

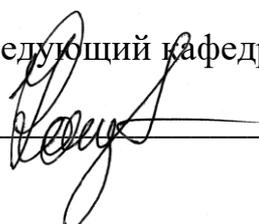
МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Тульский государственный университет»

Институт *горного дела и строительства*  
Кафедра «Геотехнологии и строительство подземных сооружений»

Утверждено на заседании кафедры  
«Геотехнологии и строительство подзем-  
ных сооружений»  
«24» января 2023 г., протокол №6

Заведующий кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.М. Качурин

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
по проведению практических (семинарских) занятий  
по дисциплине (модулю)  
«*Эксплуатация магистральных газонефтепроводов*»

**основной профессиональной образовательной программы  
высшего образования – программы бакалавриата**

по направлению подготовки  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**

с направленностью (профилем)  
**Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,  
газа и продуктов переработки**

Форма обучения: очная

Идентификационный номер образовательной программы: 210301-01-23

Тула 2023 год

**Разработчик методических указаний**

Сарычев В.И., проф., д-р техн. наук, доц.  
(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)

  
\_\_\_\_\_  
(подпись)

Жабин А.Б., проф., д-р техн. наук, проф.  
(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)

  
\_\_\_\_\_  
(подпись)

## СОДЕРЖАНИЕ

1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ .....	4
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1. Технологический расчет магистрального нефтепровода .....	4
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2. Режим работы нефтепровода при отключении НС .....	17
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3. Режим работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках .....	21
ЗАДАЧА ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ .....	24
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4. Оценка гидравлической эффективности магистрального нефтепровода при совместной работе насосных станций и линейной части .....	26
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 5. Изменение основных технологических параметров перекачки при снижении эффективности работы линейной части .....	37
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 6. Определение условий выноса газа и воды из магистральных нефтепроводов .....	39
2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ .....	42
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 7. Оценка пропускной способности и режима работы магистрального газопровода .....	42
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 8. Определение давления в магистральном газопроводе .....	48
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 9. Расчет сложных трубопроводов .....	58
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 10. Температурный режим участка газопровода .....	63
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 11. Определение коэффициента гидравлической эффективности МГ .....	71
КОМПЛЕКС ЗАДАЧ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПО РАЗДЕЛУ 2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ .....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Параметры магистральных нефтепроводов .....	83
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов .....	83

# 1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1. Технологический расчет магистрального нефтепровода

### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков технологического расчета магистральных нефтепроводов.

**Задачи работы** заключаются в определении толщины стенки нефтепровода, проведении гидравлического расчета, подбора насосно-силового оборудования, в определении числа насосных станций и их расстановки по трассе нефтепровода, в аналитической проверке работы НПС.

### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

*Методика решения заключается в следующем.*

1. Определение плотности при расчетной температуре

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

где  $t$  – расчетная температура;  $\beta_p$  - коэффициент объемного расширения.

$$\rho_{20} = 830 - 839 \text{ кг/м}^3 \quad \beta_p = 0,000868 \text{ 1/}^\circ\text{C}$$

$$\rho_{20} = 840 - 849 \text{ кг/м}^3 \quad \beta_p = 0,000841 \text{ 1/}^\circ\text{C}$$

$$\rho_{20} = 850 - 859 \text{ кг/м}^3 \quad \beta_p = 0,000818 \text{ 1/}^\circ\text{C}$$

$$\rho_{20} = 860 - 869 \text{ кг/м}^3 \quad \beta_p = 0,000868 \text{ 1/}^\circ\text{C}.$$

2. Определение вязкости при расчетной температуре

$$v_t = v_* \cdot e^{-u(t-t_*)} ; \quad u = \frac{1}{t_1 - t_2} \ln \frac{v_2}{v_1},$$

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

3. Определение расчетной производительности

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

где  $N_p$  - число рабочих дней трубопровода в году, определяется в зависимости от диаметра  $D$  и длины  $L$  трубопровода по приложению 17;  $Q, \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{час}} \right]$  -

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. 1.

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

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

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  $\delta$ , 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.

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

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  $P_{раб}$

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

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

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta .$$

7. Затем определяют режим течения нефти в нефтепроводе:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu_t} \frac{1}{2} ,$$

где  $Q$  – секундный расход,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $D$  – внутренний диаметр трубопровода, м;  $\nu_t$  - кинематическая вязкость при расчетной температуре,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

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

$$Re_I = \frac{10 \cdot D}{e} ; \quad Re_{II} = \frac{500 \cdot D}{e} ,$$

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

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} ; m = 0,25; \beta = 0,0246 .$$

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

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{e}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} ; m = 0,123; \beta = 0,0802 \cdot 10^{0,127 \cdot \lg \frac{e}{D} - 0,627} .$$

9. Определив  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, находят потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_f = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} ,$$

где  $L$  – длина трубопровода, м;  $D$  – внутренний диаметр нефтепровода, м;  $g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;  $v$  – скорость течения нефти, м/с

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} ,$$

где  $Q$  – расход трубопровода, м<sup>3</sup>/с.

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

$$H = 1,01 \cdot h_f + \Delta z + H_k .$$

Также определяют гидравлический уклон:

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

11. Затем определяют напор одной станции:

$$H_{ст} = k \cdot H_{осн} - h_{вн} ,$$

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

12. Затем определяют число станций:

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

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:



верку режима работы всех НПС, для этого необходимо определить  $[H_{\delta on}]$  и  $[\Delta H_{\delta on}]$ :

$$[H_{\delta on}] = \frac{[P_{\delta on}]}{\rho_t \cdot g};$$

$$[P_{\delta on}] = \frac{2 \cdot \delta \cdot R_1}{n_1 \cdot (D_n - 2 \cdot \delta)},$$

где  $\delta$  - округленная в большую сторону толщина стенки по сортаменту;

$$[\Delta H_{\delta on}] = |H_s| + h_{вс}; \quad H_s = \frac{P_a - P_y}{\rho_t \cdot g} - \Delta h_{\text{прот.кав.}},$$

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

Проверяют режим работы станций из условий:

$$H_{cm} \leq [H_{\delta}];$$

$$\Delta H_{cm} \geq [\Delta H_{\delta}],$$

$$H_k \approx 30 \text{ м.}$$

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

$$\Delta H_{cm_1} = H_{cm_1} - 1,01 \cdot i \cdot l_1 - \Delta z_{2-1} \geq [\Delta H_{\delta}];$$

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

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

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

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

Если проверка сошлась, следовательно, станции расставлены верно.

15. Затем строят совместный график работы нефтепровода и всех НПС и определяют графически рабочую точку системы (рис. 2).

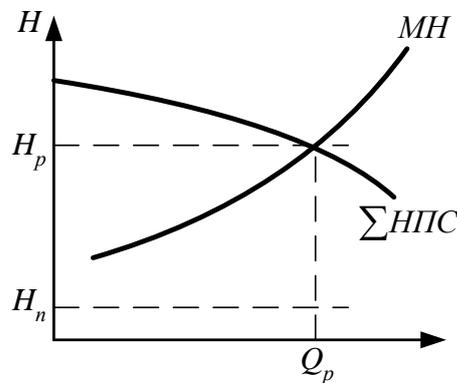


Рисунок 2 –  $Q-H$  характеристики всех НПС и МН

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;

$$\sum H_{\text{НПС}} = k \cdot n \cdot H_{\text{осн}} ,$$

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:

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

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

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВОЙ ЗАДАЧИ

**Сделать гидравлический расчет нефтепровода, если длина его  $L = 600$  км, производительность  $G = 34$  млн./год. Заданы вязкость и плотность нефти:  $\rho_{20} = 852$  кг/м<sup>3</sup>;  $\nu_{20} = 48$  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:

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

т.к.  $G = 34$  млн. т/год, тогда  $D = 1020$  мм (прил. 1).  
Число рабочих дней  $N_p = 349$  (прил. 2).

$$Q_{расч} = \frac{34 \cdot 10^9}{861,16 \cdot 349 \cdot 24} = 4713,66 \text{ м}^3/\text{час} = 1,31 \text{ м}^3/\text{с}.$$

4. Определение толщину стенки:

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

где  $n_1 = 1,15$ .

5. 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  $Q_{раб}$  ( $\text{м}^3/\text{час}$ ).

Характеристика работы насоса

При

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

$H_1=220$  м (ротор верхний),

$H_2=160$  м (ротор нижний).

Подпорный: НПВ 5000-120

При

$$Q=4714 \text{ м}^3/\text{час},$$

$H_1=123$  м (ротор верхний),

$H_2=92$  м (ротор нижний).

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

Найдем рабочее давление в трубопроводе

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

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

$$б) P_{раб2} = (92 + 3 \cdot 160) \cdot 861,16 \cdot 9,81 = 4,8 \text{ МПа};$$

$$в) P_{раб} = (123 + 3 \cdot 160) \cdot 861,16 \cdot 9,81 = 5,1 \text{ МПа}.$$

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

6. Определим толщину стенки трубы при  $P_{раб}=5,1$  МПа:

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

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

$$D_{вн} = D_n - 2\delta ;$$

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

7. Режим течения нефти в нефтепроводе:

$$Re = \frac{4Q}{\pi D_{вн} v_t}$$

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

8. Определяем число Рейнольдса:

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

$$Re_{II} = \frac{500D}{e} = \frac{500 \cdot 1001,6}{0,15} = 3338666 ;$$

$$2320 < 24757 < Re_I .$$

Турбулентный режим, зона Блазеуса:

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

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

9. Гидравлический уклон:

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

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

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

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

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

11. Полные потери напора в нефтепроводе

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

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

12. Напор одной станции.

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

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

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

13. Определяем число станций.

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

**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

$$\frac{D'_2}{D_2} = \sqrt{\frac{H'_{нас} + 6Q^2}{a}} = \sqrt{\frac{H'_{нас}(Q_2^2 - Q_1^2) + (H_1 - H_2)Q^2}{H_1Q_2^2 - H_2Q_1^2}}.$$

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

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  $\Delta Z$ ,  $H_k$  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.

14. Проверка режима работы всех НПС.

$$[P_{дон}] = \frac{2\delta R_1}{n_1(D_n - 2\delta)} = \frac{2 \cdot 9,2 \cdot 324,5}{1,15 \cdot 1001,6} = 5,18 \text{ МПа};$$

$$[H_{дон}] = \frac{[P_{дон}]}{\rho_t g} = \frac{5,18 \cdot 10^{-6}}{861,16 \cdot 9,81} = 613,6 \text{ м};$$

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

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

$$H_s = \frac{(760 - 500) \cdot 133,3}{861,16 \cdot 9,81} - 38 = -33,9 \text{ м.}$$

Насос не обладает самовсасывающей способностью, нужен подпор, величиной

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

Проверяем режим работы станций из условий:

$$H_{cm} \leq [H_{дон}]$$

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

$$H_{cm1} = H_n + \kappa H_{очн} - h_{вн} \leq [H_{дон}];$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

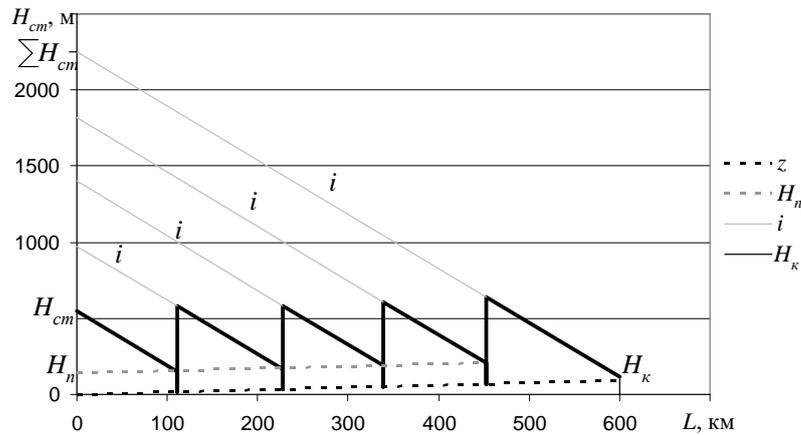
$$H_{cm5} = 152,17 + 3 \cdot 146,87 - 15 = 577,8 \leq 613,6 \text{ м};$$

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

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

Проверка сошлась, следовательно, станции расставлены правильно.

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



**Рисунок 3 – Расстановка числа станций при  $n_1=5$ ;  $n_1>n$**

**Таблица 2 - Характеристика НПС на трассе при  $n_1>n$**

№ НПС	$L$ , км	$L_i$ , км	$Z_i$ , м	$\Delta Z$
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

$$\sum \dot{I}_{\text{н}0} = \dot{I}_{\text{н}} + \dot{I}' \cdot \hat{E} \cdot n - 15 \cdot n$$

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

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

$$\sum \dot{I}_{\text{н}0} = 147 \cdot 3 \cdot 5 - 15 \cdot 5 = 2128 \text{ м};$$

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

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

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

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

Характеристика трубопровода:

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

$$1) H = 1,01 \cdot 0,0246 \cdot \frac{1,31^{2-0,25} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25} 600000}{1,0016^{4,75}} + 100 + 30 = 2279,5 \text{ м}$$

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

$$3) H = 2955,6 \text{ м}$$

Строим  $Q$ - $H$  характеристику в масштабе (рис. 5)

по горизонтали: 1 мм = 40 м<sup>3</sup>/час

по вертикали 1 мм = 20 м

Рабочая точка системы:

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

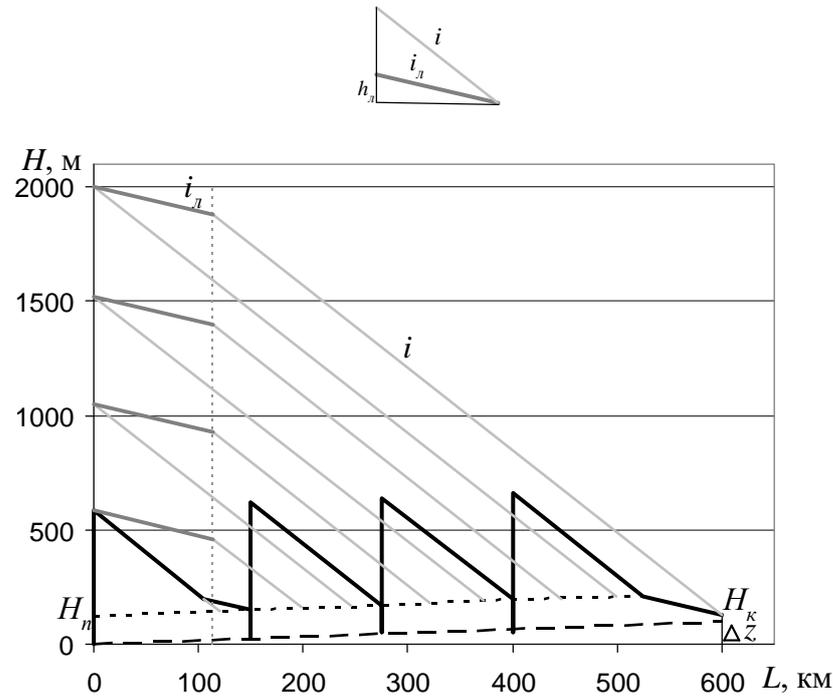
$$H_{раб} = 2273 \text{ м} = H \text{ (полные потери)}$$

**б) Число станций округляем в меньшую сторону.**

$n_2 < n$ ,  $n_2 = 4$  станции.

Таблица 3 - Характеристика НПС по трассе при  $n_2 < n$

№ НПС	$L$ , км	$L_i$ , км	$Z_i$ , м	$\Delta Z$
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 4 – Расстановка станций при  $n_2 < n$ ;  $n_2 = 4$**

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

Длина лупинга

$$X_1 = \frac{H_{cm}(n - n_2)}{i(1 - w)} = \frac{465(4,6 - 4)}{0,0035(1 - 0,296)} = 113230,5 \text{ м} = 113,23 \text{ км.}$$

Уклон лупинга

$$i_l = i \cdot w, \text{ если } D_l = D, \text{ то}$$

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

$$i_l = 0,0035 \cdot 0,296 = 0,001036 ;$$

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

$$h_l = i_l \cdot 10^5 = 0,001036 \cdot 10^5 = 103,6 \text{ м.}$$

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.

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

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

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

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

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

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

$$-28 = 132,78 \geq 43,9$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$H_1 = 123 + 3 \cdot 180 \cdot 4 - 60 = 2223 \text{ м};$$

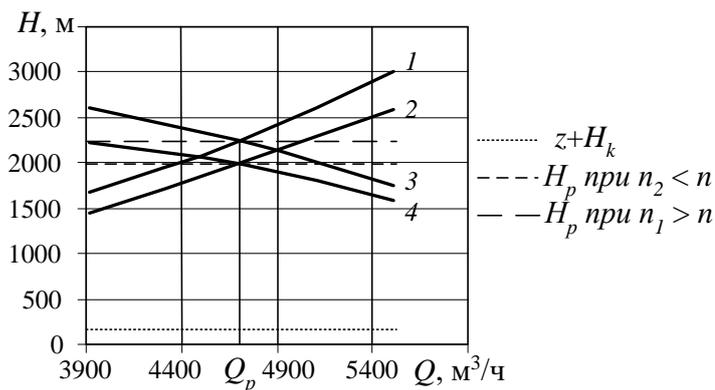
$$H_3 = 123 + 3 \cdot 125 \cdot 4 - 60 = 1563 \text{ м};$$

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

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

$$H_1 = 1,01 \cdot 0,0246 \cdot \frac{1,087^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} \cdot 520285,728 + 130 = 1474,6 \text{ м};$$

$$H_3 = 0,024846 \frac{1,532^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} \cdot 520285,728 + 130 = 2581,4 \text{ м}.$$



**Рисунок 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**

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2. Режим работы нефтепровода при отключении НС

### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков определения режима работы нефтепровода при отключении одной из нефтеперекачивающих станций на трассе.

**Задачи работы** заключаются в установлении линии изменения напоров при отключении одной из нефтеперекачивающих станций нефтепровода, в определении производительности нефтепровода, количества насосов и в проверке режима работы станции по условиям напора.

### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

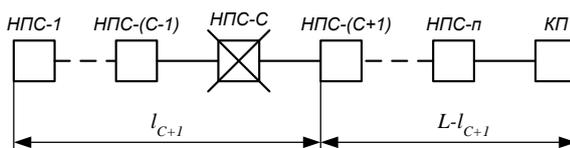
- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Одним из самых важных режимов при эксплуатации нефтепровода является работа при отключении одной из НПС на трассе. Временное отключение какой-либо станции может быть вызвано неполадками в системе нефтеснабжения, аварией и т.д. Выход из строя НС резко меняет режим работы нефтепровода, а именно расход, давление, подпоры перед НС. Рассмотрим изменение режима работы при отключении третьей НПС (при  $n_j > n$ ).

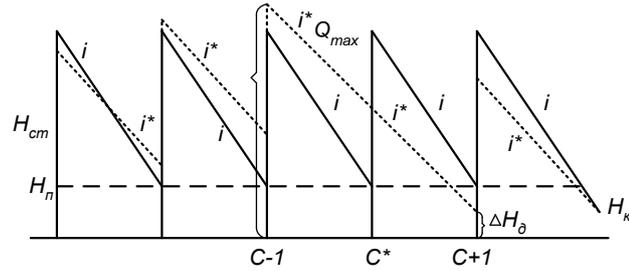
*Методика решения заключается в следующем.*

1. Рассмотрим работу нефтепровода при отключении станции «С» и определим производительность.



