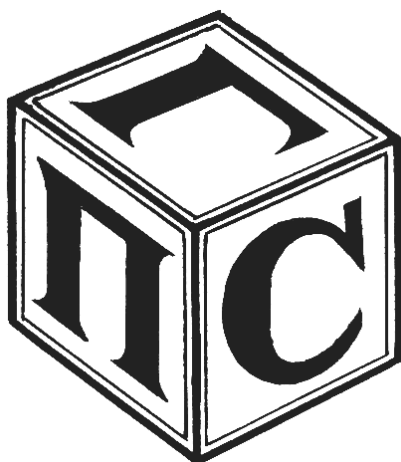


МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Промышленное и гражданское строительство»

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

*Методические рекомендации к курсовому проектированию  
для студентов направления подготовки  
21.03.01 «Нефтегазовое дело» дневной формы обучения*



Могилев 2026

УДК 622.276  
ББК 39.77  
П79

Рекомендовано к изданию  
учебно-методическим отделом  
Белорусско-Российского университета

Одобрено кафедрой «Промышленное и гражданское строительство»  
«23» декабря 2025 г., протокол № 6

Составитель Ю. Н. Котов

Рецензент канд. техн. наук, доц. И. В. Лесковец

Методические рекомендации к курсовому проектированию предназначены для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» дневной формы обучения. В них приведены необходимые данные для подготовки курсовой работы, а также требования к ее оформлению.

Учебное издание

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Ответственный за выпуск	И. В. Лесковец
Корректор	И. В. Голубцова
Компьютерная верстка	Н. П. Полевничая

Подписано в печать . Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.  
Печать трафаретная. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. . Тираж 36 экз. Заказ №

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Межгосударственное образовательное учреждение высшего образования  
«Белорусско-Российский университет».  
Свидетельство о государственной регистрации издателя,  
изготовителя, распространителя печатных изданий  
№ 1/156 от 07.03.2019.  
Пр-т Мира, 43, 212022, г. Могилев.

© Белорусско-Российский  
университет, 2026

## Содержание

Введение .....	4
1 Содержание курсовой работы .....	5
2 Оформление курсовой работы .....	5
3 Состав курсовой работы .....	6
4 Определение основных физических свойств перекачиваемого газа .....	7
5 Выбор труб и расчет толщины .....	10
6 Расчет пылеуловителей компрессорной станции .....	11
7 Расчет компрессорной станции .....	11
8 Расчет АВО газа на компрессорной станции .....	15
9 Расчет линейного участка между компрессорными станциями .....	18
10 Расчет физико-химических свойств нефти .....	20
11 Расчет нефтепровода на прочность .....	23
12 Технологический расчет .....	26
13 Расчет сложного нефтепровода .....	28
14 Определение количества насосных станций .....	29
Список литературы .....	31
Приложение А .....	33

## Введение

Новые условия строительства и эксплуатации трубопроводов и поддержание на высоком уровне требований к качеству их проектирования требуют от проектировщиков уверенных знаний и навыков, связанных с классическими методами расчета линейной части газо- и нефтепроводов.

Выполнение курсовой работы по проектированию линейной части газонепфтепроводов имеет целью закрепление теоретических знаний, полученных по курсу «Проектирование линейной части газонепфтепроводов». Кроме того, курсовая работа способствует развитию навыков принятия самостоятельного решения проблем.

В ходе выполнения курсовой работы студент расширяет знания путем самостоятельной работы с нормативно-справочной литературой, грамотно, в соответствии с заданием, излагает материал и оформляет работу.

Цель учебной дисциплины – подготовка специалиста к будущей производственно-технической, организационно-управленческой и проектной деятельности в области проектирования трубопроводов транспорта углеводородов.

Цель курсовой работы – закрепление практических знаний, приобретенных в период прохождения производственной практики, и подготовка студента к итоговой государственной аттестации.

Данные методические рекомендации предназначены для выполнения курсовой работы в рамках дисциплины «Проектирование линейной части газонепфтепроводов» студентами направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Содержание рекомендаций соответствует рабочей программе дисциплины и содержит требования к содержанию и оформлению курсовой работы, задания и исходные данные для проектирования линейной части газо- и нефтепровода, методики их расчета, рекомендации в части выбора литературы, а также значительную часть необходимых для проектирования справочных материалов.

## 1 Содержание курсовой работы

Курсовая работа по «Проектированию линейной части газонефтепроводов» представляет собой комплекс расчетно-пояснительной записки и графической части, содержащей технологические и гидравлические расчеты, обоснование выбора труб и оборудования, мероприятия по обеспечению надежности и безопасности, а также технико-экономические показатели линейного участка трубопровода, следуя стандартам проектирования.

В обязательном порядке работа должна иметь расчетную часть и сопровождаться графическим материалом (один лист формата А1).

Источники, рекомендуемые к использованию в курсовой работе, представлены в приложении А.

## 2 Оформление курсовой работы

В состав пояснительной записки входят:

- титульный лист;
- задание на проектирование;
- введение;
- предусмотренные заданием разделы;
- заключение;
- список литературы;
- приложения (при необходимости).

