τ – время работы СКЗ в году; $(\varepsilon + \sigma)$ – норма амортизированных отчислений; C_a – стоимость установки одного электрода, руб.; η – КПД катодной установки; $\eta = 0,7$; η_6 – коэффициент экранирования электродов при выбранном расстоянии между ними (табл. 7.5).

Таблица 7.5. – Коэффициент экранирования вертикальных трубчатых заземлителей, размещенных в ряд (η_6)

Число труб	Отношение расстояния между трубами к длине трубы		
	$\frac{a}{l} = 1$	$\frac{a}{l} = 2$	$\frac{a}{l} = 3$
2	0,84 - 0,87	0,9 - 0,92	0,93 - 0,95
3	0,76 - 0,8	0,85 - 0,88	0,9 - 0,92
5	0,67 - 0,72	0,79 - 0,83	0,85 - 0,88
10	0,56 - 0,62	0,72 - 0,77	0,79 - 0,83
15	0,51 - 0,56	0,66 - 0,73	0,76 - 0,80
20	0,41 - 0,5	0,65 - 0,7	0,74 - 0,79
50	0,38 - 0,43	0,56 - 0,63	0,68 - 0,74

Сопротивление растеканию тока с анодного заземления

$$R_{an} = \frac{R_1}{n \cdot \eta_6}. \quad (7.17)$$

Оптимальная плотность тока в дренажной линии

$$j_{onm} = 31,6 \sqrt{\frac{(\varepsilon + \sigma) \cdot C_1 \cdot \eta}{C_3 \cdot \rho_{np} \cdot \tau}}, \quad \text{А/м}^2 \quad (7.18)$$

где ρ_{np} - удельное сопротивление металла проводов, принимаемое $\rho_{np} = 0,029 \text{ м} \cdot \text{м}^2/\text{м}$; C_1 – стоимость прокладки дренажной линии.

Оптимальное сечение дренажного провода

$$S_{np} = I_{\partial p} / j_{ont}. \quad (7.19)$$

Сопротивление дренажной линии

$$l_{np} = (y + 10). \quad (7.20)$$

Проводник стали

$$R_{np} = \rho_{np} \frac{l_{np}}{S_{np}}, \quad (7.21)$$

где ρ_{np} - удельное сопротивление металла проводов, принимаемое $\rho_{np} = 0,029 \cdot 10^{-6} \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $S_{np} = 16 \text{ мм}^2$; l_{np} = длина проводника.

Среднее значение потребляемой мощности СКЗ $\rho = I_{\partial p} \cdot \Delta\varphi$.

В зависимости от величины $\Delta\varphi$ подбирается соответствующая марка СКЗ.

На основании закона Фарадея срок анодного заземления (в годах), установленного в грунт, определяется по формуле

$$T = \frac{G \cdot \eta_u}{q \cdot J_{\partial p}}, \quad (7.22)$$

где G – общий вес рабочих электродов заземления, кг; η_u – коэффициент использования электродов; ($\eta_u = 0,95$); q – электрохимический эквивалент материала электродов, кг/А год.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 8.1. Определить мощность и число СКЗ магистрального трубопровода диаметром D мм, с толщиной стенки δ мм, протяженностью

км. Трубопровод проложен на местности с удельным электросопротивлением $\rho_{гр}$ Ом·м. Анодное заземление проектируется выполнить из вертикальных упакованных электродов марки:....., дренажную линию - воздушной с подвеской из алюминиевого провода или уложенного в траншею (см. вариант – табл. 8.4).

Начальное переходное сопротивление «трубопровод-грунт» R_{nn} , Ом·м².

Средняя стоимость электроэнергии $C_{э}$, руб/кВт·час.

Таблица 8.4. – Исходные данные к задаче 8.4

Вар.	D , мм	δ , мм	$Z_{общ}$, км	$\rho_{гр}$, Ом·м	Марка электрода	Тип дренажной линии	R_{nn} , Ом·м ²	$C_{э}$, руб/кВт·час
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	720	10	800	10	АК-1	воздушн.	10^4	0,007
2	820	10	900	20	АК-3	...	9000	0,01
3	1020	10	1000	30	АК-1	...	8000	0,02
4	1220	11	1200	40	АК-3	...	7000	0,03
5	720	9	1300	10	ЗЖК-12КА	...	6000	0,04
6	820	11	1400	5	...	...	5000	0,01
7	1020	11	1500	10	АКЦ	АСБ-1 в траншее	10^4	0,02
8	1220	12	1600	15	АК-1	...	9000	0,03
9	720	8	1700	20	АК-3	...	8000	0,04
10	820	9	1800	25	АК-1	...	7000	0,007
11	1020	9	2000	30	АК-3	...	6000	0,01
12	530	6	1000	5	ЗЖК-12КА	...	5000	0,02
13	820	9	900	6	...	воздушн.	10^4	0,03
14	1220	13	800	7	АКЦ	...	9000	0,04
15	530	5	1220	8	АК-1	...	8000	0,007
16	720	7	1100	9	АК-3	...	7000	0,01
17	820	7	1300	10	ЗЖК-12КА	...	6000	0,02
18	530	7	1400	15	АК-1	АСБ-1 в траншее	5000	0,03
19	1020	12	1500	20	АК-3	...	10^4	0,04
20	1020	15	1600	25	ЗЖК-12КА	...	4000	0,02

Тема №8. Протекторная защита трубопроводов и резервуаров

8.1 Принципиальная схема протекторной защиты

Цель: «Понять принцип действия протекторной защиты».

Организационная форма занятия – традиционная.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом.

Актуальность: Принцип действия протекторной защиты объектов магистральных трубопроводов необходимо знать для безаварийной работы.

Методические рекомендации

Протекторная защита (рисунок 8.1) основана на использовании принципа гальванических пар. Если к стальному подземному сооружению подключить протектор из более электроотрицательного металла, чем сталь, то будет образована гальваническая пара, в которой защищаемое сооружение будет катодом, а протектор - анодом. Протекторную защиту называют катодной защитой гальваническими анодами.

Вследствие разности потенциалов протектор – металлическое сооружение в цепи протекторной установки возникает электрический ток, который, притекая на защищаемый объект, создает на нем потенциал более отрицательный, чем до подключения протекторной установки.

При защитной разности потенциалов металлическое сооружение - земля - 0,85 В по МЭС (медно-сульфатный электрод сравнения) на сооружении практически прекращаются коррозионные процессы. Протектор же под действием стекающих с него токов растворяется.

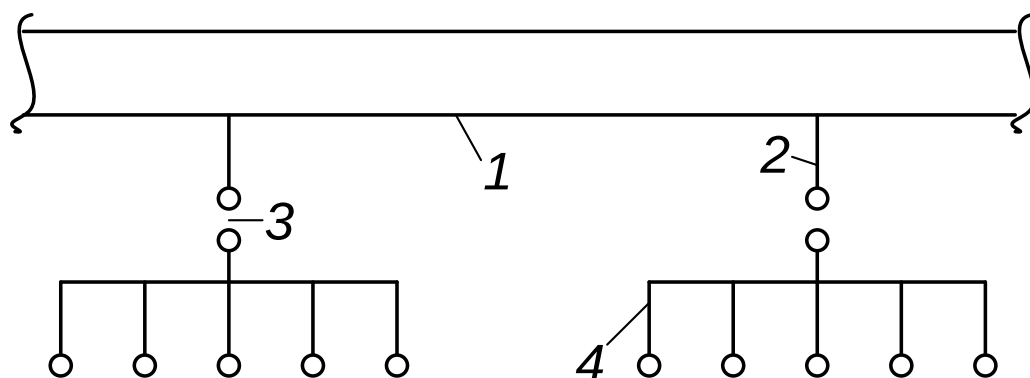


Рисунок 8.1. – Схема протекторной защиты подземного трубопровода:
1 - трубопровод, 2 - соединительные провода, 3 - контрольно-измерительная колонка, 4 - протекторная установка

Контрольные вопросы:

1. Гальваническая пара.
2. Принципиальная схема протекторной защиты.

8.1 Протекторная защита магистральных трубопроводов

Цель занятия: «Определить протяженность защитной зоны протекторной установки и срок службы протекторов, подключенных к магистральному трубопроводу диаметром D мм, уложенному в грунт с удельным сопротивлением $\rho_{\text{гр}}$ Ом·м».

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

Теоретические основы.

Применение протекторов в проектах электрохимической защиты магистральных трубопроводов допускается только в групповых установках и грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 50 Ом·м.

Расчет протекторной защиты трубопроводов сводится к определению длины защищаемого участка трубопровода L и срока службы протекторов T .

Длину зоны действия защиты на изолированном трубопроводе можно определить с достаточной для инженерных расчетов точностью по следующей формуле

$$L = \frac{R_{из}}{R} \left(\frac{\varphi_n}{\varphi_{мин}^{защ}} - 1 \right), \quad (8.1)$$

где $R_{из}$ – сопротивления изоляции трубопровода на единице длины, Ом·м; R_n – сопротивление растеканию тока с протектора, Ом; φ_n – потенциал протектора до подключения его к трубопроводу, В; для магниевых протекторов $\varphi_n = -1,6$ В по МЭС; $\varphi_{мин}^{защ}$ – минимальный защитный потенциал.

Сопротивление растеканию тока групповой протекторной установки при $h \gg l_a/4$ и $l_a \gg d_a/2$ определяется по формуле

$$R_n = \frac{0.366 \cdot \rho_r}{l_a \cdot N \cdot \rho_e} \left[\ln \frac{2l_a}{d_a} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h + l_a}{4h - l_a} + \frac{\rho}{\rho} \ln \frac{d_a}{d} \right], \quad (8.2)$$

где ρ_{rp} – удельное сопротивление грунта, окружающего протектор Ом·м; ρ_a – удельное сопротивление активатора, Ом·м; $0,2 \text{ Ом·м} \geq \rho_a$; d_a, l_a – соответственно диаметр и высота столба активатора, окружающего протектор; d_a – диаметр протектора; h – глубина установки протектора от поверхности земли до середины протектора; N – число протекторов в грунте; η_e – коэффициент, учитывающий взаимное экранирование вертикальных протекторов в группе.

При защите трубопровода одиночными протекторами $N = 1$ и $\eta_e = 1$.

Срок службы протекторной установки вычисляется по формуле

$$T = \frac{G \cdot \eta_u \cdot \eta_n}{q \cdot J_n}, \quad (8.3)$$

где G – вес протекторной установки, кг.; q – теоретический электрохимический эквивалент материала протектора, кг/а год; J_n – сила тока

в цепи протекторной установки, а; η_u – коэффициент использования протектора ($\eta_u = 0,95$); η_n – КПД протектора (определяется в зависимости от анодной плотности тока).

Анодная плотность тока определяется по формуле

$$\gamma_a = \frac{J_n}{N(\pi \cdot d_n \cdot l_n + 2 \cdot 0,785 \cdot d_n^2)}, \text{мА/дм}^2 \quad (8.4)$$

Здесь размеры тока протектора d_n и l_n подставляются в дм.

Сила тока в цепи протекторной установки при подключении ее к трубопроводу определяется зависимостью

$$J_n = \frac{\varphi_{\min}^{\text{защ}} - \varphi_{\text{ест}}}{R_n} \left(1 - \frac{\varphi_{\min}^{\text{защ}}}{\varphi_n} \right). \quad (8.5)$$

Техническая характеристика протекторов, применяемых для защиты сооружения от коррозии, приведена в табл. 8.1.

Таблица 8.1 – Техническая характеристика комплексных протекторов ПМ-У

Тип протектора	Размеры, мм				Масса, кг	
	электрода		общие		электрода	общий
	высота	условный диаметр	высота	диаметр		
ПМ-5У	500	95	580	165	5	16
ПМ-10У	600	100	700	200	10	30
ПМ-20У	610	150	710	270	20	60

Задача 8.2. Требуется определить протяженность защитной зоны протекторной установки и срок службы протекторов, подключенных к магистральному трубопроводу диаметром D мм, уложенному в грунт с удельным сопротивлением $\rho_{\text{гр}}$ Ом·м (см. табл. 8.2). Трубопровод имеет изоляционное покрытие с переходным сопротивлением R_{nn} Ом·м².

Протекторы установлены на глубине $h = 2$ м, на расстоянии $a = 5$ м друг от друга в группе.

Таблица 8.2. - Исходные данные к задаче 8.2

Вар.	D , мм	ρ_{ep} , Ом·м	R_{nn} , Ом·м ²	N , штук число протек-торов	B , м, расстояние от протектора до трубы	Марка протектора
1	2	3	4	5	6	7
1	530	50	$5 \cdot 10^3$	3	10	ПМ-5У
2	630	40	$6 \cdot 10^3$	4	9	ПМ-5У
3	720	30	$7 \cdot 10^3$	3	8	ПМ-10У
4	820	20	$8 \cdot 10^3$	4	7	ПМ-10У
5	920	10	$9 \cdot 10^3$	5	6	ПМ-20У
6	1020	15	$10 \cdot 10^3$	4	7	ПМ-20У
7	1220	20	$9 \cdot 10^3$	5	8	ПМ-10У
8	1420	30	$8 \cdot 10^3$	6	9	ПМ-20У
9	530	40	$7 \cdot 10^3$	5	10	ПМ-5У
10	630	50	$5 \cdot 10^3$	3	6	ПМ-10У

8.2 Протекторная защита днища стальных резервуаров от почвенной коррозии

Цель занятия: «Определить срок службы и число протекторов типа ПМ для защиты днища резервуара РВС, установленного на площадке с увлажненным песком $\rho_{гр}$ Ом·м.»

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

Теоретические основы.

Стальные резервуары могут быть защищены как одиночными, так и групповыми протекторами (рисунок 8.2).

Одиночные протекторы применяются для резервуаров, площадь днищ которых не превышает 200 м² (резервуары типа РВС-2000 включительно). При большей площади днища применяют групповые протекторные установки. При расчете протекторной защиты днищ РВС основной задачей является определение числа протекторов и срока их службы. В основу расчета положено достижение плотности тока в цепи «протектор-резервуар» защитной величины (табл. 8.2).

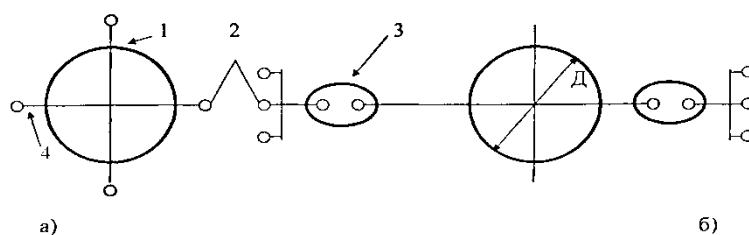


Рисунок 8.2. Схемы протекторной защиты:

а - одиночными протекторами; б - групповыми сосредоточенными протекторами; 1 – резервуар; 2 – протекторы; 3 - контрольно-измерительные колонки; 4 - дренажный провод

При использовании табл. 8.3 нужно руководствоваться тем, что большему значению переходного сопротивления соответствует меньшее значение защитной плотности тока.

Таблица 8.3. – Защитная плотность тока для изолированного стального сооружения (в мА/м^2)

Переходное сопротивление изоляции, $\text{Ом}\cdot\text{м}^2$	Удельное электросопротивление грунта, $\text{Ом}\cdot\text{м}$		
	10	20	50
более 10000	менее 1	менее 0,4	менее 0,2
1000 - 10000	1 - 2	0,4 - 1	0,2 - 0,5
100 - 1000	2 - 5	1 - 2	0,5 - 1
10 - 100	5 - 15	2 - 5	1 - 2
менее 10	более 15	более 5	более 2

Переходное сопротивление изоляции определяется по формуле

$$R_0 = R_{p-2} \cdot F, \quad (8.6)$$

где R_{p-2} – переходное сопротивление «резервуар-грунт», Ом ; F – площадь днища резервуара, м^2 .

$$R_{p-2} = \frac{3 \cdot \rho_r}{D(D + b)}, \quad (8.7)$$

где D – диаметр резервуара, м ; b – расстояние между протектором и резервуаром, м ; ($b = 6 \div 10 \text{ м}$).

Сила тока, требующаяся для защиты днища резервуара

$$J_p = j \cdot F. \quad (8.8)$$

Число протекторов N , которое необходимо для защиты днища, равно отношению силы тока J_{np} , требуемой для защиты всего днища, к силе тока одного протектора

$$N = J_p / J_n. \quad (8.9)$$

Сила тока протектора определяется из выражения

$$J_n = \frac{\varphi_n - \varphi_{есм}}{R_{p-2} + R_n + R_{np}}, \quad (8.10)$$

где R_n – сопротивление растеканию тока с протектора, Ом; R_{np} – сопротивление соединительного провода, Ом; $\varphi_n, \varphi_{есм}$ – абсолютные значения потенциалов, В.

Возможность защиты резервуаров магниевыми протекторами определяется неравенством

$$J_p \cdot R_{p-2} < \varphi_n - \varphi_{есм} = 1B. \quad (8.11)$$

При выполнении этого неравенства протекторная защита резервуара может быть осуществлена.

Задача 8.3. Требуется определить срок службы и число протекторов типа ПМ для защиты днища резервуара РВС, установленного на площадке с увлажненным песком ρ_{ep} Ом·м. Расстояние от резервуара до протектора в м (табл. 8.4).

Таблица 8.4 – Исходные данные к задаче 8.3

Вар.	Тип протектора	ρ_{ep} , Ом·м	Тип резервуара, м ³	расстояние от резервуара до протектора, м
1	ПМ-5У	30	РВС-100	5

2	ПМ-5У	30	PBC-200	6
3	ПМ-5У	25	PBC-300	7
4	ПМ-10У	20	PBC-400	8
5	ПМ-10У	15	PBC-700	9
6	ПМ-10У	10	PBC-1000	10
7	ПМ-20У	5	PBC-2000	9
8	ПМ-20У	5	PBC-1000	8
9	ПМ-5У	10	PBC-700	7
10	ПМ-10У	15	PBC-2000	6

8.3 Расчет протекторной защиты с помощью групповых установок

Цель занятия: «Рассчитать групповую протекторную установку».

Организационная форма занятия – разбор конкретных ситуаций.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом.

Актуальность: Расчет протекторной защиты объектов магистральных трубопроводов необходимо выполнять для проектирования групповой протекторной установки.

Теоретические основы.

При расчете групповой протекторной установки, кроме параметров, определяемых для одиночного протектора, вычисляют также переходное сопротивление групповой протекторной установки, силу тока группы, расстояние между групповой протекторной установкой и резервуаром.

Число протекторов в группе определяется методом последовательного приближения. Сначала рассчитывается приближенное число, которое затем уточняется

$$N_n = \frac{J_r}{0,6 \cdot J_n}, \quad (8.12)$$

где J_r – сила тока, которую необходимо получить от групповой протекторной установки, А; J_n – сила тока одиночного протектора, А.

При защите днища резервуара одной протекторной установкой $J_r = J_n$. В общем случае

$$J_r = J_p/n,$$

где J_p – требующаяся сила тока защитного тока, а; n – число групповых протекторных установок.

Сопротивление растеканию силы тока групповой протекторной установки R_{n2} равно

$$R_{n2} = \frac{R_n}{N_n \cdot \eta_\epsilon}, \quad (8.13)$$

где η_ϵ – коэффициент экранирования.

Сила тока групповой протекторной установки определяется зависимостью

$$J_r = \frac{\varphi_n - \varphi_{есм}}{R_{n2} + R_{p2} + R_{np}}. \quad (8.14)$$

Число протекторов в группе N_n

$$N_k = \frac{J}{J_r} \cdot N_n. \quad (8.15)$$

Если уточненное число протекторов в группе N_k отличается от первоначального определенного N_n более чем на 10%, то расчет J_r и R_{n2} корректируется в соответствии с величиной.

При расчете защиты изолированных битумным покрытием днищ резервуаров групповыми установками важно определить расстояние между протекторами и дном u для того, чтобы на участках дна, близко расположенных к протекторам, не возникло высоких отрицательных потенциалов, которые могут вызвать отслаивание изоляции вследствие разряда ионов водорода

$$y \geq \frac{J_r \cdot \rho_r}{2\pi(\varphi_{\max}^{\text{нал}} - J_r \cdot R_{p2})} \quad (8.16)$$

Таблица 8.3. – Техничко-экономические показатели резервуаров со стационарной крышей

Номинальный объем, м ³	Полезная емкость, м ³	Максимальная высота разлива, м	Высота стенки резервуара, м	Диаметр, м	Общая масса металлоконстр укции, т	Масса на 1 м ³ объема, кг	Стоимость, тыс. руб.	Типовой проект
100	99,7	5,68	6,96	4,73	5,44	51,8	5,51	704 – 1 - 49
200	206	5,68	5,96	6,63	7,94	38,5	6,69	704 – 1 - 50
300	336	7,0	7,45	7,58	10,58	31,5	7,60	704 – 1 - 51
400	426	7,0	7,45	8,53	12,36	29,0	8,25	704 – 1 - 52
700	764	10,0	10,43	8,94	17,75	23,2	10,05	704 – 1 - 53
1000	960	11,29	11,92	10,48	26,50	23,4	12,68	704 – 1 - 66
2000	2042	11,35	11,92	15,18	48,56	2,5	19,07	704 – 1 - 55
3000	3200	11,35	11,92	18,98	67,10	19,9	24,95	704 – 1 - 56
5000	4975	14,37	14,90	20,92	104,55	19,4	36,78	704 – 1 - 67
10000	11000	17,25	17,90	28,50	211,01	17,6	73,38	704 – 1 - 68
15000	15830	17,23	17,90	34,20	297,04	17,2	104,98	704 – 1 - 69
20000	21540	17,23	17,90	39,90	398,70	17,1	140,08	704 – 1 - 70
30000	28100	17,23	17,90	45,60	521,30	16,6	184,88	704 – 1 - 71

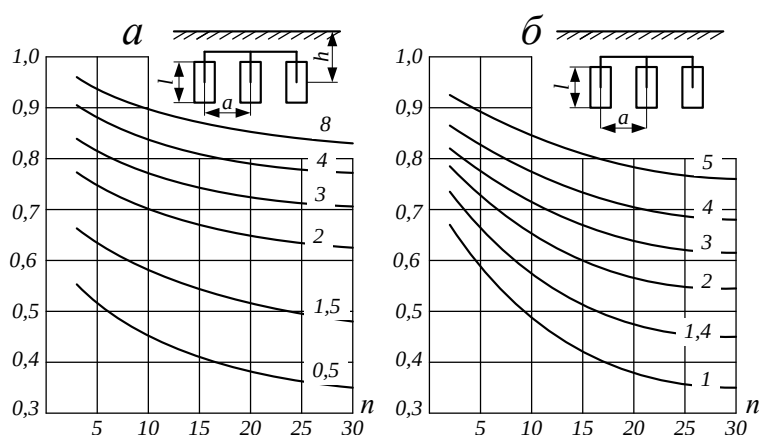


Рисунок 8.3. – Зависимость коэффициента экранирования вертикальных электродов от их числа при различных отношениях.

а – без засыпки; б – в коксовой засыпке

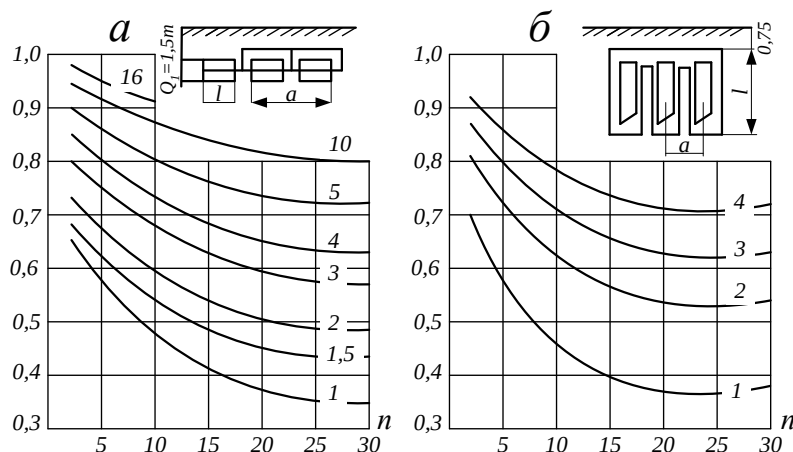


Рисунок 8.4. – Зависимость коэффициента экранирования стальных электродов

от их числа при различных отношениях.

а – горизонтальные электроды без засыпки;

б – вертикальные электроды из уголка в коксовой засыпке

Задача 8.4. Требуется определить срок службы и число протекторов типа ПМ для защиты днища резервуара РВС, установленного на площадке с увлажненным песком ρ_{ep} Ом·м. Расстояние от резервуара до протектора в м (табл. 8.4).

Таблица 8.4. – Исходные данные к задаче 8.3

Вар.	Тип протектора	ρ_{ep} , Ом·м	Тип резервуара, м ³	расстояние от резервуара до протектора, м
1	ПМ-5У	40	РВС-300	7
2	ПМ-5У	35	РВС-200	7
3	ПМ-5У	35	РВС-100	6
4	ПМ-10У	40	РВС-1000	9
5	ПМ-10У	25	РВС-700	10
6	ПМ-10У	30	РВС-400	11
7	ПМ-20У	10	РВС-1000	10
8	ПМ-20У	10	РВС-2000	9
9	ПМ-5У	15	РВС-700	6
10	ПМ-10У	20	РВС-2000	8

Список рекомендуемой литературы

1. Тетельмин В.В. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, Изд.дом – Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006
2. – Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. под ред. Коршака А.А.– Спб: Недра, 2008
3. – Васильев Г.Г., Гульков А.Н., Земенков Ю.Д. и др. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности в 2-х томах. / Учебное пособие, 2008. – 1216 стр
4. – Чемодуров Ю.К. Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов: учебное пособие / Ю.К. Чемодуров. – Минск: Беларусь, 2009. – 520 с.
5. – Басов, Е. Д. (СевКавГТУ). Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ : учеб. пособие (курс лекций) / Е.Д. Басов ; ГОУ ВПО Сев.-Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2011. - 352 с. : ил. - Библиогр.: с. 349

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Значения эквивалентной шероховатости для труб (по А.Д. Альтшулю)

Трубы	Состояние труб	Δ , мм
1. Тянутые из стекла и цветных металлов	Новые, технически гладкие	$\frac{0-0,002}{0,001}$
2. Бесшовные стальные	Новые и чистые	$\frac{0,01-0,02}{0,014}$
	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15-0,3}{0,2}$
	Новые и чистые	$\frac{0,03-0,1}{0,06}$
3. Стальные сварные	С незначительной коррозией после очистки	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$
	Умеренно заржавевшие	$\frac{0,3-0,7}{0,5}$
	Старые заржавевшие	$\frac{0,5-1,5}{1}$
	Новые асфальтированные	$\frac{0-0,16}{0,12}$
4. Чугунные	Новые без покрытия	$\frac{0,2-0,5}{0,3}$
	Бывшие в употреблении	$\frac{0,8-1,5}{1}$
	Очень старые	до 3 мм

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Значения коэффициентов местных сопротивлений (квадратичная зона)

Сопротивление	$\zeta_{кв}$	Сопротивление	$\zeta_{кв}$
Вход в трубу:		Задвижка:	
с острыми кромками	0,5	полностью открытая ($n=1$)	0,15
вдающийся внутрь резервуара	1,00	$n=0,75$	0,20
Выход из трубы	1,00	$n=0,5$	2,00
Угольник с углом поворота:		$n=0,4$	4,60
45°	0,44	$n=0,3$	10,00
90°	1,32	$n=0,2$	35,00
Колено плавное (90°)	0,23	Кран пробковый	0,40
Тройник	0,32	Фильтры для нефтепродуктов:	
Шаровой кран	45,00	светлых	1,70
Вентиль обычный	4,00	темных	1,20
Прижимная коробка трубы с клапаном и сеткой при d_{mp} , мм:		Диафрагма с острыми кромками при $n = S_{om}/S_{mp}$:	
100	7,00	0,4	7,00
150	6,00	0,5	4,00
200	5,20	0,6	2,00
300	3,70	0,7	0,97

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Поправочная функция φ для $\zeta_{кв}$ в формуле $\zeta = \varphi \zeta_{кв}$
при ламинарном и переходном режимах движения

Re	φ	Re	φ
200	4,20	1600	2,95
400	3,81	1800	2,90
600	3,51	2000	2,84
800	3,37	2200	2,48
1000	3,22	2400	2,26
1200	3,12	2600	2,12
1400	3,01	2800	1,98

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Теплофизические свойства некоторых жидкостей

Свойство	Температура, °C								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вода									
Плотность ρ , кг/м ³	1000	998	996	991	988	983	978	973	965
Динамическая вязкость η , мПа·с	1,31	1,00	0,80	0,66	0,55	0,47	0,41	0,36	0,32
Давление насыщенных паров p_n , кПа	1,22	2,34	4,24	7,38	12,34	19,92	31,17	47,37	70,13
Топливо Т-1									
Плотность ρ , кг/м ³	—	819	814	808	801	795	787	781	774
Динамическая вязкость η , мПа·с	—	1,49	—	1,08	—	0,83	—	0,66	—
Давление насыщенных паров p_n , кПа	—	4,67	7,47	11,21	15,61	21,35	28,02	36,02	44,43
Масло МС-20									
Плотность ρ , кг/м ³	898	892	886	881	876	870	864	859	853
Динамическая вязкость η , мПа·с	248,0	102,0	47,5	24,0	13,4	8,0	5,1	3,5	2,4

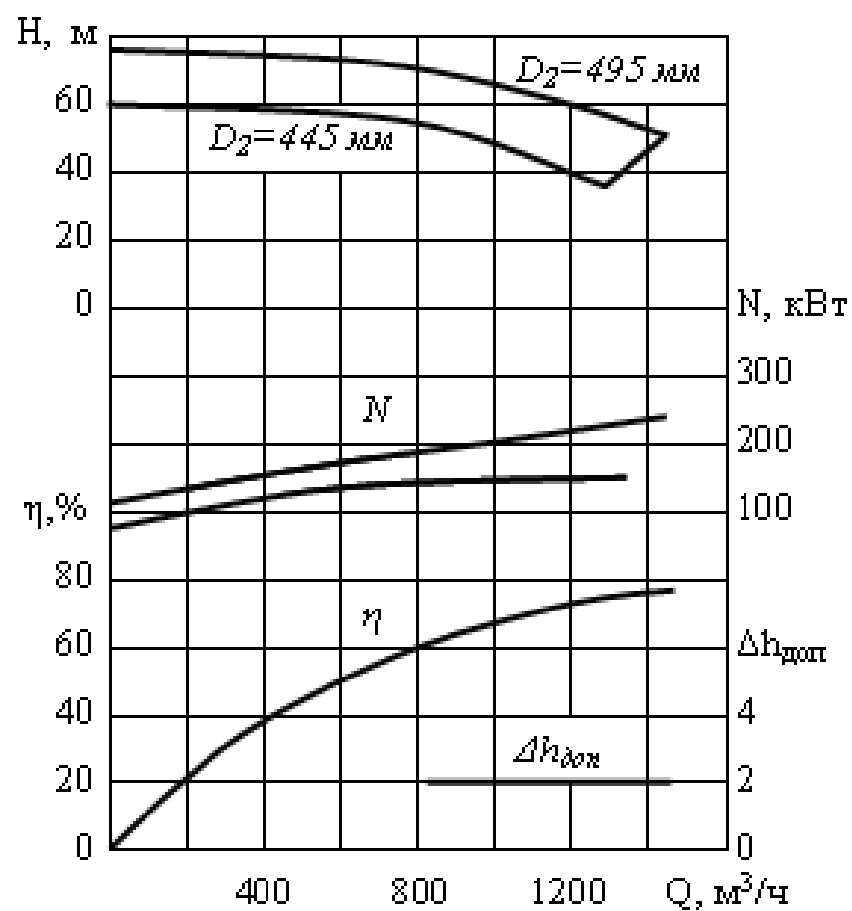
Основные геометрические размеры насосов

Марка насоса	Рабочее колесо		Диаметр входного патрубка*, мм
	D_2 , мм	b_2 , мм	
Основные магистральные насосы			
НМ 125 – 550	264	16	
НМ 360 – 460	300	24	150
НМ 500 – 300	300	28	200
НМ 1250 – 260	440	26	250
	418	26	300
НМ 2500 – 230	430	36	
	405	38	400
	425	26	
НМ 3600 – 230	450	41	
	430	43	500
	450	29	
НМ 5000 – 210	450	69	
	430	72	700
	460	28	
НМ 7000 – 210	465	61	
	475	49	800
	450	52	
НМ 10000 – 210	475	66	
	496	57	1000
	465	58	
Подпорные насосы*			
НПВ 1250 – 60	495	23	300
НПВ 2500 – 80	530	29	400
НПВ 3600 – 90	610	30	500
НПВ 5000 – 120	640	48	700