**Рисунок 6 – Схема нефтепровода с расстановкой НПС по трассе**

Примем, что  $\Delta Z = 0$ . Тогда линия изменения напоров имеет вид  $i^* < i$



**Рисунок 7 – Линия изменения напоров при отключении 3-й НПС:  
*i* – гидравлический уклон до отключения НПС; *i\** – гидравлический уклон  
 после отключения НПС**

При отключении станции расход  $Q^*$  устанавливается автоматически в результате саморегулирования. Очевидно, что  $Q^* < Q$ . Максимальная величина  $Q^*$  возможна, если:

$$\begin{aligned} H_{C-1} &= [H_\delta]; \\ \Delta H_{C+1} &= [\Delta H_\delta], \end{aligned}$$

тогда получим:

$$Q_{\max}^* = \left[ \frac{H_\delta - \Delta H_\delta - \Delta Z'}{1,01 \cdot \beta \cdot \frac{v^m}{D^{5-m}} \cdot (l_{C+1} - l_{C-1})} \right]^{\frac{1}{2-m}},$$

где  $H_\delta - \Delta H_\delta$  – располагаемый напор на сдвоенном перегоне;  $\Delta Z'$  –  $\Delta Z$  сдвоенного перегона;  $l_{C+1} - l_{C-1}$  – длина сдвоенного перегона.

Величина  $Q_{\max}^*$  будет лимитировать (ограничивать) производительность всего трубопровода, ее можно принять за расчетную.

2. Определим полные потери напора в трубопроводе при отключении НПС:

$$H^* = 1,01 \cdot h_\tau + \Delta Z + H_K,$$

где  $h_\tau$  – потери напора на трение, равны:

$$h_\tau = \beta \cdot \frac{Q_{\max}^{*2-m} \cdot v^m \cdot L}{D^{5-m}}.$$

3. Определим количество насосов:

$$K^* = \frac{H^*}{H_{\text{обт.нас}}^*},$$

где  $H_{\text{обт.нас}}^*$  – напор обточенного насоса при производительности  $Q_{\max}^*$  (по характеристике насоса).

Полученное количество насосов расставляем по длине трубопровода (на НПС-(С-1) ставят максимально возможное по условию прочности нефтепровода количество насосов, т.е. 3).

4. Проверяют режим работы станций из условий:

$$H_{cm} \leq [H_\delta];$$

$$\Delta H_{cm} \geq [\Delta H_{\partial}];$$

$$H_{cm1} = H_n + K_1^* \cdot H_{обт.нас}^* - h_{вн} \leq [H_{\partial}];$$

где  $K_1^*$  – количество насосов на первой станции.

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

где  $i_*$  - новый уклон при  $Q_{max}^*$ .

$$H_{cm2} = \Delta H_{cm2} + K_2^* \cdot H_{обт.нас}^* - h_{вн} \leq [H_{\partial}];$$

$$\Delta H_{cm4} = H_{cm2} - 1,01 \cdot i_* \cdot l_{2-4} - \Delta Z_{4-2} \geq [\Delta H_{\partial}];$$

$$H_{cm4} = \Delta H_{cm4} + K_4^* \cdot H_{обт.нас}^* - h_{вн} \leq [H_{\partial}];$$

$$H_k = H_{cm.n} - 1,01 \cdot i_* \cdot l_{4-k} - \Delta Z_{k-4} \geq H_k; (H_k \approx 30 \text{ м}).$$

Если какие-то условия не выполняются, то напор дросселируют до его допустимого значения. Если после этого проверка сошлась, станции расставлены верно.

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВОЙ ЗАДАЧИ

По данным, полученным в результате технологического расчета МН (предыдущий раздел) произвести расчет режима работы нефтепровода при отключении НС.

Решение.

$$1. \quad Q_{max}^* = \left[ \frac{613,6 - 43,9 - (57 - 18)}{1,01 \cdot 0,0246 \cdot (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25} \frac{10^3 (339 - 111)}{1,0016^{4,75}}} \right]^{\frac{1}{2-m}} = 1,024 \text{ м/с} < Q_{раб.}$$

По характеристике  $H_{обт.нас}^* = 180 \text{ м}$ .

2. Полные потери при новой производительности

а) Потери напора на трение:

$$h_{\tau} = 0,0246 \frac{1,024^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6}) 600000}{1,0018^{4,75}} = 56218,85 \cdot 0,0246 = 1382,98 \text{ м};$$

$$H^* = 1,01 \cdot 1382,98 + 130 = 1526,8 \text{ м}.$$

3. Количество насосов

$$K^* = \frac{H^*}{H_{нас}^*} = \frac{1526,8}{180} = 8,48 \text{ (штук)},$$

принимаем  $K^* = 9$  насосов, т.е. должно быть на всех НПС не меньше 9 насосов. Принимаем, что на станции перед отключенной, т.е. на второй имеем 3 насоса, а на остальных (1-й, 4-й и 5-й) по 2 насоса.

4. Проверяем режим работы каждой станции с новым количеством

НАСОСОВ.

$$H_{cm1} = H_n + K^* H_{оч}^* - 15 \leq [H_{дон}];$$

$$H_{cm1} = 123 + 2 \cdot 180 - 15 = 468 \leq 613,6;$$

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

$$\Delta H_{cm2} = 468 - 1,01 \cdot 0,0023 \cdot 111000 - 18 = 191,5;$$

$$191,5 \geq 43,9;$$

$$H_{cm2} = 191,5 + 3 \cdot 180 - 15 = 716,5 \geq 613,6,$$

условие не выполняется, дросселируем на величину  $716,5 - 613,6 = 102,9$  м

$$\Delta H_{cm4} = 613,9 - 1,01 \cdot 0,0023 \cdot (339 - 111)10^{-6} - (58 - 17) = 43,3 \leq 43,9;$$

$$H_{cm4} = 43,9 + 2 \cdot 180 - 15 = 388,9 \leq 613,6;$$

$$\Delta H_{cm5} = 388,9 - 1,01 \cdot 0,0023 \cdot 113400 - 17 = 108,47 \geq 43,9;$$

$$H_{cm5} = 108,47 + 2 \cdot 180 - 15 = 453,47 \leq 613,6;$$

$$H_{cm5} = 400,57,$$

условие не выполняется, дросселируем на 52,895 м

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

$$H_k = 400,57 - 1,01 \cdot 0,0023 \cdot 147600 - 26 = 31,7 \geq 30.$$

Гидравлический уклон:

$$i^* = \frac{\beta Q^{*2-m} v^m}{D^{5-m}} = \frac{0,0246 \times 1,024^{1,75} \times (67,3 \times 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} = 0,0023.$$

Расчет выполнен правильно.

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3. Режим работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках

### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков определения режима работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках.

**Задачи работы** заключаются в определении параметров режима работы трубопровода со сбросом и подкачкой, а также характеристик дросселирования.

### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Одним из важнейших технологических расчетов является расчет работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках.

*Методика решения заключается в следующем.*

1. Сброс:

$$Q_{кр} = \left( \frac{\Delta H_n + c \times a - \Delta z_{c+1} - \Delta H_g}{c \times b + f \times l_{c+1}} \right)^{1/2-m},$$

где  $(c+1)$  – станция сброса

$$q_{кр} = Q_{кр} - \left[ \frac{\Delta H_g + (n-c) \times a - (\Delta z_{np.ч} + H_k)}{(n-c) \times b + f(L-l_{c+1})} \right]^{\frac{1}{2-m}},$$

если  $q > q_{кр}$ , то:

$$\Delta H_g + (n-c) \left[ a - b(Q_{кр} - q)^{2-m} \right] = f(L-l_{c+1})(Q_{кр} - q)^{2-m} + \Delta z_{np.ч} + H_k + H'$$

$$H' = k \times H_{на} + h'(\partial p).$$

2. Подкачка:

$$q_{кр} = Q_{кр} - \left\{ \frac{\Delta H_n + ca - \Delta z_{c+1} - [H_g - (a - bQ_{кр}^{2-m})]}{cb + fl_{c+1}} \right\}^{\frac{1}{2-m}};$$

$$Q_{кр} = \left[ \frac{H_g + (n-c-1)a - (\Delta z_{нр.ч.} + H_k)}{(n-c-1)b + f(L-l_{c+1})} \right]^{\frac{1}{2-m}} ;$$

Если  $q > q_{кр}$

$$\Delta H_n + c[a - b(Q_{кр} - q)^{2-m}] = fl_{c+1}(Q_{кр} - q)^{2-m} + \Delta z_{c+1} + H_g - (a - bQ_{кр}^{2-m}) + H'.$$

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВОЙ ЗАДАЧИ

Для примера рассчитаем режим работы трубопровода со сбросом, если сброс будет на станции 3. Определим  $q_{кр}$ , режим работы. Сброс равен  $4q_{кр}$ , где  $q_{кр}$  – критический сброс, т.е. такой, при котором подпор на станции сброса равен минимально допустимому  $[\Delta H_\delta]$ .

*Решение.*

$$\begin{cases} H_1 = a - bQ_1^{2-m} \\ H_2 = a - bQ_2^{2-m} \end{cases} ;$$

$$H_1 = 146,87 \text{ м}; Q_1 = 4713,7 / 3600 = 1,31 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_2 = 171 \text{ м}; Q_2 = 3913,7 / 3600 = 1,09 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$a = H_1 + bQ_1^{2-m}$$

$$H_2 = H_1 + bQ_1^{2-m} - bQ_2^{2-m};$$

$$b = \frac{H_2 - H_1}{Q_1^{2-m} - Q_2^{2-m}}; m = 0,25 ;$$

$$\left. \begin{aligned} b &= \frac{171 - 146,87}{1,31^{0,75} - 1,09^{1,75}} = 54,68 \\ a &= 146,87 + 54,68 \cdot 1,31^{1,75} = 234,58 \end{aligned} \right\} \delta / \text{насоса} ;$$

$$\left. \begin{aligned} a &= 234,58 \cdot 3 = 703,74 \\ b &= 54,68 \cdot 3 = 164,04 \end{aligned} \right\} \delta / \text{станции} ;$$

Проверка:  $Q = 5600 = 1,53 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $H = 234,58 - 54,68 \cdot 1,53^{1,75} = 119,3 \text{ м}$ .

По характеристике  $H = 120 \approx 119 \text{ м}$ ;

$$f = \beta \frac{v^m}{D^{5-m}} = 0,0246 \frac{(67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} = 0,0022 ;$$

$$Q_{кр}^{\text{левая}} = \left( \frac{123 + 2 \cdot 703,74 - 37 - 43,9}{2 \cdot 164,04 + 0,0022 \cdot 227100} \right)^{\frac{1}{2-m}} = 1,377 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_{кр} = 1,377 - \left[ \frac{43,9 + (5-2) \cdot 703,74 - (63+30)}{(5-2) \cdot 164,04 + 0,0022(600000 - 227100)} \right]^{\frac{1}{2-m}} = 0,043 \text{ м}^3/\text{с} = 153,68$$

$\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$$q=4q_{кр}=0,171 \text{ м}^3/\text{с}=614,7 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Найдем  $H'$ :

$$H' = \Delta H_g + (n - c)[a - b(Q_{кр} - q)^{2-m}] - f(L - l_{c+1})(Q_{кр} - q)^{2-m} - \Delta z_{нр.ч} - H_k =$$

$$43,9 + 3(703,74 - 164,04(1,377 - 0,171)^{1,75}) - 0,0022(600000 - 227100)(1,377 - 0,171)^{1,75} -$$

$$- 63 - 30 = 241,76 \text{ м}.$$

$H' = 1 \cdot 160 + 81,76 \text{ м}$ , т.е. отключаем  $K=1$  насос ( $H_{осн}=160\text{м}$ ), а остальные 81 м дросселируем.

Делаем проверку:

$Q_{кр}$  – левая часть,  $(Q_{кр} - q)$  – правая часть

$$H_{нр.ч.} = a - b(Q_{кр} - q)^{2-m} = 703,74 - 164,04(1,377 - 0,171)^{1,75} = 489,12 \text{ м};$$

$$H_{л.ч.} = 703,74 - 164,04 \cdot 1,377^{1,75} = 416,61 \text{ м};$$

$$i_{нр.ч.} = 0,0246 \frac{(1,377 - 0,171)^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} = 0,0029 ;$$

$$i_{л.ч.} = \frac{0,0246 \cdot 1,377^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} = 0,00385 ;$$

$$H_{см1} = H_n + H_{лч} \leq [H_g] = 613,6 \text{ м};$$

$$H_{см1} = 123 + 416,61 = 539,61 \leq 613,6 \text{ м};$$

$$\Delta H_{см2} = H_{см1} - 1,01i_{лч}l_2 - \Delta z \geq [H_g] = 43,9 \text{ м};$$

$$\Delta H_{см2} = 539,61 - 1,01 \cdot 0,00385 \cdot 111000 - 18 = 89,99 \geq 43,9 ;$$

$$H_{см2} = \Delta H_{см2} + H_{лч} = 89,99 + 416,61 = 506,6 \leq 613,6 ;$$

$$\Delta H_{см3} = H_{см2} - 1,01i_{лч}l_{2-3} - \Delta z = 506,6 - 1,01 \cdot 0,00385 \cdot 116100 - 19 = 46,15 \geq 43,9 .$$

В правой части отключаем один насос на станции 5 и еще 81 м дросселируем.

## ЗАДАЧА 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  $\Delta Z$ , м; вязкость нефти  $\nu_{20}$  и  $\nu_{50}$ , сСт; плотность нефти  $\rho_{20}$ , кг/м<sup>3</sup>; 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 графоаналитическим методом. Расставить НПС по трассе нефтепровода методом Шухова.

Произвести аналитическую проверку режима работы НПС, а также проверить режим работы НПС и нефтепровода при отключении НПС-3 и произвести регулирование режима работы остальных НПС.

Численные значения данных по вариантам принимать по табл. 2.

Таблица 2 – Варианты исходных данных

№ вариан-ан-тов	$G$ , млн. т/год	$L$ , км	$\Delta Z$ , м	$\rho_{20}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\nu_{20}$ , сСт	$\nu_{50}$ , 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

### **Оформление отчетной документации**

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## **ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4. Оценка гидравлической эффективности магистрального нефтепровода при совместной работе насосных станций и линейной части**

### **1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ**

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков определения изменения рабочей точки системы «трубопровод – насосные станции (НС)» при снижении эффективности работы линейной части

**Задачи работы** заключаются в ознакомлении с методическими основами оценки гидравлической характеристики магистрального нефтепровода; в расчете параметров и построении графической интерпретации результатов гидравлического расчета, в подборе насосного оборудования.

### **2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ**

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### **3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

*Исходными данными для решения данной задачи являются:*

- 1) раскладка труб на исследуемом участке (по ведомости раскладки труб);
- 2) температура, вязкость и плотность нефти на исследуемый период (средние значения величин); давление упругости паров нефти;
- 3) производительность, начальные и конечные давления на участке в исследуемый период (по диспетчерским данным при стабильном режиме в течение не менее двух суток), количество работающих насосов;
- 4) паспортные и технические характеристики насосно-силовых агрегатов (основных и подпорных).

*Методика решения заключается в следующем.*

1. Определяется эквивалентный диаметр участка по  $\Delta z$  и формулам:

$$D_{\text{эк}} = \left( \sum_{i=1}^n D_i^{\frac{5-m}{2-m}} \right)^{\frac{2-m}{5-m}} ; \quad (1)$$

$$D_{\text{эк}} = \left( \frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{l}{D_i^{5-m}}} \right)^{\frac{1}{5-m}} . \quad (2)$$

2. Определяются среднерасчетные величины вязкости, плотности нефти и давление упругости её паров.

3. Для интересующего диапазона расходов определяется режим течения нефти по формулам:

$$Re = \frac{VD}{\nu} = \frac{4Q}{\pi D \nu} ; \quad (3)$$

$$\lambda = \frac{64}{Re} . \quad (4)$$

4. Для каждого значения расхода определяются полные потери напора по формулам:

$$H = h + \Delta z , \quad (5)$$

$$\Delta z = z_2 - z_1 , \quad (6)$$

$$h = h_l + h_m , \quad (7)$$

$$h_m = (0,01 \div 0,02) h_l , \quad (8)$$

$$h = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}} l , \quad (9)$$

где: ламинарный режим  $m = 1$   $\beta = 4,15, \text{ с}^2/\text{м};$   
 зона Блазиуса  $m = 0,25$   $\beta = 0,0246, \text{ с}^2/\text{м};$   
 зона смешанного трения  $m = 0,123$   $\beta = 0,0802 \cdot 10^{0,1271 \lg(k/D) - 0,627}, \text{ с}^2/\text{м};$   
 квадратичная зона  $m = 0$   $\beta = 0,0826 \cdot \lambda, \text{ с}^2/\text{м};$

$$H = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}} l + \Delta z . \quad (10)$$

5. Определяется коэффициент эффективности для исследуемого режима, по формулам:

$$i_\phi = \frac{P_1 - P_2 - \Delta z}{\rho g l} , \quad (11)$$

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D_{\text{эк}}^{5-m}} . \quad (12)$$

$$E = \frac{i}{i_\phi} = \left( \frac{D_{\text{эф}}}{D_{\text{эк}}} \right)^{5-m} . \quad (13)$$

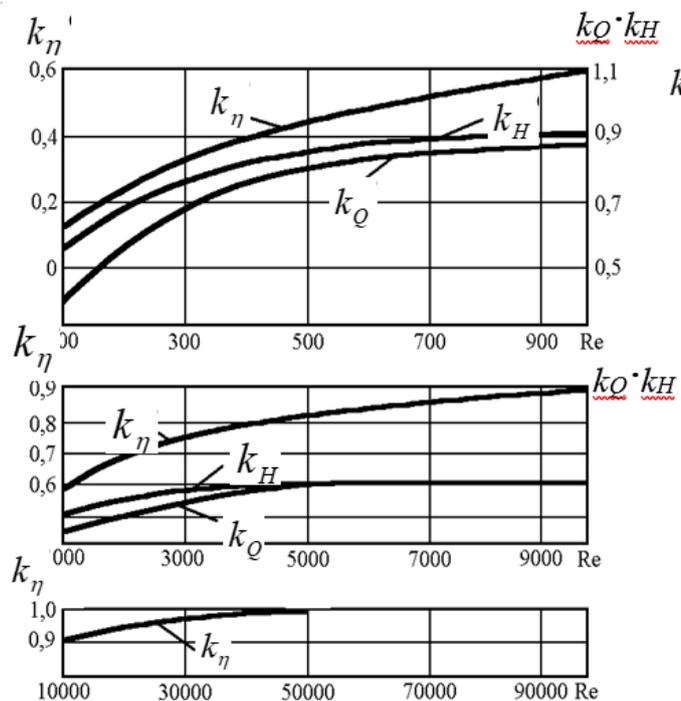
6. Пересчитываются потери напора на расчётном участке, введя в (9) множитель  $E_i^{-1}$ .

7. Строятся полученные характеристики участков в осях  $Q-H$ .

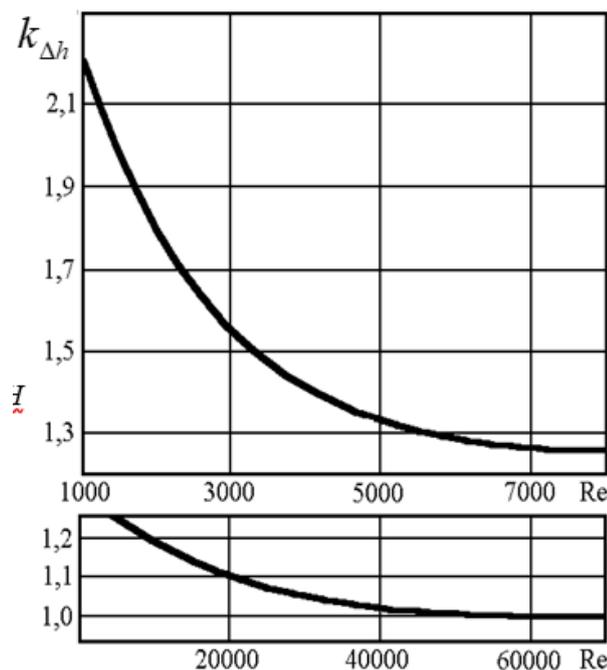
8. Проверяется изменение паспортных характеристик насосов при перекачке нефти с исследуемыми свойствами. Для этого при номинальном значении подачи  $Q_0$  по известному диаметру рабочего колеса  $D_2$  и ширине его лопаток на выходе  $b_2$  рассчитывают число Рейнольдса для насоса

$$Re_H = \frac{Q_0}{2\nu\sqrt{D_2 \cdot b_2 \cdot \phi}} ; \phi = 0,9 \div 0,95 . \quad (14)$$

При  $Re > 7 \cdot 10^3$  коэффициенты пересчёта по расходу и напору равны единице,  $Re_H > 5 \cdot 10^4$  коэффициент пересчёта по КПД равен единице. При числах  $Re_H$  менее указанных – коэффициенты пересчёта определяются по графику (рис. 8, 9) и паспортные характеристики насоса пересчитываются.