Курсовой проект выполняется на компьютере на стандартных листах А4 (210 × 297 мм) по ГОСТ 2.301. Междустрочный интервал – одинарный, шрифт текста – 14 (Times New Roman), в таблицах – 12. Текст печатается строчными буквами (кроме заглавных), выравнивается по ширине с использованием переносов слов. Абзацный отступ должен соответствовать 1,25 см и быть одинаковым по всей работе.

Номера страниц проставляются в штампе основной надписи. Листы документа нумеруют по порядку сквозной нумерацией. Титульный лист и задание включаются в общую нумерацию страниц. Номер страницы на титульном листе и на задании не проставляется.

Шрифт печати должен быть прямым, четким, черного цвета, одинаковым по всему объему текста. Разрешается использовать компьютерные возможности акцентирования внимания на определениях, терминах, важных особенностях с помощью разного начертания шрифта: курсивного, полужирного, курсивного полужирного, подчеркивания и др.

Опечатки и графические неточности, обнаруженные в тексте, допускается исправлять подчисткой или закрасиванием белой краской (корректором) с нанесением на том же месте исправленного текста (графика и т. п.) черными чернилами рукописным способом. Не допускается более пяти исправлений на одной странице. Повреждения листов текстовых документов, помарки и следы не пол-

ностью удаленного прежнего текста (графика, таблицы, схемы и т. п.) не допускаются.

Ориентировочный объем курсового проекта составляет 25–35 с. В данный объем не входят приложения и список использованных источников. По согласованию с преподавателем объем работы может быть увеличен.

## **3 Состав курсовой работы**

### ***3.1 Исходные данные для курсовой работы***

Исходным документом, на основании которого выполняется курсовая работа, является задание, которое выдается руководителем работы согласно утвержденным вариантам заданий и утверждается заведующим кафедрой. В задании устанавливаются годовая производительность, абсолютное рабочее давление в газопроводе, температура газа, протяженность участка газопровода, температура окружающего воздуха, температура грунта в районе, высота расположения над уровнем моря, состав транспортируемого газа, длина нефтепровода, объем годовой перекачки, плотность нефти при 20 °С, кинематическая вязкость нефти, минимальная температура эксплуатации, максимальная и минимальная температуры грунта.

### ***3.2 Расчетная часть курсовой работы***

Проектирование линейной части газопровода сводится к последовательному решению следующих задач:

- определение основных физических свойств перекачиваемого газа;
- выбор труб и расчет толщины;
- расчет пылеуловителей компрессорной станции;
- расчет компрессорной станции;
- расчет АВО газа на компрессорной станции;
- расчет линейного участка между компрессорными станциями.

Проектирование линейной части нефтепровода сводится к последовательному решению следующих задач:

- расчет физико-химических свойств нефти;
- расчет нефтепровода на прочность (расчет толщины стенки трубопровода, проверка на наличие осевых сжимающих напряжений);
- технологический расчет (определение режима потока, определение гидравлического уклона, проверка существования перевальной точки и самотечных участков, определение количества насосных станций, расчет сложного нефтепровода, в том числе расстановка лупингов и вставок по трассе нефтепровода графическим способом);
- определение капитальных, эксплуатационных и приведенных затрат (определение капитальных затрат, определение эксплуатационных затрат, определение приведенных затрат);

– выбор основного оборудования НПС (выбор магистральных насосов, выбор подпорных насосов, выбор электродвигателей для насосов).

Построение гидравлического уклона, расстановку насосных станций, определение самотечного участка и расстановку лупингов и вставок по трассе нефтепровода требуется осуществить графическим способом на формате А1.

### 3.3 Графическая часть курсовой работы

Графическая часть курсовой работы должна содержать один лист формата А1.

Пример оформления графической части работы (на тему «Проектирование линейной части газонефтепроводов») представлен на рисунке 3.1.