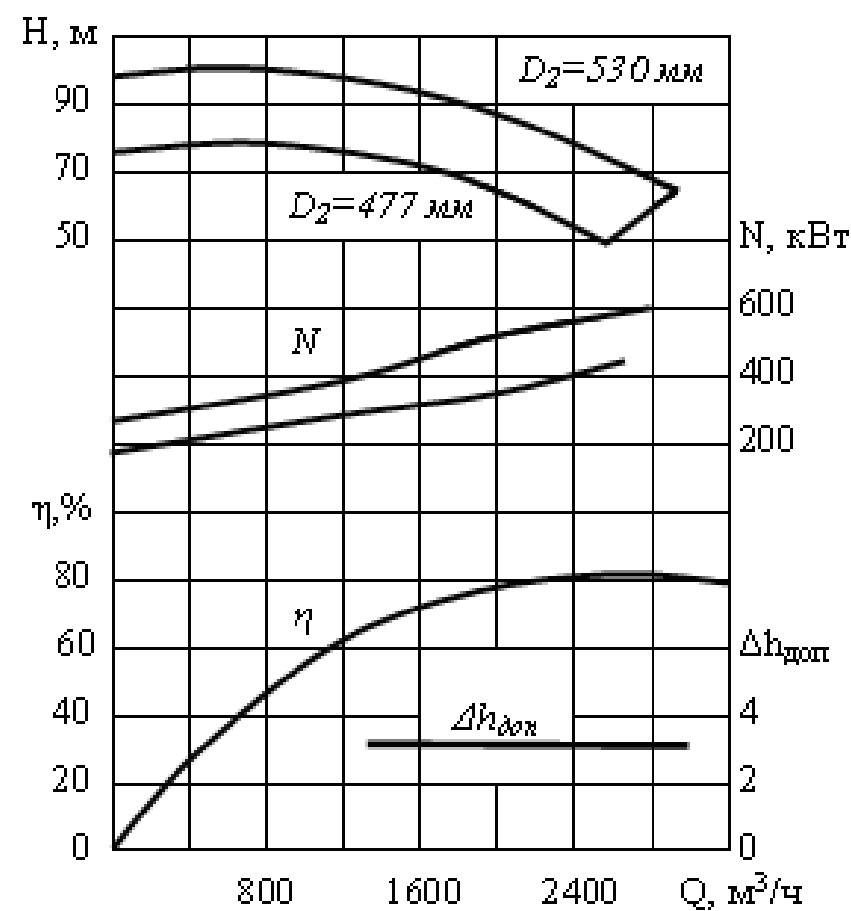
*Данные ориентировочные

Характеристики подпорных насосов (вода 20 °С, $n = 1480$ об/мин)

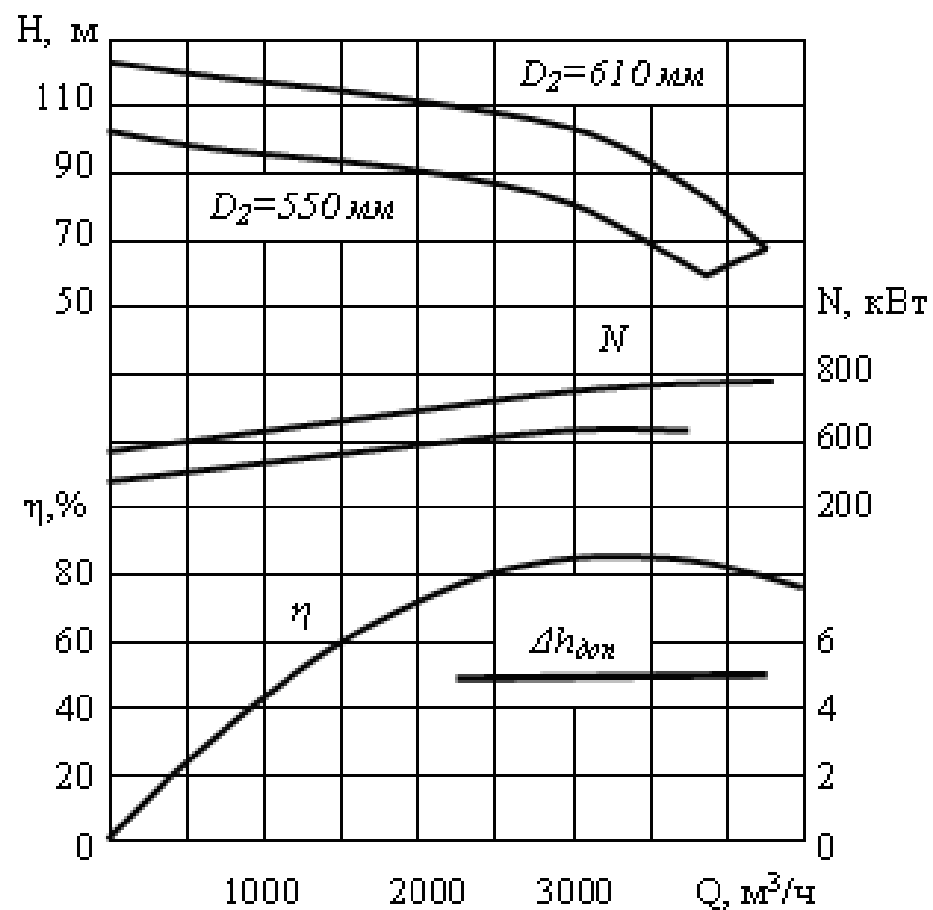
НПВ 1250 – 60



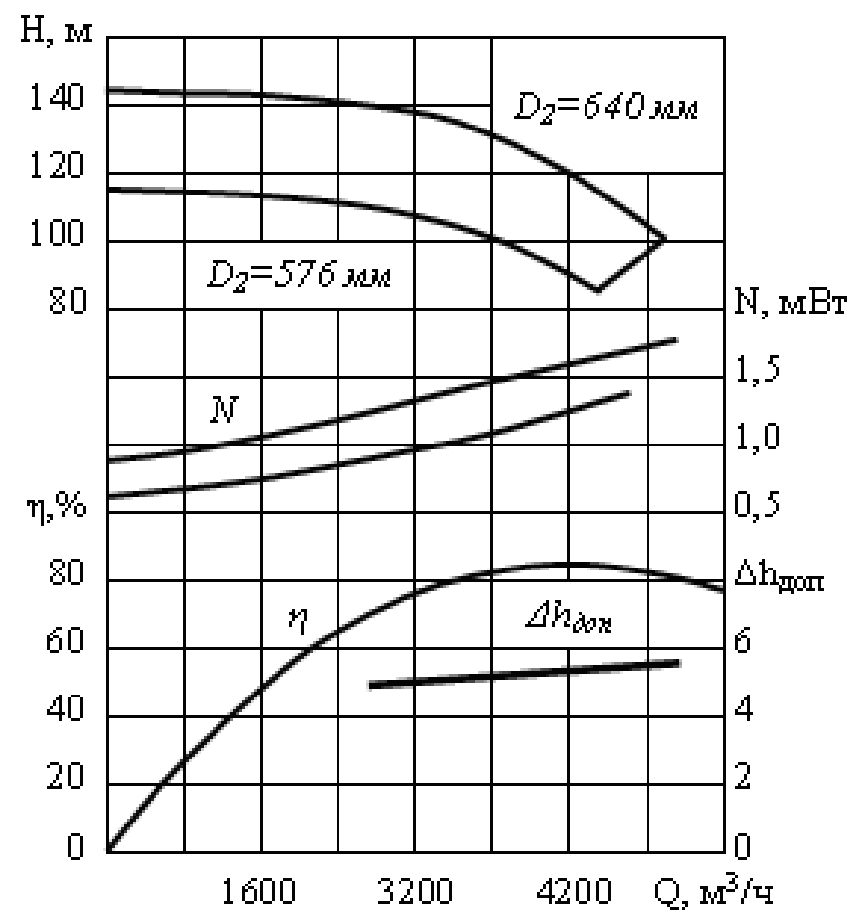
НПВ 2500 – 80



НПВ 3600 – 90

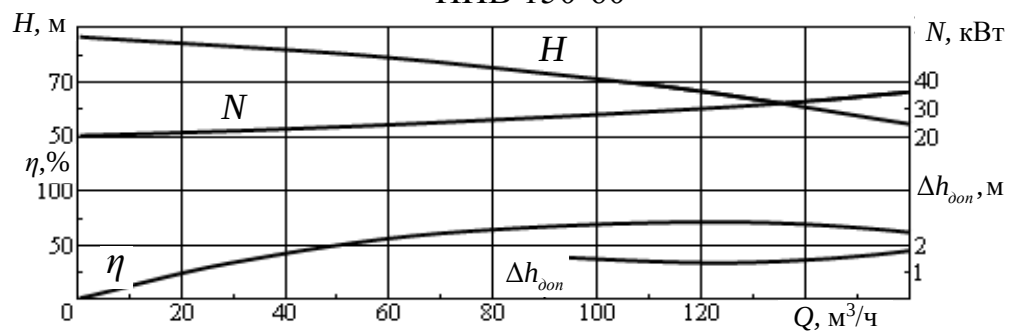


НПВ 5000 – 120

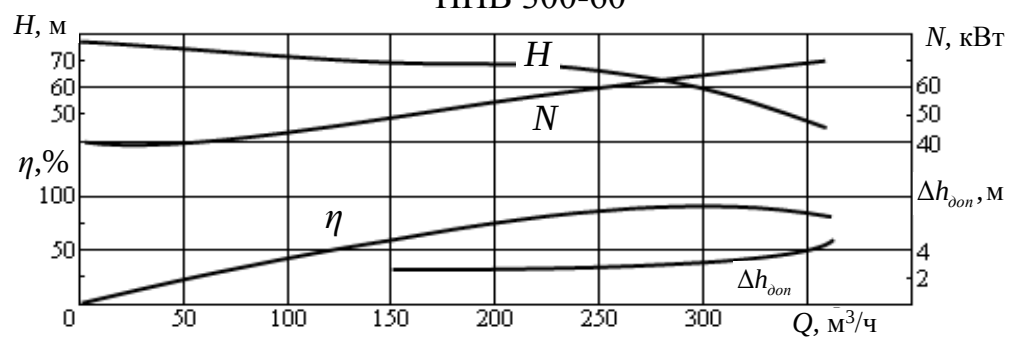


Продолжение приложения 20

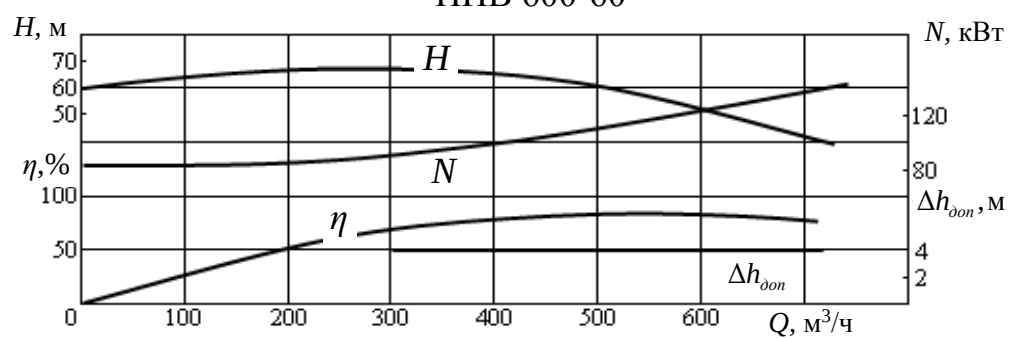
НПВ 150-60



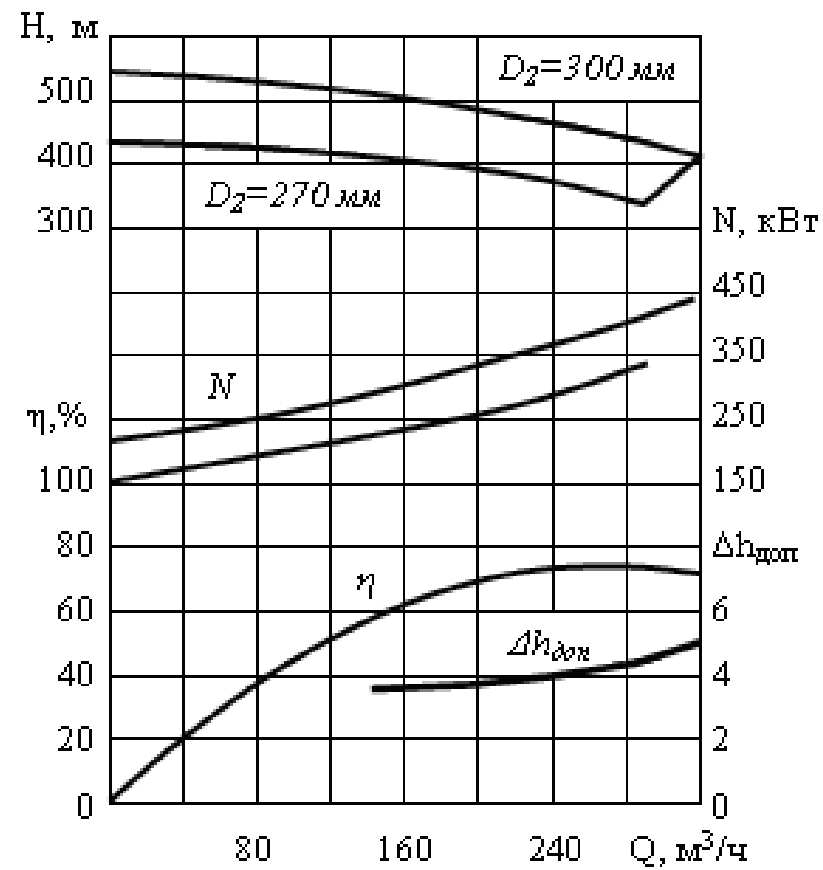
НПВ 300-60



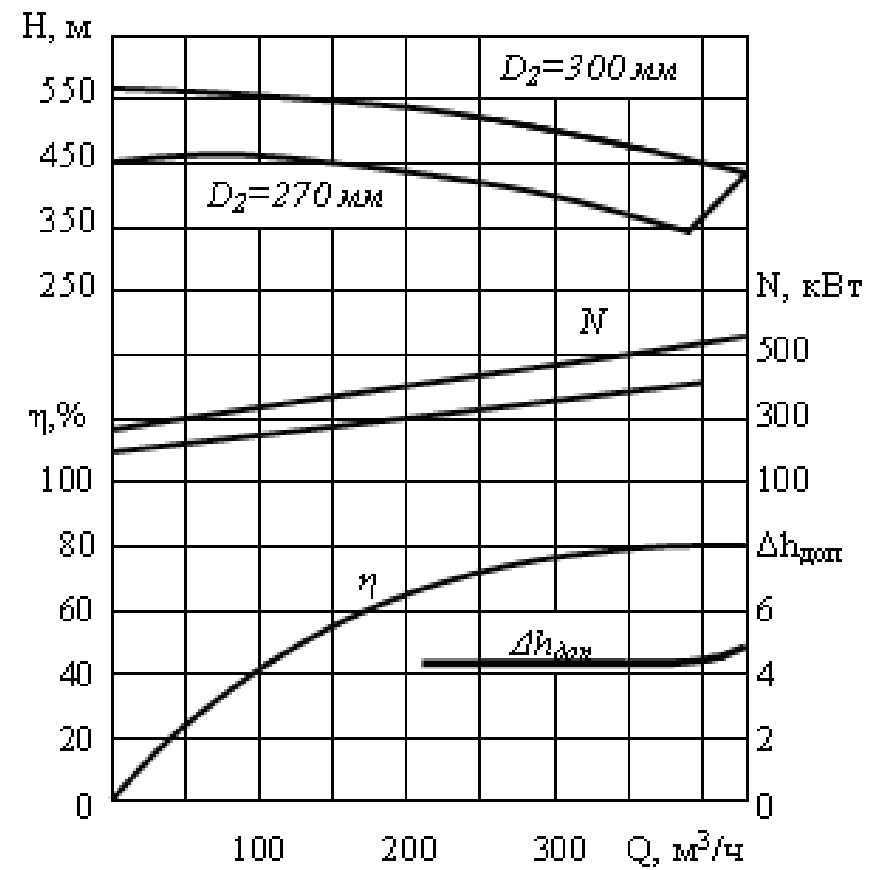
НПВ 600-60

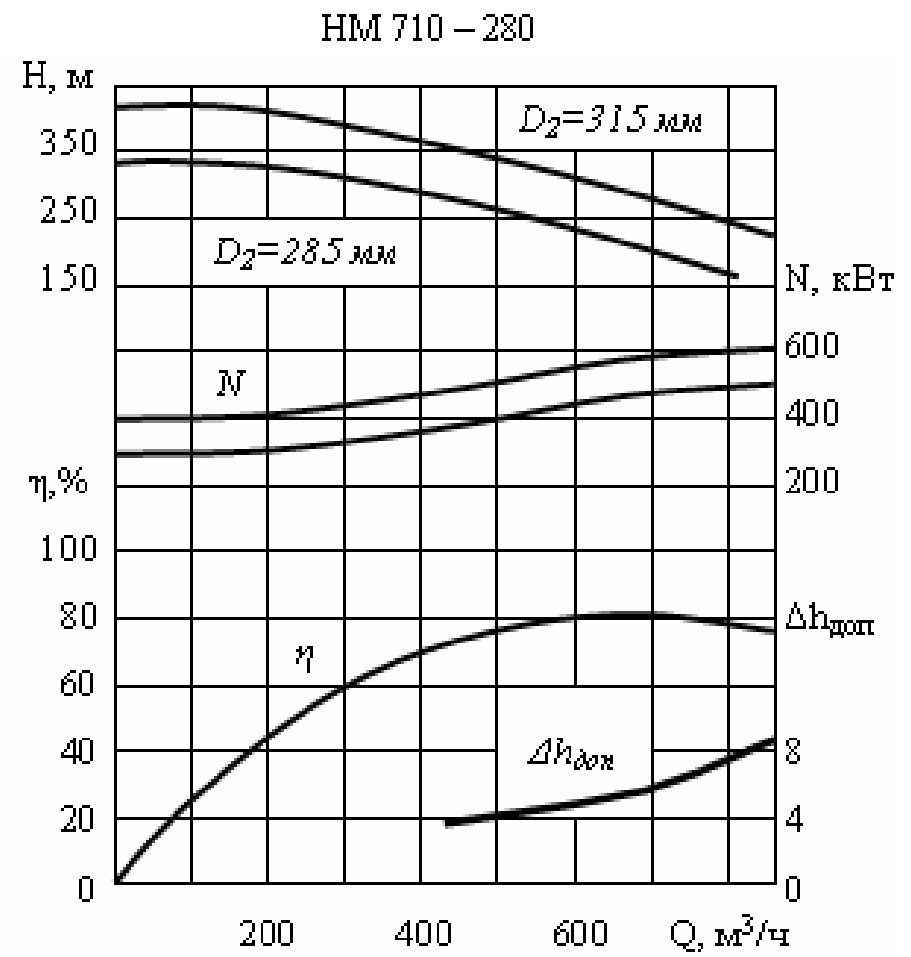
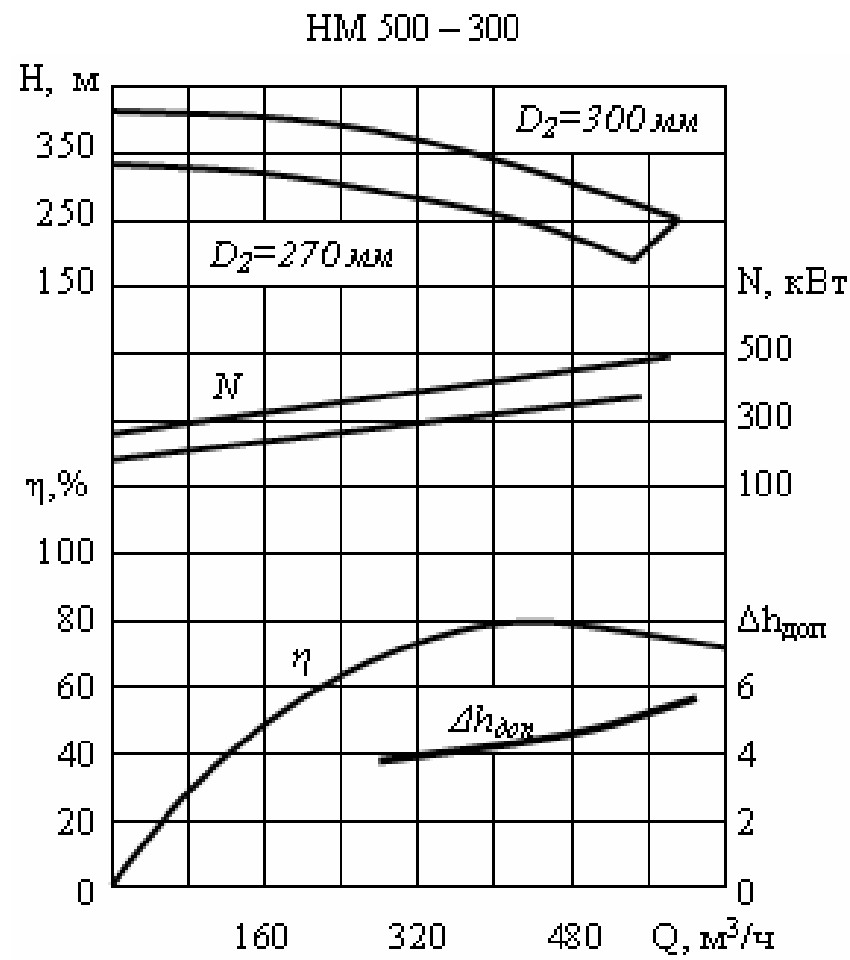