**Рисунок 8 – Зависимость поправочных коэффициентов от числа Рейнольдса**



**Рисунок 9 – Зависимость поправочного коэффициента избытка удельной энергии на входе в насос**

9. Строятся суммарные характеристики НС с учетом количества работающих насосов и схемы их соединения (при последовательном соединении суммируются напоры при одинаковых значениях расхода, а при параллельном соединении суммируются расходы при одинаковых значениях напоров).

10. Выполняется анализ полученных рабочих точек системы.

11. Для аналитического расчёта координат рабочей точки по формуле

$$Q = \left( \frac{n \cdot a + h_H - \Delta z - h_K}{\beta \frac{v^m L}{D^{5-m}} + n \cdot b} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (15)$$

необходимо учесть коэффициент эффективности работы линейной части и определить численные значения коэффициентов  $a$  и  $b$  с характеристики НС для формулы

$$H_{cm} = a - b \cdot Q^{2-m}. \quad (16)$$

Для определения коэффициентов  $a$  и  $b$  одного насоса снимают не менее двух пар координат с рабочей характеристики насоса в её рабочей зоне. Используя зависимость (16) определяют численные значения коэффициентов  $a$  и  $b$ . Величину  $h_H$  в (15) можно включить в суммарную характеристику НПС, а значение  $h_K$  принимается в зависимости от назначения.

Если напор передаётся, то  $h_K$  равна передаваемому напору. Если требуется обеспечить безкавитационный режим работы  $h_K = h$ , где  $h$  определяют по формуле

$$h > \Delta h_{\partial} + \frac{P_s - P_a}{\rho g} + h_{\text{ест}} , \quad (17)$$

Если перекачка ведется в резервуарный парк, то  $h_K = 20 \div 40$  м.

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВОЙ ЗАДАЧИ

**Оценить гидравлическую эффективность магистрального нефтепровода Тюмень-Юргамыш на участке НПС «Тюмень» – НПС «Исетск» для нефти Шаимской группы месторождений.**

Основное оборудование: 4 насосных агрегата типа НМ 1250-260, в том числе 2 агрегата со сменным ротором на  $900 \text{ м}^3/\text{ч}$  с  $D_2 = 418$  мм и 2 агрегата с основным ротором и  $D_2 = 440$  мм и 2 подпорных агрегата типа 14 НДсН.

*Исходные данные.*

1. Раскладка труб на участке:

- основная нитка  $\varnothing 530 \times 8$  длиной 6,989 км  
 $\varnothing 530 \times 7,5$  длиной 96,384 км
- переходы: основная нитка  $\varnothing 530 \times 8$  длиной 4,657 км  
 $\varnothing 530 \times 7,5$  длиной 4,302 км
- дополнительная нитка  $\varnothing 530 \times 8$  длиной 1,522 км  
 $\varnothing 530 \times 7,5$  длиной 7,437 км
- перепад геодезических отметок  $\Delta z = z_2 - z_1 = 123,5 - 76 = 47,5$  м.
- длина участка 112,332 км

2. Свойства нефти даны в табл. 3.

*Таблица 3 – Свойства нефти*

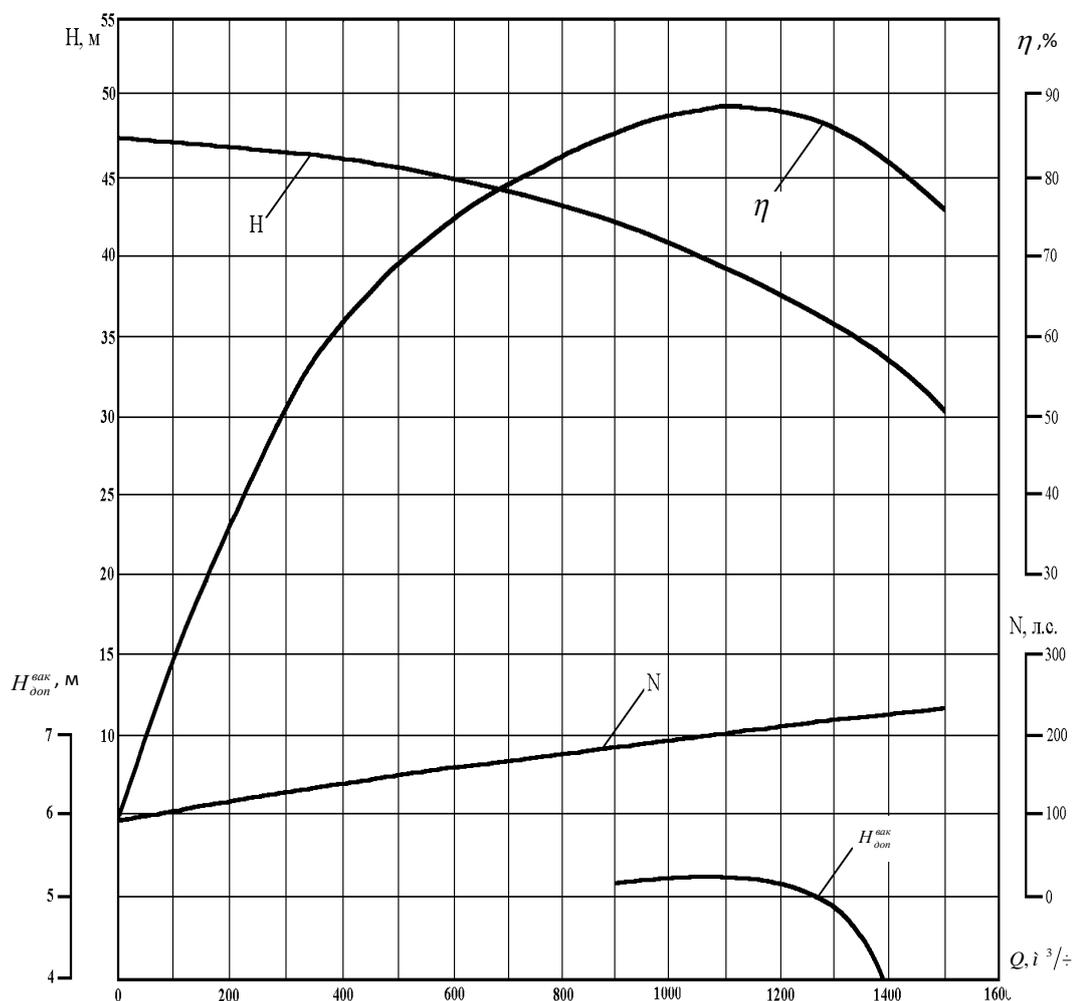
Показатель	Месяцы года											
	4,3	4,4	4,0	4,7	7,7	12,1	15,4	15,9	13,1	10,3	6,6	4,3
Температура, °С	4,3	4,4	4,0	4,7	7,7	12,1	15,4	15,9	13,1	10,3	6,6	4,3
Кинематическая вязкость, сСт	20,6	19,9	20,94	19,27	15,14	12,09	10,54	11,12	10,93	12,6	14,89	16,6
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	850	850	850	850	847	844	841,1	841	843	845	846	849,5
Давление упругости паров нефти $P_s = 66$ кПа												

3. Диспетчерские данные (среднемесячные при стабильных режимах работы) – производительность  $Q$ ; давление в начале участка  $P_1$ , в конце участка –  $P_2$ ; число работающих основных агрегатов  $k$  и диаметр рабочих колес  $D_2$  (при одном рабочем подпорном насосе во всех режимах сведены в табл. 4).

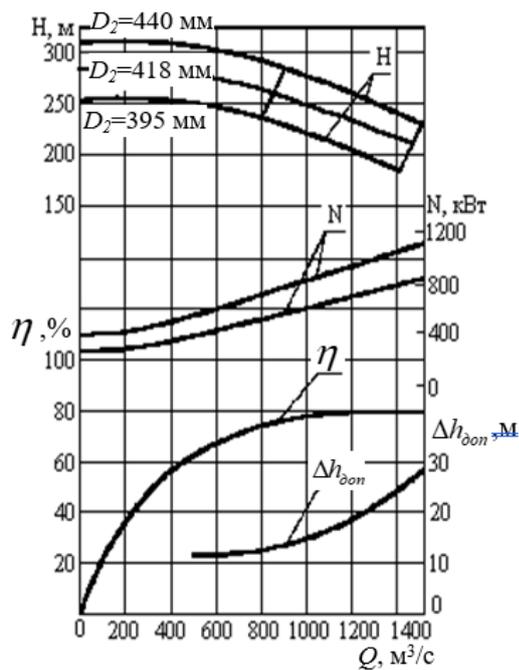
Таблица 4 – Диспетчерские данные при стабильных режимах работы

Обозначение	Месяцы года											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q$ , м <sup>3</sup> /ч	853,66	696,02	695,52	838,8	839,2	852,5	676,8	673,9	831,6	696,5	850,0	680,4
м <sup>3</sup> /с	0,2371	0,1993	0,1932	0,2330	0,2331	0,2368	0,1880	0,1872	0,2310	0,1935	0,2361	0,1890
$P_1$ , кгс/см <sup>2</sup>	50,0	30,0	29,0	50,0	50,0	50,0	27,0	27,0	48,0	29,0	50,0	29,0
$P_2$ , кгс/см <sup>2</sup>	16,0	5,0	4,5	18,0	18,0	18,0	4,0	4,0	16,0	5,5	18,0	5,5
$\kappa$	2	1	1	2	2	2	1	1	2	1	2	1
$D_2$ , мм	440 418	440	440	440 418	440 418	440 418	418	418	418 418	440	440 418	440

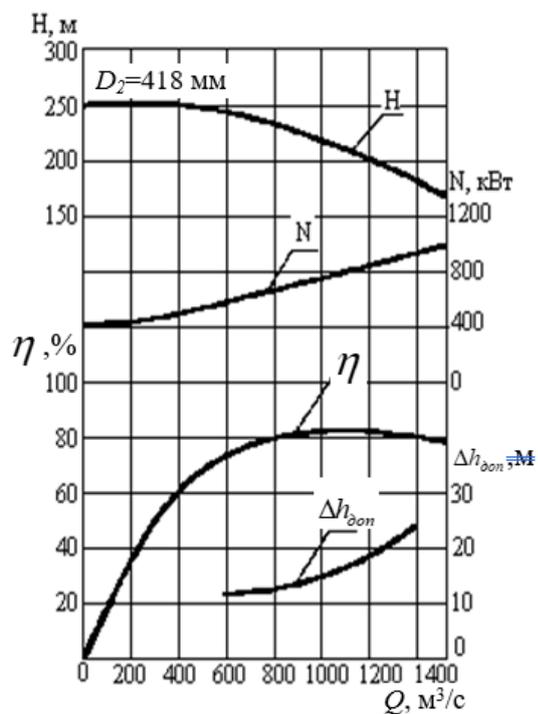
4. Рабочие характеристики насосов даны на рис. 10, 11, 12.



**Рисунок 10 – Характеристика насоса 14НДсН, испытанного на воде ( $D_2 = 540$  мм,  $n = 960$  об/мин)**



**Рисунок 11 – Характеристика насоса НМ 1250-260  $n=3000$  об/мин**



**Рисунок 12 – Характеристика насоса НМ 1250-260 с ротором 0,7;  $n=3000$  об/мин**

*Решение.*

1. Определяем эквивалентный диаметр участка (для зоны смешанного трения турбулентного режима,  $m = 0,123$ ):

а) эквивалентный диаметр для двухниточных переходов, длина перехода  $(4,657 + 4,302) = 8,959$  км

$$D_{пер} = \left[ \left( \frac{8,959}{\frac{4,657}{0,514^{4,877}} + \frac{4,302}{0,515^{4,877}}} \right)^{\frac{1}{1,877}} + \left( \frac{8,959}{\frac{1,522}{0,514^{4,877}} + \frac{7,437}{0,515^{4,877}}} \right)^{\frac{1}{1,877}} \right]^{\frac{1,877}{4,877}} = 0,672 \text{ м.}$$

б) эквивалентный диаметр участка

$$D_{экв} = \left( \frac{112,232}{\frac{6,989}{0,514^{4,877}} + \frac{96,384}{0,515^{4,877}} + \frac{8,959}{0,672^{4,877}}} \right)^{\frac{1}{4,877}} = 0,5212 \text{ м.}$$

2. Смотри табл. 3.

3. Задаёмся значениями расхода от  $0,18$  до  $0,25$  м<sup>3</sup>/с с шагом  $0,01$  м<sup>3</sup>/с. Эквивалентная шероховатость труб принимаем  $0,2$  мм. Выполним расчёты для первого месяца года:

$$Re = \frac{4 \cdot 0,18 \cdot 10^6}{0,5212 \cdot 20,68 \cdot 3,14} = 2,13 \cdot 10^4 ;$$

$$Re = \frac{4 \cdot 0,25 \cdot 10^6}{0,5212 \cdot 20,68 \cdot 3,14} = 2,95 \cdot 10^4 ;$$

$$Re_I = \frac{10 \cdot 521,2}{0,2} = 2,6 \cdot 10^4 \neq ;$$

$$Re_{II} = \frac{500 \cdot 521,2}{0,2} = 1,3 \cdot 10^6 .$$

Т.к.  $2320 < 2,13 \cdot 10^4 < 2,5 \cdot 10^4$  режим турбулентный, зона Блазиуса ( $m = 0,25$ ;  $\beta = 0,0246$ );  $2,6 \cdot 10^4 < 2,95 \cdot 10^4 < 1,3 \cdot 10^5$  зона смешанного трения ( $m = 0,123$ ;  $\beta = 6,9718 \cdot 10^{-3}$ ).

$$\beta = 0,0802 \cdot 10^{0,12718 \cdot \frac{0,2}{521,2} - 0,627} = 6,9718 \cdot 10^{-3} .$$

Расчёты для остальных значений расхода сведены в табл. 5.

$$4. H_T = 1,02 \cdot 0,0246 \frac{0,18^{1,75} \cdot (20,68 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{0,5212^{4,75}} \cdot 112332 + 47,5 = 256,4 \text{ м;}$$

$$H_T = 1,02 \cdot 6,9718 \cdot 10^{-3} \frac{0,25^{1,877} \cdot (20,68 \cdot 10^{-6})^{0,123}}{0,5212^{4,877}} \cdot 112332 + 47,5 = 424,5 \text{ м.}$$

Остальные расчёты сведены в табл. 5.

$$5. i_\phi = \frac{(50-16) \cdot 9,81 \cdot 10^4}{850 \cdot 9,81} - 47,5 = 3,138 \text{ м/км.}$$

Для этого же режима:

$$i = 0,0246 \frac{0,2371^{1,75} \cdot (20,68 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{0,5212^{4,75}} \cdot 10^3 = 2,979 \text{ м/км};$$

$$E = \frac{2,979}{3,138} = 0,95 .$$

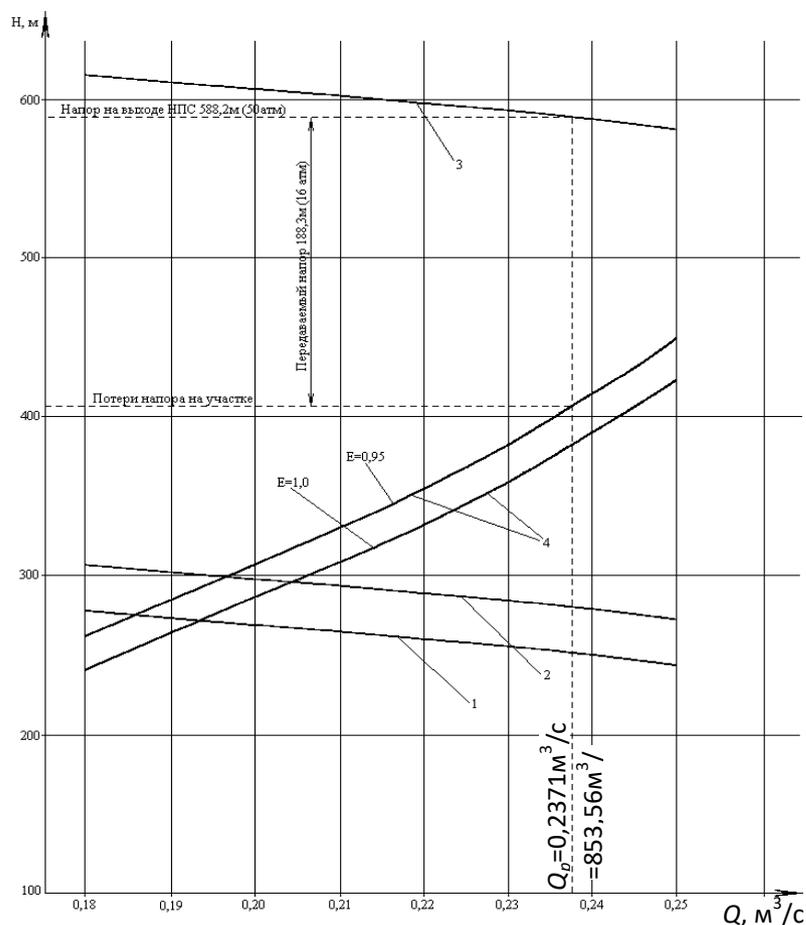
$$6. H_{\phi} = 1,02 \cdot 0,0246 \frac{0,18^{1,75} \cdot (20,68 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{0,5212^{4,75}} \cdot 112332 + 47,5 = 267,4 \text{ м.}$$

Остальные расчёты сведены в табл. 5.

Таблица 5 – Результаты расчета

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	648	684	720	756	792	828	864	900
$\text{м}^3/\text{с}$	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25
$\text{Re} \cdot 10^{-4}$	2,12	2,24	2,36	2,48	2,59	2,72	2,84	2,95
$m$	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,123	0,123	0,123
$\beta, \text{ с}^2/\text{м}$	0,0246					$6,9718 \cdot 10^{-3}$		
$H_T, \text{ м}$	256,4	277,1	298,7	321,03	344,2	370,0	396,7	424,5
$H_{\phi}, \text{ м}$	267,4	289,2	311,9	335,45	359,9	386,9	415,1	444,4

7. Построение характеристик  $Q-H$  участка при  $E = 1$  и  $E = 0,95$  выполнено на графике (рис. 13).



**Рисунок 13 – Совмещенный график Q-H:**

- 1 – характеристика насоса с диаметром рабочего колеса  $D_2=418$  мм;  
 2 – характеристика насоса с диаметром рабочего колеса  $D_2=440$  мм;  
 3 – суммарная характеристика насосов, при построении которой учтено их последовательное соединение; 4 – характеристика трубопровода при различных значениях  $E$**

8. Для основного рабочего насоса  $D_2 = 440$  мм,  $v_2 = 26$  мм,  $Q_0 = 1250$  м<sup>3</sup>/ч,  $\varphi=0,9$  по (14):

$$Re_H = \frac{1250}{3600 \cdot 20,68 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot \sqrt{0,44 \cdot 0,026 \cdot 0,9}} = 8,3 \cdot 10^4$$

Т.к.  $Re_H > 5 \cdot 10^4$ , то все коэффициенты пересчёта равны единице (см. рис. 1 и 2) и паспортные характеристики насоса не изменяются.