НМ 250 – 475

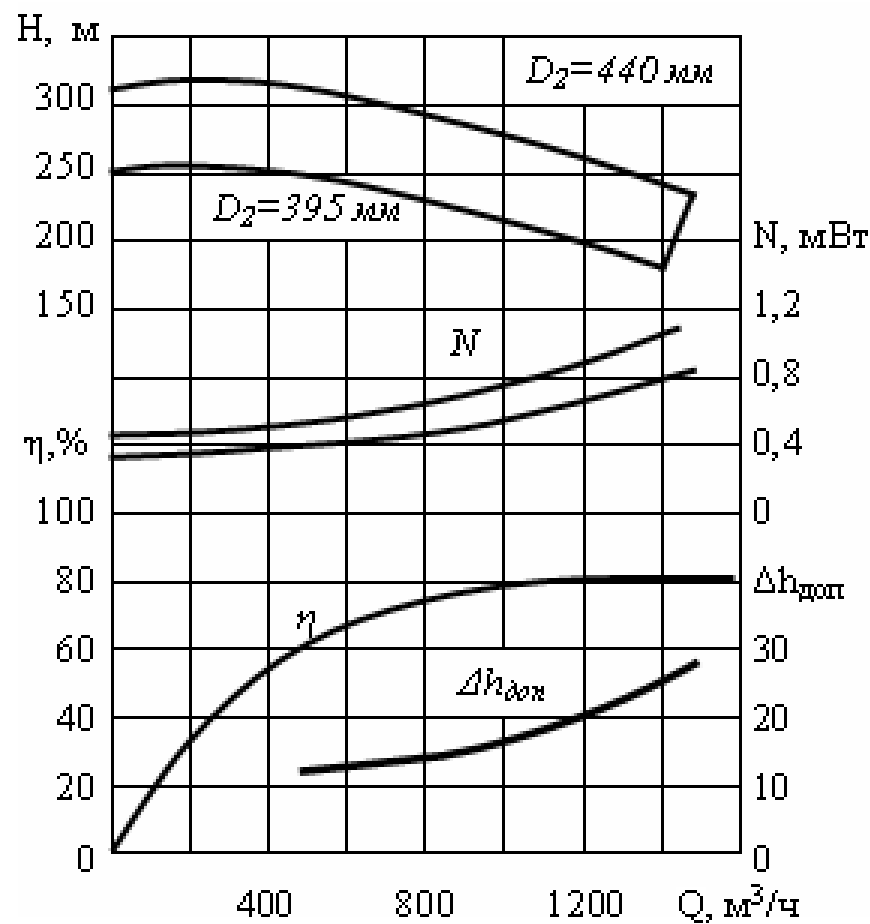


НМ 360 – 460



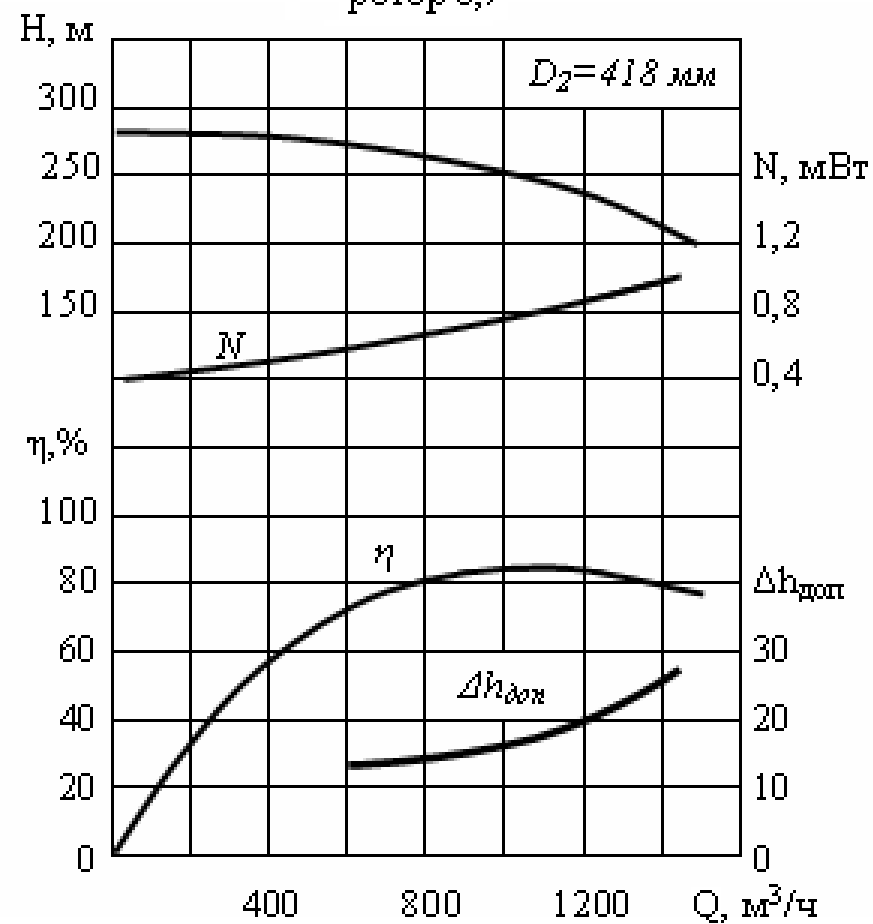


НМ 1250 – 260

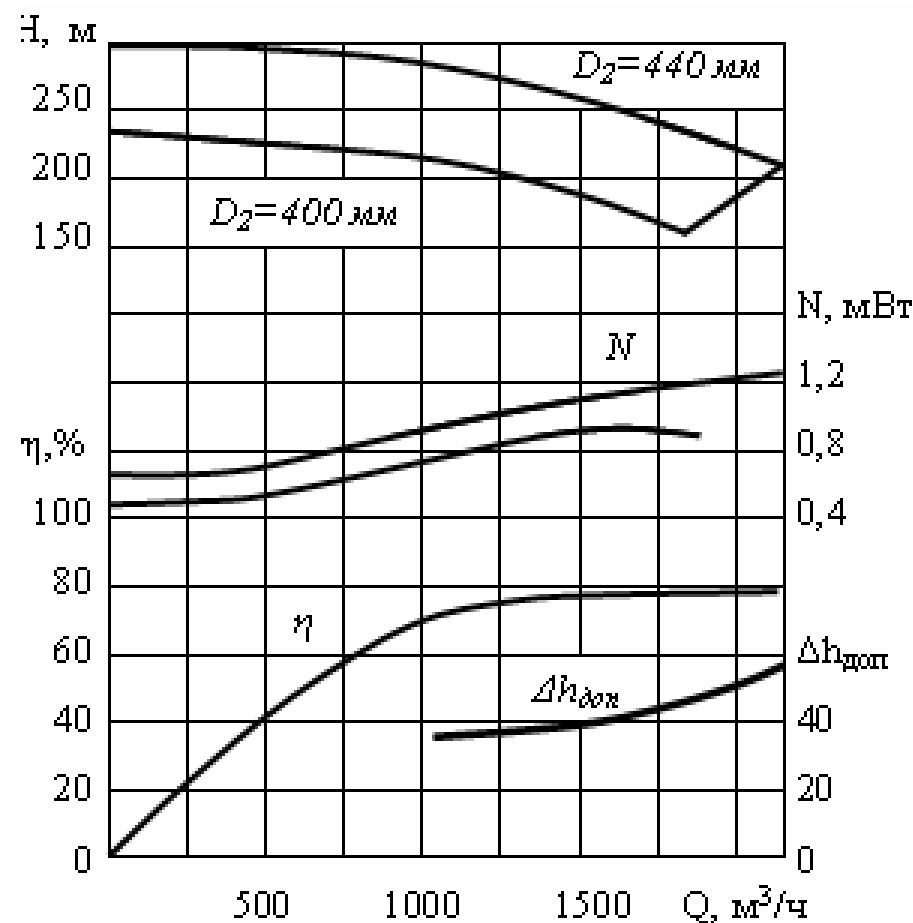


НМ 1250 – 260

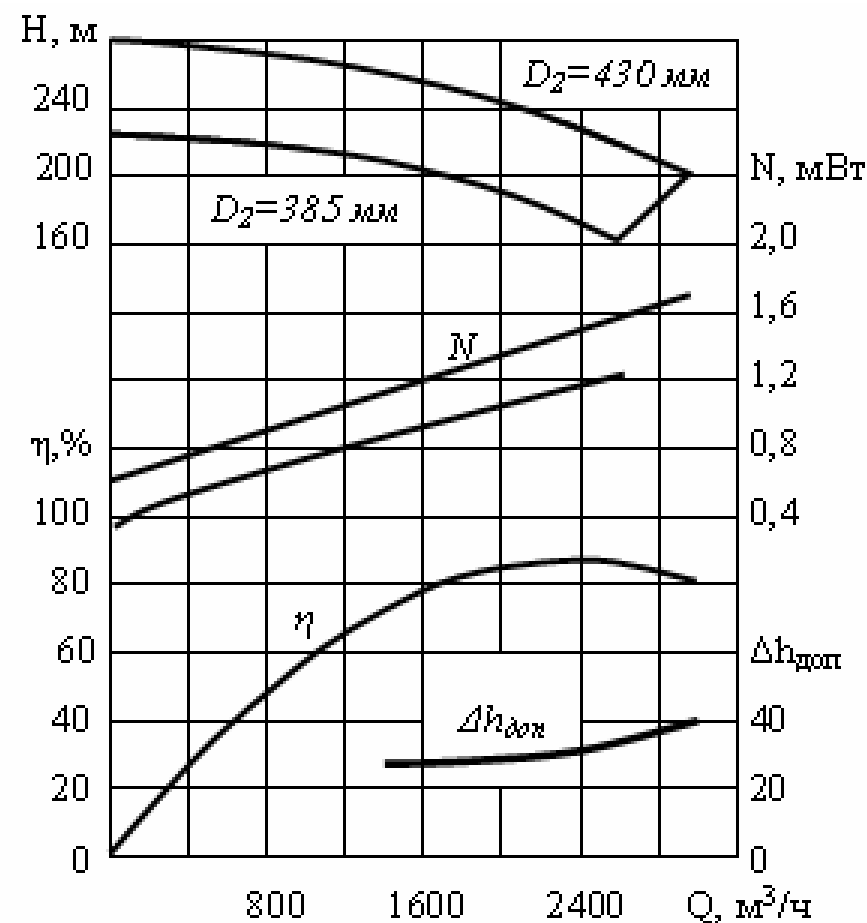
ротор 0,7



НМ 1800 – 240

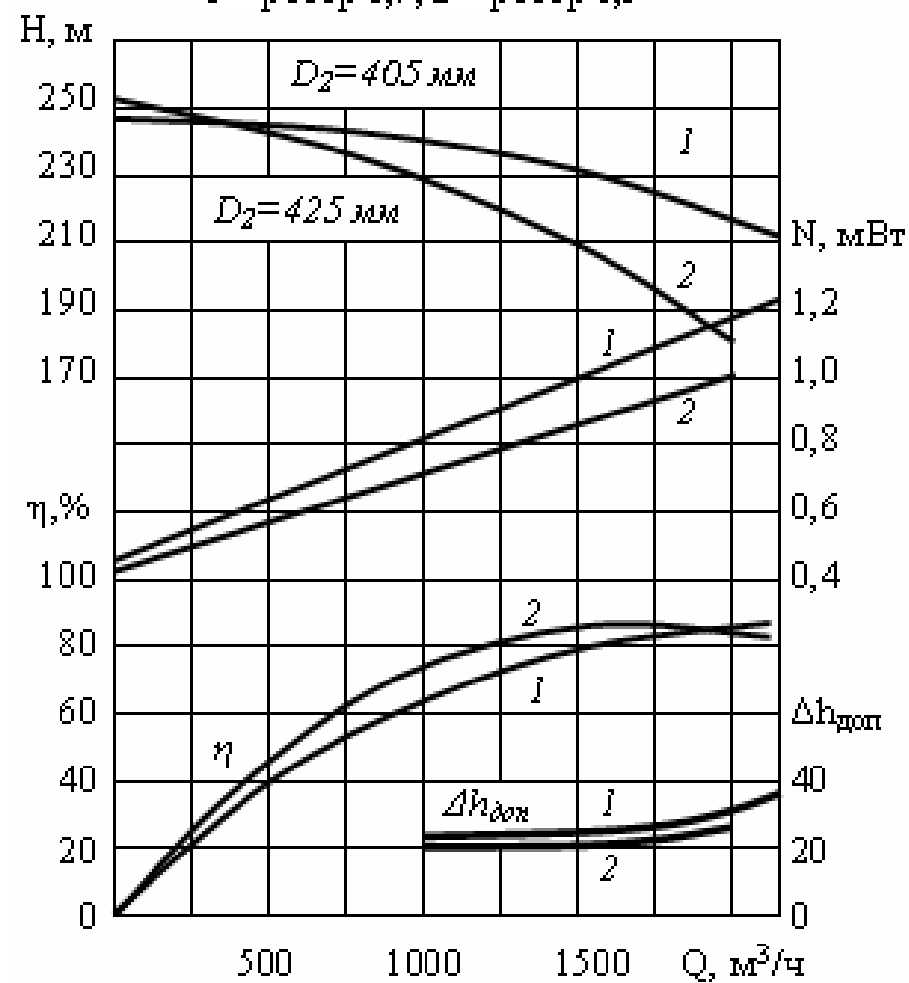


НМ 2500 – 230

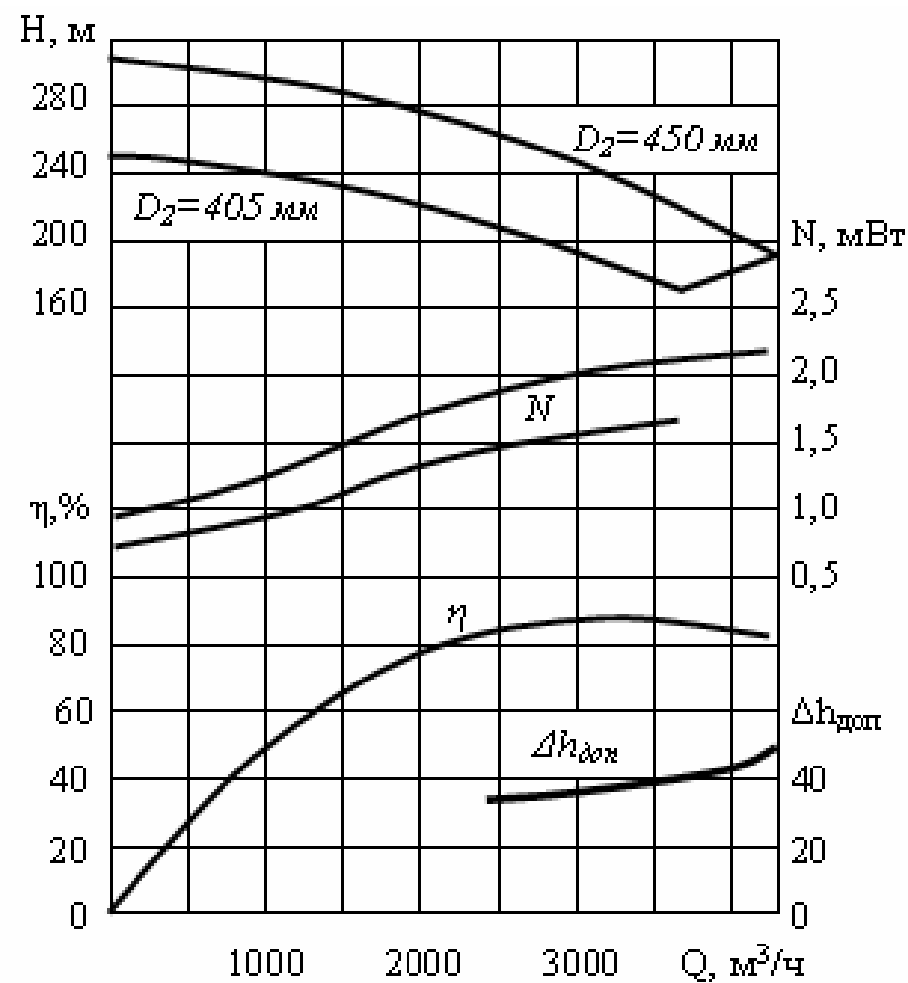


НМ 2500 – 230

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5

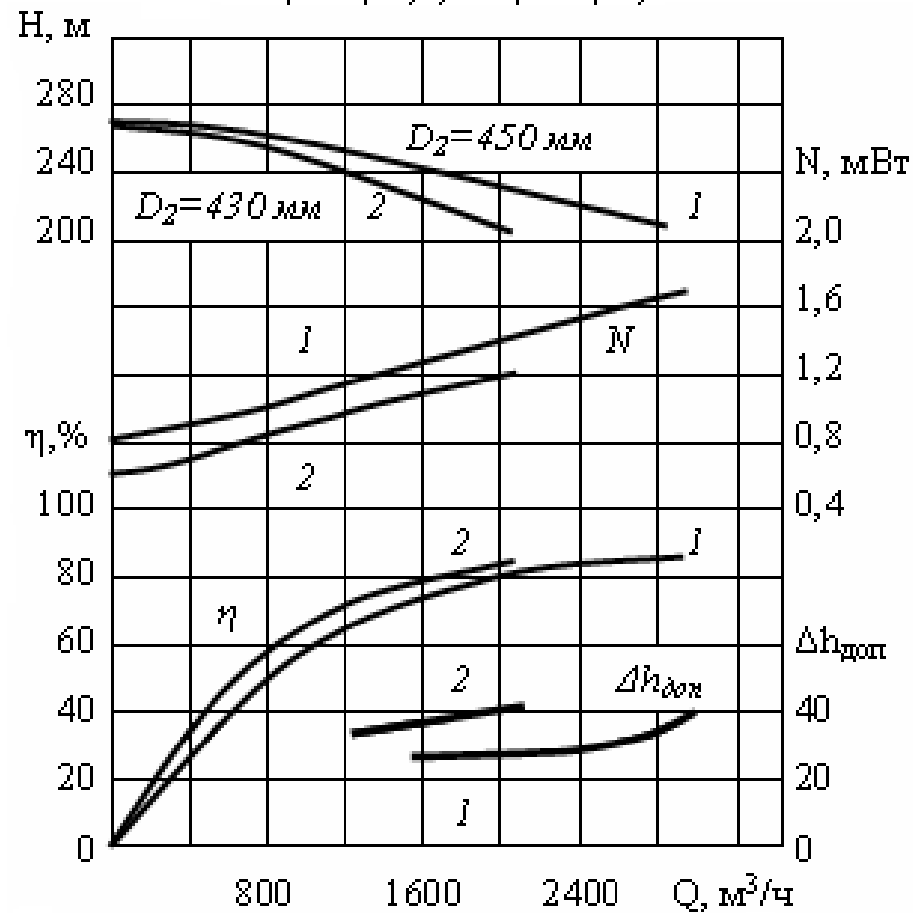


НМ 3600 – 230

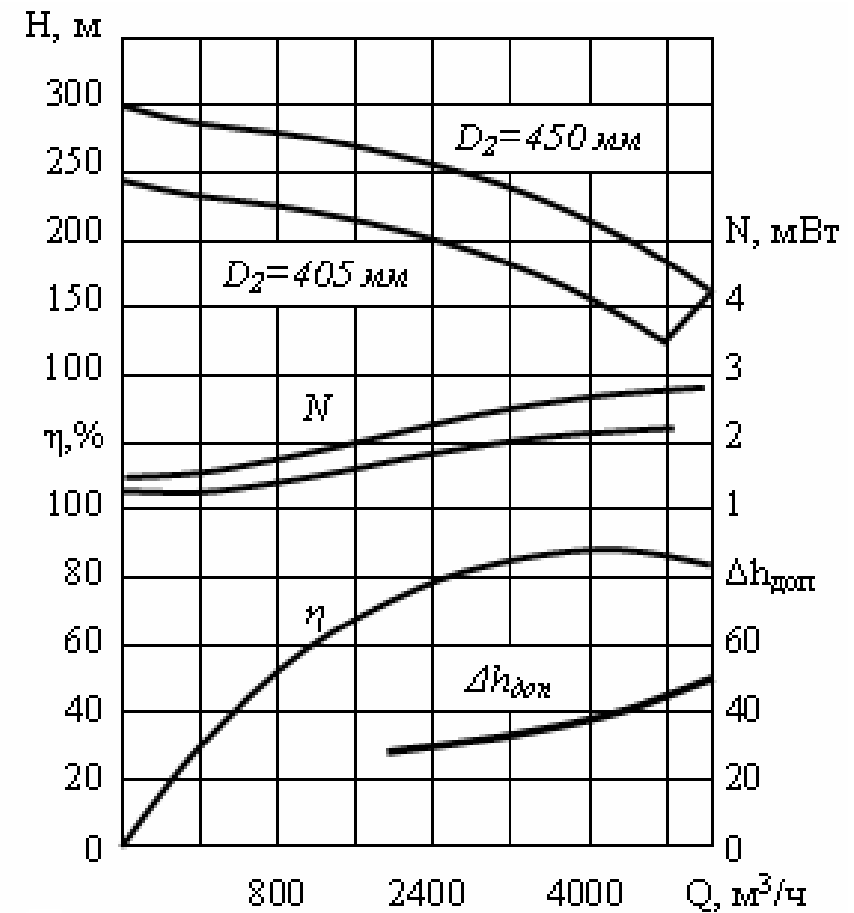


НМ 3600 – 230

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5

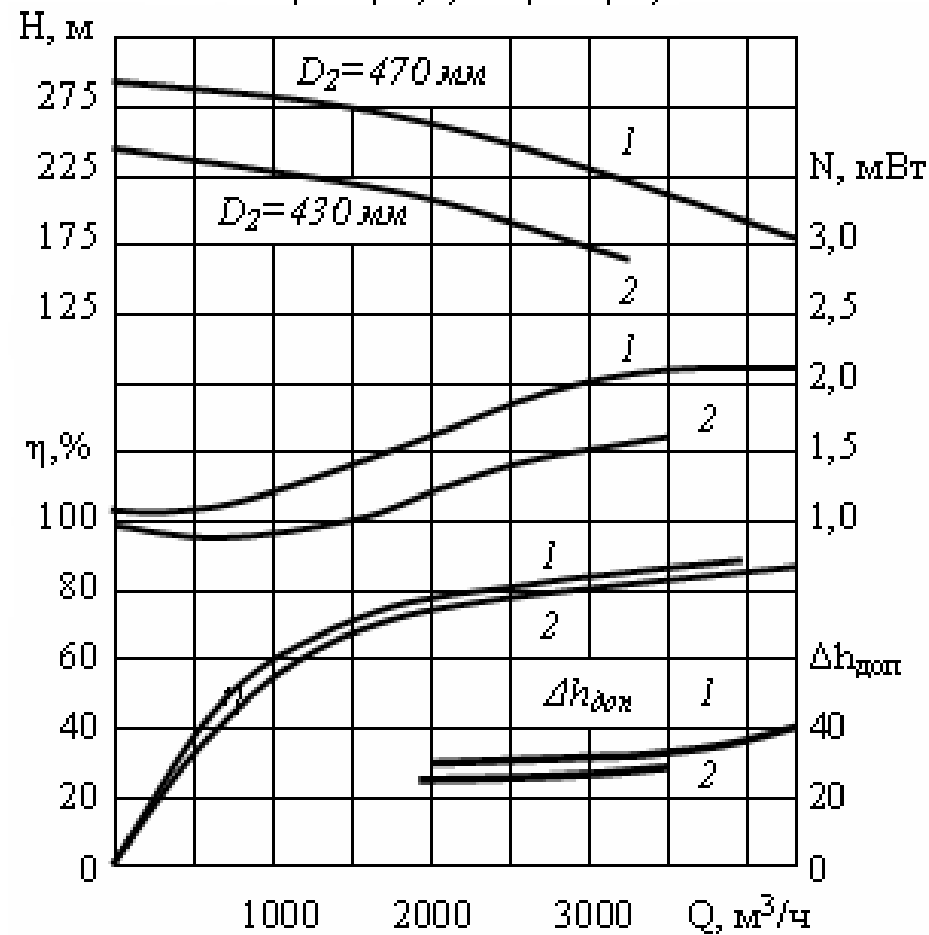


НМ 5000 – 210

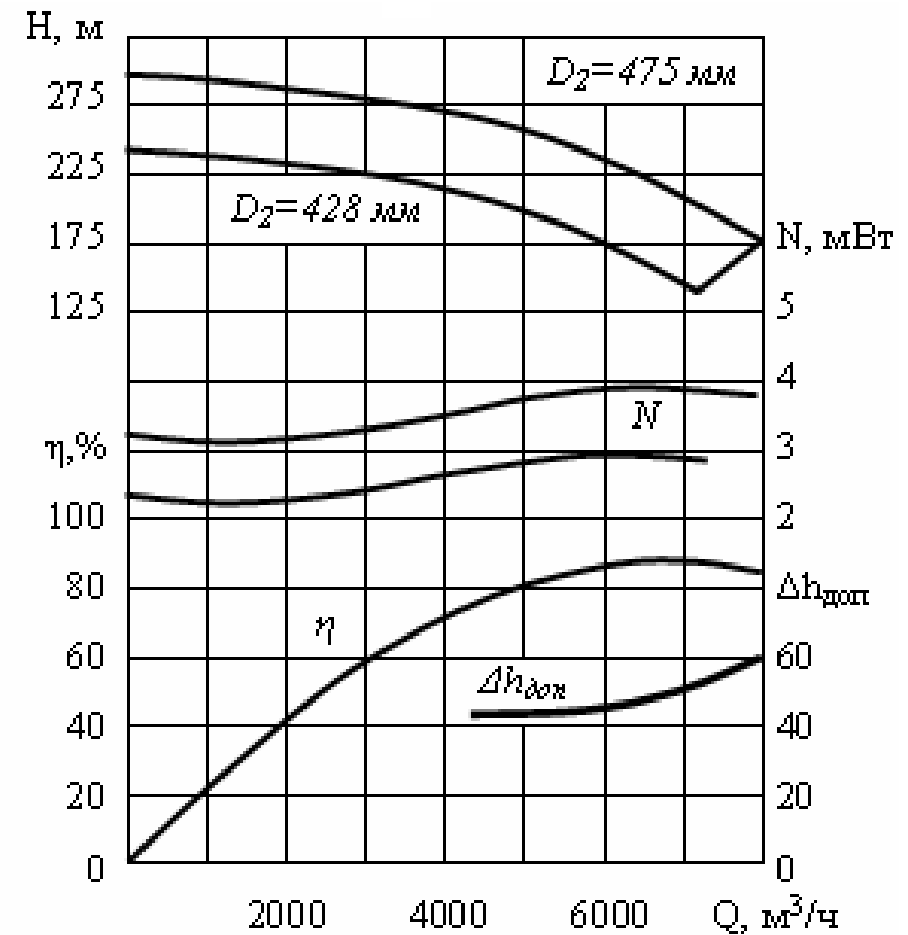


НМ 5000 – 210

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5

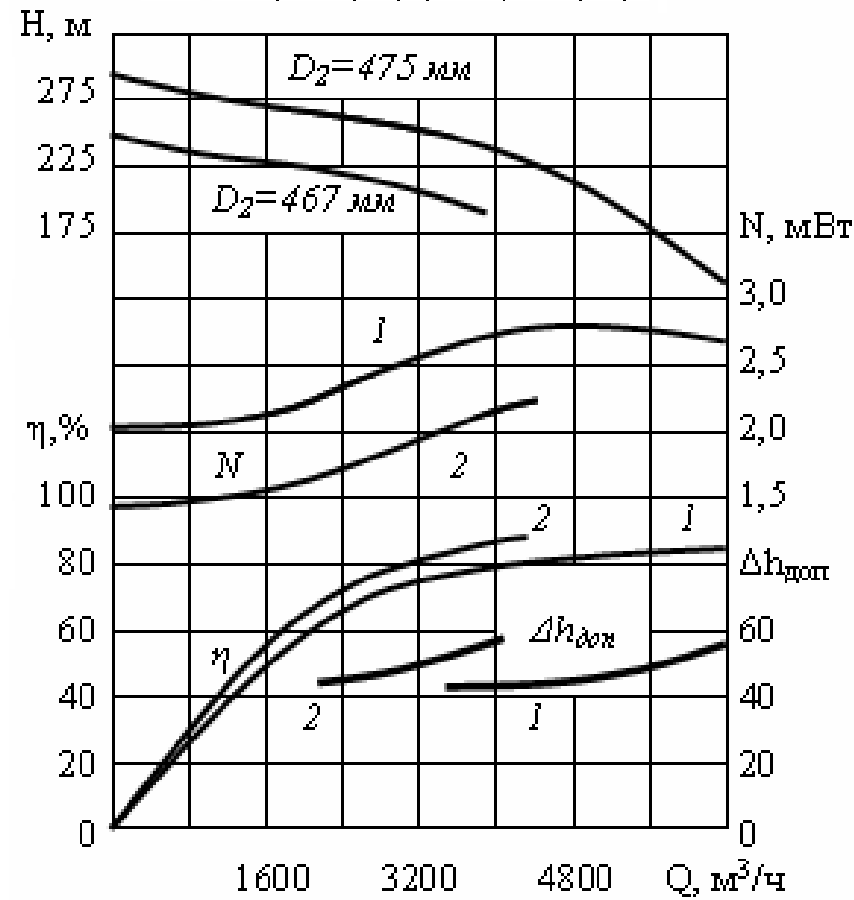


НМ 7000 – 210

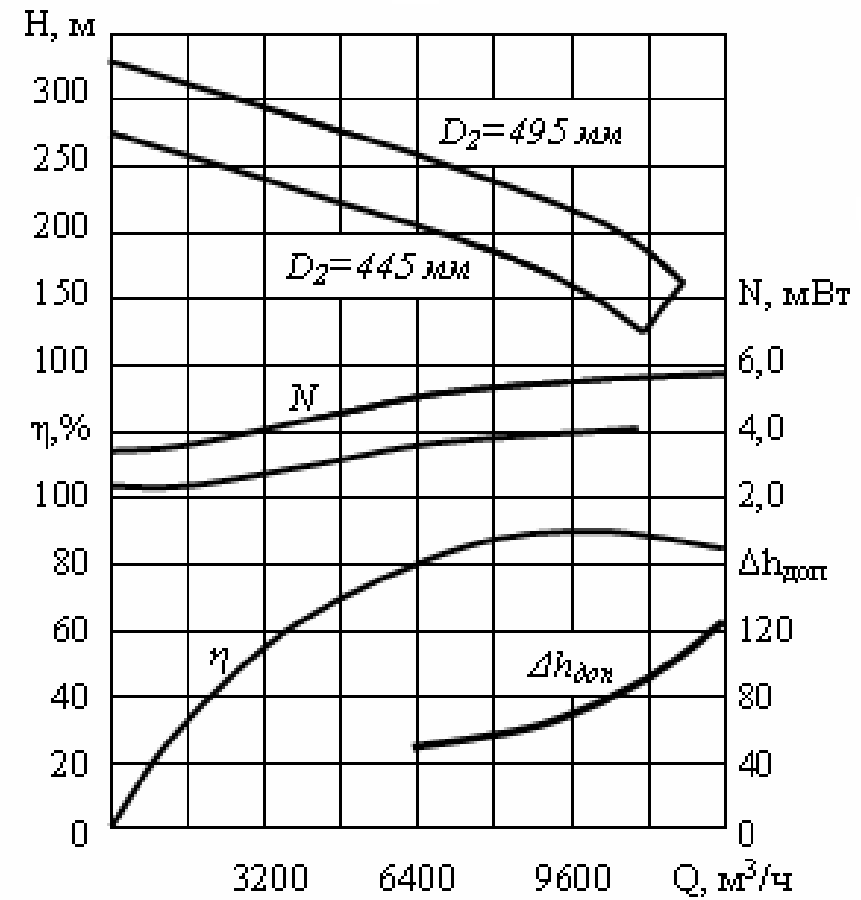


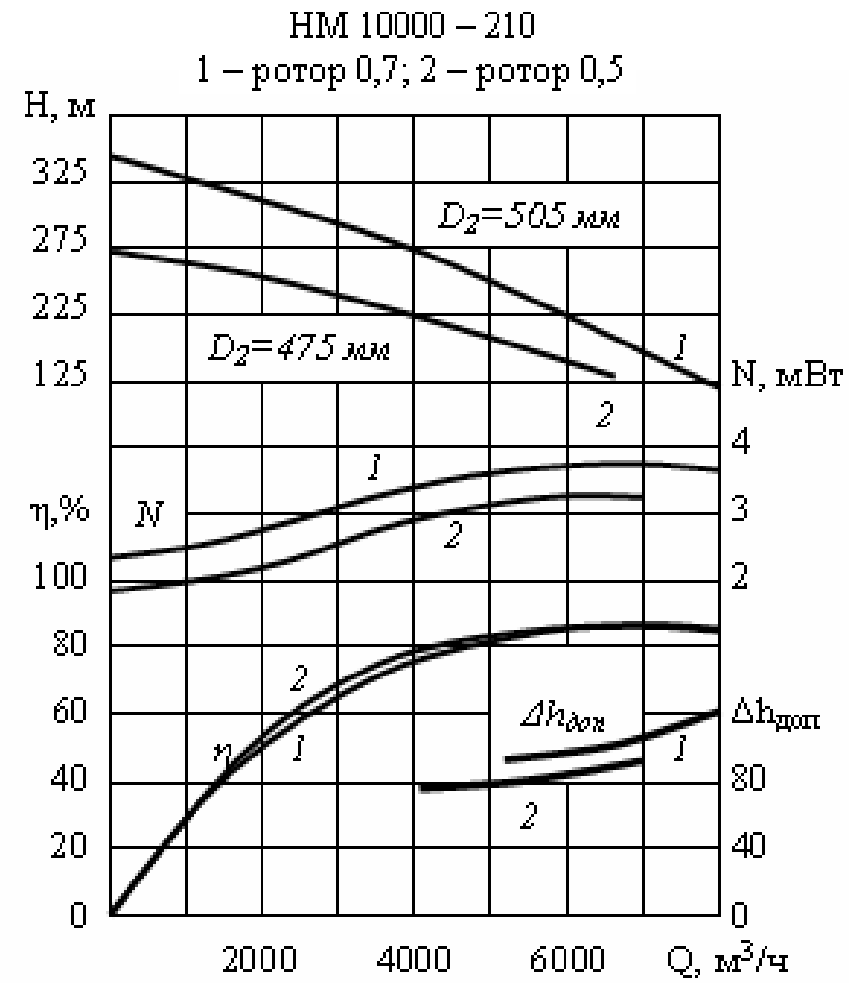
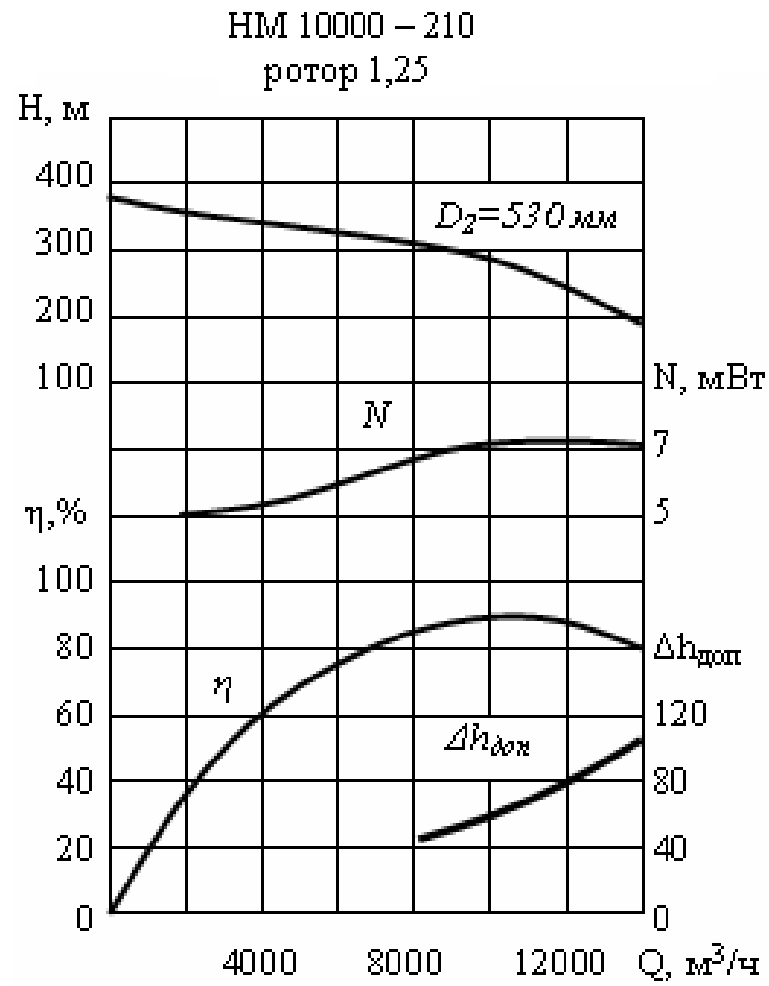
НМ 7000 – 210

1 – ротор 0,7; 2 – ротор 0,5



НМ 10000 – 210





ПРИЛОЖЕНИЕ 22

Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
до 250	357	355
свыше 250 до 500	<u>356</u> 355	<u>353</u> 351
свыше 500 до 700	<u>354</u> 352	<u>351</u> 349
свыше 700	<u>352</u> 350	<u>349</u> 345

Примечание: Числитель - для нормальных условий; знаменатель - для осложненных условий (не менее 30% горных и заболоченных участков)

ПРИЛОЖЕНИЕ 23

Параметры магистральных нефтепроводов

Производительность, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см ²
0,7 – 1,2	219	8,8 – 9,8	90 – 100
1,1 – 1,8	273	7,4 – 8,3	75 – 85
1,6 – 2,4	325	6,6 – 7,4	67 – 75
2,2 – 3,4	377	5,4 – 6,4	55 – 65
3,2 – 4,4	426	5,4 – 6,4	55 – 65
4 – 9	530	5,3 – 6,1	54 – 62
7 – 13	630	5,1 – 5,5	52 – 56
11 – 19	720	5,6 – 6,1	58 – 62
15 – 27	820	5,5 – 5,9	56 – 60
23 – 50	1020	5,3 – 5,9	54 – 60
41 – 78	1220	5,1 – 5,5	52 - 56

Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб			Коэффициент надеж. по материалу, K_1	Поставщик труб, № технических условий
			Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_m , МПа		
5,4...7,4	1220	10;11;12; 13; 14; 15; 16	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-03-94
		10;11; 12;13; 14; 15; 16	09ГБЮ	550	380		
5,4...7,4	1220	10; 11;12; 13;14; 15; 16	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-04-94
		10;11;12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	550	380		
6,3	1020	12,5; 12,9; 15,5; 16	13 Г1СУ	540	390	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1698-90
6,3	1020	11,4	13 Г1СУ	540	390	1,34	НМТЗ, ТУ-14-3-1424-86
6,3	1020	11; 11,5 12	17Г1С	510	363	1,4	ВТЗ, ТУ1104-138100-357-02-96
5,4	1020	9,5; 10; 10,5 8; 8,5; 9	17Г1С	510	363		
5,4	1020		К60	588	441		
5,4...7,5	820	8; 9; 10; 11; 12	13 Г2АФ	530	363	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-14-25-86
5,4...7,5	820	8,5; 9,2; 10,6; 11,4	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-1270-84
5,4...7,4	820	9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-3Р-04-94
7,4	720	7,3; 8,7; 10,8; 12; 14; 16; 20	К60	589	461	1,34	ВМЗ ТУ 14-3Р-01-93
5,4...7,4	720	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ 14-3Р-03-94
5,4...7,4	720	7,5; 8,1; 9,3; 10; 11; 12	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ 14-3-1270-84
5,4...7,4	630	8; 9;10;11;12	12Г2С	490	343	1,4	ХТЗ ТУ 322-8-10-95
5,4...7,4	530	8; 9; 10	13ГС	510	353	1,34	ХТЗ ТУ 322-8-10-95
7,4	530	7; 7,5; 8; 9; 10	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-1270-84
7,4	530	7,1; 8,8; 10; 12; 14; 16	—	529	392	1,34	ВМЗ ТУ 14-3Р-01-93
5,4...7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	8ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-3Р-03-94
5,4..7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-3Р-04-94

Примечание: ЧТЗ – Челябинский трубный завод, НМТЗ – Новомосковский трубный завод, ВТЗ – Волжский трубный завод, ХТЗ – Харцызский трубный завод, ВМЗ – Выксунский металлургический завод

Бесшовные трубы (ГОСТ 550–75)

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристика			Коэффициент надежности и по материалу K
		Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_t , МПа	
48	4; 5	10	353	216	1,55
(57)*	4; 5	20	431	255	
60	4; 5; 6	10Г2	470	265	
76	4; 5; 6; 8				
(80)	4; 5				
89	4; 5; 6; 7; 8				
(102)	5; 6; 7; 8; 9; 10;				
	11; 12; 14;				
108	4; 5; 6; 7; 8				
114	6; 7; 8; 9; 10; 11				
127	6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 14				
133	5; 6; 7; 8; 9				
146	11				
152	6; 7; 8; 9; 10; 11; 14; 16				
159	6; 7; 8; 9; 10; 11; 14; 16				
168	11; 12				
194	7; 8; 9; 10; 12				
219	8; 9; 10; 11; 12; 14; 16; 18; 20				

Примечание: Трубы, размеры которых указаны в скобках – для ремонтных целей.

ПРИЛОЖЕНИЕ 26

Техническая характеристика насосов НДвН и НДсН

Типоразмер насоса	Номинальный режим				
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Дополнит. кавитацион. запас, м	К.П.Д., %
8НДвН	500	28	960	4,5	79
12НДсН	800	28		4,0	86
14НДсН	1100	30		5,0	88

ПРИЛОЖЕНИЕ 27

Типоразмер насоса	рогор	Коэффициенты			Коэффици- циенты		Коэффициенты			Параметры насоса, мм		n ₅
		H ₀ , м	a, ч/м ²	10 ⁶ ·b, ч ² /м ⁵	a ₀ , м	b ₀	10 ² ·c ₀	10 ² ·c ₀ , ч/м ³	10 ⁶ ·c ₂ , ч ² /м ⁶	b ₂	D _{вх}	
8НДвН	1	31,6	2,95·10 ⁻²	0,733	0,0431	0,729	3,63	0,391	-4,81	14,0	470	65
12НДсН	1	33,4	-	8,58	0,065	0,628	6,14	0,205	-1,26	5,0	460	100
	2	29,4	-	9,47	0,065	0,628	12,8	0,196	-1,27	7,0	430	105
	3	24,1	-	9,84	0,065	0,628	11,9	0,220	-1,58	9,0	400	120
14НДсН	1	39,0	-	6,19	5	-	7,1	0,133	-0,59		480	107
	2	48,7	-	5,26	5	-	7,1	0,133	-0,59		540	83

Насосы 8НДвН, 12НДсН и 14НДсН применяются как подпорные на перекачивающих станциях и для налива железнодорожных цистерн.

ПРИЛОЖЕНИЕ 28

Сортамент наиболее часто употребляемых бесшовных горячекатаных труб (ГОСТ 8732 – 78)

Наружный диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м трубы (кг) при толщине стенки, мм								
	3	4	5	6	7	8	9	10	11
57	4,00	5,23	6,41	7,55	9,63	9,67	10,65	11,59	12,48
60	4,22	5,52	6,78	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29
70	4,96	6,51	8,01	9,47	10,88	12,23	13,54	14,8	16,01
76	5,40	7,10	8,75	10,36	11,91	13,42	14,87	16,18	17,63
89	-	8,38	10,36	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16
108	-	10,26	12,70	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31
133	-	12,73	15,78	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10
159	-	-	18,99	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15
168	-	-	20,10	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59
219	-	-	-	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43
273	-	-	-	-	45,92	52,28	58,60	64,86	71,07
325	-	-	-	-	-	62,54	70,14	77,68	85,18
377	-	-	-	-	-	-	81,68	90,51	99,29
426	-	-	-	-	-	-	92,55	102,6	112,6

ПРИЛОЖЕНИЕ 29

Основные параметры сепараторов ЦКБН, с рабочим давлением 0,6 МПа

Сепаратор	Пропускная способность, м³/сут		Длина сепаратора, мм	Условный диаметр сепаратора, мм	Масса, кг
	по газу	по жидкости			
НГС6-1400	$0,15 \cdot 10^6$	2000	5660	1400	1900
НГС6-1600	$0,34 \cdot 10^6$	5000	7455	1600	2800
НГС6-2200	$0,60 \cdot 10^6$	10000	8205	2200	5200
НГС6-2600	$1,00 \cdot 10^6$	20000	11370	2600	11700
НГС6-3000	$1,50 \cdot 10^6$	30000	12620	3000	12700

ПРИЛОЖЕНИЕ 30

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода m
В	0,60
I	0,75
II	0,75
III	0,90
IV	0,90

ПРИЛОЖЕНИЕ 31

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Коэффициент надежности по нагрузке n
Постоянные	Масса трубопровода и устройств	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	1,00 (0,9)
	Давление (вес) грунта	1,20 (0,8)
	Гидростатическое давление воды	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	1,10
	Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов и диаметром 700-1200 мм без промежуточных или с промежуточными НПС работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	1,10
	Масса продукта или воды	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	1,50
	Снеговая нагрузка	1,40

временные	Ветровая нагрузка	1,20
	Гололедная нагрузка	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	1,00
	Воздействие селевых потоков и оползней	1,00
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	1,00
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающееся изменением его структуры	1,00
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	1,05

ПРИЛОЖЕНИЕ 32

Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой стали и низколегированной стали с отношением $R_2''/R_1'' \leq 0,8$	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2''/R_1'' > 0,8$	1,20

ПРИЛОЖЕНИЕ 33

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_n			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4$ (МПа) $p \leq 55$ (кгс/см ²)	$5,4 < p \leq 7,4$ (МПа) $55 < p \leq 75$ (кгс/см ²)	$7,4 < p \leq 9,8$ (МПа) $75 < p \leq 100$ (кгс/см ²)	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 34

Физическая характеристика стали	Величина и размерность
Плотность, кг/м ³	7850
Модуль упругости E , МПа	$2,1 \cdot 10^5$
Коэффициент линейного расширения α , 1/°C	$1,2 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент поперечной деформации	0,3

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений.	1,34
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100 %-ный контроль.	1,40
3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль.	1,47
4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы.	1,55

Механические характеристики различных марок сталей

Выксунский трубный завод			Волжский трубный завод		
Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_m , МПа	Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_m , МПа
09Г2С	490	340	09Г2С	490	340
12Г2С	510	350	12Г2С	510	350
17ГС	510	350	17ГС	510	350
17Г1С	510	350	17Г1С	510	363
17Г1С-У	510	350	10Г2ФБЮ	588	441
13ГС	510	350	17Г1С-У	588	461
12ГСБ	510	350	13ГС	588	461
08ГБЮ	510	350	13Г1С-У	588	461
13Г2АФ	530	360	10Г2ФБ	588	461
13Г1С-У	540	390	X70	588	461
09ГБЮ	550	380	Ст20(ТУ-98)	588	461
12Г2СБ	550	380	Ст20(ТУ-01)	690	560
09Г2ФБ	550	430	09ГСФ (ТУ-01)	690	560
13Г1СБ-У	570	470			
10Г2ФБ	590	440			
10Г2ФБЮ	590	460			
10Г2СБ	590	460			

Учебное издание

Вержбицкий Вячеслав Владимирович,

Основы сооружения объектов транспорта нефти и газа

Учебно-методическое пособие

для студентов направления 131000.62 Нефтегазовое дело

Редактор:

Подписано в печать

Формат 60 × 84 1/16 Усл. п. л.- Уч. изд. л.-

Бумага газетная Тираж 80 Заказ № Тираж

ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	4
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1	
Типы и конструкции сепарационных установок.....	5
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 2	
Типы и конструкции резервуаров.....	18
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 3	
Хранение газа.....	28
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 4	
Установка комплексной подготовки нефти.....	37
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5	
Путевые подогреватели, их конструкции и применение.....	44
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	50

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель освоения дисциплины: формирование набора общекультурных и профессиональных компетенций будущего бакалавра по направлению подготовки 131000.62 Нефтегазовое дело

Задачи дисциплины:

- ознакомиться с единой системой транспорта и хранения углеводородов, с принципиальными технологическими схемами насосных и компрессорных станций, основными объектами и сооружениями магистральных трубопроводов, хранением углеводородов;
- дать знания об организации эксплуатации магистральных трубопроводов, проведении планово-предупредительных ремонтов всего оборудования.

Наименование компетенций

Индекс	Формулировка:
ПК-2	способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья
ПК-8	способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом
ПК-10	способностью участвовать в исследовании технологических процессов, совершенствовании технологического оборудования и реконструкции производства
ПК-30	способностью составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические и рабочие документы

Структура и компонентный состав компетенций

Перечень компонентов	Технологии формирования компетенции	Средства и технологии оценки
Знает: – основные единицы международной системы СИ (ПК-8); – технологические процессы при транспорте и хранении углеводородного	лекции в традиционной форме; лекции-дискуссии	Собеседование, проверка конспекта, экзамен

сырья (ПК-2); – назначение, состав, классификации и категории магистральных трубопроводов (ПК-30); – технологическое оборудование и материалы для строительства и ремонта магистральных трубопроводов (ПК-10); – состав проектов на сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ; – нагрузки и воздействия на магистральные трубопроводы (ПК-30); – классификацию местности применительно к строительству магистральных трубопроводов (ПК-30); – способы защиты магистральных трубопроводов от коррозии (ПК-10);		
Умеет: – корректировать технологические процессы (ПК-2); – выполнять технологический расчет трубопровода (ПК-2); – составлять типовые проекты для строительства и реконструкции магистральных трубопроводов (ПК-30); – выполнять расчеты при подготовки нефти и газа к транспортировке (ПК-2); – выполнять расчеты на прочность и недопустимость пластических деформаций в трубопроводе (ПК-2); – выполнять расчеты катодной и протекторной защит (ПК-10);	Практические занятия – разбор конкретных ситуаций.	Собеседование, устный опрос, курсовая работа, зачет, экзамен
Владеет: – методами определения статического давления на плоскую и криволинейную стенки (ПК-10); – методами расчета простых и сложных трубопроводов (ПК-10);	Лабораторные работы	письменный отчет, устный отчет, экзамен

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Типы и конструкции сепарационных установок

Цель работы: Целью работы является ознакомление с конструкциями сепарационных установок, применяемых в нефтегазовой отрасли

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-8 способностью выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом.

Актуальность: Типы и конструкции сепарационных установок необходимо знать для составления проекта на строительство МТ.

.

Основные теоретические сведения

В процессе подъема жидкости из скважин и транспортирования ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление в системе сбора, и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается, и поток в нефтегазосборных коллекторах, состоит из двух фаз: газовой и жидкой. Такой поток называется *двухфазным* или *нефтегазовым потоком*.

Жидкая фаза может, в свою очередь, состоять из нефти и пластовой воды, содержание которой в потоке может изменяться от нуля до значительных величин. Следовательно, в случае содержания воды в продукции скважин мы имеем дело с *трехфазным* или *нефтеводогазовым потоком*, который состоит из нефти, газа и воды.

Нефть и выделившийся из нее газ при нормальных условиях не могут храниться или транспортироваться вместе. Поэтому на нефтяных месторождениях совместный сбор нефти и газа и совместное транспортирование их осуществляют только на определенные экономически целесообразные расстояния, а затем нефть и выделившийся газ транспортируют отдельно.

Процесс отделения газа от нефти называется *сепарацией*. Аппарат, в котором происходит отделение газа от жидкой продукции скважин, называют *нефтегазовым сепаратором*. Так как в нефтегазовом

сепараторе происходит отделение газовой фазы от жидкой, такой сепаратор называют двухфазным. Однако в некоторых случаях в нефтегазовых сепараторах осуществляется к тому же отделение и сброс свободной воды. В этом случае нефтегазовый сепаратор называют *нефтеводогазосепаратором* или *трехфазным сепаратором*.

Вывод отсепарированного газа из нефтегазовых сепараторов и отдельный сбор его осуществляются в различных пунктах системы сбора и центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды. Каждый такой пункт вывода отсепарированного газа называется *ступенью сепарации* газа. Ступеней сепарации может быть несколько, и окончательное отделение нефти от газа завершается в концевых сепараторах или в резервуарах под атмосферным давлением.

Многоступенчатая сепарация применяется при высоких давлениях на устье скважин для лучшего разделения нефти и газа при последовательно снижающихся давлениях в сепараторах. Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в сепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа, состоящего главным образом из метана и этана.

Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепараторы среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа.

Сепараторы, применяемые на нефтяных месторождениях, условно подразделяются на следующие категории: 1) по назначению—замерно-сепарирующие и сепарирующие; 2) по геометрической форме и положению в пространстве — цилиндрические, вертикальные, горизонтальные и наклонные; 3) по характеру проявления основных сил — гравитационные, центробежные (гидроциклонные), инерционные и ультразвуковые; 4) по рабочему давлению — высокого (6,4 МПа и более), среднего (2,5–6,4 МПа), низкого (0,6– 2,5МПа) давления и вакуумные; 5) по числу обслуживаемых скважин—индивидуальные и групповые; 6) по числу ступеней сепарации — первой, второй, третьей ступени и т. д.; 7) по числу разделяемых фаз — двухфазный (нефть+газ), трехфазный (нефть + газ + вода).

Степень технического совершенства сепаратора характеризуется:

- 1) минимальным диаметром капель жидкости, задерживаемых в сепараторе;
- 2) максимально допустимой средней скоростью газового потока в свободном сечении сепаратора, а также в каплеуловительной секции;
- 3) временем пребывания жидкости (нефти или нефти и воды) в сепараторе, за которое происходит максимальное отделение свободного газа от жидкости.

Отделение газа и воды от нефти производится с целью:

- получения нефтяного газа, так как газ — это углеводородное

сырьё, который используется и как химическое сырьё, и как топливо;

- **уменьшения перемешивания нефтегазового потока, снижения за счёт этого гидравлических сопротивлений;**
- **уменьшения пенообразования, выделяющиеся пузырьки газа усиливают процесс образования пены;**
- **уменьшения пульсаций давления в трубопроводах при дальнейшем транспорте нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти (УПН).**

Конструкция вертикальных сепараторов.

Вертикальные сепараторы имеют четыре секции (рис. 1.1).

Основная сепарационная секция I служит для интенсивного выделения газа из нефти. На работу сепарационной секции большое влияние оказывают степень снижения давления, температура в сепараторе, физико-химические свойства нефти, особенно ее вязкость, конструктивное оформление ввода продукции скважин в сепаратор (радиальное, тангенциальное, использование различных насадок – проволочной сетки, диспергаторов, турбулизирующих ввод газонефтяной смеси с предварительным отделением газа от нефти).

Осадительная секция II, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения пузырьков газа из нефти ее направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти, т. е. эффективность ее сепарации.

Секция сбора нефти III, занимающая самое нижнее положение в сепараторе и предназначенная как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться здесь или в однофазном состоянии, или в смеси с газом – в зависимости от эффективности работы сепарационной и осадительной секций и времени пребывания нефти в сепараторе.

Каплеуловительная секция IV, расположенная в верхней части сепаратора, служит для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа.

В составе групповых замерных установок применение вертикальных аппаратов обеспечивает большую точность замеров расхода жидкости в широком диапазоне дебитов скважин, включая малодебитные.

Однако вертикальные сепараторы имеют и существенные недостатки:

- 1) меньшая пропускная способность по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата;
- 2) меньшая устойчивость процесса сепарации при поступлении пульсирующих потоков;
- 3) меньшая эффективность сепарации.

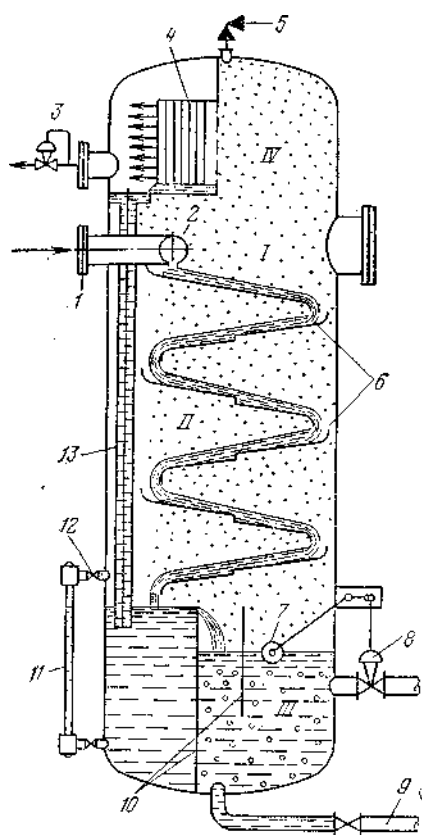
Рисунок 1.1 – Вертикальный сепаратор: I – основная сепарационная секция; II – осадительная секция; III – секция сбора нефти; IV – секция каплеуловительная; 1 – ввод продукции скважин; 2 – раздаточный коллектор; 3 – регулятор уровня «до себя»; 4 – каплеуловительная насадка; 5 – предохранительный клапан; 6 – наклонные полки; 7 – датчик регулятора уровня поплавкового типа; 8 – исполнительный механизм; 9 – сливной патрубков; 10 – перегородки; 11 – уровнемерное стекло; 12 – отключающие вентили; 13 – дренажная трубка (одноразовые сепараторы), иногда применяют двухразовые горизонтальные сепараторы.

Горизонтальные сепараторы

Горизонтальные сепараторы имеют большую пропускную способность по газу и жидкости, чем вертикальные. По некоторым данным, пропускная способность горизонтального сепаратора при одинаковых размерах примерно в 2,5 раза больше, чем вертикального. Это объясняется тем, что в горизонтальном сепараторе капли жидкости под действием силы тяжести падают вниз, перпендикулярно к потоку газа, а не навстречу, как это происходит в вертикальных сепараторах.

Большинство горизонтальных сепараторов изготавливается из одной горизонтальной емкости со сферическими днищами (одноразовые сепараторы), иногда применяют двухразовые горизонтальные сепараторы.

Область применения горизонтальных сепараторов весьма обширна.



Они используются для оснащения дожимных насосных станций, для первой, второй и третьей ступеней сепарации на центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды. Пропускная способность горизонтальных сепараторов, применяемых для первой, второй и третьей ступеней сепарации, может достигать 30000 т/сут по жидкости на каждой ступени.

На рис. 1.2 приведены общий вид и разрез горизонтального сепаратора, в котором частицы жидкости оседают под действием как гравитационных, так и инерционных сил. Этот сепаратор работает следующим образом.

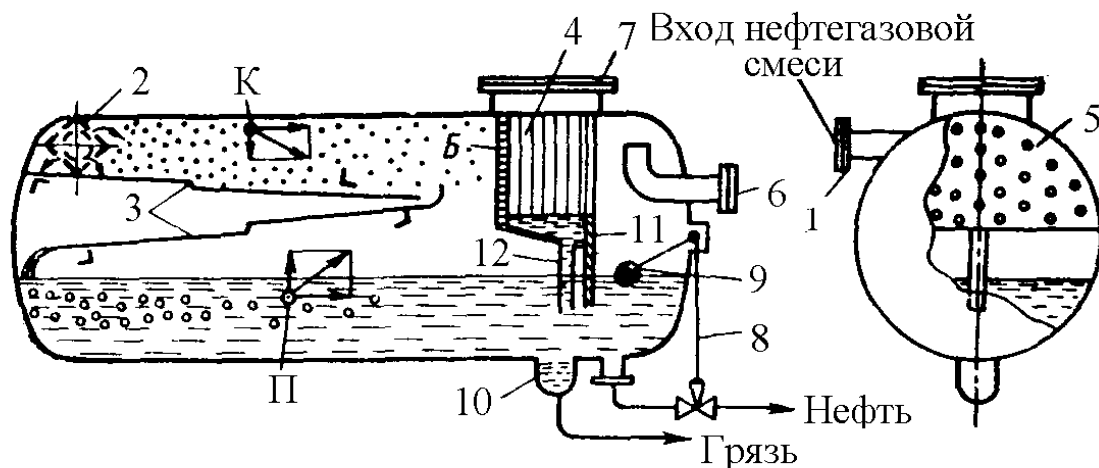


Рисунок 1.2 – Общий вид и разрез горизонтального сепаратора: 1 – ввод газонефтяной смеси; 2 – диспергатор; 3 – наклонные плоскости; 4 – жалюзийная насадка-каплеуловитель; 5 – перегородка для выравнивания потока газа; 6 – выход газа; 7 – люк; 8 – регулятор уровня; 9 – поплавковый уловитель; 10 – сброс грязи; 11 – перегородка для предотвращения прорыва газа; 12 – сливная трубка

Нефтегазовая смесь, подаваемая в патрубок 1, вначале попадает в диспергатор газа 2, где происходит дробление (диспергирование) нефтегазовой смеси. Диспергирование нефти приводит к существенному увеличению поверхности контакта нефть-газ, в результате чего происходит интенсивное выделение газа из нефти. Однако глубокое отделение газа от нефти получается в том случае, когда выделившийся в трубопроводе газ отделяется от нефти до подхода к сепаратору. После диспергатора из газа под действием гравитационных сил значительная часть капельной нефти оседает на наклонные плоскости 3, а незначительная часть ее в виде мельчайших капелек уносится основным потоком газа. Для изменения структуры потока наклонные плоскости следует выполнять с уступами (порогами), способствующими выделению газа из жидкости.

Основной поток газа вместе с мельчайшими частицами нефти, не успевшими осесть под действием силы тяжести, встречает на своем пути жалюзийную насадку 4, в которой происходят "захват" (прилипание) капелек жидкости и дополнительное отделение их от газа; при этом образуется пленка, стекающая в поддон, из которого по трубе 12 она попадает под уровень жидкости, в сепараторе.

На рис.1.2 в верхней части сепаратора показана в увеличенном размере капелька К и действующие на нее силы, а в нижней части сепаратора –

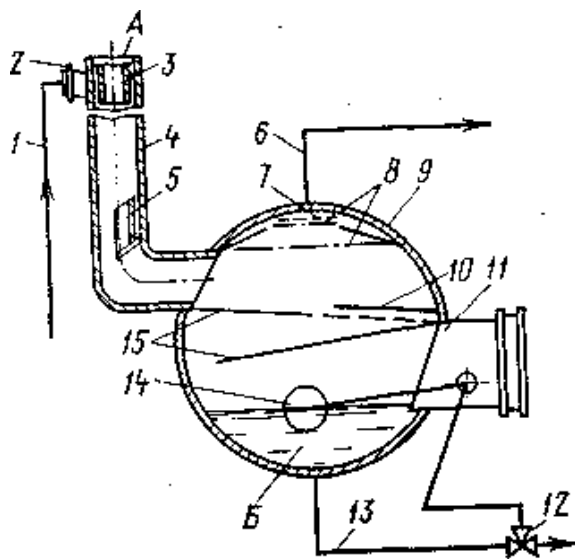
увеличенный пузырек газа П и также силы, действующие на него

Горизонтальные сепараторы широко применяются также для отделения и сбора свободной воды из продукции скважин на первой или последующих ступенях сепарации, что исключает попадание значительных объемов воды на установку по подготовке нефти. В этом случае они выполняют роль трехфазных сепараторов.

Гидроциклонный сепаратор

Горизонтальные сепараторы некоторых конструкций для повышения пропускной способности и улучшения качества сепарации нефти оборудуются гидроциклонами. Отделение газа от нефти в гидроциклонах происходит за счет центробежных сил. Нефть, имеющая большую плотность, отбрасывается к стенкам гидроциклона, а газовый вихрь, вращаясь, движется в центре. Из гидроциклона нефть и газ отдельно поступают в емкости (рис. 1.3).

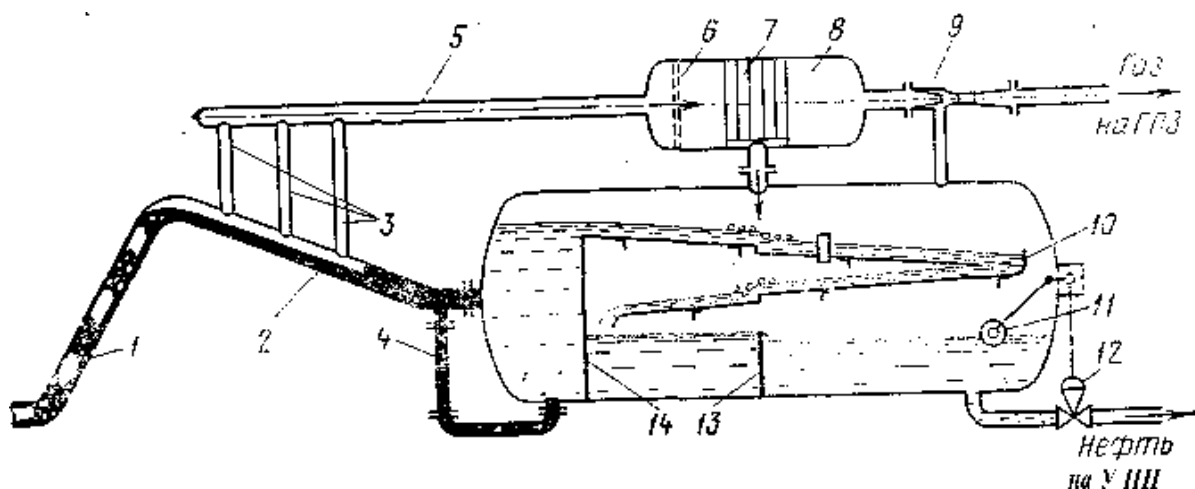
Рисунок 1.3 – Принципиальная схема устройства гидроциклонного сепаратора: А – однопоточный гидроциклон; Б – буферная емкость; 1 – нефтегазовая смесь от скважин; 2 – входной патрубок; 3 – направляющая насадка; 4 – корпус гидроциклона; 5 – секция перетока; 6 – выход газа; 7 – решетки; 8 – каплеотбойники; 9 – корпус; 10 – пеноотбойник; 11 – люк; 12 – заслонка; 13 – выход нефти; 14 – механический регулятор уровня; 15 – сливные полки.



Конструкции сепараторов с предварительным отбором газа

Наибольшей пропускной способностью по жидкости и газу характеризуются горизонтальные сепараторы, в которые жидкость и газ, предварительно отделенные в подводящих трубопроводах, вводятся раздельно. Такие аппараты получили название сепараторов с предварительным отбором газа (рис. 1.4).

Рисунок 1.4 – Схема сепаратора с предварительным отбором газа: 1 и 2 –



трубопроводы; 3 – газоотводные трубки; 4 – патрубок; 5 – сборный коллектор (депульсатор) газа; 6 – перфорированная перегородка; 7 – жалюзийная кассета; 8 – каплеуловитель; 9 – эжектор; 10 – наклонные полки; 11 – датчик уровнемера поплавкового типа; 12 – исполнительный механизм; 13 – успокоитель уровня; 14 – сплошная перегородка.

Работает данный сепаратор следующим образом. Нефтегазовая смесь подводится к корпусу сепаратора по наклонным участкам трубопроводов 1 и 2. Уклон трубопровода 1 может колебаться в пределах от 30 до 40°, а трубопровода 2 – от 10 до 15°. К трубопроводу 2 вертикально привариваются три-четыре газоотводных трубки 3 диаметром 50–100 мм. Верхние концы этих трубок приварены к сборному коллектору (депульсатору) газа 5, подводящему этот газ к корпусу каплеуловителя 8, в котором устанавливаются выравнивающая поток газа перфорированная перегородка 6 и жалюзийная кассета 7. Капельки нефти, уносимые основным потоком газа по сборному коллектору 5, проходя жалюзийную кассету 7 (или любую другую), прилипают к стенкам жалюзи и, скапливаясь на них, в виде сплошной пленки стекают вниз в корпус сепаратора. Из корпуса каплеуловителя 8 газ направляется под собственным давлением 0,6 МПа на газоперерабатывающий завод (ГПЗ).

Нефть, освобожденная от основной массы газа в трубопроводе 2, поступает в корпус сепаратора через нижний патрубок ввода 4, в котором установлены сплошная перегородка 14, успокоитель уровня 13 и две наклонные полки 10, увеличивающие путь движения нефти и способствующие выделению из нефти окклюдированных пузырьков газа, не

успевших скоалесцироваться и выделиться в наклонном трубопроводе 2. Давление выделившегося из нефти газа повышают при помощи эжектора 9, затем газ транспортируется на ГПЗ.

Для регулирования вывода нефти из сепаратора имеется датчик уровнемера поплавкового типа 11 с исполнительным механизмом 12.

Раздельный ввод газа и жидкости в аппарат имеет ряд преимуществ. При совместном вводе нефтегазового потока в сепаратор с перепадом давления и перемешиванием фаз количество в нефти пузырьков газа размером 2–3 мкм примерно в 4 раза больше, чем в случае раздельного ввода нефти и газа в аппарат без перепада давления. Пузырьки газа таких размеров обычно находятся во взвешенном состоянии и не успевают выделиться из нефти за время ее движения в сепараторе. Таким образом, в сепараторах с раздельным вводом жидкости и газа унос свободного газа вместе с нефтью в несколько раз меньше, чем в сепараторах с совместным вводом продукции, и обычно не превышает 1 % от объема жидкости.

При раздельном вводе нефти и газа резко уменьшается также объем пены, образующейся в сепараторе в результате удержания части газа и жидкости во взвешенном состоянии, что особенно важно при подготовке нефтей, склонных к пенообразованию. Как известно, ввод продукции в сепаратор с перепадом давления в случае нефтей, склонных к пенообразованию, может привести к заполнению газового пространства пеной. При заполнении сепаратора пеной отказывает в работе регулятор уровня и пена поступает как в газопровод, так и в выкидную линию для жидкости.

Трехфазные сепараторы.

По мере роста обводненности продукции скважин, поступающей в сепараторы, начинают преобладать капли воды больших размеров, которые могут легко коалесцировать и отделяться в виде свободной воды.

Количество выделившейся из нефтяной эмульсии свободной воды зависит от физико-химических свойств нефти и воды, температуры потока, продолжительности транспортирования, интенсивности перемешивания потока (до поступления в сепаратор) и от многих других причин. Предварительная подача реагента в поток на определенном удалении от сепарационных установок способствует выделению свободной воды из эмульсии.

В нефтепромысловой практике отделяемую свободную воду стремятся сбросить как можно раньше – до поступления продукции на установки подготовки нефти, так как нагрев этой воды связан с большим расходом теплоты. Предварительный сброс свободной воды осуществляется в трехфазных сепараторах. В настоящее время разработаны трехфазные сепараторы для работы на первой и последующих ступенях сепарации. Особенностью таких аппаратов (рис. 1.5) является использование в одной емкости двух отсеков: сепарационного и отстойного, сообщающихся между собой через каплеобразователь.

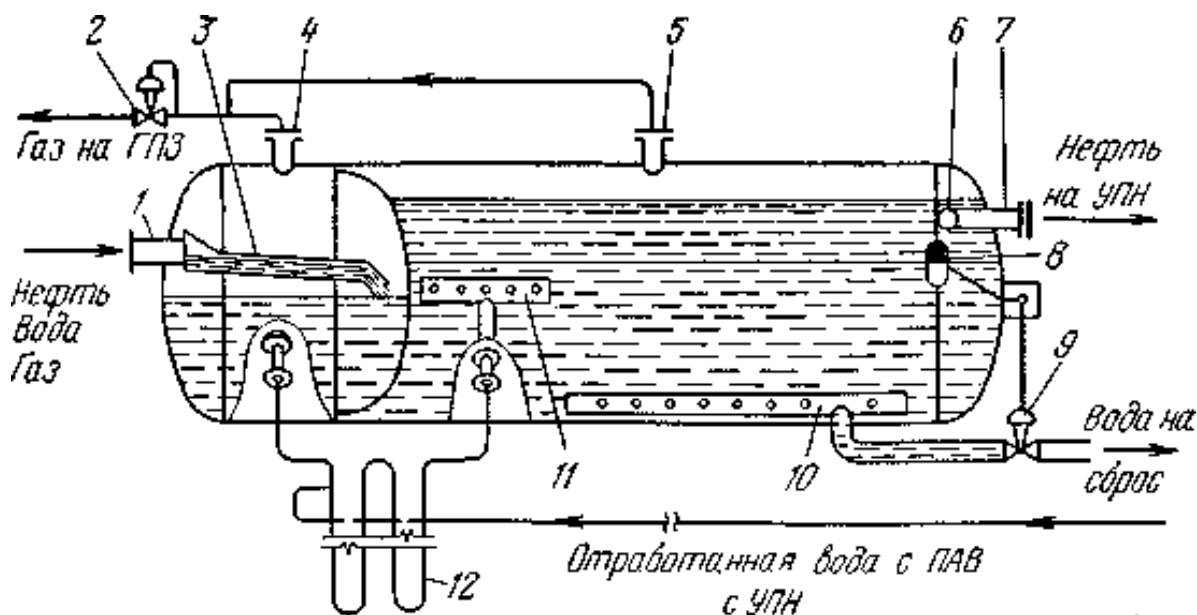


Рисунок 1.5 – Трехфазный сепаратор: 1 – ввод продукции скважин в сепарационный отсек; 2 – регулятор давления; 3 – сливные полки; 4, 5 – патрубки; 6, 7 – узел отбора нефти; 8 – регулятор уровня; 9 – исполнительный механизм; 10 – узел отбора воды; 11 – узел ввода эмульсии в отстойный отсек; 12 – каплеобразователь

Сепаратор работает следующим образом. Смесь нефти, воды и газа по патрубку 1 поступает в сепарационный отсек. Отсепарированный газ подается на ГПЗ, а смесь нефти и воды с небольшим количеством газа из сепарационного отсека по каплеобразователю 12 перетекает в отстойный отсек, где нефть отделяется от воды и газа. Нефть по верхнему патрубку 7 отводится на УПН, вода через исполнительный механизм 9, работающий за счет датчика регулятора уровня поплавкового типа 8, сбрасывается из сепаратора в резервуар-отстойник или под собственным давлением транспортируется на блочную кустовую насосную станцию (БКНС). Если в трехфазный сепаратор поступает нефть в виде стойкой эмульсии, то в каплеобразователь 12 подводится с УПН горячая отработанная вода, содержащая поверхностно-активные вещества (ПАВ) для интенсификации разрушения этой эмульсии.

Сепарационные установки НГС

Сепарационные установки НГС широко применяются при обустройстве нефтяных месторождений и предназначаются для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующих ступенях сепарации, включая горячую сепарацию на последней степени под вакуумом.

В настоящее время выпускается нормальный ряд сепарационных установок на проектную пропускную способность по нефти от 2000 до 30000 т/с.

В шифре установок приняты обозначения: НГС – горизонтальный нефтегазовый сепаратор; первое число – рабочее давление, второе – диаметр сепаратора (в мм).

Сепарационная установка НГС (рис. 1.6) состоит из горизонтальной емкости 1, оснащенной патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри емкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который выходит газ, установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники из вязаной проволоки. Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

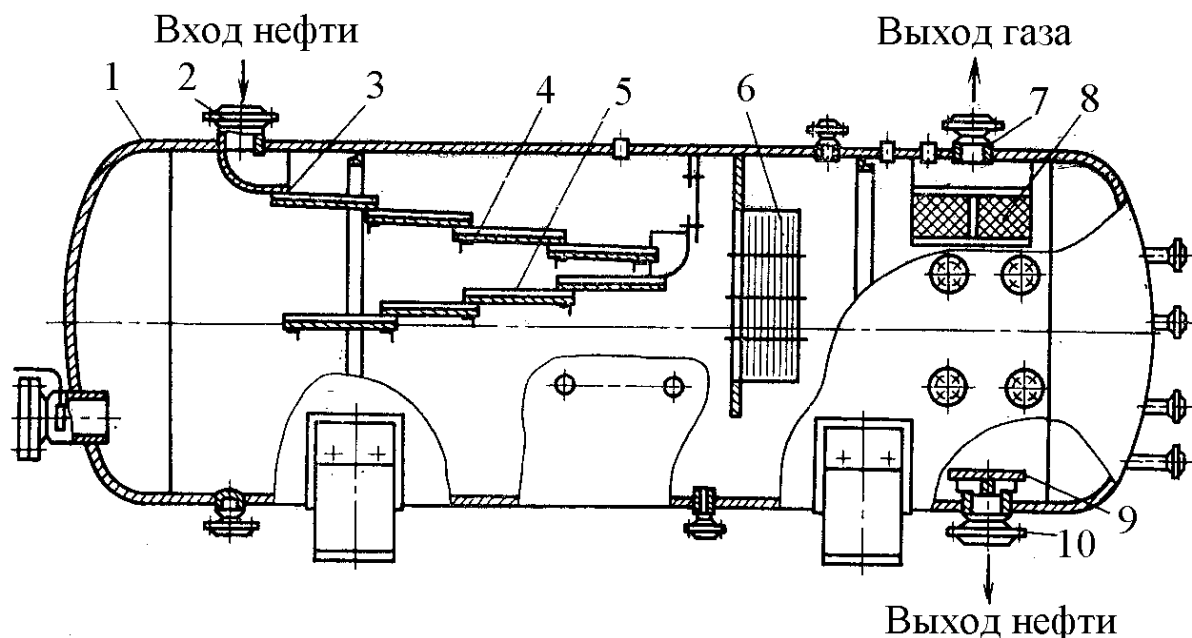


Рисунок 1.6 – Сепарационная установка НГС: 1 – горизонтальная емкость; 2, 7 и 10 – патрубок; 3 – распределительное устройство; 4 и 5 – наклонные желоба (дефлекторы); 6 – вертикальный сетчатый отбойник; 8 – горизонтальный сетчатый отбойник; 9 – диск.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 2, изменяет свое направление на 90° и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные 4, а затем в нижние 5 желоба. Отделившийся от нефти газ проходит сначала вертикальный 6, а затем горизонтальный 8 каплеотбойники. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99 %), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа.

Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан (на рисунке не показаны) поступает в газосборную сеть. Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через Выходной патрубок 10 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск 9.

Сепарационные установки типа НГС поставляются в комплекте со средствами местной автоматики, а средства управления и автоматического регулирования предусматриваются в проектах по привязке установок с конкретным объектом.

Требования к оформлению работы

Работа может выполняться в рабочей тетради и включает текстовую часть (условия, цель, основную часть, расчеты, вывод) и схему, общим объемом 4 – 5 стр.

Вопросы для обсуждения:

1. Понятие процесса сепарации.
2. Классификация сепараторов по разным признакам.
3. Конструкция и принцип работы вертикального гравитационного сепаратора.
4. Конструкция и принцип работы гидроциклонного сепаратора.
5. Конструкция и принцип работы трехфазного сепаратора.
6. Конструкция и принцип работы сепаратора с предварительным отбором газа.
7. Конструкция и принцип работы сепаратора типа НГС.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2

Типы и конструкции резервуаров

Цель работы: Целью работы является ознакомление с основными типами и конструкциями резервуаров для хранения нефти. Усвоение основных методов борьбы с потерями легких фракций при хранении.

Основные теоретические сведения

Для накопления, кратковременного хранения, подготовки и хранения нефти служат резервуарные парки – группа резервуаров, сосредоточенных в одном месте. Резервуары служат для хранения нефти, нефтепродуктов, воды, сжиженных газов, кислот и других жидкостей.

По назначению они подразделяются на сырьевые, технологические и товарные. Сырьевые резервуары предназначены для хранения обводненной нефти. В технологических резервуарах осуществляется предварительный сброс пластовой воды. Товарные резервуары предназначены для хранения обезвоженной и обессоленной нефти.

По расположению нефтяные резервуары подразделяются на надземные, подземные, полуподземные. *По материалу*, из которого они изготовлены, подразделяются на металлические и железобетонные. Обычно наземные резервуары – металлические, а подземные и полуподземные – железобетонные.

По форме резервуары могут быть: вертикальные цилиндрические (рис. 2.3), горизонтальные цилиндрические (рис. 2.4), каплевидные (рис. 2.5) и шаровые (рис. 2.1). Резервуары бывают постоянного и переменного объема.

Тип резервуара выбирают в зависимости от свойств хранимой жидкости, района строительства (климатических условий), режима эксплуатации и вместимости резервуара.

Стенки и днища вертикальных резервуаров изготавливают из листовой стали толщиной 4 – 30 мм; для покрытий вертикальных цилиндрических резервуаров применяют листы толщиной 2,5 – 6 мм; толщина стенки шаровых, горизонтальных и специальных вертикальных резервуаров доходит до 36 – 38 мм.