9. Для построения суммарной характеристики НС определим напор, развиваемый насосом при различных расходах (см. табл. 5) по рабочей характеристике насоса (см. рис. 10, 11, 12). Зная по режиму работы для исследуемого периода (см. табл. 4), что в работе последовательно включены два основных насоса с  $D_2 = 440$  мм и  $D_2 = 418$  мм и один подпорный, просуммируем напоры при одном и том же значении расхода. Данные расчётов сведём в табл. 6 и используем для построения графиков на рис. 13.

*Таблица 6 – Данные для построения характеристики НС*

$Q$ , м <sup>3</sup> /с	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25
Напор подпорного насоса, м	44,5	44,0	43,7	43,3	43,0	42,7	42,3	42,0
Напор основного насоса с $D_2 = 440$ мм, м	302,0	300,0	297,7	295,4	293,0	290,7	286,4	286,0
Напор основного насоса с $D_2 = 418$ мм, м	270,5	268,8	267,0	265,2	263,0	260,7	258,5	256,3
Суммарный напор, м	617,0	612,8	608,4	603,9	599,3	594,1	589,3	584,3

10. При анализе совмещенного графика  $Q-H$  можно выбрать рациональные режимы работы НПС по расходу, передаваемому или дросселируемому напору, по количеству рабочих насосов и диаметру рабочих колес. На графике так же видно изменение режима работы при снижении эффективности работы участка.

11. Для насоса с  $D_2 = 440$  мм

$$v_1 = \frac{293 - 286}{0,25^{1,877} - 0,22^{1,877}} = 442,708 ;$$

$$a_1 = 286 + 442,708 \cdot 0,25^{1,877} = 318,81 \text{ м};$$

для насоса с  $D_2 = 418$  мм

$$e_2 = \frac{263,3 - 256,3}{0,25^{1,877} - 0,22^{1,877}} = 412,383 ;$$

$$a_2 = 256,3 + 412,383 \cdot 0,25^{1,877} = 236,853 \text{ м};$$

для подпорного насоса

$$e_3 = \frac{43 - 42}{0,25^{1,877} - 0,22^{1,877}} = 63,244 ;$$

$$a_3 = 42 + 63,244 \cdot 0,25^{1,877} = 46,69 \text{ м};$$

для суммарной характеристики НС

$$e = \sum_{i=1}^3 e_i = 918,407 ; \quad a = \sum_{i=1}^3 a_i = 652,353 \text{ м}.$$

**Координаты рабочей точки определены из условия передаваемого напора 16 атм (188,24 м) и  $E = 0,95$**

$$Q = \left[ \frac{652,353 - 47,5 - 188,24}{\frac{6,9718 \cdot 10^{-3} \cdot (20,68 \cdot 10^{-6})^{0,123}}{0,95 \cdot 0,5212^{4,877}} \cdot 112332 + 918,407} \right]^{\frac{1}{1,877}} = 0,2379 \text{ м}^3/\text{с}.$$

**Погрешность расчёта составила 0,34%.**

$$H = 652,353 - 918,407(0,2379)^{1,877} = 590,72 \text{ м}.$$

**Погрешность расчёта составила 0,4 %.**

Таким образом, прогнозируемый режим можно рассчитать аналитически.

## 5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 5. Изменение основных технологических параметров перекачки при снижении эффективности работы линейной части

### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков расчета параметров пропускной способности магистрального нефтепровода при снижении эффективности работы его линейной части.

**Задачи работы** заключаются в определении изменений диаметра трубопровода, производительности и потребляемой мощности при снижении гидравлической эффективности работы линейной части магистрального нефтепровода.

### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Снижение эффективности работы линейной части приводит к росту непроизводительных затрат энергии на перекачку нефти и к снижению пропускной способности нефтепровода.

### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВОЙ ЗАДАЧИ

Используя данные примера расчета типовой задачи (Практ. работа № 4) за январь месяц определим изменение диаметра  $\Delta D$ , производительности  $\Delta Q$  и потребляемой на перекачку мощности  $\Delta N$  при снижении коэффициента гидравлической эффективности работы линейной части  $E$  до 0,95.

1.Изменение эффективного диаметра  $D_{эф}$  по сравнению с эквивалентным  $D_{экв}$  составит:

$$\Delta D = \frac{D_{экв} - D_{эф}}{D_{экв}} \cdot 100\% = (1 - E^{\frac{1}{5-m}}) \cdot 100\% = 1,046\% .$$

2.Изменение фактической производительности  $Q_{ф}$  в сравнении с теоретической  $Q_m$  составит:

$$\Delta Q = \frac{Q_m - Q_\phi}{Q_m} \cdot 100\% = \left(1 - E^{\frac{1}{2-m}}\right) \cdot 100\% = 2,7\%$$

3. Изменение мощности, требуемой на перекачку нефти  $N_\phi$  по сравнению с теоретической  $N_m$  – при работе на чистую трубу, составит:

$$\Delta N = \frac{N_\phi - N_m}{N_m} \cdot 100\% = \left(\frac{1}{E} - 1\right) \cdot 100\% = 5,26\% .$$

Данный пример расчёта показывает достаточную информативность коэффициента гидравлической эффективности работы линейной части.

## 5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## **ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 6. Определение условий выноса газа и воды из магистральных нефтепроводов**

### **1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ**

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков определения условий выноса газа и воды из магистральных нефтепроводов.

**Задачи работы** заключаются в ознакомлении с процессом скопления воды и газа при перекачке нефти, в определении вероятных мест скопления газоздушных или водяных пробок, в освоении расчетной модели условий выноса газа и воды из магистральных нефтепроводов.

### **2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ**

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### **3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

В процессе эксплуатации нефтепроводов приходится решать проблемы выпадения воды в пониженных и скопления «газовых шапок» в повышенных участках трассы магистрального нефтепровода (МН). Проблема их стравливания через дренажные вентили, вантузы и определение мест их расположения на трассе МН связана с некоторыми технологическими трудностями. Для предотвращения выделения воды в свободном виде или газа технологией перекачки предусмотрено поддержание определенного режима по минимально допустимому давлению, а также подготовка нефти к транспорту (обезвоживание, дегазация, стабилизация). Однако эти меры не предотвращают попадание в МН воды, которая затем расслаивается в силу разности плотностей и скапливается в пониженных по рельефу участках. А в повышенных участках накапливаются пузырьки воздуха или легких углеводородов, содержащиеся в нефти в растворенном или окклюдированном состоянии и выделяющиеся при повышенных температурах или снижении давления перекачки. Вынос и скопление газа и воды происходит при фактических скоростях перекачки, превышающих критические значения, соответствующие условиям их выноса. Скопления воды или газов сужают живое сечение МН, создавая большое гидравлическое сопротивление и увеличивают затраты энергии на перекачку продукта. Удаление воздуха и воды из МН (кроме использования дренажных устройств и вантузов) осуществляют

путем создания определенной скорости перекачки или пропуском очистных устройств.

*Определение вероятных мест скопления газовоздушных или водяных пробок может быть выполнено по расчётным формулам в соответствии со свойствами продукта и рельефом местности, определенном по сжато му профилю трассы через соотношение длин катетов на отдельных участках, соответствующих подъёмам или спускам (т.е. по тангенсу угла наклона).*

Основные расчетные формулы представлены работами И.А. Чарного, А.К. Галлямова и др.

Вынос воды осуществляется при фактической скорости перекачки ( $g_{\phi}$ ), превышающей критическую ( $g_{кр}$ ).

$$g_{кр} = \kappa \sqrt{\frac{2gD \sin \alpha}{\lambda} \left( \frac{\rho_{г}}{\rho_{н}} - 1 \right)}, \quad (18)$$

где

$$\kappa = 0,1(\sin \alpha)^{-0,332} \cdot \left( \frac{v_{н}}{v_{г}} \right)^{0,363}; \quad (19)$$

$\alpha$  – угол наклона восходящего участка к горизонту;  $v_{н}$ ,  $v_{г}$  – коэффициенты кинематической вязкости, соответственно, нефти и воды;  $\rho_{н}$ ,  $\rho_{г}$  – плотности, соответственно, воды и нефти;  $D$  – диаметр трубопровода;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления при движении жидкости полным сечением

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{Re} + \frac{\kappa_{э}}{D} \right)^{0,25}, \quad (20)$$

где  $\kappa_{э}$  – эквивалентная шероховатость труб;  $Re$  – число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q}{\pi D v_{н}}, \quad (21)$$

где  $Q$  – объёмная секундная производительность нефтепровода.

Критическую скорость выноса газовоздушной пробки определяют как:

$$g_{кр} = \kappa \sqrt{\frac{2gD \sin \alpha}{\lambda}}, \quad (22)$$

где

$$\kappa = 0,225(\sin \alpha)^{-0,36} \cdot \left( \frac{v_{н}}{v_{г}} \right)^{0,39}; \quad (23)$$

$v_{г}$  – коэффициент кинематической вязкости для газа;  $\alpha$  – угол наклона нисходящего участка к горизонту.

Остальные обозначения аналогичны (18).

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВОЙ ЗАДАЧИ

Определить условия выноса воды и воздуха из МН диаметром  $530 \times 7,5$  мм на восходящем и нисходящем участках с углом наклона  $\alpha$  в  $15^\circ$ . Производительность  $Q = 0,2371$  м<sup>3</sup>/с. Свойства нефти, воды и воздуха:  $\rho_n = 850$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_e = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;  $\nu_n = 20,68$  сСт;  $\nu_e = 1$  сСт;  $\nu_{воздуха} = 13,28$  сСт. Эквивалентная шероховатость труб  $k_s = 0,2$  мм.

*Решение.*

Определяем  $\vartheta_{кр}$  при выносе воды по формулам (21), (20), (19) и (18):

$$Re = \frac{4 \cdot 0,2371 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 0,515 \cdot 20,68} = 2,83 \cdot 10^4 ;$$

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{2,83 \cdot 10^4} + \frac{0,2}{515} \right)^{0,25} = 2,527 \cdot 10^{-2} ;$$

$$\kappa = 0,1 (\sin 15^\circ)^{-0,332} \cdot \left( \frac{20,68 \cdot 10^{-6}}{1 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,363} = 0,47 ;$$

$$\vartheta_{кр} = 0,47 \sqrt{\frac{2 \cdot 9,81 \cdot 0,515 \cdot \sin 15^\circ}{2,527 \cdot 10^{-2}} \cdot \left( \frac{1000}{850} - 1 \right)} = 2,01 \text{ м/с};$$

$$\vartheta_\phi = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 0,2371}{3,14 \cdot 0,515^2} = 1,14 \text{ м/с}.$$

Вывод: так как  $\vartheta_\phi < \vartheta_{кр}$  вода из пониженного участка не выносятся.

Определяем  $\vartheta_{кр}$  при выносе газовой пробки по формулам (23) и (22)

$$\kappa = 0,225 (\sin 15^\circ)^{-0,36} \cdot \left( \frac{20,68}{13,28} \right)^{0,39} = 0,435 ;$$

$$\vartheta_{кр} = 0,435 \sqrt{\frac{2 \cdot 9,81 \cdot 0,515 \cdot \sin 15^\circ}{2,527 \cdot 10^{-2}}} = 4,4 \text{ м/с}.$$

Вывод: т.к.  $\vartheta_\phi < \vartheta_{кр}$  газовые скопления из повышенных участков не выносятся.

#### 5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## 2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

### ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 7. Оценка пропускной способности и режима работы магистрального газопровода

#### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков оценки пропускной способности и определения режимов работы магистрального газопровода.

**Задачи работы** заключаются в определении пропускной способности магистрального газопровода, физических свойств газа, режимов течения газа и коэффициента гидравлического сопротивления.

#### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

#### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

*Пропускная способность магистрального газопровода.*

Пропускная способность и режим работы магистрального газопровода (МГ) определяются совместной работой КС и линейных участков, его составляющих. При этом режимы работы отдельных КС и участков, в связи с различием их геометрических размеров, давления и температуры газа, значительно отличаются, что диктует необходимость поочередного расчета всех элементов системы. Выходные параметры одного элемента являются входными параметрами следующего за ним. Таким образом, поочередно следуют расчеты работы участков и компрессорных станций. На каждом этапе ведется проверка соответствия полученных параметров условиям нормальной работы газопровода и оптимальности режима.

По аналогичной схеме будет работать математическая модель МГ при расчетах на ЭВМ. Для ее реализации требуется формализовать работу основных элементов системы: участок, газоперекачивающий агрегат (ГПА), пылеуловитель (ПУ), аппарат воздушного охлаждения (АВО).

Рассмотрим поочередно основные уравнения, позволяющие оценить изменения параметров газа при его перемещении по элементам МГ, и на их основе составим алгоритмы решения важнейших задач эксплуатации газопровода.

**Основным расчетным уравнением для участка МГ является уравнение пропускной способности.** В общем случае пропускная способность участка зависит от его длины, внутреннего диаметра труб, перепада давления, физических свойств газа и рельефа трассы. Учитывая, что плотность газа мала, влиянием рельефа чаще всего можно пренебречь. Согласно ОНТП, газопровод рассчитывается как горизонтальный при разности геодезических отметок менее 100 м. В этом случае уравнение пропускной способности используется в следующем виде:

$$q = 105,087 \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{\lambda \cdot z \cdot T \cdot l \cdot \Delta}} \quad (1)$$

где  $q$  - пропускная способность участка ( $T = 293\text{K}$ ,  $P = 0,1$  МПа), млн.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $P_1, P_2$  - давление в начале и в конце участка, МПа;  $D$  - эквивалентный диаметр труб, м;  $z$  - коэффициент сжимаемости газа при среднем значении давления и температуры в участке;  $T$  - средняя температура газа в участке, К;  $l$  - длина участка, км;  $\lambda$  - расчетное значение коэффициента гидравлического сопротивления.

Для определения пропускной способности необходимо определить:

- коэффициент гидравлического сопротивления;
- среднее давление газа на участке;
- среднюю температуру газа на участке;
- физические свойства газа при  $P_{cp}$  и  $T_{cp}$ .

*Определение физических свойств газа.*

Физические свойства газа определяются при средних значениях  $T$  и  $P$  участка (расчет участка), при  $T$  и  $P$  на входе в ЦН (расчет ЦН) и при средних значениях  $T$  и  $P$  в АВО (расчет АВО).

Широкое использование ЭВМ диктует необходимость аналитического определения физических свойств газа. При гидравлических и тепловых расчетах МГ используются следующие физические величины: коэффициент сжимаемости, динамическая вязкость, удельная теплоемкость и коэффициент Джоуля - Томсона. Базовым параметром является относительная плотность газа ( $\Delta$ ), или плотность газа при стандартных условиях ( $\rho_{CT}$ ), между которыми существует следующая связь:

$$\rho_{CT} = 1,205 \cdot \Delta \quad (2)$$

Коэффициент сжимаемости ( $z$ ) и динамическая вязкость газа ( $\eta$ ) определяются через приведенные значения давления и температуры:

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{KP}}, \quad T_{пр} = \frac{T}{T_{KP}}, \quad (3)$$

где  $P_{пр}$  и  $T_{пр}$  - приведенные давление и температура;  $P$  и  $P_{KP}$  - давление, при котором определяются свойства и критическое давление газа;  $T$  и  $T_{KP}$  - температура, при которой определяются свойства и критическая температура газа:

$$P_{KP} = 0,1773 \cdot (26,831 - \rho_{CT}), \quad (4)$$

$$T_{\text{кр}} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{\text{СТ}}) . \quad (5)$$

В настоящее время для определения коэффициента сжимаемости и динамической вязкости газа рекомендуется использовать следующие зависимости:

$$z = 1 - 0,0241 \frac{P_{\text{ПР}}}{\tau} , \quad (6)$$

где

$$\begin{aligned} \tau &= 1 - 1,68T_{\text{ПР}} + 0,78T_{\text{ПР}}^2 + 0,0107T_{\text{ПР}}^3 ; \\ \eta &= 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + \rho_{\text{СТ}}(1,1 - \rho_{\text{Н}})] [(0,037 + T_{\text{ПР}}(1 - 0,104T_{\text{ПР}}))] \times \\ &\quad \times \left[ 1 + \frac{P_{\text{ПР}}^2}{30(T_{\text{ПР}} - 1)} \right] , \end{aligned} \quad (7)$$

где  $\eta$  - динамическая вязкость газа, Па·с.

Удельная теплоемкость  $c_p$  (кДж/(кгК)) и коэффициент Джоуля - Томсона  $D_i$  (К/МПа) газа определяются из уравнений (31) и (32):

$$c_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3}T + 1,96 \cdot 10^6 \frac{P - 1}{T^3} , \quad (8)$$

$$D_i = \frac{1}{c_p} \left( \frac{0,980 \cdot 10^{-6}}{T^2} - 1,5 \right) . \quad (9)$$

При решении задач следует постоянно следить за соответствием условий, при которых определяются физические свойства газа реальным, условиям рассчитываемого участка газопровода.

#### *Определение коэффициента гидравлического сопротивления.*

В общем случае коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса  $Re$  и относительной шероховатости  $\varepsilon$

$$\varepsilon = \frac{2k}{D} , \quad (10)$$

где  $k$  – эквивалентная шероховатость труб.

При отсутствии уточненных данных  $k$  принимается равным 0,03 мм.

Число Рейнольдса определяется зависимостью

$$Re = \frac{WD\rho}{\eta} , \quad (11)$$

где  $\eta$  – динамическая вязкость газа, Па·с.

Приняв  $Q = \frac{M}{\rho}$  и  $W = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi D^2}$ , получаем

$$Re = \frac{4Q\rho}{\pi D\eta} = \frac{4M}{\pi D\eta} . \quad (12)$$

Для практических расчетов  $Re$  можно определять по следующей формуле

$$\text{Re} = 17,75 \cdot 10^3 \frac{Q \cdot \Delta}{D \cdot \eta}, \quad (13)$$

где  $Q$  – объемная производительность МГ, млн. м<sup>3</sup>/сут;  $D$  – внутренний диаметр труб, м.

Для условий МГ можно считать динамическую вязкость постоянной величиной. В таком случае постоянной величиной будет и  $\text{Re}$ .

Для расчетов МГ нормами технологического проектирования рекомендуется формула ВНИИгаза

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k}{D} \right)^{0,2}. \quad (14)$$

Эта формула справедлива для всей области турбулентного режима течения газа. МГ при полной их загрузке обычно работают в квадратичной зоне этого режима. Для определения зоны, в которой работает МГ, используются переходные значения числа Рейнольдса и производительности

$$\text{Re}_{\text{II}} = 11 \left( \frac{2k}{D} \right)^{-1,5}, \quad (15)$$

$$Q_{\text{II}} = 1,334 \cdot 10^6 \frac{\eta D^{2,5}}{\Delta}. \quad (16)$$

В квадратичной зоне влияние  $\text{Re}$  незначительно, поэтому

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{2k}{D} \right)^{0,2} \quad (17)$$

или при  $k = 0,03$  мм

$$\lambda = \frac{0,03817}{D^{0,2}}, \quad (18)$$

здесь  $D$  – диаметр МГ, мм.

На гидравлическое сопротивление МГ оказывают влияние местные сопротивления и засорение труб. Для учета этих факторов при расчетах используется расчетное значение коэффициента гидравлического сопротивления

$$\lambda_p = 1,05 \frac{\lambda}{E^2}, \quad (19)$$

где  $E$  – коэффициент гидравлической эффективности газопровода.

В соответствии с ОНТП и правилами технической эксплуатации МГ, при отсутствии реального значения эффективности работы МГ, принимается  $E = 0,95$  для газопровода оборудованного узлами для очистки труб и  $E = 0,92$  при их отсутствии.

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

**Задача № 1. Оценить диапазон изменения коэффициента сжимаемости газа и промежуточных величин его определяющих. Относительная плотность газа может меняться от 0,55 до 0,62. Давление газа в га-**

зопроводе может принимать значения от 2,0 МПа в конце газопровода до 7,36 МПа на выходе КС. Температура газа изменяется от  $-2^{\circ}\text{C}$  в конце участка до  $50^{\circ}\text{C}$  на выходе КС.