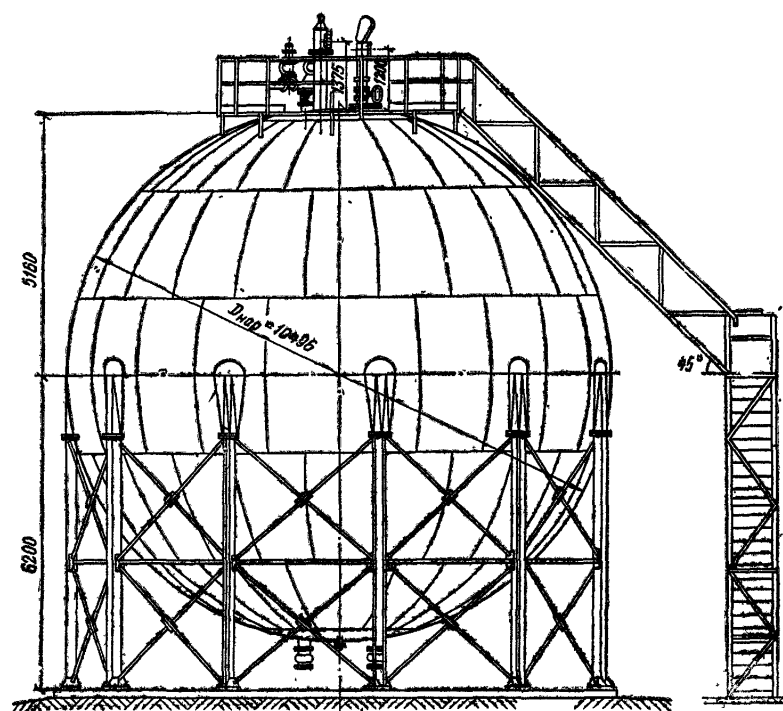


Рисунок 2.1 – Шаровой резервуар вместимостью 600 м³

Большое значение для надежности и долговечности резервуаров имеет правильное расположение оборудования – люков, лазов, патрубков и т. п. В одном листе нельзя допускать более трех врезок; расстояние между швами, прикрепляющими оборудование к корпусу резервуара и продольными швами стенки должно быть не менее 600 мм, а расстояние до кольцевых швов – не менее 200 мм.

Борьба с потерями легких фракций сырой нефти и бензина при хранении

К основным мерам борьбы с потерями легких фракций сырой нефти и бензина при хранении относятся: 1) сокращение амплитуды колебаний температур жидкости паровоздушной смеси; 2) хранение жидкости под давлением, создаваемым паровоздушной смесью; 3) уменьшение геометрического объема паровоздушного пространства резервуара; 4)

объединение группы резервуаров газовой обвязкой с паросборником или без него.

Чтобы уменьшить амплитуду колебаний температур поверхности жидкости и паровоздушной смеси, покрытие и корпус окрашивают алюминиевой краской и делают теплоизоляцию из легких несгораемых материалов.

Окраска наземных и надземных резервуаров в светлые тона уменьшает потери легкоиспаряющихся жидкостей и должна применяться независимо от типа резервуара.

Более действенными мерами борьбы с потерями при хранении легкоиспаряющихся жидкостей являются: 1) хранение их под давлением, создаваемым паровоздушной смесью в газовом пространстве резервуара (при средней оборачиваемости содержимого резервуара до 24 раз в год); 2) хранение в резервуарах с плавающей крышей или в резервуарах с понтоном и стационарной, крышей (при большой оборачиваемости содержимого резервуара); 3) применение газовых обвязок с паросборниками или без них (при средней оборачиваемости содержимого резервуара); 4) хранение указанных жидкостей в заглубленных или изотермических наземных резервуарах.

Выбор типа резервуара зависит от физических свойств продукта, оборачиваемости его, вместимости хранилища и района расположения резервуара.

Сжиженные газы (легкие фракции бензина, бутан, пропан и др.) хранят в горизонтальных цилиндрических резервуарах и в шаровых резервуарах под давлением обычно $250 - 1800 \text{ кН/м}^2$.

Резкое уменьшение геометрического объема паровоздушного пространства достигается применением резервуаров с плавающей крышей.

Типы кровель резервуаров

Выбор типа покрытия зависит от условий эксплуатации резервуара: если преобладают нагрузки на покрытие, действующие сверху вниз (вес покрытия и теплоизоляции, снег, вакуум), то следует применять коническое или сферическое покрытие, если преобладают нагрузки, действующие снизу вверх (внутреннее избыточное давление паровоздушной смеси), то

предпочтительнее делать торосферическое или сфероцилиндрическое покрытие (рис. 2.2).

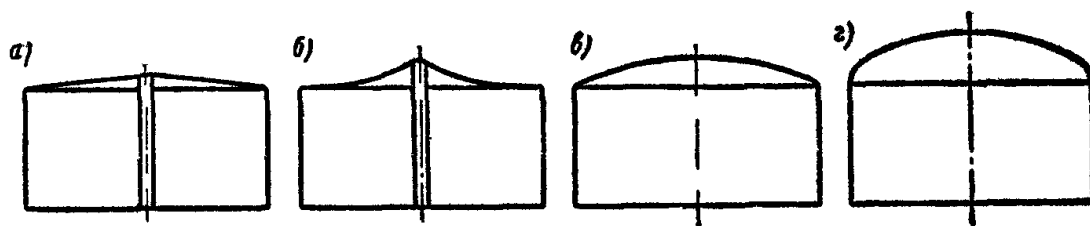


Рисунок 2.2 – Типы кровель вертикальных цилиндрических резервуаров: а – коническая; б – висячая; в – сферическая; г – сферовидная или сфероцилиндрическая.

На нефтепромыслах и крупных нефтебазах целесообразно применять вертикальные резервуары вместимостью 10 000, 20 000 м³ и более со сферическим покрытием без стоек; это уменьшит капитальные затраты на 20–30%.

Сферическое покрытие резервуара представляет собой купол, секторные щиты которого опираются на верхнее обвязочное кольцо корпуса.

При высокой оборачиваемости сырой нефти и бензина в резервуарах вместимостью 10000 – 100000 м³ рационально применять плавающие крыши, позволяющие значительно сократить потери при хранении легкоиспаряющихся жидкостей в этом режиме эксплуатации.

Резервуары с плавающей крышей предназначены для хранения лёгких нефтей с целью снижения потерь нефти от испарения. Крыша, плавающая на поверхности нефти, исключает газовое пространство в резервуаре, отсутствуют большие и малые дыхания и связанные с ними потери лёгких углеводородов.

На плавающей крыше проектируют опорные стойки высотой 1,5 – 2 м, обеспечивающие удобство ремонта крыши и днища резервуара. Для стока дождевой воды и растаявшего снега наружной поверхности плавающей крыши придают уклон к центру. Воду с крыши удаляют через шарнирную трубу, прикрепленную к центру кровли снизу и снабженную поворотными шарнирами.

Резервуары с плавающей крышей имеют люки, лазы, предохранительные и вакуумный клапаны, размещенные на крыше. Вакуумный клапан служит для того, чтобы после опорожнения в резервуаре

не образовался вакуум, когда крыша занимает низшее положение. Через предохранительные клапаны при заполнении резервуара выходят воздух, заключенный между днищем и крышей в ее нижнем положении.

Плавающая крыша представляет собой кольцевой понтон большей частью с одностенчатым диском в центральной части крыши. Плавающую крышу сваривают из стальных листов толщиной 4 – 5 мм и испытывают на непроницаемость.

Резервуары с открытой плавающей крышей можно применять лишь в южном и среднем климатических поясах. В районах, где возможны снежные или пылевые заносы, открытые плавающие крыши неприменимы. В этих условиях сооружают резервуары с понтоном, защищенным от заносов стационарной крышей.

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары типа РВС

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары типа РВС представляют собой сварную конструкцию из стальных листов толщиной от 4 до 14 мм. Основные элементы вертикального стального резервуара – днище, корпус и крыша. Днище резервуара сварено из листов толщиной до 5 мм, расположено на фундаменте в виде песчаной подушки и имеет уклон от центра к периферии, равный 2 % . Уклон днища необходим для стока и удаления отделившейся в резервуаре пластовой воды. Корпус резервуара изготовляют в виде поясов, которые могут соединяться между собой тремя способами: ступенчатым, телескопическим и встык.

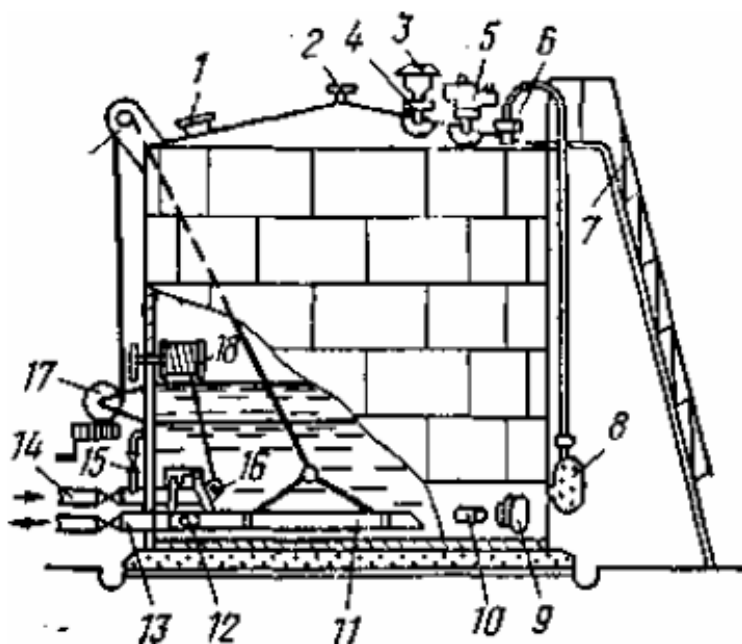


Рисунок 2.3 – Схема расположения оборудования стальных вертикальных цилиндрических резервуаров: 1 – верхний световой люк; 2 – вентиляционный патрубок; 3 – гидравлический предохранительный клапан; 4 – огневой предохранитель; 5 – дыхательный клапан; 6 – замерный люк; 7 – лестница; 8 – указатель уровня; 9 – люк-лаз; 10 – сифонный кран; 11 – подъемная труба; 12 – шарнир; 13 – раздаточный патрубок; 14 – приёмный патрубок; 15 – перепускное устройство; 16 – хлопушка ; 17 – лебедка; 18 – управление хлопушкой; 19 – роликовый блок.

Наполнение резервуаров нефтью осуществляется через приемный патрубок 14. С внутренней стороны резервуара на приёмном патрубке установлена хлопушка 16, предназначенная для предотвращения утечки нефти из резервуара при неисправности задвижек или порыве трубопровода. При наполнении резервуара крышка хлопушки открывается под напором поднимающего потока, а при прекращении поступления нефти она захлопывает приемный патрубок. Иногда приемный патрубок соединяют не только с приемным, но и с раздаточными трубопроводами, наполнение и опорожнение резервуара ведут через один приемный патрубок. При этом во время опорожнения хлопушка открывается с помощью управления хлопушкой 18, которая представляет собой барабан с тросом, установленным внутри резервуара, а штурвал вынесен наружу резервуара. Для обеспечения открывания задвижки используют перепускное устройство 15, позволяющее выравнивать давление до и после хлопушки.

Опорожнение резервуара может осуществляться и через раздаточный патрубок 13, к внутреннему концу которого на шарнире 12 присоединена подъемная труба 11. Подъемная труба предназначена для откачки нефти из резервуара с любой необходимой высоты. Трубу поднимают лебёдкой 17 с помощью троса, перекинутого через роликовый блок 19, а опускается под собственным весом. Будучи поднятой выше уровня нефти подъемная труба предотвращает возможные утечки при выходе из строя задвижек или порыве трубопровода. Диаметр приёмных и раздаточных патрубков в зависимости от расхода нефти колеблются в пределах 150-700 мм, так чтобы скорость движения нефти в приёмных и раздаточных трубопроводах составляла 0,5 – 1,0 м/с.

Сифонный кран 10 предназначен для вывода из резервуара свободной пластовой воды. Угловой патрубок сифонного крана может с помощью поворотной ручки осуществлять вывод пластовой воды с заданной высоты. Поддержание в резервуаре некоторого слоя воды, так называемой водяной подушки, необходим для предотвращения утечек нефти при появлении неплотности днища. Поворотом углового патрубка в нижнее положение можно полностью удалить пластовую воду из резервуара. Сифонные краны выпускаются двух типов: СК-50 для резервуаров объёмом до 4000 м³ и СК-80 для резервуаров большего объёма. Условный диаметр сифонных кранов соответственно равен 50 и 80 мм. Верхний световой люк 1 предназначен для проветривания и освещения внутреннего объёма резервуара во время ремонта и зачистки.

Вентиляционный патрубок 2 предназначен для полного удаления паров нефти при ремонтных работах.

Дыхательный клапан 5 предназначен для выпуска воздуха с парами нефти при подъёме уровня нефти в резервуаре и ввода воздуха внутрь резервуара при снижении уровня нефти. Изменение уровня нефти происходит при наполнении и опорожнении резервуара – большие дыхания резервуара, а при температурных расширениях и уменьшениях объёма нефти в процессе суточных колебаний температуры воздуха – малые дыхания резервуара.

Горизонтальные цилиндрические резервуары

Горизонтальные габаритные резервуары (рис. 2.4) вместимостью до 300 м^3 экономичнее других типов резервуаров повышенного давления.

Достоинствами габаритных горизонтальных резервуаров являются: 1) простота конструктивной формы; 2) возможность поточного изготовления их на заводах и перевозки в готовом виде; 3) удобство надземной и подземной установки; 4) возможность значительного повышения внутреннего избыточного давления (до 2000 кН/м^2) и вакуума (до 100 кН/м^2) по сравнению с вертикальными цилиндрическими резервуарами и как следствие этого уменьшение потерь легкоиспаряющихся жидкостей при хранении.

К недостаткам горизонтальных резервуаров относятся необходимость устройства специальных опор и сравнительная сложность замера продукта, хотя эти недостатки и свойственны многим типам резервуаров повышенного давления (каплевидным, шаровым и др.).

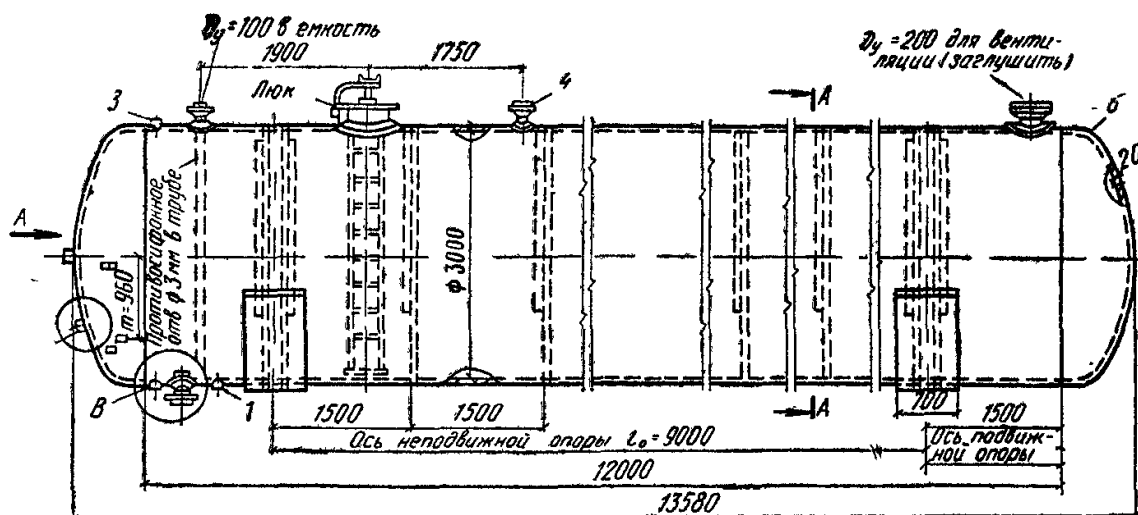


Рисунок 2.4 – Горизонтальный цилиндрический резервуар

Объем горизонтальных резервуаров может быть $3\text{--}300 \text{ м}^3$, толщина оболочки – $3\text{--}36 \text{ мм}$, диаметр – $1,4\text{--}4 \text{ м}$, длина – $2\text{--}30 \text{ м}$. Для установки оборудования, а также для возможности осмотра/ремонта и очистки в верхней части резервуара располагают горловину диаметром $500\text{--}750 \text{ мм}$ с крышкой и лазом.

Каплевидные резервуары

Каплевидный резервуар (рис. 2.5) имеет форму, которую принимает круглая капля жидкости, покоящаяся на несмачиваемой горизонтальной плоскости, под действием сил поверхностного натяжения. Такой резервуар является равнопрочным в условиях основного расчетного режима жидкости и паров и, удерживая пары от рассеивания в атмосфере, позволяет значительно уменьшить потери при хранении бензина, ацетона, спирта и других легкоиспаряющихся жидкостей.

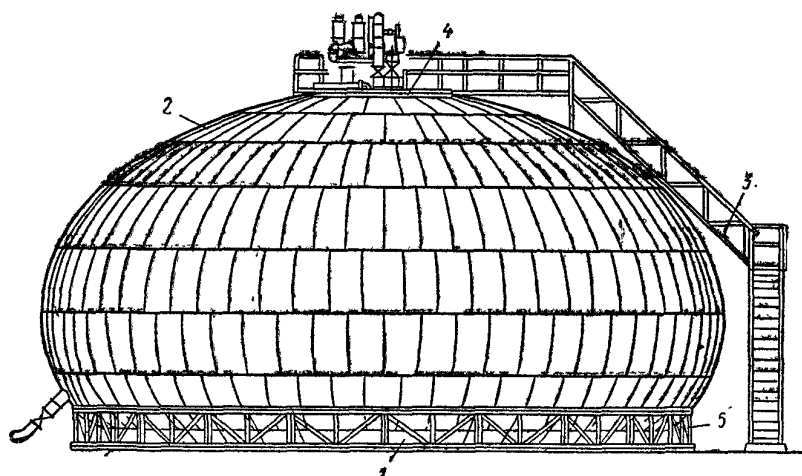


Рисунок 2.5 – Каплевидный резервуар вместимостью 2000 м³, круглый в плане: 1 – днище; 2 – стенка; 3 – лестница; 4 – площадка с оборудованием; 5 – опорное кольцо.

Каплевидные резервуары рационально применять при вместимости 2000 – 6000 м³, избыточном давлении паровоздушной смеси 30 – 50 кН/м и оборачиваемости содержимого 6 – 24 раза в год.

Под действием максимального гидростатического давления жидкости и наибольшего давления в газовом пространстве элементы каплевидной оболочки испытывают одинаковые растягивающие напряжения в главных направлениях срединной поверхности оболочки. Минимальный объем газового пространства каплевидного резервуара составляет 10% его полного геометрического объема.

Железобетонные резервуары

Железобетонные резервуары по сравнению со стальными обладают следующими преимуществами: расход стали на 1 м³ объема железобетонных резервуаров примерно в 2 раза меньше, чем стальных; вследствие малой

теплопроводности бетона потери нефти от испарения при малых дыханиях резервуара значительно меньше (в 8 – 12 раз). Железобетонные резервуары бывают цилиндрические и прямоугольные. Наибольшее распространение получили цилиндрические резервуары.

Одним из основных недостатков железобетонных резервуаров – это высокая проницаемость нефти через бетон, что устраняется применением различных герметизирующих покрытий.

Требования к оформлению работы

Работа может выполняться в рабочей тетради и включает текстовую часть (условия, цель, основную часть, расчеты, вывод) и схему, общим объемом 4 – 5 стр.

Вопросы для обсуждения:

1. Классификация нефтяных резервуаров.
2. Основное оборудование вертикального цилиндрического резервуара.
3. Понятия малых и больших дыханий резервуаров.
4. Методы борьбы с потерей нефтепродуктов при хранении.
5. Типы кровель резервуаров.
6. Преимущества и недостатки железобетонного резервуара.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

Хранение газа

Цель работы: Целью работы является ознакомление с методами компенсации неравномерности газопотребления, изучение конструкций газгольдеров, подземных хранилищ газа (ПХГ).

Основные теоретические сведения

Неравномерность газопотребления и методы ее компенсации

Расходование газа промышленными и особенно коммунально-бытовыми потребителями, как правило, неравномерно и колеблется в течение суток, недели и года.

В часы приготовления и потребления пищи расходование газа выше, чем в другое время суток. В выходные дни расход газа выше, чем в будни. Зимой расход газа всегда больше, чем летом, когда выключается отопительная система. Поскольку газ по газопроводу подается в одном и том же количестве, исходя из среднечасового расхода, то в одни периоды времени (днем, в выходные и воскресные дни) возможна его нехватка, а в другие (ночью, в будни) – избыток.

Чтобы газоснабжение потребителей было надежным, избыток газа необходимо где-то аккумулировать, с тем чтобы выдавать его в газовую сеть в периоды пикового газопотребления.

Для компенсации неравномерности потребления газа в течение суток, недели широко используется **метод его аккумулирования в последнем участке газопровода**. В принципе газопровод представляет собой протяженную емкость большого геометрического объема. Чем больше давление, тем больше газа она вмещает. Увеличивая противодавление в конце газопровода в периоды пониженного газопотребления, можно накапливать газ в трубопроводе, не прекращая при этом его перекачки.

Для компенсации суточной неравномерности газопотребления используют также газгольдеры высокого и низкого давления – сосуды специальной конструкции.

Для покрытия сезонной неравномерности газопотребления требуются крупные хранилища. На газгольдеры в этом случае расходуется слишком много стали и требуются значительные площади для их установки.

Поэтому компенсацию сезонной неравномерности газопотребления осуществляют с помощью **подземных хранилищ**, удельный расход металла на сооружение которых в 20...25 раз меньше.

Хранение газа в газгольдерах

Газгольдерами называют сосуды большого объема, предназначенные для хранения газов под давлением. Различают газгольдеры низкого (4000 Па) и высокого (от $7 \cdot 10^4$ до $30 \cdot 10^4$ Па) давления. В газгольдерах первого типа рабочий объем является переменным, а давление газа в процессе наполнения или опорожнения изменяется незначительно. Они бывают мокрые и сухие. ***Мокрые газгольдеры*** (рис. 3.1 а) состоят из двух основных частей – вертикального цилиндрического резервуара 1, заполненного водой (неподвижная часть) и колокола 2, помещенного внутри резервуара и представляющего собой цилиндр, открытый снизу и имеющий сферическую кровлю (подвижная часть). Для облегчения перемещения колокола служат ролики 3. Закачка и отбор газа осуществляются по газопроводу 4.

Принцип работы мокрого газгольдера следующий. При закачке газа в газгольдер давление под колоколом возрастает и вода частично вытесняется в кольцевое пространство между резервуаром и колоколом. Она играет роль гидравлического уплотнения. Как только давление газа превысит нагрузку, создаваемую массой колокола, последний начинает перемещаться вверх, освобождая объем для новых количеств газа. При опорожнении газгольдера давление газа под колоколом уменьшается и он опускается.

Для более полного использования объема колокола его высота должна быть равна высоте резервуара. У газгольдеров большого (свыше 6000 м^3) объема подвижную часть разбивают на несколько звеньев, вкладывающихся друг в друга подобно телескопу. Чтобы избежать перекосов при перемещении подвижных частей, а также для восприятия горизонтальных нагрузок (например, ветровых) к резервуару крепят направляющие, по которым перемещаются ролики, закрепленные в верхней части колокола (на рисунке не показаны).

Сухие газгольдеры (рис. 3.1 б) состоят из вертикального корпуса цилиндрической или многогранной формы с днищем и кровлей, внутри которого находится подвижная шайба (поршень), снабженная специальным уплотнением. Принцип работы сухого газгольдера аналогичен работе паровой машины. Под давлением газа, подаваемого под шайбу, она поднимается вверх до определенного предела, а при отборе газа – опускается вниз, поддерживая своей массой постоянное давление в газгольдере.

Сухие газгольдеры менее надежны, чем мокрые, но и менее металлоемки.

Недостатком газгольдеров низкого давления является то, что они обладают относительно низкой аккумулирующей способностью.

Газгольдеры высокого давления имеют неизменный геометрический объем, но давление в них по мере наполнения или опорожнения изменяется. Хотя геометрический объем газгольдеров этого класса много меньше объема газгольдеров низкого давления, количество хранимого в них газа может быть значительным, благодаря высокому давлению. Так, если в мокром газгольдере объемом 100 м^3 под давлением 4000 Па можно хранить 104 м^3 газа, то в газгольдере с давлением $1,6 \text{ МПа}$ того же геометрического объема – 1700 м^3 , т. е. почти в 17 раз больше.

Газгольдеры высокого давления бывают цилиндрические и сферические. **Цилиндрические газгольдеры** (рис. 3.2) имеют геометрический объем от 50 до 270 м^3 . Поскольку у всех них внутренний диаметр равен $3,2 \text{ м}$, то различаются они лишь длиной цилиндрической части – обечайки 1. С обеих сторон к обечайке приварены днища 2, имеющие вид полусферы. Для контроля за давлением газа в газгольдере используются манометры 3. Газгольдер устанавливается на фундамент 4 горизонтально либо вертикально.

Цилиндрические газгольдеры рассчитаны на давление от $0,25$ до 2 МПа . Толщина их стенки может достигать 30 мм .

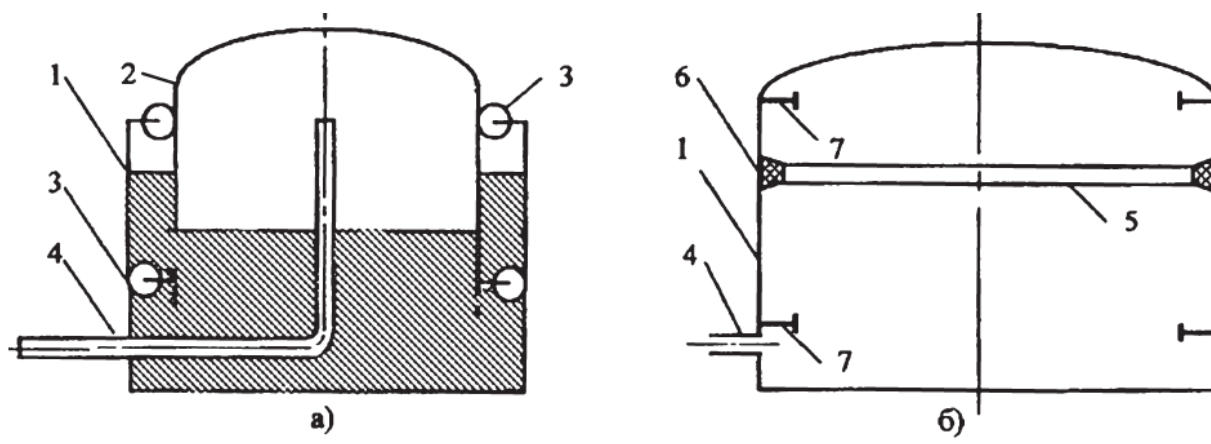


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема газгольдеров низкого давления: а) мокрый; б) сухой; 1 – резервуар; 2 – колокол; 3 – ролики; 4 – газопровод; 5 – шайба; 6 – уплотнение; 7 – ограничитель хода.

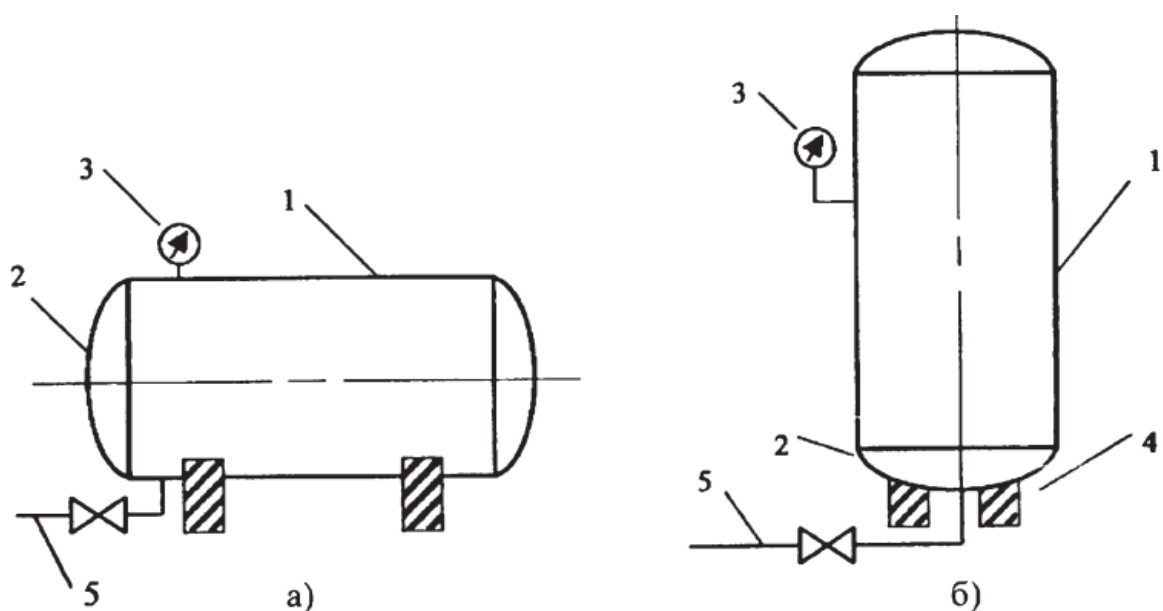


Рисунок 3.2 – Цилиндрические газгольдеры высокого давления: а) горизонтальный; б) вертикальный; 1 – обечайка; 2 – днище; 3 – манометр; 4 – фундамент; 5 – соединительный газопровод

Сферические газгольдеры в нашей стране имеют геометрический объем от 300 до 4000 м³ и толщину стенки от 12 до 34 мм. Сферическая форма сосуда для хранения газа под высоким давлением является наиболее выгодной по металлозатратам и общей стоимости. Монтируют сферические газгольдеры из отдельных лепестков, раскроенных в виде апельсиновых долек, а также из верхнего и нижнего днищ, имеющих форму шарового сегмента. Опоры газгольдеров выполняют в виде цилиндрического стакана из железобетона со стальным опорным кольцом или в виде стоек-колонн, прикрепленных к шару по экваториальной линии и связанных между собой системой растяжек.

Батареи стальных газгольдеров высокого давления (до 1,5 МПа) были применены в Москве с целью компенсации неравномерности потребления газа, поступавшего в относительно небольших количествах по газопроводу Саратов – Москва.

Подземные хранилища газа

Однако с развитием газопроводов и ростом объемов потребления газа потребовались газохранилища вместимостью в миллионы кубических метров. Обеспечить хранение таких количеств газа могли только подземные газохранилища.

Подземное хранение газа используется как один из основных способов компенсации сезонной неравномерности потребления газа. При использовании в случае пиковых нагрузок (резкого возрастания потребления) газа, накопленного в периоды потребления газа ниже пропускной способности системы магистральных газопроводов, достигается равномерная загрузка этой системы, что улучшает технико-экономические показатели всей системы транспорта и распределения газа. Кроме того, подземные хранилища газа (ПХГ) обеспечивают надежность потребления газа в случае аварийных ситуаций и могут создавать определенные его резервы. Подземные хранилища газа сооружают в районах потребления, а также по трассе магистральных газопроводов. Хранилища различают по своему назначению, методам и условиям сооружения и эксплуатации. В основном подземные хранилища газа создают в истощенных газовых и нефтяных месторождениях, в водонапорных системах-ловушках пластовых водонапорных систем или, что, реже, в горизонтальном пласте. Первые являются наиболее экономичными, так как бывают хорошо изучены и обустроены к моменту ввода в эксплуатацию, более просты в эксплуатации, но редко соседствуют с крупными потребителями газа, поэтому подсоединяются к магистральным газопроводам. Геологические структуры для вторых чаще имеются вблизи потребителей, поэтому их изыскивают для регулирования пиковых неравномерностей газопотребления отдельных районов, несмотря на большие технологические сложности и затраты.

Подземные хранилища должны быть расположены достаточно близко к потребителям газа, достаточно герметичны для исключения сколько-нибудь существенных потерь газа, иметь возможность создать давление, соответствующее условиям эксплуатации системы транспорта и распределения газа. Производительность и рабочее давление скважин должны обеспечивать, эксплуатацию ПХГ при заданных параметрах.

Закачка газа происходит при переменном давлении и расходе закачиваемого газа. Компрессорные станции на ПХГ с компрессорными закачкой и отбором должны иметь большой диапазон регулирования подачи – от 5 % в период первоначального заполнения до 100 % при проектной приемистости коллектора.. Поэтому применяют комбинирование в составе

КС поршневых, агрегатов и базовых турбоагрегатов, параллельно-последовательное включение агрегатов и рабочих колес. Диапазон рабочих давлений КС определяется пластовым давлением, давлением: в подводящем газопроводе и потерями давления в пласте, скважинах и шлейфах. В зависимости от степени подвижности пластовых вод режим пласта приближается к газовому (для истощенных месторождений) или к водонапорному. Высокое давление закачки увеличивает эффективность ПХГ. Следует учитывать, что давление в призабойной зоне в период хранения может значительно падать.

Несмотря на то, что наиболее экономичным типом крупных ПХГ являются истощенные или находящиеся на стадии истощения нефтяные и газовые залежи вследствие хорошей геофизической изученности, имеющегося обустройства, сокращения срока ввода большая часть хранилищ создана в водоносных пластах. Это обусловлено тем, что ПХГ целесообразно создавать в местах наибольшей неравномерности, т. е. при крупных объектах потребления газа. Газ закачивается в сводовую часть куполообразной структуры и образует там газовый «пузырь», а вода оттесняется к краям структуры. При вытеснении воду из пласта можно удалить через разгрузочные скважины, а при оттеснении – перемещать по водоносной системе. Кровля может быть представлена плотными пластичными глинами или крепкими известняками и доломитами при отсутствии трещин и разломов, что при толщине кровли 5–15 м на глубине 300–1000 м достаточно для предотвращения утечек газа. Наиболее экономичным считают ПХГ на глубине 300–600 м. В настоящее время ПХГ стремятся создать при каждом крупном районе потребления газа.

Технологическая схема подземного хранилища газа должна позволять производить сбор, замер количества, распределение и обработку газа при отборе и закачке его в хранилище. Принципиальная схема наземных сооружений ПХГ представлена на рис. 3.3.

Газ из магистрального газопровода 1 по газопроводу-отводу 2 поступает на компрессорную станцию 4, предварительно пройдя очистку в пылеуловителях 3. Сжатый и нагретый при компримировании газ очищается от масла в сепараторах 5, охлаждается в градирне (или АВО) 6 и через маслоотделители 7 поступает на газораспределительный пункт (ГРП) 8. На ГРП осуществляется распределение газа по скважинам. Давление закачиваемого в подземное хранилище газа достигает 15 МПа. Для закачки, как правило, используются газомотокомпрессоры.

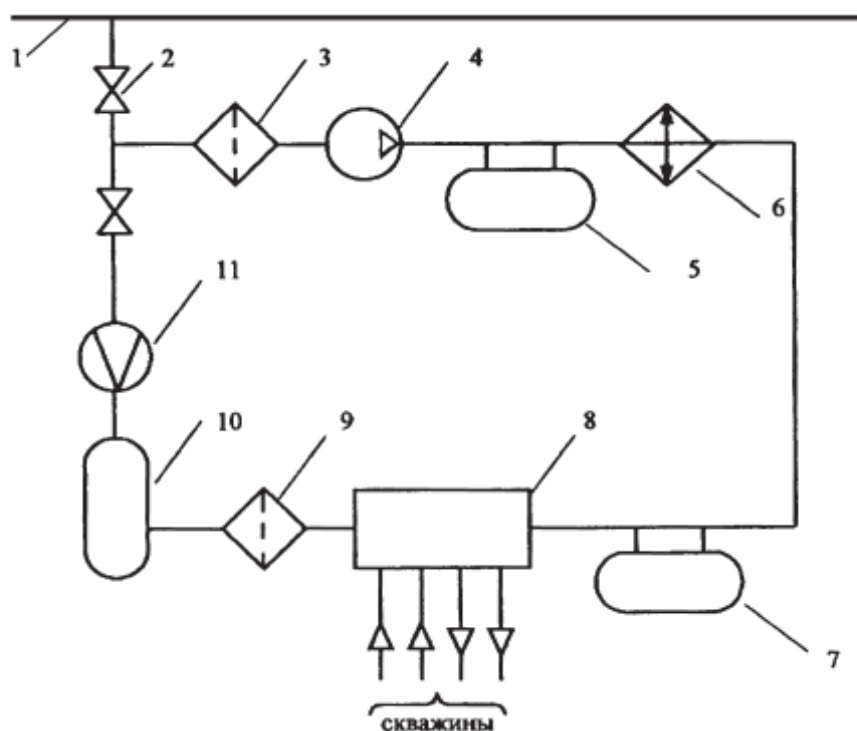


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема наземных сооружений ПХГ: 1– магистральный газопровод; 2 – газопровод отвод; 3,9 _ пылеуловители; 4 – компрессорная станция; 5 – сепаратор; 6 – холодильник (градирня); 7 – маслоотделитель; 8 – газораспределительный пункт; 10 – установка осушки газа; 11 – расходомер.

При отборе газа из хранилища его дросселируют на ГРП 8, производят очистку и осушку в аппаратах соответственно 9, 10, а затем, после замера количества расходомером 11, возвращают в магистральный газопровод 1. Если давление газа в подземном хранилище недостаточно высоко, его предварительно компримируют и охлаждают (на рис. 3.3 не показано).

Очистка газа от пыли, окалины и частиц масла перед его закачкой в хранилище имеет очень большое значение, т. к. в противном случае засоряется призабойная зона и уменьшается приемистость скважин.

Оптимальная глубина, на которой создаются подземные газохранилища, составляет от 500 до 800 м. Это связано с тем, что с увеличением глубины возрастают затраты на обустройство скважин. С другой стороны, глубина не должна быть слишком малой, т. к. в хранилище создаются достаточно высокие давления.

Подземное хранилище заполняют газом несколько лет, закачивая каждый сезон несколько больший объем газа, чем тот, который отбирается.

Требования к оформлению работы

Работа может выполняться в рабочей тетради и включает текстовую часть (условия, цель, основную часть, расчеты, вывод) и схему, общим объемом 4 – 5 стр.

Вопросы для обсуждения:

1. Неравномерность газопотребления.
2. Методы хранения газа.
3. Конструкция сухого газгольдера.
4. Конструкция мокрого газгольдера.
5. Конструкция газгольдера высокого давления.
6. Схема наземных сооружений ПХГ.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

Установка комплексной подготовки нефти

Цель работы: Целью работы является изучение основных операций проводимых при подготовке нефти к транспорту. Рассмотреть принципиальную схему установки подготовки нефти.

Основные теоретические сведения

Промысловая подготовка нефти

Из нефтяных скважин в общем случае извлекается сложная смесь, состоящая из нефти, попутного нефтяного газа, воды и мехпримесей (песка, окалины и проч.). В таком виде транспортировать продукцию нефтяных скважин по магистральным нефтепроводам нельзя. Во-первых, вода – это балласт, перекачка которого не приносит прибыли. Во-вторых, при совместном течении нефти, газа и воды имеют место значительно большие потери давления на преодоление сил трения, чем при перекачке одной нефти. Кроме того, велико сопротивление, создаваемое газовыми шапками, защемленными в вершинах профиля и скоплений воды в пониженных точках

трассы. В-третьих, минерализованная пластовая вода вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и резервуаров, а частицы мехпримесей – абразивный износ оборудования.

Целью промысловой подготовки нефти является ее дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация.

Дегазация. Дегазация нефти осуществляется с целью отделения газа от нефти. Аппарат, в котором это происходит, называется сепаратором, а сам процесс разделения – сепарацией. Процесс сепарации осуществляется в несколько этапов (ступеней). Чем больше ступеней сепарации, тем больше выход дегазированной нефти из одного и того же количества пластовой жидкости. Однако при этом увеличиваются капиталовложения в сепараторы. В связи с вышесказанным число ступеней сепарации ограничивают двумя-тремя.

Обезвоживание. При извлечении из пласта, движении по насосно-компрессорным трубам в стволе скважины, а также по промысловым трубопроводам смеси нефти и воды, образуется **водонефтяная эмульсия** – механическая смесь нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии жидкостей.

В эмульсиях принято различать дисперсионную (внешнюю, сплошную) среду и дисперсную (внутреннюю, разобщенную) фазу. По характеру дисперсионной среды и дисперсной фазы различают два типа эмульсий: «нефть в воде» и «вода в нефти». Тип образующейся эмульсии, в основном, зависит от соотношения объемов фаз, а также от температуры, поверхностного натяжения на границе «нефть-вода» и др.

Одной из важнейших характеристик эмульсий является диаметр капель дисперсной фазы, так как от него зависит скорость их осаждения.

Для разрушения эмульсий применяются следующие методы:

- гравитационное холодное разделение;
- внутритрубная деэмульсация;
- термическое воздействие;
- термохимическое воздействие;
- электрическое воздействие;

- фильтрация;
- разделение в поле центробежных сил.

Гравитационное холодное разделение применяется при высоком содержании воды в пластовой жидкости. Отстаивание производится в отстойниках периодического и непрерывного действия.

В качестве отстойников периодического действия обычно используются сырьевые резервуары, аналогичные резервуарам для хранения нефти. После заполнения таких резервуаров сырой нефтью вода осаждается в их нижнюю часть.

В отстойниках непрерывного действия отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник. Принципиальная схема отстойника непрерывного действия приведена на рис. 4.1.

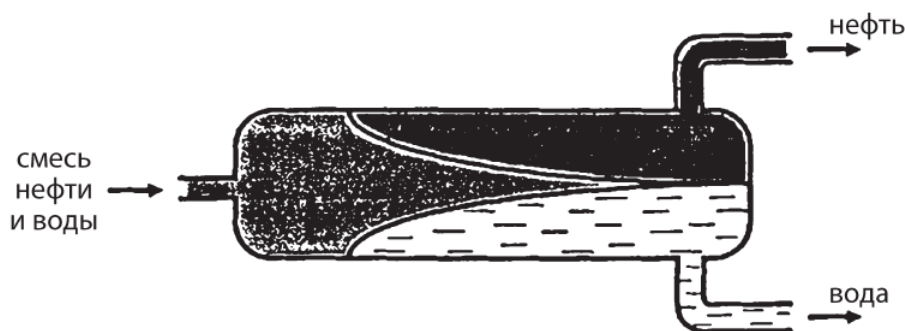


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема отстойника непрерывного действия

Длина отстойника определяется из условия, что от нефти должны отделиться капли заданного размера.

Сущность метода внутритрубной деэмульсации заключается в том, что в смесь нефти и воды добавляется специальное вещество – деэмульгатор в количестве 15...20 г на тонну эмульсии. Деэмульгатор разрушает бронирующую оболочку на поверхности капель воды и обеспечивает тем самым условия для их слияния при столкновениях. В последующем эти укрупнившиеся капельки относительно легко отделяются в отстойниках за счет разности плотностей фаз.

Термическое воздействие заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают. При нагревании, с одной

стороны, уменьшается прочность бронирующих оболочек на поверхности капель, а значит, облегчается их слияние, с другой стороны, уменьшается вязкость нефти, в которой оседают капли, а это увеличивает скорость разделения эмульсии.

Нагревают эмульсию в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах до температуры 45...80 °С.

Термохимический метод заключается в сочетании термического воздействия и внутритрубной деэмульсации.

Электрическое воздействие на эмульсии производится в аппаратах, которые называются электродегидраторами. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды. В результате капельки притягиваются друг к другу и сливаются. Затем они оседают на дно емкости.

Фильтрация применяется для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материала фильтров используются вещества, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью. Поэтому нефть проникает через фильтр, вода нет.

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полуму валу подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности.

При обезвоживании содержание воды в нефти доводится до 1...2 %.

Обессоливание. Обессоливание нефти осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную искусственную эмульсию вновь обезвоживают. Такая последовательность технологических операций объясняется тем, что даже в обезвоженной нефти остается некоторое количество воды, в которой и растворены соли.

При смешении с пресной водой соли распределяются по всему ее объему и, следовательно, их средняя концентрация в воде уменьшается.

При обессоливании содержание солей в нефти доводится до величины менее 0,1 %.

Стабилизация. Под процессом стабилизации нефти понимается отделение от нее легких (пропан-бутановых и частично бензиновых)

фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке.

Стабилизация нефти осуществляется методом горячей сепарации или методом ректификации. При горячей сепарации нефть сначала нагревают до температуры 40...80 °С, а затем подают в сепаратор. Выделяющиеся при этом легкие углеводороды отсасываются компрессором и направляются в холодильную установку. Здесь тяжелые углеводороды конденсируются, а легкие собираются и закачиваются в газопровод.

При ректификации нефть подвергается нагреву в специальной стабилизационной колонне под давлением и при повышенных температурах (до 240 °С). Отделенные в стабилизационной колонне легкие фракции конденсируют и перекачивают на газофракционирующие установки или на ГПЗ для дальнейшей переработки.

К степени стабилизации товарной нефти предъявляются жесткие требования: давление упругости ее паров при 38 °С не должно превышать 0,066 МПа (500 мм рт. ст.).

Установка комплексной подготовки нефти

Процессы обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти осуществляются на установках комплексной подготовки нефти (УКПН). Принципиальная схема УКПН с ректификацией приведена на рис. 4.2.

Работает УКПН следующим образом. Холодная «сырая» нефть из резервуаров ЦСП насосом 1 через теплообменник 2 подается в отстойник 3 непрерывного действия. Здесь большая часть минерализованной воды оседает на дно аппарата и отводится для дальнейшей подготовки с целью закачки в пласт (III). Далее в поток вводится пресная вода (V), чтобы уменьшить концентрацию солей в оставшейся минерализованной воде.

В электродегидраторе 4 производится окончательное отделение воды от нефти и обезвоженная нефть через теплообменник 5 поступает в стабилизационную колонну 6. За счет прокачки нефти из низа колонны через печь 10 насосом 11 ее температура доводится до 240 °С. При этом легкие фракции нефти испаряются, поднимаются в верхнюю часть колонны и далее поступают в конденсатор-холодильник 7. Здесь пропан-бутановые и пентановые фракции в основном конденсируются, образуя так называемую

широкую фракцию, а несконденсировавшиеся компоненты отводятся для использования в качестве топлива. Широкая фракция откачивается насосом 9 на фракционирование, а частично используется для орошения в колонне 6. Стабильная нефть из низа колонны насосом 12 откачивается в товарные резервуары. На этом пути горячая стабильная нефть отдает часть своего тепла сырой нефти в теплообменниках 2, 5.

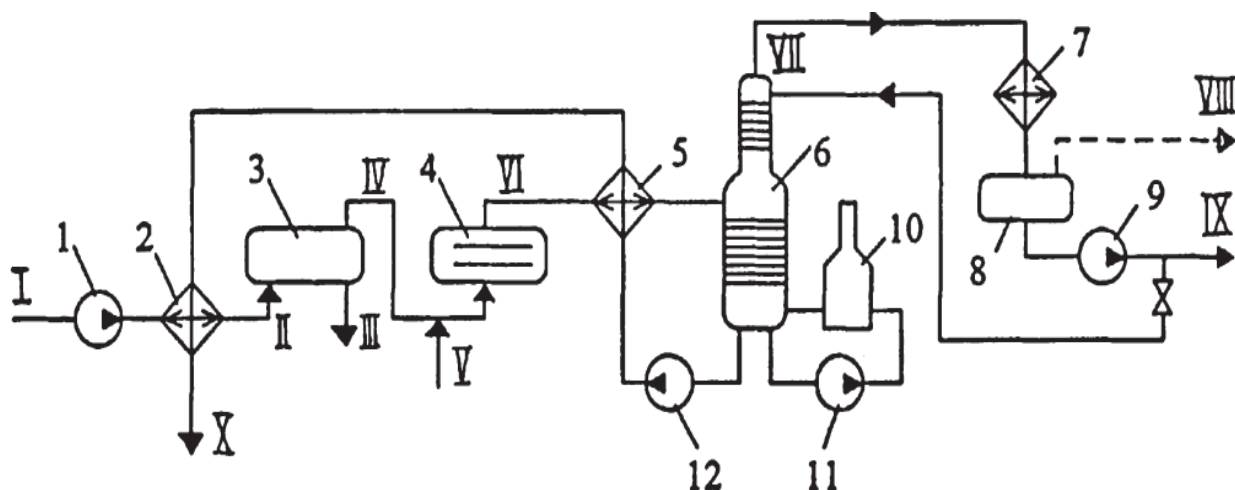


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти: 1, 9, 11, 12 – насосы; 2, 5 – теплообменники; 3 – отстойник; 4 – электродегидратор; 6 – стабилизационная колонна; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения; 10 – печь; I – холодная «сырая» нефть; II – подогретая «сырая» нефть; III – дренажная вода; IV – частично обезвоженная нефть; V – пресная вода; VI – обезвоженная и обессоленная нефть; VII – пары легких углеводородов; VIII – несконденсировавшиеся пары; IX – широкая фракция; X – стабильная нефть.

Нетрудно видеть, что в УКПН производится обезвоживание, обессоливание и стабилизация нефти. Причем для обезвоживания используются одновременно подогрев, отстаивание и электрическое воздействие, т. е. сочетание сразу нескольких методов.

Требования к оформлению работы

Работа может выполняться в рабочей тетради и включает текстовую часть (условия, цель, основную часть, расчеты, вывод) и схему, общим объемом 4 – 5 стр.

Вопросы для обсуждения:

1. Операции, проводимые при подготовке нефти к транспорту.
2. Способы разрушения эмульсий.
3. Понятие и способы стабилизации нефти.
4. Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти.
5. Технология обессоливания нефти.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5

Путевые подогреватели, их конструкции и применение

Цель работы: Целью работы является изучение основных конструкций путевых подогревателей, их назначение и применение.

Основные теоретические сведения

При движении в трубопроводе нефти и воды может образоваться трудноразделимая смесь этих жидкостей, называемая нефтяной эмульсией. В большинстве случаев при добыче нефти образуются эмульсии типа «вода в нефти». Отличительной особенностью их является то, что вода в виде мельчайших капелек располагается внутри нефти.

Способы разрушения нефтяных эмульсий на промыслах заключаются в воздействии на защитную оболочку капли воды, приводящем к уменьшению прочности этой оболочки и слиянию капелек воды.

Для подогрева продукции скважин в выкидных линиях применяют в качестве устьевых подогревателей блочную газовую печь типа УН-0,2 и подогреватели нефти типа ПТТ-0,2, а для подогрева продукции скважин в нефтегазосборных коллекторах – путевые подогреватели типа ПП-0,4, ПП-0, 63 и ПП-1,6, а также трубопроводные обогреватели типа ПТ.

Путевые подогреватели типа ПП-0,4, ПП-0, 63 и ПП-1,6 представляют собой печи блочные с водяным теплоносителем. Они состоят из цилиндрической горизонтальной ёмкости 15 с трубным змеевиком 17 и топочного устройства, включающего газовую горелку 12 с запальником, жаровую трубу 16 и дымовую трубу 8. Межтрубное пространство ёмкости 15 заполнено теплоносителем, в качестве которого используют воду или вводный раствор диэтилгликоля. Ёмкость установлена на основании 19 сварной конструкции. На её наружной поверхности размещены патрубки подвода и отвода нефти или нефтяной эмульсии 1 и 2, ртутный термометр 3,

лестница 4, патрубки для указателя уровня 10, ограждение 11, газовый коллектор 13 с кожухом 14; подвода 5 и отвода 18 воды, расширительный бачок 6, опора дымовой трубы 7 для её установки в транспортное положение, продувная свеча 9.

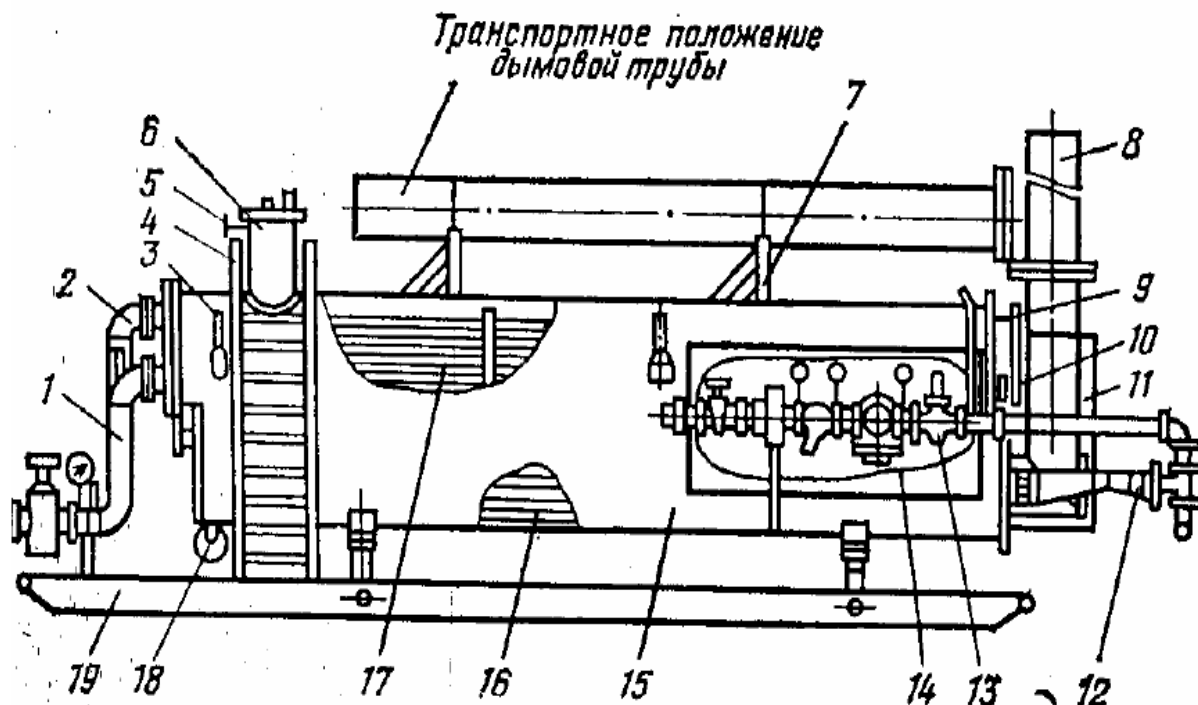


Рисунок 5.1 – Путевой подогреватель ПП-0,63: 1, 2 – патрубки; 3 – ртутный термометр; 4 – лестница; 5 – подвод воды; 6 – расширительный бачок; 7 – опора дымовой трубы; 8 – дымовая труба; 9 – продувная свеча; 10 – патрубки для указателя уровня; 11 – ограждение; 12 – газовая горелка; 13 – газовый коллектор; 14 – кожух; 15 – цилиндрическая горизонтальная емкость; 16 – жаровая труба; 17 – трубный змеевик; 18 – отвод воды; 19 – основание сварной конструкции.

Теплота, выделяемая при сгорании газа в жаровой трубе, расположенной внутри ёмкости 15, которая, омывая трубный змеевик, подогревает нефть или нефтяную эмульсию, прокачиваемую по трубному змеевику.

Путевые подогреватели ПП-0,4 и ПП-0,63 оборудованы одним топочным устройством и одним трубным змеевиком, а путевой подогреватель ПП-1,6 оборудован двумя топочными устройствами, расположенными на двух днищах, и двумя трубными змеевиками, соединенными последовательно.

Путевые подогреватели оснащены приборами контроля и автоматического регулирования – техническими термометрами, электроконтактными термометрами, манометрами, указателем уровня, регулятором температуры и регулятором давления. Путевой подогреватель типа ПП-1,6 оснащен также системой автоматики «Сигнал», состоящей из сигнализатора пламени «Пламя 1» и блока автоматики безопасности УАБ, электроимпульсного запальника и отключающегося клапана. Техническая характеристика путевых подогревателей представлена в таблице 5.1.

Подогреватель трубопроводный ПТ-160/100М представляет собой трубчатую радиантно-конвентивную печь, состоящую из совмещенной камеры, выполненной в виде цилиндрической ёмкости 6 и установленной на данном основании 12 сварной конструкции и калорифера, выполненного из труб с продольным оребрением 10, расположенных над пламераспределителем 11, и труб с витым оребрением 8. Опорой для калорифера служит решетка 16. Радиантно-конвентивная камера снаружи окружена обтекателем 15, предназначенным для создания системы вентиляции, а также для теплоизоляции. Топливный газ поступает в обогреваемый шкаф 4, внутри которого находится топливная обвязка 5 с приборами контроля и автоматики. На газовоздушном коллекторе 7, подводящим газ к пламераспределителю 11, установлен пламепреградитель 9, исключающий проникновение пламени в топливный шкаф. Приготовленная в инжекторных горелках смесь поступает в пламераспределитель, на выходе отверстия которого она сгорает. Тепло передается через трубы калорифера продукции.

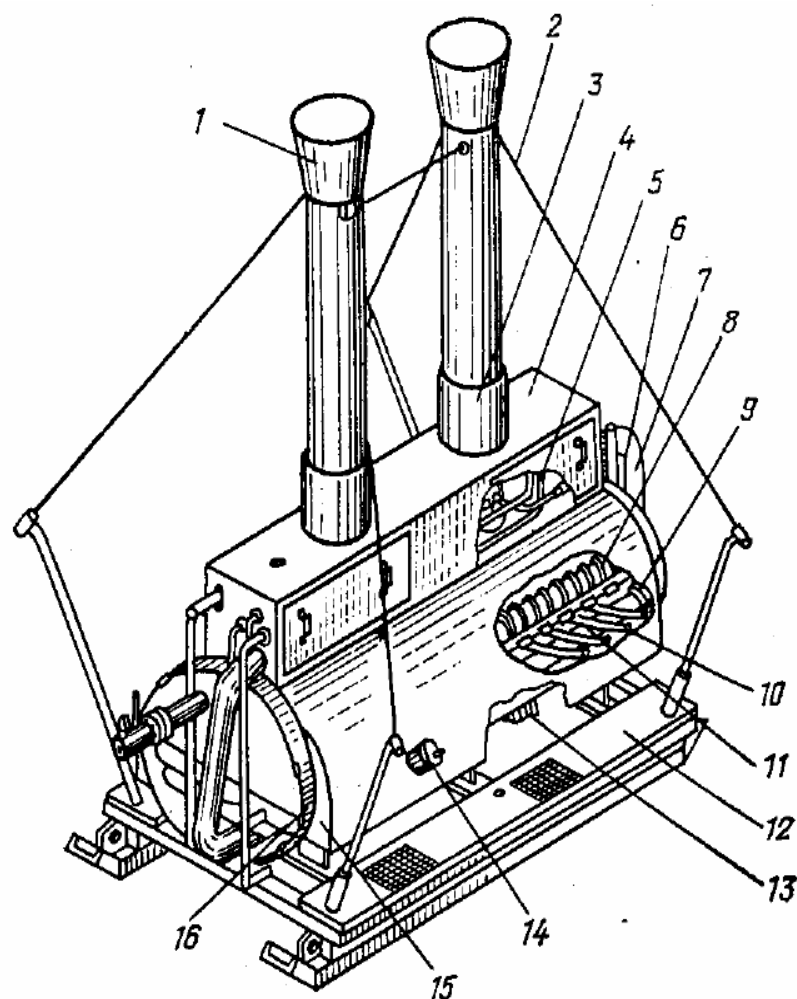


Рисунок 5.2 – Подогреватель трубопроводный ПТ-160/100 М: 1 – дымовые трубы; 2 – растяжки; 3 – дымовые отсекатели; 4 – обогреваемый шкаф; 5 – топливная обвязка; 6 – цилиндрическая емкость; 7 – газоздушный коллектор; 8 – трубы с витым оребрением; 9 – пламепреградитель; 10 – калорифер; 11 – пламераспределитель; 12 – основание сварной конструкции; 13 – щелевые кассеты; 14 – окно; 15 – обтекатель; 16 – решетка.

Дымовые газы выходят через дымовые трубы 1, закрепленные растяжками 2. В нижней части дымовых труб расположены дымовые отсекатели 3, предназначенные для более полного использования тепла уходящих дымовых газов при обогреве топливного шкафа 4. Для повышения безопасности и дополнительного подсоса воздуха, необходимого для горения, в радиантноконвективной камере предусмотрены взрывные окна, снабженные щелевыми кассетами 13. В обтекателе 15 имеется окно 14 для переносного запальника и наблюдения за процессом горения.

Таблица 5.1 – Техническая характеристика путевых подогревателей.

Параметры	Подогреватели марки		
	ПП-0,4	ПП-0,63	ПП-1,6
Пропускная способность по жидкости, т/сут.	750	1150	2350
Номинальная тепловая мощность, МВт	0,46	0,73	1,86
Объём ёмкости, м ³	11	11	85
Рабочее давление, МПа			
жидкости в змеевике	5,0	6,4	6,4
топливного газа перед горелкой	0,07 – 0,15	0,07 – 0,15	0,18
Расход топливного газа, м ³ /ч	45	75	180
Масса, т	12,45	12,9	44,6

Температура нагрева не должна превышать температуру разложения деэмульгатора, вводимого в трубопровод для разрушения нефтяной эмульсии

Техническая характеристика подогревателя трубопроводного типа ПТ-160/100М приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Техническая характеристика подогревателя трубопроводного типа ПТ-160/100М

Параметры	
Пропускная способность по жидкости, т/сут	500
Номинальная тепловая мощность, МДж/ч	6700
Условный диаметр труб калорифера, мм	100
Рабочее давление, МПа нагреваемой жидкости топливного газа	1,6 1,2
Температура нагрева, °С	70
Расход топливного газа, м³/ч	300
Масса, кг	11000

Требования к оформлению работы

Работа может выполняться в рабочей тетради и включает текстовую часть (условия, цель, основную часть, расчеты, вывод) и схему, общим объемом 4 – 5 стр.

Вопросы для обсуждения:

1. Назначение путевых подогревателей.
2. Конструкция путевых подогревателей и их технологические характеристики.
3. Путевые подогреватели ПП-04; ПП-0,63 и ПП-1,6.
4. Применение подогревателя трубопроводного ПТ-160/100М.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Список основной литературы

1. Коршак А. А., Шаммазов А. М. – Основы нефтегазового дела: Учеб для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.: ил
2. Хафизов А.Р., Н.В. Пестрецов, В.В.Чеботарев и др. – Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование. Учебное пособие / Под ред. А.Р.Хафизова, Н.В. Пестрецова, В.В.Шайдакова, 2002.
3. Чухарева Н.В., А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин – Транспорт скважинной продукции: учебное пособие. [*Текст*] – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.

Список дополнительной литературы

4. Бутзулак, Б. В.. Организационно-технологические схемы производства работ при сооружении магистральных трубопроводов [*Текст*] / Б. В.Бутзулак, Г. Г. Васильев, В. А. Иванов – М.: Газпром, 2002.
5. Медведев, В. Ф. Сбор и подготовка нефти и воды [*Текст*] / В. Ф. Медведев – М.: Недра, 1986.

Учебно-методическое пособие

Вержбицкий В.В.

ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Учебно-методическое пособие

для студентов направления **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Редактор:

Подписано в печать

Формат 60 × 84	1/16	Усл. п. л.-	Уч. изд. л.-
Бумага газетная	Тираж 25	Заказ №	Тираж
ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»			
355029, г. Ставрополь, пр. Кулакова 2.			

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению курсовой работы

по дисциплине «Основы сооружения объектов транспорта нефти и газа»

Специальность 21.05.06 Нефтегазовые техника и технологии

Специализация Техника и технологии производства сжиженного
природного газа, транспортировки и
распределения

Ставрополь,
2026

Содержание

1. Общие требования к выполнению курсовой работы
2. Рекомендации по подготовке и оформлению курсовой работы
 - 2.1 Структурные элементы курсовой работы
 - 2.2 Правила оформления курсовой работы
 - 2.2.1 Требования к изложению в курсовой работе
 - 2.2.2 Технические вопросы оформления курсовой работы
 - 2.2.3 Оформление иллюстраций
 - 2.2.4 Оформление таблиц
 - 2.2.5 Правила оформления списка использованных источников
3. Выполнение курсовой работы
 - 3.1 Задание на курсовую работу
 - 3.1.1 Теоретическая часть
 - 3.1.2 Технологическая часть
4. Методика выполнения технологической части курсовой работы
 - 4.1. Физико-химические свойства нефтей, влияющие на технологию их транспорта
 - 4.2 Трасса трубопровода и ее профиль
 - 4.3 Гидравлический уклон
 - 4.4 Самотечные участки нефтепровода
 - 4.5 Определение числа нефтеперекачивающих станций
5. Последовательность выполнения технологического расчета магистрального нефтепровода
 - 5.1 Определение параметров перекачки
 - 5.2 Вычисление напоров в заданных сечениях трубопровода
 - 5.3 Определение координаты конца самотечного участка
 - 5.4 Определение оптимальных параметров перекачки

1. Общие требования к выполнению курсовой работы

Курсовая работа позволяет закреплять теоретические знания студентов, формировать у них умение применять знания при решении прикладных задач, подготавливает к выполнению ВКР и к самостоятельной работе по избранному направлению, способствует развитию творческих способностей и освоению профессиональных компетенций.

Курсовая работа по дисциплине «Основы сооружения объектов транспорта нефти и газа» представляет собой самостоятельную учебно-исследовательскую работу студента, являясь важным элементом учебного процесса.

Целью курсовой работы является дальнейшее углубление и укрепление знаний студентов в области транспорта нефти и газа. Курсовая работа способствует формированию правильного понимания процесса строительства магистральных трубопроводов, приобретению навыков самостоятельного изучения теоретического материала и практического использования основополагающих технических и технологических моментов строительства трубопроводов в профессиональной работе. В курсовой работе студент сможет сформулировать и обосновать собственные выводы.

Настоящие методические рекомендации разработаны в соответствии с учебным планом и программой курса. Они определяют цели, основную тематику, объем, структуру и содержание курсовой работы, требования к ней, порядок оформления, выполнения и защиты курсовой работы.

Работа над курсовой работой начинается с анализа задания на курсовую работу. Качество выполнения проекта во многом определяется степенью понимания студентом поставленных перед ним задач. Все возникающие сомнения должны устраняться проработкой соответствующей литературы и консультациями с преподавателем.

Написание курсовой работы предполагает изучение литературных источников и подбор иллюстративного материала. В первую очередь

целесообразно обращаться к учебным пособиям и нормативной литературе, которые в системном порядке излагают основное содержание курса. Особое внимание следует уделить изучению содержания основополагающих теоретических и практических вопросов технологического расчета магистральных трубопроводов. При изучении монографий, журнальных статей, другой специальной литературы по вопросам, непосредственно относящихся к теме курсовой работы, необходимо составить конспект, излагая содержание своими словами. Такой подход позволит обеспечить правильное понимание изученного материала, а также даст возможность самостоятельно изложить содержание курсовой работы.

2. Рекомендации по подготовке и оформлению курсовой работы

2.1 Структурные элементы курсовой работы

Расчетно-пояснительная записка курсовой работы должна содержать следующие структурные элементы:

- титульный лист (Приложение 1);
- текст задания курсовой работы (Приложение 2);
- содержание (перечислить все разделы пояснительной записки с указанием номеров страниц);
- введение (указать особенности трубопроводного транспорта; сформулировать цель разработки);
- теоретическая часть (привести общие сведения о нефтепроводах, описать их сущность и назначение; указать перспективы развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов);
- расчетная часть (в соответствии с основными этапами расчета нефтепровода, изложенными в разделе 4 настоящих методических указаний). Все расчеты необходимо проводить на основании Международной системы единиц (СИ).

- заключение (выводы и предложения; привести численные значения величин, характеризующих основные этапы расчета);
- список использованных источников (в соответствии с ГОСТ 7.1–2003;).

При оформлении расчетно-пояснительной записки следует придерживаться правил для составления отчета о научно-исследовательской работе, изложенных в ГОСТ 7.32–2001.

2.2 Правила оформления курсовой работы

2.2.1 Требования к изложению в курсовой работе

Предпочтительной формой изложения в научно-технической литературе является безличная форма. К личной форме (во множественном числе) допускается прибегать только при построении логических выводов, при описании математического решения задачи. *Например:* «Рассмотрим конструкцию, представленную на рисунке 3...»; «В уравнении (2) при условии (3)..., получим ...».

Чтобы изложение было четким и ясным, писать следует простыми, короткими предложениями, избегая множества причастных и деепричастных оборотов.

Каждую новую мысль нужно начинать с нового абзаца.