*Решение.*

Определим плотность газа при стандартах условиях и его критические параметры для минимальных значений параметров  $\Delta = 0,55$ ,  $t = -2^{\circ}\text{C}$ ,  $P = 2,0$  МПа:

абсолютное значение температуры  $T = -2 + 273 = 271\text{ K}$ ;

абсолютное значение давления  $P = 2,0 + 0,1 = 2,1\text{ МПа}$ ;

$$\rho_{\text{СТ}} = 1,05 \cdot 0,55 = 0,663\text{ кг/м}^3$$

$$P_{\text{кр}} = 0,1773 (26,831 - 0,663) = 4,64\text{ МПа};$$

$$T_{\text{кр}} = 155,24 (0,564 + 0,663) = 191,7\text{ K}.$$

Определим приведенные параметры и  $\tau$ :

$$P_{\text{ПР}} = 2,1/4,64 = 0,43;$$

$$T_{\text{ПР}} = 271/191,7 = 1,41;$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,41 + 0,78 P_{\text{кр}} 1,41^2 + 0,0107 \cdot 1,41^3 = 0,21.$$

Коэффициент сжимаемости газа  $Z_{\text{max}}$

$$Z_{\text{max}} = 1 - 0,0241 \frac{0,43}{0,21} = 0,949$$

При максимальных значениях  $\Delta = 0,62$ ,  $P = 7,46$  МПа и  $T = 323\text{ K}$ :

$$\rho_{\text{СТ}} = 0,62; P_{\text{кр}} = 4,62\text{ МПа}; T_{\text{кр}} = 204,8\text{ K}; P_{\text{ПР}} = 1,59; T_{\text{ПР}} = 1,58;$$

$$\tau = 0,33 \text{ и } z_{\text{min}} = 0,885.$$

*Вывод.* В условиях МГ параметры меняются в следующих пределах:

$$\rho_{\text{СТ}} = 0,663 \div 0,747\text{ кг/м}^3;$$

$$P_{\text{КР}} = 4,64 \div 4,62\text{ МПа}; T_{\text{КР}} = 191,7 \div 204,8\text{ K};$$

$$P_{\text{ПР}} = 0,45 \div 1,59; T_{\text{ПР}} = 1,47 \div 1,58;$$

$$\tau = 0,21 \div 0,33;$$

$$z = 0,951 \div 0,825.$$

**Задача № 2. Определить физические свойства газа при условиях в начале и в конце участка МГ. Примем для газопровода с рабочим давлением 7,36 МПа абсолютное давление в начале участка  $P_1 = 7,46$  МПа и температуру  $T_1 = 300\text{ K}$  и, соответственно, в конце участка  $P_2 = 5,1$  МПа и  $T_2 = 280\text{ K}$ . Относительная плотность транспортируемого газа  $\Delta = 0,58$ .**

*Решение.*

Аналогично примеру 1 определим плотность газа при стандартных условиях и коэффициент сжимаемости газа при условиях начала ( $z_1$ ) и конца ( $z_2$ ) участка:

$$\rho_{\text{СТ}} = 0,699\text{ кг/м}^3; P_{\text{ПР1}} = 1,61; T_{\text{ПР1}} = 1,52; z_1 = 0,865;$$

$$P_{\text{ПР2}} = 1,10; T_{\text{ПР2}} = 1,42; z_2 = 0,878.$$

$$c_{p1} = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 300 + 1,96 \cdot 10^6 \frac{7,46 - 0,1}{300^2} = 2,78 \text{ Дж/(кг·град)};$$

$$D_{i1} = \frac{1}{2,78} \left( \frac{0,980 \cdot 10^6}{300^2} - 15 \right) = 3,38 \text{ К/МПа};$$

$$\eta_1 = 5,1 \cdot 10^{-6} \left[ 1 + 0,699 (1 - 0,25 \cdot 0,699) \right] \left[ 0,037 + 1,52 (1 - 0,104 \cdot 1,52) \right] \left[ 1 + \frac{1,62^2}{30(1,52 - 1)} \right] =$$

$$12 \cdot 10^{-6} \text{ Па·с.}$$

В конце участка:  $C_{p2} = 2,66 \text{ Дж/(кг·град)}$ ;  $D_{i2} = 4,14 \text{ К/МПа}$ ;  $\eta_2 = 11,5 \cdot 10^{-6} \text{ Па·с.}$

## 5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 8. Определение давления в магистральном газопроводе

### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков оценки изменения скорости течения газа по длине магистрального газопровода или его участка на изменение давления в нем.

**Задачи работы** заключаются в определении параметров нагнетателей и изменения давления газа.

### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Давление является основным параметром, по которому контролируется режим работы трубопроводов.

Газ поступает на КС с давлением и температурой в конце подводящего трубопровода (головная КС) или предшествующего участка (промежуточные КС)  $P_2$  и  $T_2$ . На выходе станции (в начале следующего участка) давление будет  $P_1$ . Степень сжатия станции  $\varepsilon_K$  при этом составит

$$\varepsilon_K = \frac{P_1}{P_2} . \quad (20)$$

Учитывая потери во входном и выходном коллекторах, степень сжатия нагнетателей должна быть более высокой:

$$\varepsilon_H = \frac{P_1 + \Delta P_H + \Delta P_A}{P_2 - \Delta P_B} , \quad (21)$$

где  $\Delta P_B$ ,  $\Delta P_H$  - потери давления во входном и выходном коллекторах КС;  $\Delta P_A$  - потери давления в аппаратах воздушного охлаждения,  $\Delta P_A = 0,0588$  МПа.

Возможность реализации требуемой степени сжатия определяется располагаемой мощностью привода нагнетателя  $N_D$ :

$$N_D = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_M} \leq N_P , \quad (22)$$

где  $N_D$ ,  $N_i$  - потребляемая мощность двигателя и внутренняя мощность нагнетателя;  $\eta_M$  - механический КПД нагнетателя.

Для электроприводных ГПА  $\eta_M = 0,96$ .

Внутренняя мощность нагнетателя определяется с помощью приведенных характеристик:

$$N_i = \left[ \frac{N_i}{\rho_B} \right] \cdot \rho_B \left( \frac{n}{n_H} \right)^3, \quad (23)$$

где  $\left[ \frac{N_i}{\rho_B} \right]$  - приведенная мощность нагнетателя,  $n$ ,  $n_H$  - фактическая и номинальная частота вращения ротора нагнетателя;  $\rho_B$  - плотность газа при условиях входа в нагнетатель, кг/м<sup>3</sup>.

$$\rho_B = \frac{P_B}{z_B \cdot R \cdot T_B} = \rho_{CT} \frac{P_B \cdot T_{CT}}{P_{CT} \cdot T_B \cdot z_B}, \quad (24)$$

где  $P_B$ ,  $P_{CT}$  - давление (абсолютное) газа на входе нагнетателя и при стандартных условиях, Па;  $T_B$ ,  $T_{CT}$  - температура газа на входе нагнетателя и при стандартных условиях, Т;  $z_B$  - коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в нагнетатель;  $R$  - газовая постоянная, Дж/(кгК):

$$R = 286 / \Delta. \quad (25)$$

Допускается определение внутренней мощности из (26)

$$N_i = 13,34 \frac{z_B \cdot T_B \cdot Q}{\eta_{II}} \left( \varepsilon_H^{\frac{K-1}{K\eta_{II}}} - 1 \right), \quad (26)$$

где  $N_i$  - внутренняя мощность, кВт;  $Q$  - производительность нагнетателя, млн. м<sup>3</sup>/сут;  $\eta_{II}$  - политропический КПД нагнетателя;  $K$  - показатель адиабаты сжатия,  $K=1,31$ .

Располагаемая мощность ГТУ и электродвигателя зависит от условий их работы.

Используя (26), можно определить максимальную производительность нагнетателя, а соответственно и КС, при требуемой степени сжатия и располагаемой мощности ГПА или максимальную степень сжатия при заданной производительности. Полученный таким образом результат не всегда может быть реализован при использовании конкретного типа нагнетателя с заданной проточной частью. Реализуемые значения степени сжатия определяются только по приведенным характеристикам ЦН.

Приведенная характеристика нагнетателя представляет собой графическое изображение трех функций:

$$\varepsilon - Q_{II}, \eta_{II} - Q_{II}, \left[ \frac{N_i}{\rho_B} \right] - Q_{II}.$$

Аналитически эти функции можно аппроксимировать полиномами

$$\begin{aligned}\varepsilon_H &= a_0 + a_1 Q_{\text{ПР}} + a_2 Q_{\text{ПР}}^2, \\ \eta_{\text{П}} &= b_0 + b_1 Q_{\text{ПР}} + b_2 Q_{\text{ПР}}^2 + b_3 Q_{\text{ПР}}^3, \\ \left[\frac{N_i}{\rho_B}\right] &= c_0 + c_1 Q_{\text{ПР}} + c_2 Q_{\text{ПР}}^2,\end{aligned}\quad (27)$$

где  $Q_{\text{ПР}}$  - приведенная производительность, м<sup>3</sup>/мин:

$$Q_{\text{ПР}} = Q_B \frac{n_H}{n}, \quad (28)$$

где  $n_H$ ,  $n$  - номинальная и фактическая частота вращения рабочего колеса нагнетателя;  $Q_B$  - производительность при условиях входа в нагнетатель, м<sup>3</sup>/мин

$$Q_B = \frac{Q \cdot 10^6 \cdot \rho_{\text{СТ}}}{1440 \rho_B}, \quad (29)$$

где  $Q$  - производительность нагнетателя при стандартных условиях, млн. м<sup>3</sup>/сут.

Зависимость  $\varepsilon - Q_{\text{ПР}}$  описывается для случая

$$\left[\frac{n}{n_H}\right] = \frac{n}{n_H} \sqrt{\frac{T_{\text{ПР}} \cdot z_{\text{ПР}} \cdot R_{\text{ПР}}}{T_B \cdot z_B \cdot R}} = 1, \quad (30)$$

где  $T_{\text{ПР}}$ ,  $z_{\text{ПР}}$ ,  $R_{\text{ПР}}$  - приведенные параметры нагнетателя;  $\left[\frac{n}{n_H}\right]$  - приведенная частота вращения рабочего колеса ЦН.

Развиваемая ЦН степень сжатия при любой частоте вращения может быть пересчитана по уравнению

$$\varepsilon_H = \left[ \frac{T_{\text{ПР}} z_{\text{ПР}} R_{\text{ПР}}}{T_B z_B R} \left(\frac{n}{n_H}\right)^2 (\varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{\text{П}}}} - 1) + 1 \right]^{\frac{k \cdot \eta_{\text{П}}}{k-1}}, \quad (31)$$

где  $\varepsilon$  - степень сжатия ЦН при приведенной частоте вращения, равной 1,00.

Уравнение (31) позволяет определить частоту вращения рабочего колеса, при которой ЦН создает требуемую степень сжатия:

$$n = n_H \left( \frac{\varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{\text{П}}}} - 1}{\varepsilon_H^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{\text{П}}}} - 1} \right)^{0,5} \cdot \sqrt{\frac{T_B z_B R}{T_{\text{ПР}} z_{\text{ПР}} R_{\text{ПР}}}}. \quad (32)$$

При этом должны соблюдаться условия (22), (33), (34) и

$$n \leq 1,1 \cdot n_H, \quad (33)$$

$$1,1 \cdot Q_{\text{ПРmin}} < Q_{\text{ПР}} < Q_{\text{ПРmax}}. \quad (34)$$

Давление на выходе КС не должно превышать рабочего давления МГ  $P_P$ :

$$P_1 = P_H - \Delta P_H - \Delta P_A \leq P_P. \quad (35)$$

Пользуясь уравнением (1) можно определить давление в любой точке участка МГ

$$P_x^2 = P_1^2 - \frac{zT\lambda\Delta}{c^2 D^5} Q^2 x = P_1^2 - AQ^2 x . \quad (36)$$

где  $A = \frac{z \cdot T \cdot \lambda \cdot \Delta}{c^2 \cdot D^5} \approx \text{idem}$

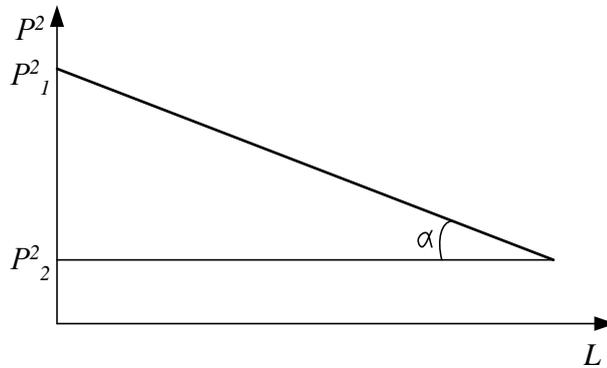
Из (36) видно, что  $P^2$  меняется по длине участка линейно.

Из рис. 1 видно, что

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} = AQ^2 .$$

Тогда для давления в любой точке участка можно записать

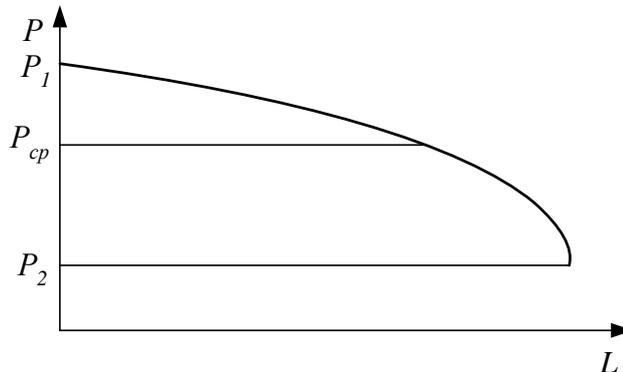
$$P_x = \sqrt{P_1^2 - \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} x} . \quad (37)$$



**Рисунок 1 – Изменение  $P^2$  по длине участка**

Следовательно, давление по длине участка меняется по параболическому закону и среднее давление должно определяться как среднегеометрическое.

$$P_{\text{cp}} = \frac{2}{3} \left( P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) . \quad (38)$$



**Рисунок 2 – Изменение  $P$  по длине участка**

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

**Задача № 1.** По участку газопровода с внутренним диаметром 1400 мм перекачивается 90 млн. м<sup>3</sup> газа в сутки. Давление и температура газа в начале участка  $P_1 = 7,36$  МПа,  $T_1 = 300$  К. В конце участка  $P_2 = 5,1$  МПа,  $T_2 = 280$  К. Относительная плотность транспортируемого газа  $\Delta = 0,58$ . Оценить влияние изменения скорости течения газа по длине участка на общее изменение давления в нем.

*Решение.*

Из примера имеем:  $\rho_{cm} = 0,699$  кг/м<sup>3</sup>,  $z_1 = 0,869$ ,  $z_2 = 0,878$ .

Определим секундную производительность участка

$$Q = \frac{90 \cdot 10^6}{24 \cdot 3600} = 1041,7 \text{ м}^3/\text{с} .$$

Используя уравнение состояния газа, и приняв коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях равным единице, получим следующее уравнение для определения объемной производительности при рабочих условиях

$$Q = Q_{ст} \frac{P_{ст}}{P} \cdot \frac{T \cdot z}{T_{ст}} ,$$

$$Q_1 = 1041,7 \frac{0,1013}{7,46} \cdot \frac{300 \cdot 0,865}{293} = 12,5 \text{ м}^3/\text{с} ,$$

$$Q_2 = 1041,7 \frac{0,1013}{5,2} \cdot \frac{280 \cdot 0,878}{293} = 17,0 \text{ м}^3/\text{с} .$$

Для определения скорости течения газа в трубопроводе воспользуемся следующей зависимостью

$$W = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi D^2} ,$$

$$W_1 = \frac{4 \cdot 12,5}{3,14 \cdot 1,4^2} = 8,1 \text{ м/с} ,$$

$$W_2 = \frac{4 \cdot 17,0}{3,14 \cdot 1,4^2} = 11,0 \text{ м/с} .$$

Для определения снижения давления за счет изменения скорости течения газа воспользуемся зависимостью

$$\Delta P_{ск} = \frac{W_2^2}{2} \rho_2 - \frac{W_1^2}{2} \rho_1 .$$

Плотность газа при рабочих условиях определим аналогично тому, как определили производительность

$$\rho = \rho_{ст} \frac{P}{P_{ст}} \cdot \frac{T_{ст}}{T \cdot z} ,$$

$$\rho_1 = 0,699 \frac{7,46}{0,01013} \cdot \frac{293}{300 \cdot 0,865} = 58,1 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_2 = 0,699 \frac{5,2}{0,01013} \cdot \frac{293}{280 \cdot 0,878} = 42,8 \text{ кг/м}^3,$$

$$\Delta P_{\text{СК}} = \frac{11^2}{2} 42,8 - \frac{8,1^2}{2} 58,1 = 683 \text{ Па.}$$

Оценим в процентах долю снижения давления от изменения скорости течения газа в общих потерях давления в участке

$$\text{дР}_{\text{СК}} = \frac{\Delta P_{\text{СК}}}{P_1 - P_2} 100 ,$$

откуда

$$\text{дР}_{\text{СК}} = \frac{683}{7,36 \cdot 10^6 - 5,1 \cdot 10^6} 100 = 0,03\% .$$

*Вывод.*

Влияние изменения кинетической энергии газа в участке на общие потери давления в нем незначительно и им, при решении инженерных задач, можно пренебречь.

**Задача № 2.** Определить давление и температуру газа в конце участка МГ длиной 100 км и диаметром 1000 мм, если давление и температура в начале участка  $P_1 = 5,0$  МПа и  $T_1 = 30$  °С. Производительность газопровода  $Q = 30$  млн. м<sup>3</sup>/сут. Температура грунта на глубине заложения трубопровода  $T_0 = 0$ ° С. Транспортируется газ с относительной плотностью  $\Delta = 0,58$ .

*Решение.*

1. Точность определения давления и температуры.

Точностью определения параметров работы участка зададимся с учетом точности установленных на газопроводе приборов. Примем точность определения давления  $\Delta P = 0,1$  МПа и температуры  $\Delta T = 1$  К.

2. Определение средних значений давления и температуры в участке.

Зададимся значениями давления и температуры в конце участка:

$$P_2 = 3,5 \text{ МПа, } T_2 = 273 \text{ К,}$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left( P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) .$$

где  $P_1$  – абсолютное давление газа в начале участка, МПа  $P_2$  – абсолютное давление газа в конце участка, МПа.

Примем атмосферное давление  $P_a = 0,1$  МПа, тогда  $P_1 = 5,1$  МПа

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left( 5,1 + \frac{3,5^2}{5,1 + 3,5} \right) = 4,35 \text{ МПа.}$$

Так как значения температуры грунта и полного коэффициента теплопередачи неизвестны, то ориентировочное значение средней температуры газа в участке  $T_{cp}$  определим из уравнения

$$T_{cp} = \frac{1}{3}T_1 + \frac{2}{3}T_2 ,$$

где  $T_1, T_2$  - температура газа в начале и в конце участка, К

$$T_{cp} = \frac{1}{3}303 + \frac{2}{3}273 = 283 \text{ К.}$$

3.Определение физических свойств газа при среднем значении температуры и давления в участке

$$\rho_{ст} = \rho_{в} \cdot \Delta$$

где  $\rho_{ст}$  - плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>,  
 $\rho_{в}$  - плотность воздуха при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{в} = 1,205 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{ст} = 1,205 \cdot 0,58 = 0,699 \text{ кг/м}^3.$$

Определим критические значения давления  $P_{кр}$  и температуры  $T_{кр}$  газа

$$P_{кр} = 0,1773(26,831 - \rho_{ст}), \text{ МПа,}$$

$$T_{кр} = 156,24(0,564 + \rho_{ст}), \text{ К}$$

$$P_{кр} = 0,1773(26,831 - 0,699) = 4,63 \text{ МПа,}$$

$$T_{кр} = 156,24(0,564 + 0,699) = 197 \text{ К.}$$

Приведенные значения  $P_{np}$  и  $T_{np}$

$$P_{np} = P_{cp} / P_{кр} = 4,35 / 4,63 = 0,939,$$

$$T_{np} = T_{cp} / T_{кр} = 283 / 197 = 1,434.$$

Найдем значение  $\tau$

$$\begin{aligned} \tau &= 1 - 1,68T_{np} + 0,78 T_{np}^2 + 0,0107 T_{np}^3 = \\ &= 1 - 1,68 \cdot 1,434 + 0,78 \cdot 1,434^2 + 0,0107 \cdot 1,434^3 = 0,226. \end{aligned}$$

Определим коэффициент сжимаемости газа  $z$

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,939}{0,226} = 0,900 .$$

Динамическая вязкость газа  $\eta$

$$\eta = 5,1 \cdot 10^{-6} \left[ 1 + p_{cm} (1,1 - 0,25p_{cm}) \right] \cdot \left[ 0,037 + T_{np} (1 - 0,104T_{np}) \right] \cdot \left[ 1 + \frac{P_{np}^2}{30(T_{np} - 1)} \right],$$

$$\eta = 11,3 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Удельная теплоёмкость газа

$$c_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{P_{cp} - 1}{T_{cp}^3}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$c_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 283 + 1,96 \cdot 10^6 \frac{4,35 - 1}{283^3} = 2,58 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} .$$

Коэффициент Джоуля-Томсона

$$D_i = \frac{1}{c_p} \left( \frac{0,980 \cdot 10^{-6}}{T_{cp}^2} - 1,5 \right) = \frac{1}{2,58} \left( \frac{0,980 \cdot 10^{-6}}{283^2} - 1,5 \right) = 4,2 \text{ К/Па.}$$

#### 4. Определение коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda$

Для оценки гидравлического режима течения газа найдём значение переходной производительности  $Q_{II}$

$$Q = 1,33 \cdot 10^6 \frac{D^{2,5} \cdot \eta}{\Delta} = 1,33 \cdot 10^6 \frac{1 \cdot 11,3 \cdot 10^{-6}}{0,58} = 25,9 \text{ млн. м}^3/\text{сут.},$$

$Q > Q_{II}$  - газ течет при квадратичном режиме.

Тогда при эквивалентной шероховатости труб  $k_s = 0,03 \text{ мм}$

$$\lambda = \frac{0,03817}{D^{0,2}},$$

где  $D$  - внутренний диаметр труб, мм

$$\lambda = \frac{0,03817}{1000^{0,2}} = 0,0096.$$

Расчетное значение  $\lambda_p$

$$\lambda_p = 1,05 \frac{\lambda}{E^2},$$

где  $E$  - коэффициент гидравлической эффективности участка.

В соответствии с ОНТП примем  $E = 0,95$

$$\lambda_p = 1,05 \frac{0,0096}{0,95^2} = 0,0112.$$

#### 5. Определение давления в конце участка.

Из уравнения пропускной способности участка

$$Q = 105,087 \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{\lambda_p z T \Delta}}, \text{ млн. м}^3/\text{сут}$$

определим  $P_2$

$$P_{21} = \sqrt{P_1^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda_p z T \Delta}{105,087^2 \cdot D^5}} = \sqrt{5,1^2 - \frac{30^2 \cdot 0,0112 \cdot 0,900 \cdot 283 \cdot 100 \cdot 0,58}{105,087^2 \cdot 1}} = 3,54 \text{ МПа.}$$

#### 6. Определение температуры газа.

$$T_2 = T_0 = (T_1 - T_0) \exp(-al) - Di \frac{P_1^2 - P_2^2}{2alP_{cp}} [1 - \exp(-al)],$$

$$T_{cp} = T_0 + \frac{T_1 - T_0}{al} [1 - \exp(-al)] - Di \frac{P_1^2 - P_2^2}{2alP_{cp}} \left[ 1 - \frac{1 - \exp(-al)}{al} \right].$$

Массовая производительность участка

$$M = \frac{Q \cdot 10^6 \rho_{ct}}{24 \cdot 3600} = \frac{30 \cdot 10^6 \cdot 0,699}{24 \cdot 3600} = 242,7 \text{ кг/с.}$$

Примем полный коэффициент теплопередачи  $\kappa = 1,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$  и найдём значение коэффициента  $a$

$$a = \frac{k\pi D}{Mc_p} = \frac{1,5 \cdot 3,14 \cdot 1}{242,7 \cdot 2,58} = 7,51 \cdot 10^{-3}, \text{ 1/км}$$

$$T_{cp1} = 273 + \frac{303 - 273}{7,51 \cdot 10^{-3} \cdot 100} \left[ 1 - \exp(-7,51 \cdot 10^{-3} \cdot 100) \right] - 4,2 \frac{5,1^2 - 3,5^2}{2 \cdot 7,51 \cdot 10^{-3} \cdot 100 \cdot 4,35}$$

$$\left[ 1 - \frac{1 - \exp(-7,51 \cdot 10^{-3} \cdot 100)}{7,51 \cdot 10^{-3} \cdot 100} \right] = 291,6, \text{ К}$$

7. Оценка сходимости результатов.

$$\Delta P_2 = P_{21} - P_2 = 3,54 - 3,5 = 0,04 \text{ МПа},$$

$$\Delta T_{cp} = T_{cp1} - T_{cp} = 291,6 - 283 = 8,6 \text{ К}.$$

Сходимость результатов неудовлетворительная, следовательно, требуется уточнение значений  $P_2$  и  $T_{cp}$ .

Принимаем  $P_2 = 3,34$  МПа,  $T_{cp} = 291,6$  К и повторяем расчет. Результаты расчета приведены в табл. 1

Таблица 1 - Параметры работы участка

Приближение	1	2
Параметры		
$P_2$ , МПа	3,5	3,54
$T_2$ , К	273	-
$P_{cp}$ , МПа	4,35	4,37
$T_{cp}$ , К	283	291,6
$Z$	0,900	0,911
$C_p$ , кДж/(кг·град)	2,58	2,57
$D_i$ , К/МПа	4,2	3,9
$\eta$ , Па·с	$11,3 \cdot 10^{-6}$	$11,7 \cdot 10^{-6}$
$Q_{II}$ , млн м <sup>3</sup> /сут	25,9	26,4
$\lambda$	0,0096	0,0096
$\lambda_p$	0,0112	0,0112
$a$ , 1/км	$7,51 \cdot 10^{-3}$	$7,55 \cdot 10^{-3}$
$P_{21}$ , МПа	3,54	3,46
$T_{cp1}$ , К	291,6	291,6

Температура в конце участка

$$T_2 = 273 + (303 - 273) \exp(-7,55 \cdot 10^{-3} \cdot 100) - 3,9 \frac{5,1^2 - 3,54^2}{2 \cdot 7,55 \cdot 10^{-3} \cdot 100 \cdot 4,37}$$

$$\left[ 1 - \exp(-7,55 \cdot 10^{-3} \cdot 100) \right] = 282,7 \text{ К}$$

Вывод.

$$P_2 = 3,46 \text{ МПа}, T_2 = 282,7 \text{ К}.$$

## 5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной

записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 9. Расчет сложных трубопроводов

### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков расчета участков сложных магистральных газопроводов, обеспечивающих общую заданную производительность.

**Задачи работы** заключаются в ознакомлении с понятием сложных газопроводов, с определением лупингов и их влиянием на пропускную способность участков, со схемами лупингов, с расчетами параметров сложных газопроводов.

### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Практически участок между КС представляет собой либо несколько параллельных трубопроводов, каждый из которых состоит из нескольких подучастков с различным внутренним диаметром, либо несколько подучастков, отличающихся числом ниток или внутренним диаметром. Расчет таких сложных трубопроводов заменяют расчетом простого, используя понятия эквивалентного диаметра или коэффициента расхода.

*Эквивалентным диаметром  $D_{ЭК}$*  называется диаметр простого трубопровода, имеющего пропускную способность, равную пропускной способности реального трубопровода при прочих равных условиях.

*Коэффициентом расхода  $k_p$*  называют отношение пропускной способности реального трубопровода к пропускной способности эталонного трубопровода  $q_0$  с произвольно выбранным эталонным диаметром  $D_0$  при прочих равных условиях:

$$k_p = \frac{q}{q_0} . \quad (39)$$

Для случая простого трубопровода

$$k_{pi} = \left( \frac{D_i \cdot \lambda_0}{D_0 \cdot \lambda_i} \right)^{0.5} , \quad (40)$$

где  $D_i$  и  $\lambda_i$  - диаметр и коэффициент гидравлического сопротивления простого трубопровода;  $D_0$  и  $\lambda_0$  - диаметр и коэффициент гидравлического со-

противления эталонного трубопровода.

При квадратичном режиме течения газа

$$k_{Pi} = \left(\frac{D}{D_0}\right)^{2,6} . \quad (41)$$

При параллельном соединении простых трубопроводов

$$k_P = \sum k_{Pi} , \quad (42)$$

$$D_{ЭК} = \left(\sum D_i^{2,6}\right)^{\frac{1}{2,6}} . \quad (43)$$

При последовательном соединении трубопроводов

$$k_P = \left(\frac{1}{\sum \frac{1_i}{k_{Pi}^2}}\right)^{0,5} , \quad (44)$$

$$D_{ЭК} = \left(\frac{1}{\sum \frac{1_i}{D_i^{5,2}}}\right)^{\frac{1}{5,2}} , \quad (45)$$

где  $l, l_i$  - длина участка и подучастков.

Для сложного газопровода с последовательным и параллельным соединением участков коэффициент расхода  $k_P$  или эквивалентный диаметр  $D_{ЭК}$  определяются последовательным использованием формул (43) и (45) или (42) и (44).

При расчете МГ с применением коэффициент расхода имеет следующий вид:

$$q = k_P \cdot q_0 = 105,087 \cdot k_P \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D_0^5}{\lambda_0 \cdot z \cdot T \cdot l \cdot \Delta}} , \quad (46)$$

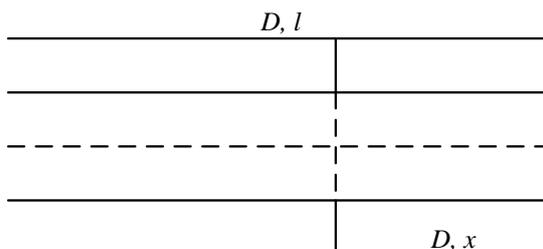
где  $D_0, \lambda_0$  - диаметр и коэффициент гидравлического сопротивления эталонного трубопровода.

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

**Задача № 1. Оценить влияние числа ниток и длины лупинга на увеличение пропускной способности участка.**

*Условия задачи.*

Примем, что участок состоит из  $n$  ниток и на одной из ниток имеется лупинг длиной  $x$ , при полной длине участка  $l$ . Все трубопроводы имеют одинаковый диаметр  $D$ . В этом случае расчетная схема участка будет иметь следующий вид:



**Рисунок 3 – Расчетная схема участка**

*Решение.*

Приняв  $D_0 = D$ , получим  $k_{P1} = k_{P2} = \dots = k_{Pn} = 1$ .

Определим  $k_p$  при закрытой перемычке

$$k_p^- = 1(n-1) + \left[ \frac{1}{\frac{1-x}{1^2} + \frac{x}{(1+1)^2}} \right]^{0,5}.$$

Разделив выражение в квадратных скобках на  $l$  и преобразовав его, получим:

$$k_p^- = n-1 + \frac{1}{\left(1 - \frac{3x}{4l}\right)^{0,5}}.$$

Определив теперь  $k_p$  при открытой перемычке

$$k_p^+ = \left[ \frac{1}{\frac{1-x}{(n \cdot 1)^2} + \frac{x}{(n+1)^2 \cdot 1^2}} \right]^{0,5} = \frac{n}{\left\{ 1 - \frac{x}{l} \left[ 1 - \left( \frac{n}{n+1} \right)^2 \right] \right\}^{0,5}}.$$

Примем  $n = 2$ ,  $x/l = 0,25$  и определим значения  $k_p^+$ ,  $k_p^-$  и  $X$ :  $k_p^+ = 2,155$ ,  $k_p^- = 2,109$ ,  $X = 1,022$ .

Результаты определения эффективности перемычки при различных  $n$  и  $x/l$  представлены в табл. 2.

**Таблица 2 – Эффективность перемычки**

$n$	$x/l$			
1	0,25	0,50	0,75	0,90
2	1,022	1,039	1,042	1,028
3	1,022	1,039	1,042	1,027
6	1,016	1,028	1,029	1,018

Оценим абсолютную величину увеличения пропускной способности участка  $\Delta Q$  при максимальной эффективности перемычки и пропускной способности одной нитки  $Q = 30$  млн. м<sup>3</sup>/сут:

$$n = 2, \Delta Q = 230 (1,042 - 1) = 2,52 \text{ млн. м}^3/\text{сут};$$

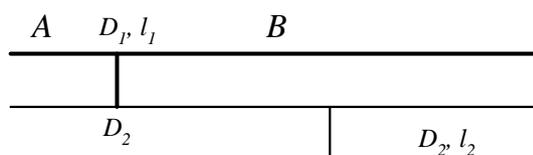
$$n = 3, \Delta Q = 330 (1,042 - 1) = 3,78 \text{ млн. м}^3/\text{сут};$$

$$n = 6, \Delta Q = 630 (1,029 - 1) = 5,22 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

*Вывод.*

Максимальна эффективность перемычки соответствует длине лупинга, составляющей 75% от длины участка. Увеличение числа ниток сопровождается снижением эффективности перемычки при одновременном возрастании абсолютной величины роста пропускной способности участка.

**Задача № 2. Определить во сколько раз увеличится пропускная способность участка двухниточного газопровода после открытия на 30 км перемычки между нитками. Длина участка 100 км. Диаметр первой нитки  $D_1 = 1400$  мм, второй  $D_2 = 1200$  мм. На второй нитке имеется лупинг длиной  $l_2 = 20$  км (рис. 4).**



**Рисунок 4 – Расчетная схема газопровода**

*Решение.*

1. Определение коэффициентов расхода простых трубопроводов.

Примем эталонный диаметр  $D_0 = D_2$ . В этом случае  $k_{p2} = 1$ .

Определим коэффициент расхода первого трубопровода (6.41). Так как режим течения газа определить невозможно, принимаем квадратичный.

$$k_{p1} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{2,6} = \left(\frac{1400}{1200}\right)^{2,6} = 1,493 .$$

2. Определение коэффициента расхода участка при закрытой перемычке.

$$k_p^- = k_{pI} + k_{pII} .$$

$$k_{pI} = k_{p1} .$$

Вторая нитка состоит из двух последовательно соединенных участков: простого трубопровода  $k_{p2} = 1$  и участка с лупингом  $k_{pl} = 2$ . Используя формулу для последовательного соединения участков, получаем

$$k_{pII} = \left[ \frac{1}{\frac{1-20}{k_{p2}^2} + \frac{20}{(2k_{p2})^2}} \right]^{0,5} = \left( \frac{100}{\frac{100-20}{1} + \frac{20}{2^2}} \right)^{0,5} = 1,085 .$$

$$k_p^- = 1,493 + 1,085 = 2,578.$$

3. Определение коэффициента расхода участка при открытой перемычке.

Перемычка рассекает участок на две части А и В, соединенных последовательно.

$$k_{pA} = k_{p1} + k_{p2} = 1,493 + 1 = 2,493.$$

$$k_{pBII} = \left[ \frac{l_B}{\frac{l_B - l_2}{k_{p2}^2} + \frac{l_2}{(2k_{p2})^2}} \right]^{0,5} = \left( \frac{70}{\frac{70-20}{1} + \frac{20}{2^2}} \right)^{0,5} = 1,128.$$

$$k_{pB} = k_{p1} + k_{pBII} = 1,493 + 1,128 = 2,621.$$

$$k_p^+ = \left( \frac{1}{\frac{l_A}{k_{pA}^2} + \frac{l_B}{k_{pB}^2}} \right)^{0,5} = \left( \frac{100}{\frac{30}{2,493^2} + \frac{70}{2,621^2}} \right)^{0,5} = 2,580$$

4. Определение степени повышения пропускной способности.

$$\chi = \frac{k_p^+}{k_p^-} = \frac{2,580}{2,578} = 1,0008.$$

*Вывод.*

Пропускная способность участка повысится в 1,0008 раза.

## 5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 10. Температурный режим участка газопровода

### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков оценки и расчета температурного режима на участке магистрального газопровода между компрессорными станциями.

**Задачи работы** заключаются в определении температурного режима участков газопроводов, в расчете расстояния между компрессорными станциями, в определении числа станций на трассе магистрального газопровода.

### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

*Температурный режим участка газопровода.*

Температурный режим работы участка зависит от многих факторов.

1. Температуры газа на входе в КС ( $T_2$ ).
2. Повышения температуры газа при его компремировании

$$T_B = T_2 \cdot \varepsilon^{\frac{k}{(k-1) \cdot \eta_n}}, \quad (47)$$

где  $T_2$  – температура газа на выходе ЦН;  $\varepsilon$  – степень сжатия нагнетателя;  $\eta_n$  – политропический КПД ЦН.

3. Охлаждение газа в АВО

$$T_1 = T_B - k_{A2} Q_0 \frac{n_2 + k_{A1} \cdot n_1 + k_{A0} \cdot n_0}{M c_{pt}}, \quad (48)$$

где  $T_1$  – температура на выходе КС;  $Q_0$  – теоретический теплосъем с одного АВО при двух работающих вентиляторах, Вт;  $k_{A2}$ ,  $k_{A1}$ ,  $k_{A0}$  – коэффициенты тепловой эффективности АВО при 1,2 и 0 работающих вентиляторах;  $n_2$ ,  $n_1$ ,  $n_0$  – количество АВО работающих с 2,1 и 0 вентиляторов;  $M$  – массовый расход газа через все АВО;  $c_{pt}$  – теплоемкость газа при условиях АВО

$$P = P_H, \quad T = 0,5(T_H + T_A), \quad (49)$$

здесь  $T_A$  – температура воздуха.

Теплосъем  $Q_0$  удобно определять по номограммам теплового расчета АВО. Теплосъем АВО типа 2АВГ – 75с при двух работающих вентиляторах

описывается следующей зависимостью

$$Q_0 = \frac{160 \cdot (t_H - t_a)}{1 + \frac{1,3 \cdot 10^5}{c_p \cdot M_1}}, \quad (50)$$

где  $Q_0$  – теплосъем с одного АВО при двух работающих вентиляторах, кВт;  $t_H$  – температура газа за нагнетателем, °С;  $t_a$  – температура воздуха, °С;  $c_p$  – удельная теплоемкость газа, Дж/(кг·град);  $M_1$  – расход газа через один АВО, кг/с.

Значения коэффициентов  $k_{AI}$  и  $k_{AO}$  также определяются по результатам эксплуатации АВО. В первом приближении можно принять  $k_{AI}=0,55-0,60$ ,  $k_{AO}=0,18-0,20$ .

Количество работающих вентиляторов для реализации заданной температуры на выходе КС определяется из (49). Принимая во внимание, что при регулировании температуры сначала отключают поочередно по одному вентилятору на всех АВО и только после этого начинают отключение вторых, в сумме уравнения (49) никогда не будет больше двух слагаемых. Для определения схемы работы удобно воспользоваться величиной среднего коэффициента эффективности:

$$k_{CP} = \frac{c_p G (T_H - T_1)}{n Q_0}, \quad (51)$$

где  $n$  – количество работающих на КС АВО.