При написании курсовой работы необходимо исключать лишние слова, штампы и т.п., часто употребляемые в устной речи. Однако в этом стремлении следует знать меру и помнить, что вводные слова: «следовательно», «действительно», «с одной стороны», «с другой стороны», «напротив» и т.п. - помогают читающему курсовую работу следить за последовательностью изложения мыслей, логикой рассуждений.

В тексте курсовой работы не допускается:

- использовать произвольные сокращения слов и словосочетаний. Допустимы только общепринятые в русском языке сокращения типа «т.е.»,

«в т.ч.», «и т.д.», «и т.п.» и др. (ГОСТ 7.12-93). Если в тексте часто встречается какое-то понятие, выраженное группой слов, то его можно заменять аббревиатурой, вводимой после первого употребления в круглых скобках, например: «...трубопроводная арматура (ТА)...»;

- применять индексы стандартов (ГОСТ, ОСТ, ТУ и др.) без регистрационного номера. Следует писать: «по стандарту...» или «по ГОСТ 2.105-79...»;

- употреблять в тексте без цифр математические знаки ($-$, $+$, $=$, $<$, $>$), а также знаки %, №. Вместо этих знаков следует писать соответствующие слова (минус, плюс, равно, меньше, больше, процент, номер);

- применять для одного и того же понятия различные термины, близкие по смыслу (синонимы);

- сокращать обозначения единиц физических величин (ЕФВ) если они употребляются без цифр, за исключением ЕФВ в головках и боковиках таблиц и в расшифровке буквенных обозначений, входящих в формулы.

ЕФВ одного и того же параметра в пределах всей ВКР должна быть постоянной. Все ЕФВ должны соответствовать ГОСТ 8.417-84 «Единицы физических величин». Если в тексте ПЗ приводится ряд численных значений, выраженных в одной и той же ЕФВ, то её указывают только после последнего численного значения, *например*: 1,50; 1,75; 2,00 м (разрядность чисел должна быть одинаковой).

В тексте курсовой работы числа с размерностью следует писать цифрами, а без размерности - словами, *например*: «Зазор - не более 2 мм...», «Катушку пропитать два раза.»

Если в тексте курсовой работы, а также в надписях на чертежах, необходимо указывать интервал (пределы изменения) численных значений какого-либо параметра, то между числами следует ставить многоточие (три точки), в курсовой работы можно использовать слова «от» и «до». *Например*: 58...63 НРС, «... мощность пласта от 1,5 до 2,3 м...».

2.2.2 Технические вопросы оформления курсовой работы

Текст курсовой работы выполняют с использованием компьютера на одной стороне листа белой бумаги, формата А4, шрифт - Times New Roman 14-го размера, межстрочный интервал - 1,5. Содержание, расположение и размеры граф основной надписи, дополнительных граф к ней представлены в приложении 3. Номер страницы проставляют в правом нижнем углу листа. Страницы текстового материала следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему документу. Обязательные бланки (титульный лист, задание) текстового документа включают в общую нумерацию страниц, номера страниц проставляются с содержания. Текст пояснительной записка должен иметь: поля: верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм, левое – 30 мм, правое – 10 мм. Размер абзацного отступа должен быть одинаковым по всему тексту работы и равным 12,5 мм. Выравнивание текста - двустороннее (по ширине).

Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всей курсовой работы, обозначенные арабскими цифрами. Каждый раздел следует начинать с нового листа. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номера подразделов состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Нумерация пунктов должна состоять из номера раздела, подраздела и пункта, разделенных точкой. Заголовок разделов, подразделов и пунктов следует печатать с абзацного отступа или по центру, с прописной буквы, без точки в конце, не подчеркивая. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой. Заголовки структурных элементов располагают симметрично тексту и отделяют от текста интервалом в одну строку. Расстояние между заголовком и текстом должно быть не менее 2 интервалов, расстояние между заголовками раздела и подраздела – 1 интервала.

2.2.3 Оформление иллюстраций

Иллюстрации (схемы, чертежи, графики, диаграммы, фотографии) обозначают словом "Рисунок" и нумеруют последовательно арабскими цифрами в пределах всей курсовой работы, за исключением иллюстраций, приведенных в приложениях.

Иллюстрации, должны иметь наименование и пояснительные данные (подрисовочный текст). Слово «Рисунок» и его наименование помещают после пояснительных данных к рисунку и располагают следующим образом:

Рисунок 1 – Детали прибора

Листы с расположенными на них иллюстрациями и таблицами, включают в общую нумерацию страниц КР.

Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитывают как одну страницу.

Количество иллюстраций должно быть достаточным для пояснения излагаемого текста.

Нумерация рисунков выполняется арабскими цифрами и должна включать номер раздела и порядковый номер иллюстрации в разделе, разделенные точкой или сквозной по все пояснительной записке. Ссылки на рисунки в тексте дают по типу: «... в соответствии с рисунком 1.3», «... показано на рисунке 2.2» и т.п.

Иллюстрацию располагают после первой ссылки на неё и так, чтобы её было удобно рассматривать: без поворота документа или с поворотом по часовой стрелке.

Рисунок должен следовать сразу после ссылки на него в тексте или на ближайшей странице.

2.2.4 Оформление таблиц

Цифровой материал, как правило, должен оформляться в виде таблиц.

Каждая таблица должна иметь заголовок, который следует помещать над таблицей слева, без абзацного отступа в одну строку с её номером через тире.

При переносе части таблицы название помещают только над первой частью таблицы, нижнюю горизонтальную черту, ограничивающую таблицу, не проводят.

Заголовки строк и граф таблицы должны начинаться с прописных букв, подзаголовки - со строчных, если они составляют одно предложение с заголовком, и с прописных, если они самостоятельные.

Таблицу размещают после первого упоминания о ней в тексте таким образом, чтобы её можно было читать без поворота ПЗ или с поворотом по часовой стрелке. Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другие страницы, при этом заголовок таблицы не повторяют, а над другими частями таблицы пишут слово "продолжение" и указывают номер таблицы. Например: "Продолжение таблицы 2". Таблицу с большим количеством граф допускается делить на части и помещать одну часть под другой в пределах одной страницы.

Если повторяющийся в разных строках графы таблицы текст состоит из одного слова, то его после первого написания допускается заменять кавычками; если из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словами «То же», а далее — кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, марок, знаков, математических и химических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

2.2.5 Правила оформления списка использованных источников

Список использованных источников должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание», ГОСТ 7.82–2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов».

Примеры библиографического описания различных источников:

– книги с одним автором (запись под заголовком);

Томас, Д. Приключения со сменой кожи : пер. с англ. / Д. Томас. – СПб. : Азбука-классика, 2001. – 666. [4] с.

Атаманчук, Г. В. Сущность государственной службы: История, теория, закон, практика / Г. В. Атаманчук. – М. : РАГС, 2003. – 268 с.

– книги с двумя авторами (запись под заголовком);

Глушаков, С. В. Самоучитель для работы на персональном компьютере : [Windows 98, Word 2000, Excel 2000, Internet] : учеб. курс / С. В. Глушаков, А.С. Сурядный. – М. : АСТ ; Фолио, 2002. – 275 с. : ил., табл.

Бочаров, И. Н. Кипренский / И. Н. Бочаров, Ю. Глушакова. – 2-е изд., знач. доп. – М. : Молодая гвардия, 2001. – 390 с., [24] л. ил. ; 21 см.

– книги трех авторов (запись под заголовком);

Иванов, А. И. Математика : учеб. для вузов / А. И. Иванов, Б. И. Петров, И. Б. Болимов ; под ред. А. И. Иванова [и др.]. – М. : Рассвет, 2004. – 324 с. : ил.

Агафонова, Н. Н. Гражданское право : учеб. пособие для вузов / Н. Н. Агафонова, Т. В. Богачева, Л. И. Глушакова ; под общ. Ред. А. Г. Калпина ; авт. вступ. ст. Н. Н. Поливаев : М-во общ. и проф. Образования РФ. Моск. гос. юрид. акад. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Юристъ, 2002. – 542 с.

Аяцков, Д. Ф. Кадровый потенциал органов местного самоуправления: проблемы и опыт оценки / Д. Ф. Аяцков, С. Ю. Наумов, Е. Н. Суетенков; РАН при Президенте РФ. ПАГС. – Саратов: ПАГС, 2001. – 135 с.

– книги четырех авторов (запись под заглавием);

Современная информатика: наука, технология, деятельность / Р. С. Гиляровский [и др.] ; под ред. Ю. М. Арского. – М., 1997. – 211 с.

Управленческая деятельность: структура, функции, навыки персонала / К. Д. Скрипник [и др.]. – М. : Приор, 1999. – 189 с.

– 5 и более авторов (запись под заглавием);

Моделирование систем : учеб. пособие для направления 651900 «Автоматизация и управление» / Б. К. Гришутин, А. В. Зарщиков, М. В. Земцев и [др.] ; М-во образования Рос. Федерации, Моск. гос. ун-т печати (МГУП). – М. : МГУП, 2001. – 90 с. : ил.

Управление персоналом : учеб. пособие / С. И. Самыгин [и др.] ; под ред. С. И. Самыгина. – Ростов-на –Дону : Феникс, 2001. – 511 с.

– стандарты;

ГОСТ Р 517721-2001. Аппаратура радиоэлектронная бытовая. Входные и выходные параметры и типы соединений. Технические требования. – Введ. 2002-01-01. – М. : Госстандарт России : Изд-во стандартов, 2001. – IV, 27 с. : ил.

– неопубликованные документы:

– отчеты о научно-исследовательской работе;

Формирование генетической структуры стада : отчет НИР (промежуточ.) : 42-44 / Всерос. науч.-исслед. ин-т животноводства ; рук. Попов В. А. ; исполн.: Алешин Г. П. [и др.]. – М., 2001. – 75 с.

– диссертации;

Вишняков, И. В. Модели и методы оценки коммерческих банков в условиях неопределенности : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.13 : защищена 12.02.02 : утв. 24.06.02 / Вишняков Илья Владимирович. – М., 2002. – 234 с. – Библиогр.: с. 220-230.

– статьи из сборников;

Двинянинова, Г. С. Комплимент: Коммуникативный статус или стратегия в дискурсе / Г. С. Двинянинова // Социальная власть языка : сб.

науч. тр. / Воронеж. межрегион. ин-т обществ. наук, Воронеж. гос. ун-т, Фак. романо-герман. истории. – Воронеж, 2001. – С. 101-106.

Захаров, В. А. Вклад ученых академию аграрную науку и производство / В. А. Захаров // Сб. науч. тр. ученых Рязанской ГСХА (160-летию профессора П. А. Костычева посвящается). – Рязань, 2005. – С. 3-8.

– статьи из журналов;

Ивашкевич, В. Б. Повышение прозрачности информации о ценных бумагах / В. Б. Ивашкевич, Ф. И. Харисова // Финансы. – 2005. – N 3. – С. 16-17.

Брусенцов, Н. П. Компьютеры и обучение / Н. П. Брусенцов, Ю. С. Владимирова, Х. Р. Альварес // Вестник Московского университета. Серия 20, Педагогическое образование. – 2005. – N 1. – С. 102-105.

– описание официальных материалов;

О базовой стоимости социального набора: Федеральный закон от 4 февраля 1999 года N 21-ФЗ // Российская газета. – 1999. – 11 февраля. – С. 4.

О правительственной комиссии по проведению административной реформы: Постановление Правительства РФ от 31 июля 2003 N 451 // Собрание законодательства РФ. – 2003. – N 31. – Ст. 3150.

Библиографический список составляет одну из существенных частей научной работы, отражающей самостоятельную творческую работу ее автора, и потому позволяющий судить о степени фундаментальности проведенного исследования. В библиографический список не включают источники те источники, на которые нет ссылок в основном тексте, и которые фактически не были использованы при написании работы.

Порядок построения списка определяется самим автором. Наиболее распространенными способами расположения материала в списке литературы являются: алфавитный, в порядке появления ссылок и упоминания в тексте, хронологический, тематический, по видам изданий, по характеру содержания описанных в нем источниках, списки смешанного построения.

3. Выполнение курсовой работы

Написание курсовой работы следует начать с изучения литературных источников. Информационной базой для выполнения курсовой работы являются научная литература по выбранной теме исследования; учебники и учебные пособия, которые в системном порядке излагают основные проблемные и актуальные вопросы сооружения и ремонта объектов транспорта нефти и газа.

Для руководства курсовой работой кафедра выделяет руководителя, который регистрирует тему, утверждает содержание работы, консультирует студента в процессе подготовки, проверяет работу, организует защиту. Работа допускается к защите на основании положительного отзыва руководителя.

Выполненная курсовая работа регистрируется на кафедре «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» строго в срок, согласно календарному графику учебного процесса. Курсовая работа проверяется и оценивается руководителем и защищается студентом.

3.1 Задание на курсовую работу

3.1.1 Теоретическая часть

Задачей теоретической части является структурировать знания по основам проектирования, строительства и эксплуатации газонефтепроводов и хранилищ нефти и газа. В теоретической части необходимо рассмотреть вопросы: существующей системы трубопроводного транспорта России и перспективы её развития, основные положения по проектированию трубопроводов, классификации нефтепроводов и газопроводов, состав сооружений магистрального трубопровода, характеристика проектируемого газонефтепровода, характеристика перекачиваемой нефти, конструктивные схемы магистральных трубопроводов, технологию строительства газопроводов и газонефтехранилищ и особенности их эксплуатации, а также материалы для строительства трубопроводов.

3.1.2 Технологическая часть

Провести технологический расчет участка магистрального нефтепровода длиной L , км, если расход перекачки составляет G , млн т/год, а давление в конце участка p_k , МПа.

По материалам геофизических изысканий расчетная температура участка трубопровода составляет t , °С. При проведении лабораторных анализов установлено, что плотность транспортируемой нефти при 20°С составляет ρ_{293} , кг/м³, кинематический коэффициент вязкости при 0°С составляет ν_0 , сСт, а при 20°С ν_1 , сСт. Упругость насыщенных паров нефти p_y , МПа.

Исходные данные для расчета магистрального нефтепровода приведены в таблице 1; данные о профиле участка трубопровода приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Данные по вариантам

Вариант	L , км	G , млн т/год	p_k , МПа	t , °C	$\rho_{293,3}$, кг/м ³	v_0 , сСт	v_1 , сСт	p_y , МПа
1	142,3	8,81	0,3	6	843	8,6	5,4	0,01
2	148,0	4,64	0,3	5	852	30,7	15,5	0,03
3	118,7	5,28	0,2	6	802	7,4	4,3	0,02
4	105,3	5,47	0,4	5	790	23,6	10,5	0,01
5	121,7	7,29	0,3	10	881	46,7	23,4	0,03
6	157,8	7,84	0,2	2	846	127,8	65,4	0,01
7	126,3	5,66	0,3	2	843	8,1	5,2	0,01
8	118,5	7,01	0,5	4	771	8,4	5,7	0,02
9	177,4	5,67	0,3	7	803	83,7	45,5	0,01
10	168,0	5,56	0,5	4	798	65,6	32,8	0,01
11	121,7	6,39	0,1	7	905	35,9	17,1	0,01
12	161,1	6,21	0,3	−4	796	7,3	4,9	0,01
13	170,2	4,33	0,4	3	817	32,8	17,4	0,03
14	154,2	7,35	0,5	9	798	84,6	43,5	0,01
15	141,7	7,24	0,2	5	903	71,5	37,6	0,02
16	103,8	4,21	0,3	4	793	19,5	10,5	0,01
17	175,3	8,45	0,5	3	802	8,1	4,7	0,01
18	163,7	5,84	0,3	−7	914	300,7	147,5	0,03
19	114,8	4,32	0,4	6	793	7,3	4,7	0,02
20	133,8	5,37	0,2	4	825	10,6	6,7	0,02
21	129,5	6,35	0,1	4	798	16,6	8,4	0,01
22	147,8	6,32	0,3	6	843	90,5	30,1	0,03
23	78,3	4,36	0,2	5	804	45,8	20,4	0,01
24	132,8	4,45	0,3	8	845	24,7	11,5	0,01
25	104,8	5,03	0,5	7	794	31,7	17,3	0,02
26	87,4	4,26	0,3	−5	852	46,8	21,5	0,01
27	110,7	7,84	0,2	3	845	80,3	39,3	0,02
28	171,7	8,33	0,5	7	794	7,4	4,4	0,02
29	117,4	6,21	0,1	9	904	140,3	79,4	0,01
30	107,3	4,24	0,3	4	808	60,4	34,7	0,03

Таблица 2 – Данные о профиле участка трубопровода

Вариант	x – координата сечения z – геодезическая отметка									
	x , км									
1	x , км	0	12,4	35,8	41,5	64,7	89,5	118,4	142,3	—
	z , м	46,7	37,9	105,8	250,4	31,4	78,2	51,1	98,1	—
2	x , км	0	23,9	52,8	77,5	101,7	123,4	148,0	—	—
	z , м	104,2	102,0	155,2	211,3	56,8	0	53,4	—	—
3	x , км	0	22,5	36,6	63,0	83,6	95,6	118,7	—	—
	z , м	50,2	104,6	155,1	104,6	206,0	121,1	40,5	—	—
4	x , км	0	21,8	43,6	57,4	84,7	105,3	—	—	—
	z , м	77,7	180,1	253,4	357,3	231,1	51,2	—	—	—
5	x , км	0	20,7	38,7	67,4	81,7	92,4	121,7	—	—
	z , м	57,5	111,2	148,4	98,4	201,4	127,3	41,7	—	—
6	x , км	0	10,5	53,4	86,4	96,6	125,7	142,5	157,8	—
	z , м	67,4	69,1	120,8	103,9	301,2	56,4	101,4	78,3	—
7	x , км	0	9,5	15,2	22,5	32,8	43,6	67,4	84,6	126,3
	z , м	57,3	102,8	51,2	153,2	100,2	203,5	55,1	73,0	0
8	x , км	0	18,7	41,8	66,3	83,1	96,5	118,5	—	—
	z , м	32,5	74,2	141,3	240,1	36,2	84,7	97,4	—	—
9	x , км	0	26,4	50,2	78,4	95,6	125,4	151,9	177,4	—
	z , м	100,7	109,3	171,2	138,1	304,1	104,3	124,4	97,3	—
10	x , км	0	36,3	41,4	77,3	92,5	116,4	127,5	152,8	168,0
	z , м	34,8	78,3	283,5	45,3	301,3	120,8	97,3	145,1	109,3
11	x , км	0	17,7	40,8	68,3	80,8	94,4	121,7	—	—
	z , м	76,9	151,8	137,5	150,1	300,1	103,4	57,3	—	—
12	x , км	0	13,5	45,1	62,9	91,7	122,7	137,6	161,1	—
	z , м	54,8	135,1	290,3	76,4	147,3	95,6	90,8	112,7	—
13	x , км	0	30,1	51,5	88,6	113,8	129,5	151,1	170,2	—
	z , м	87,6	137,5	95,4	121,8	246,4	94,5	138,5	57,7	—
14	x , км	0	25,1	47,3	75,6	93,6	125,5	154,2	—	—
	z , м	111,6	128,5	76,3	253,2	47,6	171,5	34,0	—	—
15	x , км	0	10,7	26,2	41,8	70,8	99,1	115,7	122,2	141,7
	z , м	67,8	77,3	83,4	50,2	38,2	200,5	78,6	101,4	68,2
16	x , км	0	18,7	42,5	61,9	84,8	103,8	—	—	—
	z , м	34,8	58,2	220,1	78,5	114,5	50,3	—	—	—
17	x , км	0	21,3	51,7	77,5	93,6	127,9	154,2	175,3	—
	z , м	76,8	95,3	58,1	214,5	87,4	73,4	73,2	37,1	—
18	x , км	0	33,7	50,2	87,3	114,9	131,1	146,7	163,7	—
	z , м	105,7	76,2	138,7	201,0	345,4	65,3	38,3	92,1	—
19	x , км	0	21,1	40,7	66,3	81,7	94,6	114,8	—	—
	z , м	34,9	78,3	127,1	218,3	76,4	114,2	98,5	—	—

Продолжение таблицы 2

Вариант	x – координата сечения z – геодезическая отметка									
20	x , км	0	11,1	21,8	41,7	56,6	65,6	91,7	109,3	133,8
	z , м	46,9	152,1	135,6	92,2	129,1	220,3	77,4	60,1	34,1
21	x , км	0	24,6	54,8	61,7	85,8	101,6	114,6	129,5	—
	z , м	43,9	74,2	129,3	203,1	98,5	56,4	67,3	40,2	—
22	x , км	0	27,6	47,9	73,8	96,4	122,8	147,8	—	—
	z , м	36,3	79,4	130,3	167,4	250,2	67,5	83,4	—	—
23	x , км	0	8,4	15,7	32,8	41,7	47,7	57,6	71,3	78,3
	z , м	67,6	145,3	95,4	134,3	105,3	210,1	54,3	67,5	49,1
24	x , км	0	33,80	51,5	72,8	93,8	110,6	132,8	—	—
	z , м	32,8	145,3	56,4	157,3	306,5	100,6	123,2	—	—
25	x , км	0	15,3	32,7	45,7	62,8	75,1	92,8	104,8	—
	z , м	43,9	67,5	187,5	150,2	43,4	278,4	45,2	87,3	—
26	x , км	0	11,8	21,9	32,3	38,4	50,2	56,8	72,7	87,4
	z , м	65,8	78,5	147,5	198,5	230,2	87,5	102,3	104,3	84,5
27	x , км	0	21,7	37,4	52,8	72,9	93,7	110,7	—	—
	z , м	87,8	205,2	104,5	87,5	120,7	306,4	112,5	—	—
28	x , км	0	30,4	51,6	84,6	111,6	126,8	152,8	171,7	—
	z , м	26,8	56,3	134,3	185,2	204,3	34,5	67,4	68,7	—
29	x , км	0	5,8	13,7	22,9	32,6	46,5	61,7	83,5	117,4
	z , м	79,4	54,2	165,3	105,4	87,6	111,4	234,2	117,4	114,6
30	x , км	0	16,3	31,3	44,6	62,6	75,3	88,7	107,3	—
	z , м	68,3	34,2	145,3	176,4	178,5	230,3	65,4	76,4	—

4. Методика выполнения технологической части курсовой работы

4.1 Физико-химические свойства нефтей, влияющие на технологию их транспорта

Физико-химические свойства нефтей зависят от их состава. Параметры режимов транспортировки нефти по трубопроводу определяются, главным образом, плотностью и вязкостью нефти, а также зависимостью этих характеристик от температуры и давления.

Плотность и вязкость нефти определяют лабораторными анализами. Плотность обычно измеряют при 20°C (293 K). Для определения плотностей нефтей при других температурах T (в K) пользуются линейным законом Д. И. Менделеева по формуле:

$$\rho_T = \rho_{293} - \zeta(T - 293), \quad (4.1)$$

где ζ – температурная поправка, кг/(м³·K), которую можно рассчитать при помощи выражения:

$$\zeta = 1,825 - 0,001317 \rho_{293}, \quad (4.2)$$

где ρ_{293} – плотность при температуре 293 K, кг/м³.

Зависимость вязкости от температуры может быть представлена в виде графика. При отсутствии такового кинематическая вязкость ν_T при нужной (расчетной) температуре T (в K) может быть определена по формуле Рейнольдса–Филонова:

$$\nu_T = \nu_0 e^{-u(T-T_0)}, \quad (4.3)$$

где ν_0 – кинематическая вязкость при температуре $T_0 = 273 \text{ K}$ (0°C);

u – показатель крутизны вискограммы, K^{-1} .

Для определения величины u кроме v_0 и T_0 достаточно иметь еще одно значение вязкости v_1 при какой-либо другой температуре T_1 . Тогда этот коэффициент находится по формуле:

$$u = \frac{\ln(v_0 / v_1)}{(T_1 - T_0)}. \quad (4.4)$$

Расчетной температурой считают самую низкую температуру, которую принимает поток нефти в трубопроводе. Эта температура определяется температурой грунта на глубине заложения трубопровода с учетом самонагревания потока в результате трения. Температура грунта на глубине заложения трубопровода определяется по материалам изысканий.

4.2 Трасса трубопровода и ее профиль

Трассой трубопровода называют линию, разбитую на местности и определяющую направление оси трубопровода в каждой его точке. Эта линия, будучи нанесена на план местности, по которой проходит трубопровод, называется *планом трассы*.

Проекцию трассы на параллельную ей вертикальную плоскость называют *профилем трассы*, причем каждой точке этого профиля отвечает определенная отметка над уровнем моря (рисунок 1).

Профиль трассы используют при определении расчетной длины трубопровода и разности геодезических высот. На профиле ведется расстановка нефтеперекачивающих станций (НПС). Профиль – чертеж, на котором отложены и соединены между собой характерные точки трассы. Расстояния от начального пункта и геодезические высоты этих точек – их координаты.

Профиль трассы строят так, что длина трубопровода определяется на нем горизонтальной прямой AB , являющейся разверткой трассы. Сама же ломаная линия профиля является условной линией, характеризующей собой вертикальные уклоны отдельных участков трассы, но не их длину. Например, расстояние между точками трассы D и E определяется не длиной отрезка DE , а длиной отрезка KL (следовательно, расстояние между точками D и E равно расстоянию между точками E и M , так как $KL = LN$). Ордината KD в принятом масштабе представляет отметку z_D точки D над уровнем моря. Разность ординат $LE - KD = PE$ или $z_E - z_D = \Delta z$ определяет собой в том же масштабе разность отметок точек D и E трассы трубопровода. При определении разности отметок Δz необходимо всегда вычитать значение предыдущей ординаты z_D из значения последующей ординаты z_E , т. е. необходимо брать разность отметок всегда против хода перекачки.

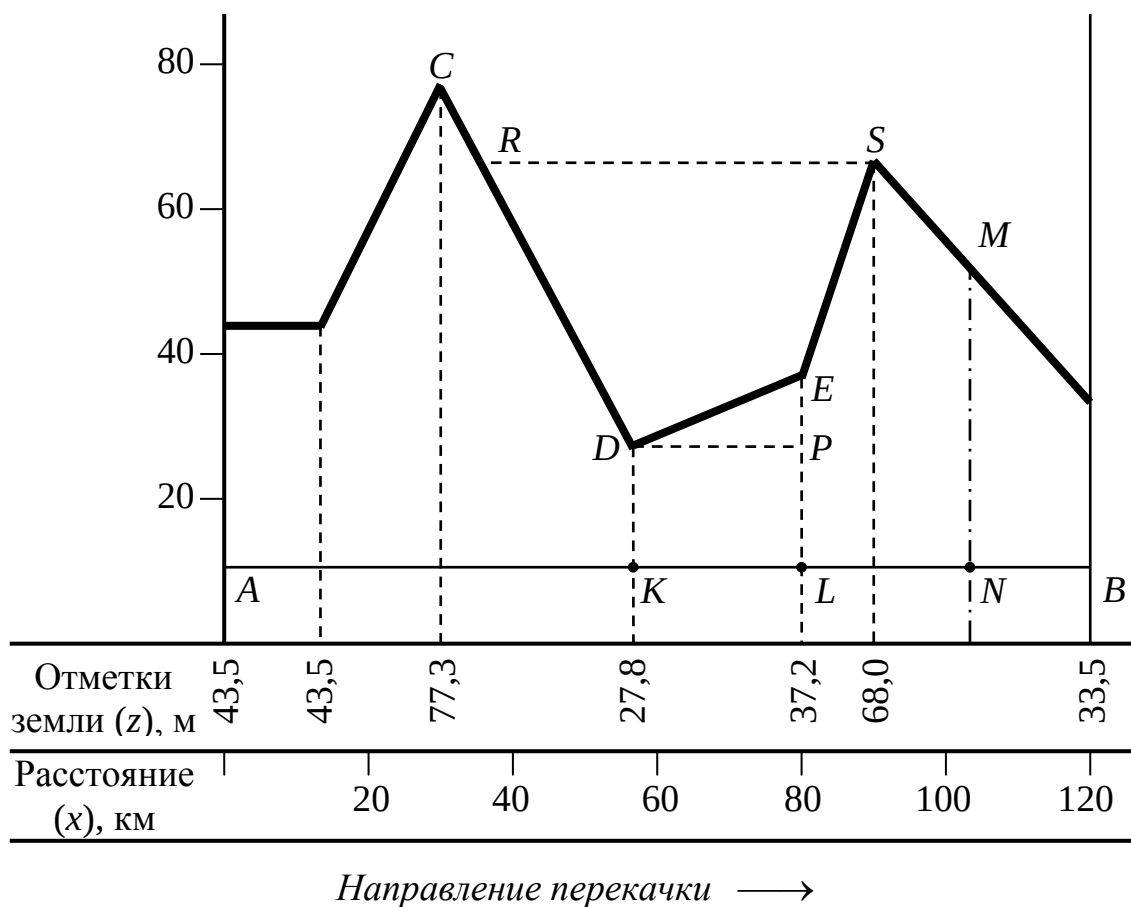


Рисунок 1 Профиль трассы трубопровода

Для лучшего выявления местности вертикальный масштаб профиля обычно берут в несколько раз больше, чем горизонтальный масштаб. Таким образом, все возвышенности и впадины на трассе выступают резко, чертеж получается наглядным. Отношение вертикального к горизонтальному масштабу называется *искажением профиля*. Искажение может быть десятикратным, пятидесятикратным, стократным и т. п. (например, на рис. 1 изображено тысячекратное искажение).

Точку профиля, резко возвышающуюся над соседними, называют *пиком* (точка С). Пониженный участок трассы, ограниченный с обеих сторон подъемами, называют *карманом* или *мешком* (участок RDES).

Длину трубопровода непосредственно по его трассе измеряют топографической лентой. При предварительных расчетах длину трубопровода можно определять по карте, причем точность измерения увеличивается с увеличением масштаба карты.

4.3 Гидравлический уклон

Закон сохранения энергии потока в трубопроводе выражается уравнением Бернулли

$$z + \frac{p}{\rho g} + \frac{\alpha w^2}{2g} + h_{\text{пот}} = \text{const},$$

где p – давление в трубопроводе, Па;

g – ускорение свободного падения ($g = 9,807 \text{ м/с}^2$);

z – высота положения жидкости, м;

α – коэффициент Кориолиса – поправочный коэффициент на неравномерность распределения скоростей по сечениям ($\alpha = 2$ для ламинарного течения; $\alpha \approx 1$ для турбулентного течения);

w – средняя скорость потока, м/с;

$h_{\text{пот}}$ – потеря энергии на преодоление трения и других местных сопротивлений, м.

Одна из возможных графических интерпретаций уравнения Бернулли представлена на рис. 2. На этом рисунке изображены: профиль трубопровода (жирная ломаная линия); линия $H(x)$ зависимости полного напора H от координаты x вдоль оси трубопровода (прямая линия с постоянным углом β наклона к горизонту) и три составляющие полного напора в произвольном сечении трубопровода:

- геометрический напор $z(x)$;
- пьезометрический напор $p(x)/\rho g$;
- скоростной напор $\alpha w^2(x)/2g$.

Линия $H(x)$, представляющая зависимость полного напора от координаты вдоль оси трубопровода, называется *линией гидравлического уклона*.

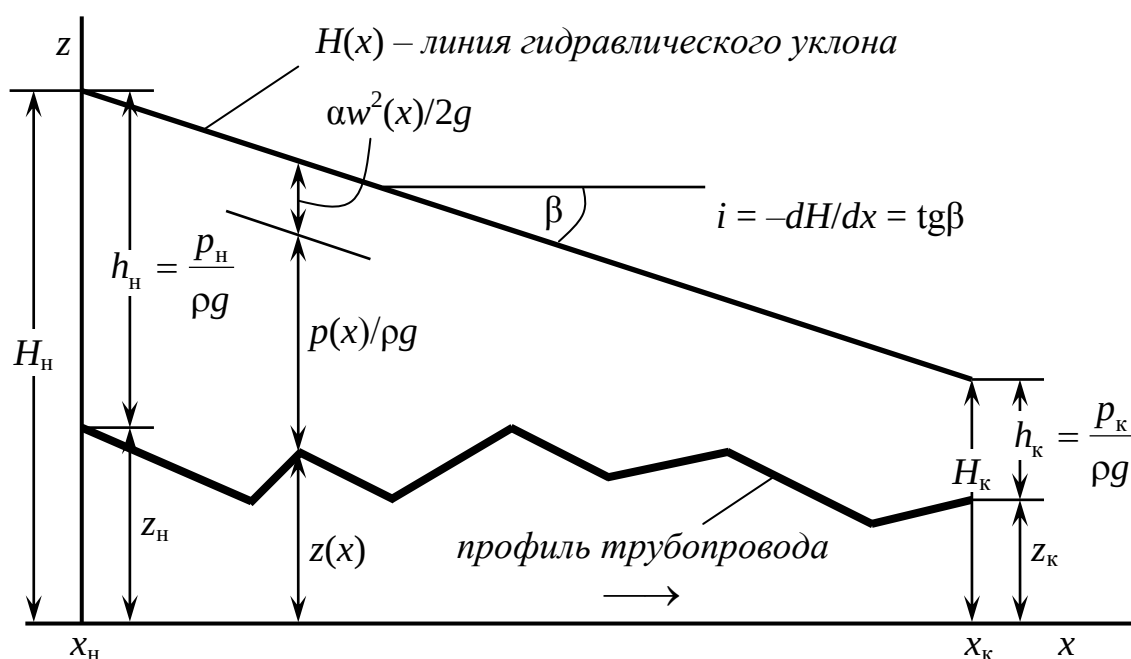


Рисунок 2 Геометрическая интерпретация уравнения Бернулли

Физически линию гидравлического уклона можно представить как ось воображаемого трубопровода, в верхний конец которого жидкость подается

насосами, а оттуда движется самотеком под влиянием собственной тяжести, причем скорость ее движения соответствует скорости в реальном трубопроводе.

Необходимым условием того, чтобы сечения трубопровода были заполнены жидкостью, является

$$p > p_y \quad \text{или} \quad \rho g [H(x) - z(x)] > p_y,$$

где p_y – упругость насыщенных паров транспортируемой жидкости, Па.

Геометрически это условие означает, что линия $H(x)$ гидравлического уклона должна проходить выше профиля $z(x)$ трубопровода на величину $p_y/\rho g$.