В зависимости от величины  $k_{CP}$  возможны следующие варианты:

$$\begin{aligned} k_{CP} &\geq 1 & n &= n_2 ; \\ 1 > k_{CP} > 0,6 & n &= n_1 + n_2 ; \\ 0,6 > k_{CP} > 0,2 & n &= n_1 + n_0 ; \\ k_{CP} &\leq 0,2 & n &= n_0 . \end{aligned}$$

Схема работы АВО определяется из условия минимума затрат электроэнергии для обеспечения оптимальной температуры газа за КС. Не рекомендуется принимать температуру на выходе КС  $T_1 > 50^\circ\text{C}$  и меньше значения, при котором температура газа в конце участка меньше 271 К или температуры грунта для участков вечной мерзлоты.

Газ в участке охлаждается вследствие теплообмена с окружающей средой и его расширения при снижении давления.

$$T = T_0 + (T_1 - T_0) \exp(-ax) - D_i \frac{P_1^2 - P_2^2}{2aLP_{cp}} [1 - \exp(-ax)] \quad (52)$$

где  $D_i$  – коэффициент Джоуля-Томсона, К/МПа;  $T_0$  – температура окружающей среды, К;

$$a = \frac{k\pi D}{Mc_{pm}}, \quad (53)$$

где  $k$  – полный коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>·К);

Пренебрегая влиянием дросселирования газа, получим уравнение Шу-

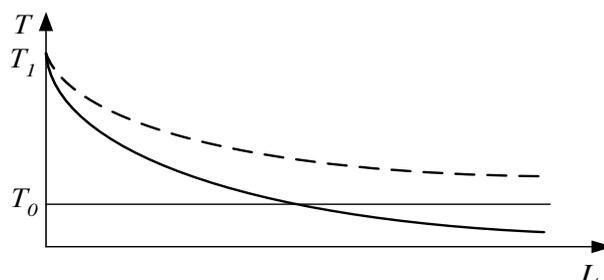
хова

$$T = T_0 - (T_1 - T_0) \exp(-ax) . \quad (54)$$

В соответствии с (54) температура газа стремиться в бесконечности к температуре окружающей среды. С учетом дроссельного эффекта температура газа в конце участка меньше температуры окружающей среды. При температуре грунта близкой к  $0^{\circ}\text{C}$  температура газа может быть отрицательной, что вызовет промораживание грунта вокруг труб и дополнительные деформации трубопровода. Рекомендуется ограничивать температуру газа в конце участка  $T_2 = 271 \div 273 \text{ K}$ , что приводит к ограничению температуры газа на выходе КС.

Т.к. температура газа по длине участка меняется экспоненциально, то средняя температура определяется как среднегеометрическая

$$T_{\text{cp}} = T_0 + \frac{T_1 - T_0}{aL} [1 - \exp(-aL)] - D_i \frac{P_1^2 - P_2^2}{2aLP_{\text{cp}}} \left[1 - \frac{1 - \exp(-aL)}{aL}\right] . \quad (55)$$



**Рисунок 5 – Распределение температуры газа по длине участка**

При известных или принятых значениях температуры газа в начале и в конце участка с достаточной точностью среднюю температуру можно определить, используя следующее уравнение

$$T_{\text{cp}} = \frac{1}{3} T_1 + \frac{2}{3} T_2 \quad (56)$$

*Расчет расстояния между компрессорными станциями.*

Расстояние между КС определяется из уравнения пропускной способности (1) при давлениях  $P_1$  в начале участка и  $P_2$  в конце. Для случая электроприводных ГПА все участки между собой равны. Конечный участок рассчитывается при давлениях  $P_1$  и  $P_K$  и получается в  $\alpha$  раз длиннее:

$$\alpha \approx \frac{P_1^2 - P_K^2}{P_1^2 - P_2^2} . \quad (57)$$

В этом случае теоретическое число КС  $n_0$  определится зависимостью

$$n_0 = \frac{L - l_K}{l} - 1 , \quad (58)$$

где  $L$  - длина МГ;  $l$  и  $l_K$  - длина промежуточного и конечного участка.

Так как газопровод рекомендуется сооружать без лупинга, дробное

число КС обычно округляется в большую сторону. Утонченные длины участков определяются из выражений

$$l = \frac{L}{n-1-\alpha}, \quad (59)$$

$$l_k = L - l(n-1), \quad (60)$$

где  $n$  - принятое число станций.

При оборудовании ГПА газовыми турбинами производительность газопровода уменьшается на величину топливного газа, что приводит к увеличению длин участков:

$$l_{Gi} = l \left( \frac{Q}{Q - n_i \cdot Q_T} \right)^2, \quad (61)$$

где  $l_{Gi}$  - длина  $i$ -го участка;  $n_i$  - номер КС, работающей на  $i$ -й участок.

В этом случае теоретическое число КС можно определить из равенства

$$L = l \left( \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q}{Q - n_i \cdot Q_T} + \alpha \frac{Q}{Q - n \cdot Q_T} \right). \quad (62)$$

Расстановка КС производится в соответствии с (62) и с учетом условий строительства и эксплуатации МГ.

#### 4. РЕШЕНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

**Задача № 1. Оценить влияние коэффициента теплопередачи на величину конечной и средней температуры газа в участке. Оценку произведем на примере участка МГ диаметром 1400 мм и длиной 100 км. Производительность газопровода 90 млн. м<sup>3</sup> в сутки при начальных значениях температуры  $T_1 = 290$  К и давления  $P_1 = 7,36$  МПа. Температура грунта  $T_0 = 273$  К. Относительная плотность газа  $\Delta = 0,58$ .**

*Решение.*

Зададимся для конца участка  $P_2 = 5,0$  МПа и  $T_2 = 273$  К. Рассчитаем средние значения давления и температуры в участке.

$$P_{CP} = \frac{2}{3} \left( 7,46 + \frac{5,1^2}{7,46 + 5,1} \right) = 6,35 \text{ МПа.}$$

$$T_{CP} = \frac{1}{3} 290 + \frac{2}{9} 273 = 278,7 \text{ К.}$$

Физические свойства газа при  $P_{CP}$  и  $T_{CP}$ :  $\rho_{cm} = 0,699$  кг/м<sup>3</sup>,  $z = 0,846$ ,  
 $\eta = 12 \cdot 10^{-6}$  Па·с,  $c_p = 2,77$  кДж/(кг·К),  $D_i = 4,01$  К/МПа.

Для определения гидравлического режима течения газа найдем  $Q_{ПЕР}$

$$Q_{ПЕР} = 1,333 \frac{12 \cdot 10^6}{0,58} 1,4^{2,5} = 64 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Так как  $Q_{ПЕР} < Q$ , то газопровод будет работать в квадратичной зоне и для определения коэффициента гидравлического сопротивления воспользуемся уравнением

$$\lambda = \frac{0,03817}{1400^{0,2}} = 0,00896 .$$

Расчетное значение коэффициента гидравлического сопротивления составит

$$\lambda_P = 1,05 \frac{0,00896}{0,95^2} = 0,0104 .$$

Определим давление в конце участка

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \frac{Q^2 \lambda z T l \Delta}{c^2 D^5}},$$

$$P_2 = \sqrt{2,46^2 - \frac{90^2 \cdot 0,0104 \cdot 0,846 \cdot 278,7 \cdot 100 \cdot 0,58}{105,087 \cdot 1,4^5}} = 6,02 \text{ МПа}.$$

Для определения температуры газа в конце участка и средней температуры газа в участке необходимо предварительно найти значения массовой секундной производительности МГ  $M$  и коэффициента  $a$ .

$$M = \frac{90 \cdot 10^6}{24 \cdot 3600} = 0,699 = 728,1 \text{ кг/с}.$$

Примем  $\kappa = 1,0 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$

$$a = \frac{1,0 \cdot 3,14 \cdot 1,4}{2,77 \cdot 728,1} = 2,1810^{-3} \text{ 1/м}.$$

Температура газа в конце участка:

$$T_2 = 273 + (290 - 273)e^{-2,1810^{-3} \cdot 100} - 4,01 \frac{7,46^2 - 5,1^2}{2 \cdot 2,18 \cdot 10^{-3} \cdot 100 \cdot 6,35} (1 - e^{-2,1810^{-3} \cdot 100}) = 281,2 \text{ К}$$

Средняя температура газа в участке:

$$T_{CP} = 273 + (290 - 273) \frac{1 - e^{-2,18 \cdot 10^{-3} \cdot 100}}{2,18 \cdot 10^{-3} \cdot 100} - 4,01 \frac{7,46^2 - 5,1^2}{2 \cdot 2,18 \cdot 10^{-3} \cdot 100 \cdot 6,35} \times$$

$$\times \left[ 1 - \frac{1}{2,18 \cdot 10^{-3}} (1 - e^{-2,18 \cdot 10^{-3} \cdot 100}) \right] = 285,4 \text{ К}.$$

Полученные значения давления в конце участка и средней температуры газа значительно отличаются от принятых величин и требуется их уточнение.

Примем  $P_2 = 6,02 \text{ МПа}$  и  $T_{CP} = 285,4 \text{ К}$  и повторим приведенные выше расчеты.

Результаты уточненного расчета:  $P_{CP} = 6,76 \text{ МПа}$ ,  $z = 0,85$ ,  $c_P = 2,78 \text{ КДж/(кгК)}$ ,  $D_i = 3,78 \text{ К/МПа}$ ,  $P_2 = 5,97 \text{ МПа}$ ,  $a = 2,17 \cdot 10^{-3} \text{ 1/км}$ ,  $T_2 = 281,6 \text{ К}$ ,  $T_{CP} = 285,7 \text{ К}$ .

Примем  $\kappa = 2 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$ .

Результаты уточненного расчета:  $z=0.849$ ,  $c_p=2,78$  кДж/(кгК),  $D_i=3,81$ К/МПа,  $a=4,341 \cdot 10^{-3}$ 1/км,  $P_2=5,98$  МПа,  $T_2=279,4$  К,  $T_{CP}=284,4$  К.

*Вывод.*

При увеличении коэффициента теплопередачи в два раза средняя температура газа снизилась всего на 1,3 градуса, что позволяет сделать вывод о допустимости использования при эксплуатационных расчетах МГ  $\kappa=(1,5-2,0)$  Вт/(м<sup>2</sup>К).

**Задача № 2. Оценить влияние топливного газа на расстановку КС по трассе МГ. Длина газопровода 1000 км, длина участка между КС 100 км, длина последнего участка 180 км. Потребление газа на собственные нужды КС составляет 0,5 % от объема транспортируемого газа.**

*Решение.*

Определим соотношение длин участков

$$\alpha = 180 / 100 = 1,8.$$

Соотношение объемов газа собственных нужд и транспортируемого газа обозначим через  $\alpha_t = 0,005$ . С использованием  $\alpha_t$  уравнение можно представить в следующем виде:

$$\frac{L}{l} = \sum_{i=1}^{n-1} \left( \frac{1}{1 - i\alpha_T} \right)^2 + \alpha \left( \frac{1}{1 - n\alpha_T} \right)^2.$$

Определим теоретическое число КС

$$n_0 = \frac{1000 - 180}{100} = 9,2.$$

К строительству примем  $n = 10$ , тогда длины участков будут составлять:

$$l = \frac{1000}{10 - 1 + 1,8} = 92,6 \text{ км},$$

$$l_K = 1000 - 92,6 \cdot 9 = 166,6 \text{ км}.$$

Найдем величину отношения длины первого участка с учетом газа на собственные нужды к средней длине промежуточных участков

$$\frac{l_1}{l} = \left( \frac{1}{1 - 0,005 \cdot 1} \right)^2 = 1,010.$$

Для конечного участка это соотношение будет равно

$$\frac{l_K}{l} = 1,8 \left( \frac{1}{1 - 0,005 \cdot 10} \right)^2 = 1,974.$$

Результаты остальных расчетов представлены в табл. 3.

Таблица 3 – Расстановка КС по трассе

i	Li/1	li	li	$\sum l$	$\Delta L$
1	1,010	88,1	88,1	92,6	-4,5
2	1,020	88,9	177	185,2	-8,2
3	1,031	89,9	266,9	277,8	-11,1
4	1,041	90,8	357,7	370,4	-12,7
5	1,052	91,7	449,4	463,0	-13,6
6	1,063	92,7	542,1	555,6	-15,5
7	1,074	93,6	635,7	648,2	-12,5
8	1,085	94,6	730,3	740,8	-10,5
9	1,096	95,6	825,9	833,4	-7,5
10	1,994	174,1	1000	1000	0

Таким образом, при расстановке КС с учетом потребления газа на собственные нужды все станции перемещаются к началу газопровода. Такая расстановка станций позволит повысить пропускную способность МГ на величину

$$\delta Q = \left( \sqrt{\frac{92,6}{88,1}} - 1 \right) 100 = 2,5\%.$$

*Вывод.*

Расстановка КС с учетом изменения производительности МГ позволяет повысить эффективность его работы. При большой длине МГ учет потребления газа на собственные нужды может позволить уменьшить число КС.

**Задача № 3. Определить максимальную аккумулирующую способность последнего участка МГ диаметром 1400 мм, работающего с производительностью 100 млн. м<sup>3</sup>/год, если максимальное давление  $P_1 = 7,36$  МПа и минимальное давление в конце газопровода  $P_{\text{MIN}} = 1,5$  МПа. Транспортируется газ с относительной плотностью  $\Delta = 0,58$  при средней температуре 280 К.**

*Исходные данные.*

Плотность газа при стандартных условиях  $\rho_{СТ} = 0,699$  кг/м<sup>3</sup>.

Среднее давление газа в участке  $P_{cp} = 5,16$  МПа.

Коэффициент сжимаемости газа при  $P_{cp}$  и  $T_{cp}$   $z = 0,877$ .

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda = 0,01$ .

Максимальная длина конечного участка  $l_{k\text{max}} = 211$  км.

Примем длину конечного участка  $l_K = l_{k\text{max}} / 2 = 105,5$  км.

*Решение.*

Определяем максимальное давление в конце участка

$$P_{KMAX} = \sqrt{7,46^2 - \frac{100^2 \cdot 0,01 \cdot 0,877 \cdot 280 \cdot 105,5 \cdot 0,58}{105,087^2 \cdot 1,4^5}} = 5,38 \text{ МПа.}$$

Определяем минимальное давление в начале участка

$$P_{1MIN} = \sqrt{1,6^2 - \frac{100^2 \cdot 0,01 \cdot 0,877 \cdot 280 \cdot 105,5 \cdot 0,58}{105,087^2 \cdot 1,4^5}} = 5,41 \text{ МПа.}$$

Находим максимальное и минимальное среднее давление в участке:

$$P_{CPMAX} = 6,48 \text{ МПа}; P_{CPMIN} = 3,85 \text{ МПа} .$$

Плотность газа в участке при этих давлениях:  $\rho_{max}=56 \text{ кг/м}^3$ ;  
 $\rho_{min}=31 \text{ кг/м}^3$ .

Аккумулирующая способность последнего участка составит

$$V_{AK} = \frac{3,14 \cdot 1,4^2}{4 \cdot 0,699} \cdot 105,5 \cdot 10^3 (56 - 31) 10^{-6} = 8,1 \text{ млн. м}^3.$$

*Вывод.*

Аккумулирующая способность последнего участка достигает 8,1% суточной производительности МГ, что не всегда может гарантировать сглаживание часовой неравномерности

## 5. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 11. Определение коэффициента гидравлической эффективности МГ

### 1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков оценки гидравлической эффективности магистрального газопровода.

**Задачи работы** заключаются в изучении основных параметров оценки гидравлической эффективности магистрального газопровода, а также в ознакомлении с методами их расчета.

### 2. ПЛАН ПРАКТИЧЕСКОГО ЗАНЯТИЯ

- 2.1. Теоретические основы метода расчета
- 2.2. Выдача задания на практическую работу
- 2.3. Решение типовых задач
- 2.4. Самостоятельное решение задач при консультации преподавателя
- 2.5. Оформление отчетной документации
- 2.6. Защита практической работы

### 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

**Несмотря на тщательную подготовку газа к дальнему транспорту**, в трубопровод попадает значительное количество воды и конденсата. Кроме того, в газе содержатся продукты коррозии металла и масло из уплотнений нагнетателей. Посторонние примеси постепенно накапливаются во внутренней полости газопровода, увеличивая его гидравлическое сопротивление. Состояние внутренней полости участка газопровода характеризуется величиной коэффициента гидравлической эффективности  $E$ , представляющего собой отношение фактической производительности участка к его пропускной способности при тех же параметрах работы:

$$E = \frac{Q}{q} \quad (63)$$

Чаще всего гидравлическая эффективность работы МГ определяется наличием жидкости в газе. При движении жидкости в потоке газа часть ее движется в виде пленки по стенкам труб. Толщина пристенного слоя зависит от содержания жидкости в газе и скорости движения газа в трубопроводе. Количество жидкости в пристенном слое не может превысить величину, определяемую соотношением этих факторов. Следовательно, каждому их сочетанию соответствует своя минимальная величина  $E_{\min}$ :

$$E_{\min} = (1 + 49,15 \frac{W_B}{W})^{-1}, \quad (64)$$

где  $W_B$  - объемное содержание жидкости в газе;  $W$  - средняя скорость тече-

ния газа в участке, м/с.

Достигнув минимального значения, гидравлическая эффективность в дальнейшем меняется вслед за изменением производительности МГ и содержания жидкости в газе. Содержание жидкости при нормальной работе установок подготовки газа является величиной достаточно стабильной, и изменения  $E$  происходят в основном за счет изменения производительности газопровода. При нарушении работы установок подготовки газа содержание жидкости меняется скачкообразно, что приводит к резкому снижению эффективности головных участков. Производительность газопровода меняется синусообразно в соответствии с сезонным изменением потребления газа, достигая максимума в холодный период и минимума в теплый.

Объем отложений в трубопроводе можно ориентировочно определить, исходя из равномерного их распределения по длине участка:

$$V_{\text{от}} = aV_{\text{тр}} (1 - E^{0,77}), \quad (65)$$

где  $V_{\text{от}}$  - объем отложений в участке газопровода;  $V_{\text{тр}}$  - геометрический объем внутренней полости труб участка;  $a$  - постоянный для данного участка коэффициент,  $a = 1,8-2,0$ .

Уравнение (19) позволяет решить обратную задачу, определить эффективность участка при известном объеме отложений. Объем жидкости, накопившийся в участке, можно оценить по разности содержания воды в газе на входе и выходе участка.

Точность определения эффективности работы участка  $\delta E$  по одному режиму будет определяться точностью измерения производительности  $\delta Q$  и точностью определения пропускной способности  $\delta q$  участка:

$$\delta E = \delta Q + \delta q. \quad (66)$$

В свою очередь, точность определения пропускной способности зависит от достоверности информации о длине и диаметре участка, свойствах транспортируемого газа, точности измерения давления и температуры и точности определения коэффициента гидравлического сопротивления. Принимая во внимание, что ошибка в определении длины и диаметра является систематической и может быть откорректирована по результатам расчетов,  $\delta q$  можно представить следующим образом:

$$\delta q = \delta P + \delta T + \delta \Delta + 0,5\delta \lambda, \quad (67)$$

где  $\delta P$  - средняя точность измерения давления;  $\delta T$  - средняя точность измерения температуры;  $\delta \Delta$  - точность определения плотности газа;  $\delta \lambda$  - точность определения коэффициента гидравлического сопротивления участка.

Следовательно, обработка одного режима работы участка не позволит определить  $E$  с точностью не менее 5 %. Для получения результата с достаточной точностью, порядка (0,1-0,2) %, необходимо определять  $E$  статистической обработкой серии из  $n$  режимов:

$$n = \left( \frac{\delta E}{\delta E_0} \right)^2, \quad (68)$$

где  $\delta E_0$  - требуемая точность определения  $E$ .

Если производить обработку выбранных подряд режимов из периода стабильной работы МГ в течение 2-3 суток, то нужную точность обеспечат 10-12 режимов.

Постепенное засорение газопровода приводит к снижению  $E$  и снижению его пропускной способности. Если МГ работает с недогрузкой, то уменьшение  $E$  сопровождается увеличением степени сжатия КС и, соответственно, возрастанием затрат энергии на транспорт газа. В этом случае все мероприятия, направленные на поддержание  $E$  на более высоком уровне, приводят к снижению затрат на компримирование газа, следовательно, к снижению затрат топливного газа или электроэнергии. В условиях эксплуатации МГ основными мероприятиями по повышению  $E$  являются периодическая очистка и продувка участков.

В общем случае убытки при продувке участка связаны с потерей газа. При многониточных газопроводах продувку осуществляют поочередным отключением отдельных ниток, что исключает безвозвратные потери газа, и в этом случае ущерб связан со снижением производительности МГ и увеличением затрат на компримирование газа. При работе газопровода с недогрузкой убытков от недопоставки газа может не быть.

В случае очистки газопровода дополнительные затраты связаны с приобретением очистных устройств, снижением производительности МГ, безвозвратными потерями газа при сбросе продуктов очистки и заработной платой дополнительного персонала.

Увеличение затрат на поддержание на высоком уровне эффективности работы газопровода приводит к росту прибыли от транспортной работы. **Оптимальной величине гидравлической эффективности должна соответствовать максимальная прибыль от транспорта газа.**

Для данного случая изменение прибыли от транспорта газа по МГ  $\Delta\Pi$  можно представить следующим образом:

$$\Delta\Pi = T(Q_2 - Q_1) - (S_{M2} - S_{M1}), \quad (69)$$

где  $T$  - тариф на транспорт газа по данному газопроводу, руб/млн м<sup>3</sup>;  $Q_1$  и  $Q_2$  - годовая производительность МГ до и после проведения мероприятия, млн м<sup>3</sup>;  $S_{M1}$  и  $S_{M2}$  - затраты, связанные с проведением данного мероприятия (очистка, продувка и т.п.), руб.

Если проводимое мероприятие не преследует цель повышения производительности МГ, то оптимальному варианту соответствует минимум затрат  $S_M$ . При очистке участка они будут состоять из стоимости энергии на транспорт газа и стоимости очисток:

$$S_M = Q_T C_T + C_O n, \quad (70)$$

где  $Q_T$  - годовой объем топливного газа, затраченный на транспорт газа, при  $n$  очисток участка в год;  $C_T$  - стоимость топливного газа;  $C_O$  - стоимость одной очистки.

Потребляемое количество топливного газа зависит от мощности, затрачиваемой ГТУ на сжатие газа:

$$Q_T = \frac{86400 N_D}{\eta_T Q_H} T_0, \quad (71)$$

где  $T_0$  - число рабочих дней МГ в году;  $Q_H$  - низшая теплотворная способность газа, кДж/м<sup>3</sup>;  $\eta_T$  - КПД двигателя.

Потребляемая мощность  $N_D$  определяется из уравнений (1) и (3). Степень сжатия КС определяется из уравнения пропускной способности:

$$\varepsilon_K = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 - \frac{A_1}{E^2}}}, \quad (72)$$

где

$$A_1 = \frac{Q^2 \lambda \cdot T \cdot z \cdot l \cdot \Delta}{105,087^2 D^5}, \quad (73)$$

$E_C$  – среднее значение коэффициента эффективности участка за межочистной период.

В общем случае, после очистки участка  $E$  снижается от начального значения  $E_0$  экспоненциально до минимального значения и, достигнув его, остается относительно постоянной величиной. Так как это изменение происходит медленно, а при определении оптимальной периодичности не требуется высокой точности, то для достаточно большого промежутка времени работы МН можно представить изменение эффективности линейной зависимостью, тогда

$$E_C = \frac{E_1 + E_2}{2}, \quad (74)$$

где  $E_1$  и  $E_2$  - эффективность работы участка в начале и в конце межочистного периода.

Практически на большом промежутке времени монотонное изменение  $E$  происходит редко. По истечению какого-то времени, экспоненциальное снижение эффективности переходит в синусоидальное или другое, обусловленное действующими факторами. В этом случае можно представить изменение эффективности ломаной линией, и тогда средняя эффективность определяется зависимостью

$$E_C = \frac{\sum_{i=1}^n E_i \cdot \tau_i}{\sum_{i=1}^n \tau_i}. \quad (75)$$

где  $E_i$  - среднеарифметическая эффективность работы участка в  $i$ -ом периоде;  $\tau_i$  - продолжительность  $i$ -го периода.

Значения  $E_1$  и  $E_2$  принимаются по результатам анализа работы МГ.

Основной причиной установки АВО на КС является необходимость обеспечения сохранности антикоррозионной изоляции и устойчивости трубопровода. С другой стороны, охлаждение приводит к снижению средней температуры газа в участке, что сопровождается снижением гидравлическо-

го сопротивления и, как следствие, повышением пропускной способности участка или при неизменной производительности снижением затрат энергии. Снижение средней температуры на 3-4 градуса приводит к повышению пропускной способности на 1%. Следовательно, охлаждение газа является достаточно эффективным способом повышения экономичности работы МГ.

**Оптимизация температурного режима МГ** может рассматриваться в двух аспектах:

- оборудование КС установками охлаждения газа;
- выбор оптимального числа работающих вентиляторов на установленных АВО.

Установка новых АВО приводит к повышению стоимости основных фондов КС. Доля АВО в стоимости станции составляет (3-4) %. В соответствии с (46), охлаждение газа приведет к снижению затрат мощности ГПА на его транспорт и, как следствие, к снижению стоимости энергии на перемещение газа по участку. В АВО газ охлаждается воздухом, подаваемым вентиляторами с приводом от электродвигателей, что увеличивает затраты электроэнергии на КС.

Увеличение суммарной стоимости затрат энергии на транспорт газа по участку однозначно свидетельствует о нецелесообразности оборудования КС аппаратами воздушного охлаждения.

При снижении затрат энергии целесообразность оборудования КС АВО оценивается сроком окупаемости дополнительных капиталовложений:

$$T = \frac{K_A}{S_1 - S_2} , \quad (76)$$

где  $K_A$  - капитальные затраты на дооборудование КС;  $S_1$  и  $S_2$  - стоимость энергии до и после дооборудования КС.

Для случая оборудования КС газотурбинными перекачивающими агрегатами энергозатраты представлены топливным газом и электроэнергией:

$$S = Q_T C_T + A_E C_E , \quad (77)$$

где  $A_E$  - затраты электроэнергии на охлаждение газа, кВт час:

$$A_E = n_B N_B T_B ; \quad (78)$$

$n_B$  - количество работающих вентиляторов на всех АВО, при котором обеспечивается оптимальное значение температуры  $T_i$ ;  $N_B$  - мощность, потребляемая одним электродвигателем, вращающим вентилятор, кВт;  $T_B$  - время работы вентиляторов, час.

Температура газа на выходе КС и средняя температура газа в участке определяются уравнениями (25) и (32).

Оптимальная температура газа на выходе КС и соответствующая ей схема работы АВО определяются минимумом затрат энергии (53).

## КОМПЛЕКС ЗАДАЧ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПО РАЗДЕЛУ 2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

**Задача 1.** Определить пропускную способность участка МГ длиной  $l = (100+2n^*)$  км и диаметром  $D = (1400-10n)$  мм. Давление и температура газа в начале участка  $P_1 = (7,36-0,05n)$  МПа и  $T_1 = (290-0,5n)$  К, в конце участка  $P_2 = 5,0$  МПа и  $T_2 = (273+0,25n)$  К. Транспортируется газ с относительной плотностью  $\Delta = (0,56+0,005n)$ .

Оценить влияние точности определения пропускной способности участка.

$n^*$  - номер варианта

**Задача 2.** Определите, каким должно быть расстояние между перемычками, при равномерной их расстановке, чтобы при аварии на одной из ниток газопровода производительность его снизилась не более чем на  $\delta = (10+0,5n)$  %, если на одной из ниток имеется, начиная с  $(10+n)$  километра лупинг длиной  $X = (0,4+n/100)$  км. Количество ниток  $m^* = (5-n/6)$  штук. Диаметры всех ниток и лупинга одинаковы. Длину участка и диаметр труб принять из задачи 1.

$m^*$  - число ниток округлить в большую сторону.

**Задача 3.** Определить стоимость энергии затрачиваемой на транспорт газа по участку газопровода длиной  $l = (170+2n)$  км и диаметром 1400 мм при минимальной температуре газа при выходе КС. Давление и температура газа на входе КС  $P_2 = 4,0$  МПа и  $T_2 = 273$  К, давление газа в конце участка  $P_k = 2,0$  МПа. Температура грунта  $T_o = 273$  К, воздуха  $T_a = 265$  К. Газопровод работает с производительностью  $Q = (90-n)$  млн.м<sup>3</sup>/сут. Транспортируется газ с относительной плотностью  $\Delta = 0,6$ . Типом и количеством АВО задаться самостоятельно. Стоимость электроэнергии и топливного газа задаются преподавателем.

**Задача 4.** Для газопровода, оборудованного  $n$  КС, известны давления в начале и в конце участков и газопровода. Покажите на рисунке и обоснуйте все изменения режима работы газопровода при остановке КС-х. Укажите возможные нарушения нормальной работы газопровода и места их наибольшей вероятности.

**Задача 5.** Для газопровода, оборудованного  $n$  КС, известны давления в начале и в конце участков и газопровода. Покажите на рисунке и обоснуйте все изменения режима работы газопровода при подключении нового потребителя перед КС-х. Укажите возможные нарушения нормальной работы газопровода и места их наибольшей вероятности.

**Задача 6.** Для газопровода, оборудованного  $n$  КС, известны давления в начале и в конце участков и газопровода. Покажите на рисунке и обоснуйте все изменения режима работы газопровода при подключении нового месторождения перед КС-х. Укажите возможные нарушения нормальной работы газопровода и места их наибольшей вероятности.

**Задача 7.** Определите, с какой степенью сжатия должна работать КС для обеспечения транспорта  $Q$  млн. м<sup>3</sup> газа в сутки по участку газопровода диаметром  $D$  мм и длиной  $L$  км. Давление в конце участка  $P_k$  МПа, температура газа на выходе КС  $T_1$  К, температура грунта  $T_o$  К. Относительная плотность газа  $\Delta$ .

**Задача 8.** Определите, с каким давлением газ поступает на последующую КС, если длина участка  $L$  км, диаметр газопровода  $D$  мм. КС в начале участка работает со степенью сжатия  $\varepsilon$  при давлении газа на входе  $P_2$  МПа и температуре  $T_1$  К. Температура грунта  $T_o$  К. Участок работает с производительностью  $Q$  млн. м<sup>3</sup> в сутки. Относительная плотность газа  $\Delta$ .

**Задача 9.** Определите, с какой средней производительностью работал участок газопровода длиной  $L$  км и диаметром  $D$  мм, если очистное устройство прошло его за  $\tau$  часов. Давление газа в начале участка  $P_1$  МПа, в конце участка  $P_2$  МПа. Температура газа в начале участка  $T_1$  К, в конце участка  $T_2$  К. Относительная плотность газа  $\Delta$ .

**Задача 10.** Определите скорость течения газа на  $x$  км участка газопровода длиной  $L$  км и диаметром  $D$  мм, если давление и температура в начале участка  $P_1$  МПа и  $T_1$  К. В конец участка газ проходит с давлением  $T_k$  МПа, температура грунта  $T_o$  К. Транспортируется газ с относительной плотностью  $\Delta$ .

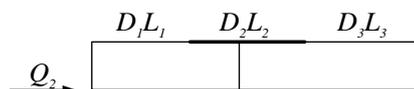
**Задача 11.** Определите, каким должен быть эквивалентный диаметр участка газопровода длиной  $L$  км для обеспечения транспорта  $Q$  млн. м<sup>3</sup> газа в сутки, если давление и температура в начале участка  $P_1$  МПа и  $T_1$  К, давление в конце участка  $T_k$  МПа, температура грунта  $T_o$  К. Транспортируется газ с относительной плотностью  $\Delta$ .

**Задача 12.** На участке газопровода диаметром  $D$  мм и длиной  $L$  км установлены линейные краны через каждые  $l$  км. Давление и температура газа в начале участка  $P_1$  МПа и  $T_1$  К, давление в конце участка  $P_k$  МПа, температура грунта  $T_o$  К. После аварии на  $x$  км были закрыты ближайšie к месту аварии краны. Определите объем газа, оставшийся в конечном участке после закрытия кранов, если относительная плотность газа  $\Delta$ .

**Задача 13.** Определите время, которое потребуется для пропуска

очистного устройства по участку газопровода диаметром  $D$  мм и длиной  $L$  км, работающего с производительностью  $Q$  млн.  $\text{м}^3$  в сутки, если давление в начале участка  $P_1$  МПа, температура газа в начале участка  $T_1$  К, температура грунта 280 К, относительная плотность газа  $\Delta$ .

**Задача 14.** Определите производительность газопровода (рис. 6).



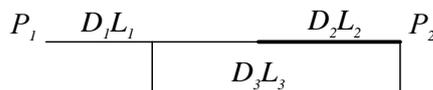
**Рисунок 6 – Расчетная схема к задаче 14**

**Задача 15.** Определите пропускную способность участка после отключения лупинга, если до отключения она составляла  $Q$  млн.  $\text{м}^3$ /сутки (см. рис. 7).



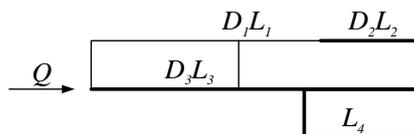
**Рисунок 7 – Расчетная схема к задаче 15**

**Задача 16.** Определите давление в конце участка, после того как будет построен лупинг  $L_3$  (рис. 8).



**Рисунок 8 – Расчетная схема к задаче 16**

**Задача 17.** Определите, какой будет пропускная способность участка, после того как будет открыта перемычка, если при закрытой перемычке он работает с производительностью  $Q$  млн.  $\text{м}^3$ /сутки (см. рис. 9).



**Рисунок 9 – Расчетная схема к задаче 17**

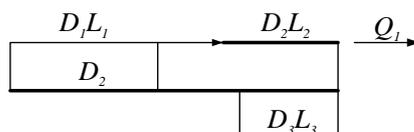
**Задача 18.** Определите, с какой производительностью будет поступать газ потребителям по каждой из ниток газопровода после открытия перемычки, если при закрытой перемычке он работает с производительностью

$Q$  млн. м<sup>3</sup>/сутки. Перемычка расположена на  $x$  км участка (рис. 10)



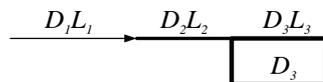
**Рисунок 10 – Расчетная схема к задаче 18**

**Задача 19.** Определите, с какой производительностью работает участок, если по первой нитке поступает  $Q_1$  млн. м<sup>3</sup> газа в сутки. Перемычка расположена на  $x$  км участка (рис. 11).



**Рисунок 11 – Расчетная схема к задаче 19**

**Задача 20.** Определите пропускную способность участка, если участок простого трубопровода диаметром  $D$  мм и остальных, равных условиях имеет пропускную способность  $Q$  млн. м<sup>3</sup>/сутки (рис. 12).



**Рисунок 12 – Расчетная схема к задаче 20**

### Оформление отчетной документации

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Гольянов А.И. и др. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах / Под общ. ред. Земенкова Ю.Д. – М.: Недра, 2004. 544 с.
2. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.; под ред. С. М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – Т. 1.
3. Гашенко, А. А. Технология сооружения магистральных трубопроводов: учебное пособие / А. А. Гашенко, Ю. В. Гашенко. — Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2020. — 204 с. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/105079.html>. (дата обращения: 16.02.2023). — Режим доступа: для авторизир. пользователей
4. Иванов, В. А. Аварийно-восстановительные работы на трубопроводах: учебное пособие / В. А. Иванов, А. В. Рябков, Б. П. Елькин. — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. — 76 с. — ISBN 978-5-9961-1424-5. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/83676.html> (дата обращения: 16.02.2023). — Режим доступа: для авторизир. пользователей
5. Коваленко П.В., Пистунович Н.Н. Машины и оборудование газонефтепроводов. Методические указания к выполнению курсового проектирования для студентов специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». Новополоцк: Изд-во УО «ПГУ», 2007. 72 с.
6. Лурье, М. В. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения производительности трубопровода / М. В. Лурье, А. А. Прохоров. – М.: РГУНГ им. Губкина, 2001.
7. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М.: ГАНГ, 1995.
8. Мустафин, Ф. М. Машины и оборудование газонефтепроводов: учеб. пособие для вузов / Ф. М. Мустафин, Н. И. Коновалов, Р. Ф. Гильметдинов и др. – Уфа: Монография, 2002.
9. Николаев, А. К. Трубопроводный транспорт углеводородов: учебное пособие для вузов / А. К. Николаев, В. В. Пшенин, Н. А. Зарипова. Санкт-Петербург: Лань, 2021. 76 с. ISBN 978-5-8114-7667-1. Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. URL: <https://e.lanbook.com/book/176847> (дата обращения: 16.02.2023). Режим доступа: для авториз. пользователей.
10. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП-2-86). Миннефтепром. - М.: 1987.
11. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных, месторождений (ВНТП 3-85). Миннефтепром. - М.: 1985.

12. Иванов, В. А. Организационно-производственные мероприятия по строительству и капитальному ремонту магистральных трубопроводов: учебное пособие / В. А. Иванов, А. В. Рябков. — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. — 80 с. — ISBN 978-5-9961-1449-8. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/83705.html>. (дата обращения: 16.02.2023). — Режим доступа: для авторизир. пользователей
13. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы, Часть I. Газопроводы - М.: Мингазпром, 1985.
14. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ: учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». В 2 ч. Ч. 1 / сост.: П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова; под общ. ред. П. В. Коваленко. — Новополюк: ПГУ, 2006. — 340 с.
15. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»/ Минэнерго РФ, ОАО «Гипротрубопровод», ОАО «АК «Транснефть». 2002 г., 141 с.
16. Сарданашвили А.Г., Львова А.И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа. — 2-е изд., пер. и доп. — М.: Химия, 1980. 256 с.
17. СНиП 2-05.06-85. Магистральные трубопроводы. Госкомитет СССР по делам строительства. - М.:1985.
18. СНиП 2.01.01-82. Климатология. Госкомитет СССР по делам строительства. - М.: 1982.
19. СНиП 2. 04. 08 – 87. Газоснабжение – М.: Строительное издательство, 1989.
20. СНиП 2.05.06.85\*. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой СССР 1985.
21. СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия. - 1987.
22. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: справочное пособие / под руковод. и общ. ред. Ю. М. Костелевского. — М.: Недра, 1976.
23. Спасский, К. Н. Насосные и компрессорные станции: учеб. пособие / К. Н. Спасский. — М.: Изд-во ВЗПИ, 1990.
24. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач: учебное пособие: в 2 томах / под редакцией Ю. Д. Земенкова. Омск: ОмГТУ, 2017. Том 1. 2017. 428 с. ISBN 978-5-8149-2551-0. Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. URL: <https://e.lanbook.com/book/149153> (дата обращения: 22.04.2021).
25. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач: учебное пособие: в 2 томах / под редакцией Ю. Д. Земенкова. Омск: ОмГТУ, 2017. Том 2. 2017. 352 с. ISBN 978-5-8149-2552-7. Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. URL: <https://e.lanbook.com/book/149165> (дата обращения: 22.04.2021).

26. Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2002.

27. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Процессы : учебное пособие / под редакцией Ю. Д. Земенкова. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 260 с. — ISBN 978-5-9961-0819-0. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/55451> (дата обращения: 16.02.2023). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Параметры магистральных нефтепроводов

Производительность, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см <sup>2</sup>
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

### ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность нефтепро- вода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
до 250	$\frac{357}{355}$	$\frac{355}{355}$
свыше 250 до 500	$\frac{356}{355}$	$\frac{353}{351}$
свыше 500 до 700	$\frac{354}{352}$	$\frac{351}{349}$
свыше 700	$\frac{352}{350}$	$\frac{349}{345}$

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