Величина потери напора от трения жидкости $h_{\text{тр}}$, м по длине трубопровода определяется по формуле Дарси–Вейсбаха

$$h_{\text{тр}} = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2g},$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима течения и от шероховатости стенок труб;

L – длина трубопровода, м;

d – внутренний диаметр трубопровода, м.

Формулу Дарси–Вейсбаха также можно записать для потерь давления на трение:

$$\Delta p_{\text{тр}} = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2} \rho.$$

Безразмерную величину $i = -dH/dx$, определяющую уменьшение напора на единицу длины трубопровода, называют *гидравлическим уклоном*. Для трубопровода с постоянным диаметром существует следующее равенство:

$$i = \frac{h_{\text{тр}}}{L} = \lambda \frac{1}{d} \frac{w^2}{2g}. \quad (1)$$

Иногда гидравлический уклон измеряют в м/км, то есть в метрах падения напора на 1 км протяженности трубопровода (1 м/км соответствует $i = 0,001$).

На примере жидкости, пропускаемой по трубопроводу, можно установить существование двух режимов течения – ламинарного и турбулентного. При малых скоростях (и малых диаметрах трубопровода) элементарные струйки жидкости движутся параллельно, как бы скользя друг по другу, не перемешиваясь. Такое течение называют *ламинарным*, или слоистым (вязким). При больших скоростях наблюдается поперечное перемешивание струек жидкости за счет образования вихрей. Этот вид течения называется *турбулентным*.

Влияние перечисленных физических параметров потока на характер движения определяется величиной критерия (числа) Рейнольдса:

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{wd\rho}{\mu},$$

где μ – динамическая вязкость, Па·с ($\mu = \nu\rho$).

При расчете магистральных трубопроводов принимается, что при $Re \geq 2320$ всегда имеет место турбулентный режим, а при $Re < 2320$ – ламинарный.

Под *шероховатостью* понимают неровности (выступы) на внутренних поверхностях стенок. Различают абсолютную и относительную шероховатость.

Абсолютной шероховатостью (Δ) называется абсолютная высота выступов на внутренней поверхности трубопровода. Трубы имеют шероховатость различных размеров и неравномерную по длине трубы. Поэтому для характеристики шероховатости пользуются *эквивалентной (усредненной) абсолютной шероховатостью* (e). Она зависит от материала труб, продолжительности эксплуатации, явлений коррозии и эрозии.

Для большинства стальных труб эквивалентная шероховатость 0,1...0,2 мм. Для магистральных нефтепроводов диаметром до 377 мм принято, что $e = 0,125$ мм, а для труб большего диаметра $e = 0,1$ мм.

Относительная шероховатость (ε) есть отношение эквивалентной шероховатости к внутреннему диаметру трубопровода:

$$\varepsilon = \frac{e}{d}.$$

Величина коэффициента гидравлического сопротивления при ламинарном режиме ($Re < 2320$) независимо от степени шероховатости трубы определяется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}.$$

В области перехода течения от ламинарного к турбулентному, т. е. в диапазоне чисел: $2320 \leq Re \leq 10\,000$, можно использовать аппроксимационную формулу Гинзбурга:

$$\lambda = \frac{64}{Re}(1 - \gamma) + \frac{0,316}{Re^{0,25}}\gamma,$$

где $\gamma = 1 - \exp[-0,002(Re - 2320)]$ – коэффициент перемежаемости¹.

Для турбулентного режима движения в зоне гладкого трения (при $10\,000 < Re \leq 27/\varepsilon^{1,143}$) коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,316}{Re^{0,25}},$$

в зоне смешанного трения, когда $27/\varepsilon^{1,143} < Re \leq 500/\varepsilon$, – по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25},$$

¹ Экспоненциальная функция $f(x) = e^x$ записана в виде $f(x) = \exp(x)$ для исключения отождествления обозначения « e » с эквивалентной шероховатостью.

в зоне шероховатого или квадратичного трения (при $Re > 500/\varepsilon$) – по формуле Шифринсона

$$\lambda = 0,11 \varepsilon^{0,25}.$$

Этой формулой обычно пользуются при расчете трубопроводов для перекачки светлых нефтепродуктов.

Разность напора в начальной и конечной точках трубопровода (рис. 2) – общая (суммарная) потеря напора складывается из потери напора на трение (формула Дарси–Вейсбаха) и разности геодезических высот (отметок) Δz :

$$h_n - h_k = h_{тр} \pm \Delta z = i L \pm \Delta z.$$

Величина $\Delta z = z_k - z_n = \sum_{j=1}^n \Delta z_j$ – положительна, когда сумма

участков подъема больше суммы участков спуска, и отрицательна, когда сумма участков подъема меньше суммы участков спуска.

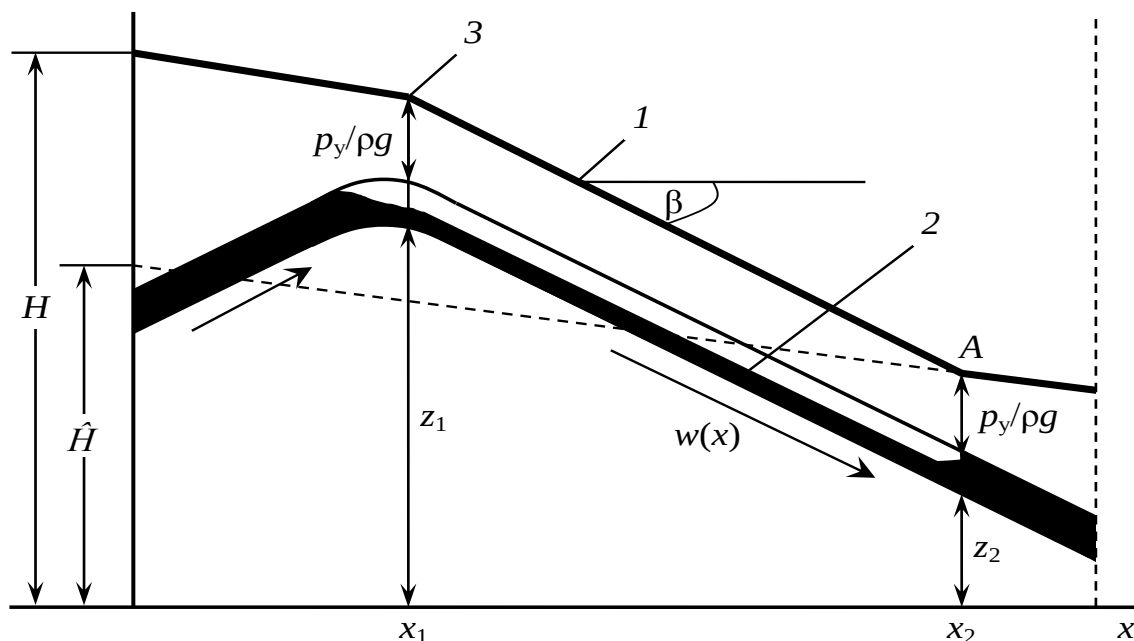
Перепад давления в простом «рельефном» трубопроводе (полные потери напора) определяется по формуле

$$\Delta p = p_n - p_k = \Delta p_{тр} \pm \Delta z \rho g.$$

Потери напора на местные сопротивления в магистральных трубопроводах незначительны и ими можно пренебречь.

4.4 Самотечные участки нефтепровода

Самотечным называется участок $[x_1, x_2]$ трубопровода, на котором жидкость течет неполным сечением (самотеком) под действием силы тяжести (рис. 3).



1 – линия гидравлического уклона; 2 – самотечный участок;
3 – перевальная точка

Рисунок 3 Схема самотечного участка нефтепровода

Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным и равным упругости p_y насыщенных паров данной нефти, поэтому течение на самотечном участке называется *безнапорным*. Однако разность напоров между сечениями x_1 (началом самотечного участка) и x_2 (концом самотечного участка) существует и равна разности $(z_1 - z_2)$ геометрических высот этих сечений.

Стационарные самотечные участки могут существовать только на нисходящих сегментах нефтепровода.

Начало x_1 каждого самотечного участка называется *перевальной точкой* (рис. 3). Перевальная точка всегда совпадает с одной из вершин профиля трубопровода.

Линия гидравлического уклона на самотечном участке проходит параллельно профилю трубопровода на расстоянии $p_y/\rho g$ над ним. Отсюда следует, что гидравлический уклон i на самотечном участке равен тангенсу угла наклона профиля нефтепровода к горизонту, то есть $i = |\operatorname{tg}\beta|$.

Расход нефти на самотечном участке в стационарном режиме равен расходу Q нефти в заполненных сечениях трубопровода, из чего можно заключить, что скорость движения жидкости на самотечном участке больше скорости движения жидкости на заполненных участках нефтепровода, поскольку площадь части сечения, занятого жидкостью на каждом самотечном участке, меньше площади полного сечения трубопровода.

Наличие самотечных участков в магистральном трубопроводе приводит к увеличению начального напора на станции, а следовательно, и давления (рис. 3), а значит, требует более высоких затрат энергии на перекачку по сравнению с трубопроводом, в котором самотечные участки отсутствуют.

Если линию гидравлического уклона (рис. 3), начиная от точки А, мысленно продлить до начального сечения участка, то можно определить напор $\hat{H}$, который был бы необходим для перекачки нефти с тем же самым расходом в трубопроводе той же длины и того же диаметра, но без самотечных участков. Очевидно, что $H \geq \hat{H}$.

4.5 Определение числа нефтеперекачивающих станций

Число нефтеперекачивающих станций (НПС) вдоль фиксированной трассы трубопровода определяется следующим образом:

$$n_{\text{н.с}} = \frac{iL \pm \Delta z}{H_{\text{ст}}},$$

где

$$H_{\text{ст}} = \frac{[p]}{\rho g}.$$

Здесь $[p]$ – допускаемое давление для труб с толщиной стенки δ , Па.

5. Последовательность выполнения технологического расчета магистрального нефтепровода

В технологический расчет нефтепровода входит решение следующих основных задач:

- определения наиболее экономически выгодных параметров нефтепровода (диаметр трубопровода, давление на нефтеперекачивающих станциях, толщина стенки трубопровода и число нефтеперекачивающих станций);
- определения местонахождения станций на трассе нефтепровода;
- расчета режимов эксплуатации нефтепровода.

Наиболее экономически выгодные параметры определяют сравнением конкурирующих вариантов нефтепровода по рекомендуемым для заданной пропускной способности значениям диаметра трубопровода. При нескольких значениях диаметра выполняют гидравлический и механический расчеты, определяющие (для каждого варианта) число нефтеперекачивающих станций и толщину стенки трубопровода. Наилучший вариант находят по приведенным затратам, т. е. экономическим расчетом.

Расположение нефтеперекачивающих станций определяют графически на сжатом профиле трассы. В расчет режимов эксплуатации входит определение давлений на станциях, подпоров перед ними и пропускной способности нефтепровода при условиях перекачки, отличающихся от расчетных; решается вопрос о регулировании работы нефтепровода.

Основным фактором, определяющим диаметр трубопровода и давление на станциях, является его пропускная способность, которая дается в задании на проектирование. В нормах технологического проектирования даются значения диаметра трубопровода и давления на нефтеперекачивающих станциях в зависимости от пропускной способности.

Гидравлический расчет простых трубопроводов сводится к определению одного (или нескольких) из следующих параметров: пропускной способности G ; необходимого начального давления при заданном конечном; диаметра трубопровода D .

5.1 Определение параметров перекачки

Перед проведением расчетов по значениям координат сечений (x) и соответствующих геодезических отметок (z) на миллиметровой бумаге строят чертеж сжатого профиля трассы участка трубопровода (см. подразд. 1.3, рис. 1) и приводят его краткое описание.

Затем определяют необходимые для расчетов физико-химические величины перекачиваемой нефти при расчетной температуре участка трубопровода (см. подразд. 1.2).

Согласно методике, применяемой при расчете и проектировании магистральных трубопроводов, сначала предварительно принимают ориентировочное значение средней скорости движения нефти (w). В качестве первого приближения следует взять ее значение из интервала $w = 0,2 \dots 0,8$ м/с.

При заданной производительности, т. е. расходе перекачки G , внутренний диаметр трубопровода d рассчитывают по уравнению расхода²:

$$G = \rho w \frac{\pi d^2}{4}. \quad (2)$$

Таким образом, величину диаметра определяют выбором значения скорости.

Затем по сортаментам, приведенным в табл. П.1 (Приложение 2), выбирают трубу ближайшего диаметра, т. е. определяют наружный диаметр трубы (D).

Расчетную толщину стенки трубопровода δ определяют по формуле

$$\delta = \frac{npD}{2(R_1 + np)}, \quad ()$$

² При протяженности магистрального нефтепровода до 250 км нормативная годовая продолжительность его работы составляет 357 сут. (при диаметре до 820 мм, включительно) и 355 сут. (при диаметре свыше 820 мм).

где n – коэффициент надежности по нагрузке (для нефтепроводов без промежуточных или с промежуточными НПС $n = 1,10$);

p – рабочее (нормативное) давление, МПа – максимальное значение из приведенного диапазона (см. Приложение 2);

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа (можно приближенно принять $R_1 = 250$ МПа).

Расчетную толщину стенки трубопровода округляют в большую сторону до ближайшей в сортаменте труб (Приложение 2). Принятая толщина стенки трубопровода должна быть не менее $1/140$ значения наружного диаметра трубы и не менее 4 мм.

По найденным значениям D и δ рассчитывают новое значение внутреннего диаметра трубопровода (d).

Далее по уравнению расхода (2) определяют новое значение средней скорости движения нефти (w).

Затем находят критерий Рейнольдса (Re), коэффициент гидравлического сопротивления (λ)³ и гидравлический уклон (i) (см. подразд. 1.4).

5.2 Вычисление напоров в заданных сечениях трубопровода

Перед проведением дальнейших расчетов, анализируя характер профиля трассы нефтепровода, делают предварительное заключение о месте возможного возникновения самотечного (безнапорного) участка (см. подразд. 1.5).

Затем вычисляют напор в конце участка трубопровода:

$$H_k = z_k + \frac{p_k}{\rho g}.$$

³ Вычисленное значение λ следует представить в виде числа с тремя (или более) значащими цифрами.

После чего последовательно определяют напоры в заданных сечениях трубопровода, начиная с предпоследнего (т. е. против хода перекачки):

$$H(x_j) = H(x_{j+1}) + i(x_{j+1} - x_j). \quad (3)$$

Здесь x_j – координата сечения (если x_j в км, то i выражают в м/км), а x_{j+1} – координата последующего сечения (в начале определения $x_{j+1} = x_k = L$).

Каждое полученное значение напора сравнивают с величиной $z_j + p_y/\rho g$ для соответствующего сечения. Расчеты проводят до тех пор, пока соблюдается условие:

$$H(x_j) > z_j + \frac{p_y}{\rho g}. \quad (4)$$

Если полный напор в каком-либо сечении оказывается меньше высотной отметки этого сечения [неравенство (4) не выполняется], то это указывает на наличие на данном интервале самотечного участка⁴ (рис. 3), причем сечение x_j является перевальной точкой (см. подразд. 1.5).

5.3 Определение координаты конца самотечного участка

При наличии на участке нефтепровода самотечного участка необходимо найти координату его конца. Для этого нужно составить и решить уравнение.

Поскольку тангенс угла β наклона профиля трубопровода на сегменте, где имеется самотечный участок $[x_j, x_{j+1}]$, известен (рис. 4):

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{z_j - z_{j+1}}{x_{j+1} - x_j},$$

то можно составить уравнение:

⁴ При обнаружении самотечного участка дальнейшие расчеты напоров $H(x_j)$ по выражению (3) прекращают и переходят к подразделу 2.3.

$$z_{j+1} + tg\beta (x_{j+1} - x^*) + \frac{p_y}{\rho g} = H(x_{j+1}) + i (x_{j+1} - x^*),$$

где x^* – координата конца самотечного участка, м (рис. 4).

Решив данное уравнение относительно x^* можно сделать заключение, что в рассматриваемом участке нефтепровода существует самотечный участок длиной $x^* - x_j$, м, начало которого находится в сечении x_j , м, а конец в сечении x^* , м.

Затем определяют новое значение напора в сечении, где находится перевальная точка самотечного участка:

$$H(x_j)_{\text{нов}} = z_j + \frac{p_y}{\rho g}.$$

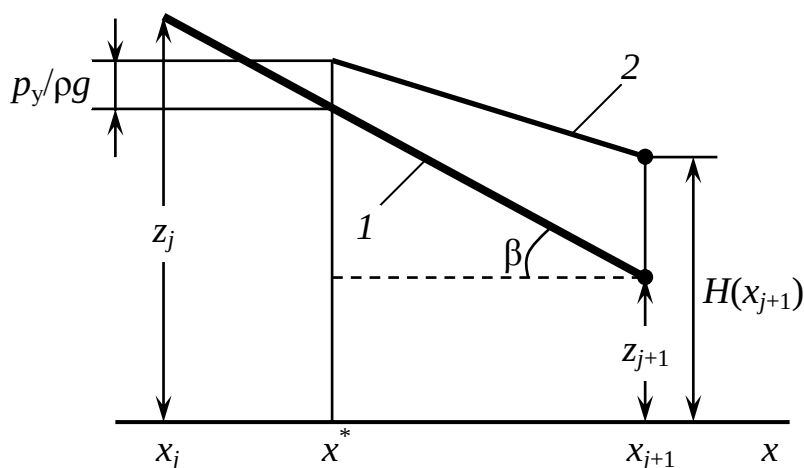


Рисунок 4 Определение координаты конца самотечного участка

Далее проверяют оставшиеся сечения по приведенной выше методике, т. е. используя выражения (3) и (4).

Если других самотечных участков в трубопроводе нет, то рассчитывают давление в начале участка трубопровода:

$$p_n = \rho g [H(x_n) - z_n],$$

где x_n – начало участка трубопровода, м ($x_n = 0$ м).

5.4 Определение оптимальных параметров перекачки

Предварительно вычисляют новое значение гидравлического уклона:

$$i_{\text{нов}} = \frac{H(x_j)_{\text{нов}} - H(x_k)}{(x_k - x_j)},$$

где x_j – перевальная точка самотечного участка.

В случае наличия нескольких самотечных участков следует рассчитать соответствующие новые значения гидравлических уклонов и затем выбрать из них наибольшее по величине $i_{\text{нов}}$.

При гидравлическом уклоне $i_{\text{нов}}$ в исследуемом трубопроводе самотечного участка не будет. Это означает, что напор $H(x_n)_{\text{нов}}$ и давление $p_{\text{н,нов}}$ в начале участка нефтепровода:

$$H(x_n)_{\text{нов}} = H(x_k) + i_{\text{нов}} L,$$

$$p_{\text{н,нов}} = \rho g [H(x_n)_{\text{нов}} - z_n].$$

Новое значение давления в начале участка трубопровода сравнивают с рабочим давлением для магистральных нефтепроводов (Приложение 2).

Далее определяют увеличение напора $H(x_n)_{\text{нов}} - H(x_n)$ и давления $p_{\text{н,нов}} - p_n$ для трубопровода без самотечных участков.

Результаты проведенных вычислений (включая линию гидравлического уклона с учетом нового значения напора в начале участка нефтепровода) отражают на чертеже сжатого профиля трассы (см. рис. 2).

Затем определяют перепад давления (полные потери напора) в трубопроводе (Δp) как разность между новым значением давления в начале участка трубопровода ($p_{\text{н,нов}}$) и давлением в конце участка (p_k) (см. подразд. 1.4).

Далее, задавшись максимальным значением рабочего давления из приведенного диапазона (Приложение 2) и приравнявая его к $[p]$

(допускаемому давлению для труб), определяют число НПС ($n_{н.с}$) (см. подразд. 1.6).

Для определения минимального расхода нефти, при котором в трубопроводе не возникают самотечные участки, требуется вновь найти скорость движения нефти (w) и коэффициент гидравлического сопротивления (λ).

Новые параметры перекачки можно определить следующим способом: при подстановке известных величин в выражение (1), получается уравнение с двумя неизвестными: w и λ .

Уравнение (1) решают методом итераций (последовательных приближений). Задаваясь значениями $\lambda^{(1)}$ (в качестве первого приближения можно использовать вычисленное ранее значение λ), находят $w^{(1)}$, затем вычисляют число $Re^{(1)}$, далее определяют новое значение коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda^{(2)}$ (см. подразд. 1.4). В качестве второго приближения берут найденное значение $\lambda^{(2)}$ и т. д. Итерационный процесс заканчивают когда $\lambda^{(j)} \approx \lambda^{(j-1)}$ (при этом должно совпадать не мен

Зее трех значащих цифр).

На основании вычисленного методом итераций значения скорости движения нефти по уравнению расхода (2) определяют минимальный расход нефти, при котором в трубопроводе не возникают самотечные участки.

Полученный расход перекачки нефти сравнивают с интервалом значений грузопотока, принятым для магистральных нефтепроводов (Приложение 2).

Рекомендуемая литература

1. Коннова Г. В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов. 2-е изд. Ростов н/Д.: Феникс, 2007. 128 с.
2. Лурье М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Центр «ЛитНефтегаз», 2004. 352 с.
3. Лутошкин Г. С., Дунюшкин И. И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учебное пособие для вузов. 3-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1985 г. М.: ООО ИД «Альянс», 2007. 135 с.
4. Трубопроводный транспорт нефти / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.; Под редакцией С. М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т. 1. 407 с.: ил.
5. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1988. 368 с.: ил.
6. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1998. – 60 с.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГАОУ ВПО «СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

КУРСОВАЯ РАБОТА (ПРОЕКТ)

по дисциплине _____

на тему _____

Выполнил:

студент _____ курса группы _____
направления _____ (специальности)

_____ формы обучения

_____ (подпись)

Руководитель работы:

_____ (Ф.И.О., должность, кафедра)

Работа допущена к защите _____ (подпись руководителя) _____ (дата)

Работа выполнена и защищена с оценкой _____ Дата защиты _____

Члены комиссии:	_____ (должность)	_____ (подпись)	_____ (И.О. Ф.)
	_____ (должность)	_____ (подпись)	_____ (И.О.Ф.)
	_____ (должность)	_____ (подпись)	_____ (И.О.Ф.)

Ставрополь, 20__ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
УТВЕРЖДАЮ
И.о. заведующего
кафедрой РЭНГМ
В.А. Васильев

(Ф.И.О.)

Институт Нефти и газа

Кафедра _____

Направление (специальность) _____

Профиль (специализация) _____

ЗАДАНИЕ
на курсовую работу (проект)

студента _____

(фамилия, имя, отчество)

по дисциплине _____

1. Тема работы _____

2. Цель _____

3. Задачи _____

4. Перечень подлежащих разработке вопросов:

а) по теоретической части _____

б) по аналитической части _____

5. Исходные данные:

а) по литературным источникам _____

б) по вариантам, разработанным преподавателем _____

в) иное _____

6. Список рекомендованной литературы _____

7. Контрольные сроки представления отдельных разделов курсовой работы:

25% - _____ » _____ 20__ г.

50% - _____ » _____ 20__ г.

75% - _____ » _____ 20__ г.

100% - _____ » _____ 20__ г.

8. Срок защиты студентом курсовой работы «_____» _____ 20__ г.

Дата выдачи задания «_____» _____ 20__ г.

Руководитель курсовой работы

(ученая степень, звание)

(личная подпись)

(инициалы, фамилия)

Задание принял(а) к исполнению студент(ка) _____ формы обучения

_____ курса _____ группы _____

(личная подпись)

(инициалы, фамилия)

Таблица П.1 – Сортамент стальных труб большого диаметра

Завод-изготовитель и технические условия на трубы	Состояние поставки металла труб*	Марка стали	Наружный диаметр, D, мм	Толщина стенки δ , мм	Грузопоток, млн т/год	Рабочее давление, МПа
Челябинский трубопрокатный завод (ОАО «ЧТПЗ») ТУ 14-3-109-93	нл	14Г2САФ	1220	11; 11,5; 13; 15	41...78	5,1...5,5
			1020	9,5; 10; 11; 12,5; 14	23...50	5,3...5,9
	гпнт	14Г2САФ	1220	12; 12,5; 14,5; 15,2	41...78	5,1...5,5
			1020	10; 11; 12; 14	23...50	5,3...5,9
	гкл	17Г1С	820	8,5; 9; 10; 10,5; 11; 12	15...27	5,5...5,9
			720	7,5; 8; 8,5; 9; 10; 11; 12	11...19	5,6...6,1
			529	6; 6,5; 7; 7,5; 8; 9	4...9	5,3...6,1
Волжский трубный завод (ОАО «ВТЗ») ТУ 14-3-272-93	сштргкс	17Г2СФ	1220	12	41...78	5,1...5,5
			1020	10; 10,5	23...50	5,3...5,9
			820	8; 9,5; 10; 11; 11,5	15...27	5,5...5,9
			720	7; 8,5; 9,5; 10; 11,5	11...19	5,6...6,1
			529	5,5; 6; 6,5; 7; 7,5; 8,5	4...9	5,3...6,1
	сштргкс	17Г1С	1220	12,5	41...78	5,1...5,5
			1020	10,5	23...50	5,3...5,9
			820	8,5; 10; 11,5; 12	15...27	5,5...5,9
			720	7,5; 8,5; 9; 10; 10,5; 12	11...19	5,6...6,1
			630	7; 7,5; 8; 9; 10; 11; 12	7...13	5,1...5,5
			529	6; 6,5; 7; 7,5; 8; 9	4...9	5,3...6,1
Новомосковский трубный завод (ООО «НмТЗ») ТУ 14-3-109-93	нл	16Г2САФ	1020	9; 10; 10,5; 12	23...50	5,3...5,9
	гпнт	14Г2САФ	1020	9,5; 10; 11; 12,5	23...50	5,3...5,9
		17Г1С	1020	10; 11; 12; 14	23...50	5,3...5,9
Харьковский трубный завод (ОАО «ХТЗ») ТУ 14-3-109-93	гпнт	14ХГС	1020	10,5; 11; 12,5	23...50	5,3...5,9
			720	7,5; 8; 9; 10,5; 11	11...19	5,6...6,1
			529	7,5; 8; 9	4...9	5,3...6,1
		14Г2САФ	1020	10; 11,5	23...50	5,3...5,9
ОАО «Азовмаш» ТУ 14-3-138-93	сшгкс	15ГСТЮ	1020	10,6	23...50	5,3...5,9
	гпнт	10Г2С1	529	7; 8; 9	4...9	5,3...6,1
			426	6; 7; 8; 9	3,2...4,4	5,4...6,4

Примечание. В таблице использованы следующие обозначения состояния поставки металла труб:

гкл – горячекатаный лист;

гпнт – горячеправленные нормализованные трубы;

нл – нормализованный лист;

сшгкс – спирально-шовные из горячекатаной стали;

сштргкс – спирально-шовные трубы из рулонной горячекатаной стали.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические рекомендации

«Организация самостоятельной работы студентов» для

дисциплины

Основы сооружения объектов транспорта нефти и газа

для студентов специальности 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»
специализация Техника и технологии производства сжиженного природного
газа, транспортировки и распределения

Ставрополь, 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей основной образовательной программы (далее ОП).

2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

<u>I. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО</u>	115
<u>II. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.</u>	116
<u>III. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.</u>	117

I. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания основной образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки бакалавра состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация основной образовательной программы подготовки бакалавра должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин основной образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0.5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

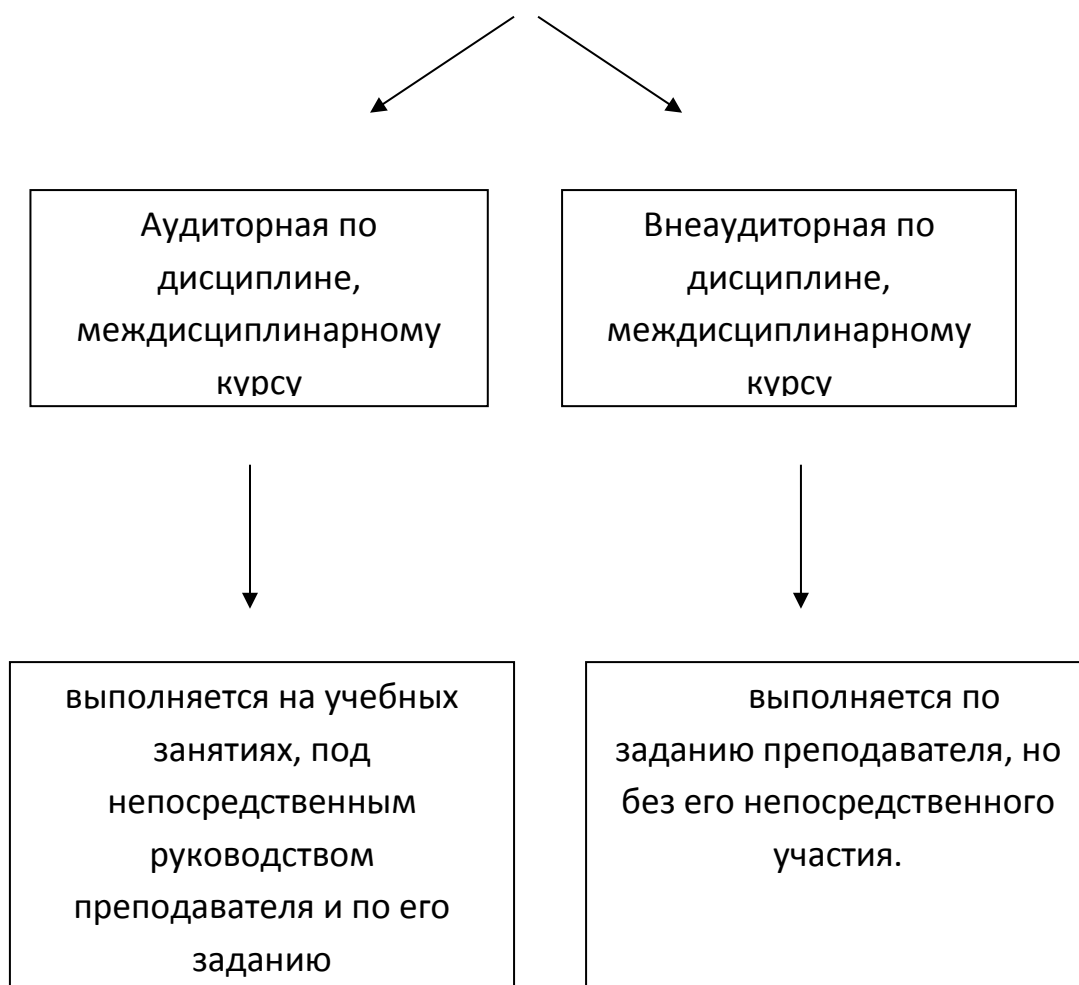
- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из блоков дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин блоков дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

II. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

III. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);

- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;

- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего бакалавра;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению
самостоятельной работы:

1. Способы транспортировки нефти и газа.
2. Система трубопроводного транспорта России.
3. Классификация трубопроводов.
4. Категории магистральных трубопроводов.
5. Состав магистральных трубопроводов.
6. Схемы прокладки магистральных трубопроводов.
7. Выбор трассы магистрального трубопровода.
8. Проектная документация.
9. Входной контроль труб.
10. Трубы для строительства магистральных трубопроводов.

11. Сварочные материалы для строительства магистральных трубопроводов.
12. Защитные покрытия магистральных трубопроводов.
13. Расчеты при подготовки нефти и газа.
14. Классификация местности применительно к строительству магистральных трубопроводов.
15. Технологические схемы строительства магистральных трубопроводов в нормальных условиях;
16. Строительство трубопроводов в горных условиях.
17. Конструкции полок на косогорных участках трассы;
18. Транспортирование труб и трубных секций. Изоляционно-укладочные работы в горных условиях;
19. Строительство магистральных трубопроводов на болотах;
20. Закрепление трубопроводов от всплытия;
21. Строительство трубопроводов на вечномерзлых грунтах;
22. Строительство трубопроводов в пустынях;
23. Способы защиты магистральных трубопроводов от наружной коррозии;
24. Почвенная (грунтовая) коррозия;
25. Атмосферная коррозия.
26. Защита трубопроводов от внутренней коррозии.
27. Классификация способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии.
28. Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии. Катодная защита.

29. Сущность катодной защиты.
30. Протекторная защита магистральных трубопроводов.
31. Защита трубопроводов от коррозии блуждающими токами.
32. Виды электродренажа.
33. Схема образования коррозии от блуждающих токов.
34. Расчет протекторной защиты.
35. Технология нанесения защитных покрытий на внутреннюю поверхность труб.
36. Определение толщины стенки нефтепровода.
37. Выбор насосно-силового оборудования.
38. Расстановка НПС по трассе нефтепровода.
39. Технологический расчет магистрального нефтепровода.

Рекомендуемая литература.

Основная литература:

1. Чемодуров Ю.К. Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов: учебное пособие / Ю.К. Чемодуров. – Минск: Беларусь, 2009. – 520 с.

Дополнительная литература:

- Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006
- Коршак А. А. Ресурсосберегающие методы и технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. 196 с.
- Коршак А.А., А.М. Шаммазов Основы нефтегазового дела. Уфа:

ДизайнПолиграфСервис, 2005. 528 с.

– Абузова Ф.Ф., Алиев Р.А., Новоселов В.Ф. Техника и технология транспорта нефти и газа. М.: Недра, 1992. 320 с.

– Коршак А. А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2001. 141 с.

– Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2004. – Т. 2. – 621 с., Т. 1.

14.1.3. Методическая литература:

- электронный курс лекций

14.1.4. Интернет-ресурсы:

<http://neft-i-gaz.ru> - комплексный интернет- портал посвященный нефти и газу;

www.transneft.ru

www.neftegaz.ru

www.thnp.ru Научный информационный сборник «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья».

www.oilforum.ru Нефтегазовый форум

14.1.5. Программное обеспечение:

Организацией учебного процесса специальное программное обеспечение не предусмотрено.

14.2. Материально-техническое обеспечение дисциплины (модуля)

Демонстрационные материалы.

Учебная лаборатория трубопроводного транспорта нефти и газа.