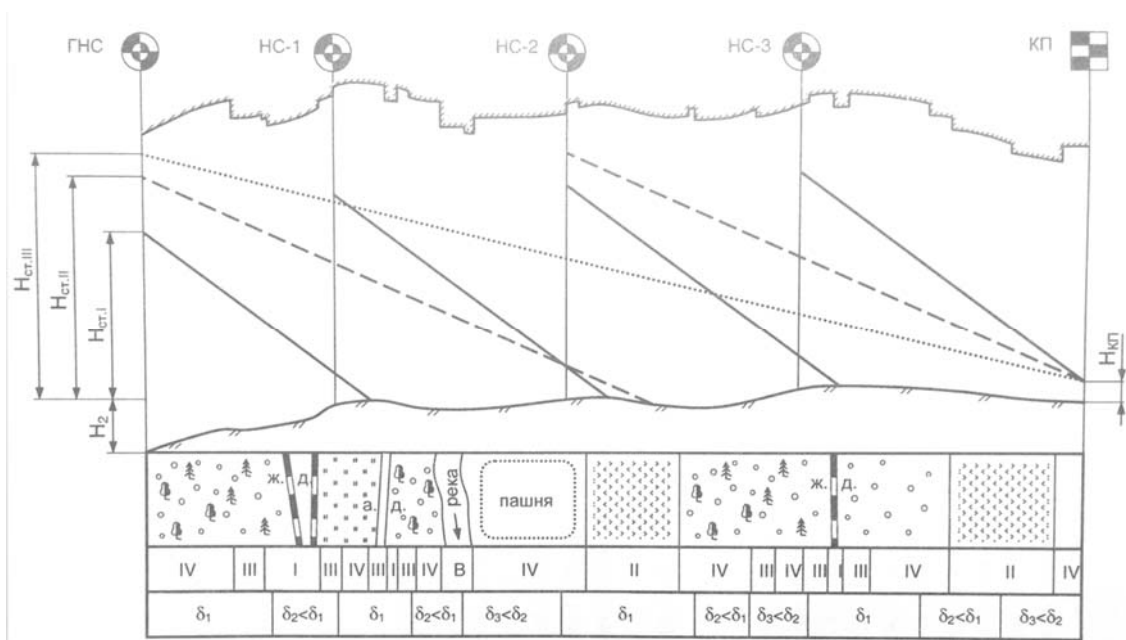


Рисунок 3.1 – Пример оформления графической части работы на тему «Проектирование линейной части газонефтепроводов»

## 4 Определение основных физических свойств перекачиваемого газа

Основными свойствами природных газов, влияющими на технологию их перекачки по трубопроводам, являются плотность, вязкость, сжимаемость и способность образовывать газовые гидраты.

Для выполнения гидравлического и теплового расчетов газопроводов и расчета режимов работы компрессорных станций необходимо знать основные свойства природных газов: плотность, вязкость, газовую постоянную, псевдокритическую температуру и давление, коэффициент сжимаемости, теплоемкость, коэффициент Джоуля – Томсона. Свойства газа определяются свойствами отдельных компонентов, входящих в его состав.

Плотность газов зависит от состава газа, давления и температуры. Так как при движении по газопроводу давление уменьшается, то и плотность газа снижается, а скорость его движения возрастает. Таким образом, в отличие от нефтепроводов, транспортируемая среда в газопроводах движется с ускорением.

Плотность газовой смеси при стандартных условиях

$$\rho_{cm} = \sum a_i \cdot \rho_i, \quad (4.1)$$

где  $a_i$  – объемная (молярная) концентрация  $i$ -го компонента смеси;

$\rho_i$  – плотность  $i$ -го компонента смеси.

В расчетах часто пользуются понятием относительной плотности газа, численно равной отношению плотности газа  $\rho$  к плотности воздуха  $\rho_B$  при одних и тех же условиях:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_B}. \quad (4.2)$$

Для стандартных условий можно записать

$$\Delta = \frac{\rho_{cm}}{1,204}, \quad (4.3)$$

т. к. плотность воздуха при стандартных условиях  $\rho_B = 1,204 \text{ кг/м}^3$ .

Величина относительной плотности не зависит от давления и температуры.

Кроме стандартных, различают нормальные условия ( $T_n = 273,15 \text{ К}$  и  $P_n = 0,1013 \text{ МПа}$ ).

При нормальных условиях плотность газа можно определить по его молярной массе:

$$\rho_n = \frac{M}{22,41}, \quad (4.4)$$

где 22,41 – объем одного киломоля газа при нормальных условиях,  $\text{м}^3/\text{кмоль}$ ;

$M$  – молярная масса природного газа,  $\text{кг/кмоль}$ .

Молярная масса природного газа определяется по правилу аддитивности как

$$M = \sum a_i \cdot M_i, \quad (4.5)$$

где  $a_i$ ,  $M_i$  – объемная доля и молярная масса  $i$ -го компонента соответственно.

Псевдокритические температура и давление газовой смеси определяются по формулам

$$T_{нк} = \sum a_i \cdot T_{кр_i}; \quad (4.6)$$

$$P_{нк} = \sum a_i \cdot P_{кр_i}, \quad (4.7)$$

где  $T_{кр_i}$ ,  $P_{кр_i}$  – абсолютные критические температура и давление  $i$ -го компонента газовой смеси соответственно.

Критическая температура  $T_{кр_i}$  – температура, при которой и выше которой при повышении давления нельзя сконденсировать пар.

Критическое давление  $P_{кр_i}$  – давление, при котором и выше которого при повышении температуры нельзя испарить жидкость.

Сжимаемость – это свойство газов уменьшать свой объем при увеличении давления. Благодаря этому свойству в специальных емкостях – газгольдерах высокого давления – можно хранить количество газа, в десятки раз превышающее геометрический объем емкости.

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств реального природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости  $Z$  определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температуры и давления либо по формуле

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{1 - 1,68 \cdot T_{np} + 0,78 \cdot T_{np}^2 + 0,0107 \cdot T_{np}^3}, \quad (4.8)$$

где  $P_{np}$ ,  $T_{np}$  – приведенные к псевдокритическим условиям значения давления и температуры газа соответственно, которые вычисляются по формулам

$$P_{np} = \frac{P}{P_{нк}}; \quad (4.9)$$

$$T_{np} = \frac{T}{T_{нк}}. \quad (4.10)$$

Определение низшей теплоты сгорания газовой смеси

$$Q_n^p = \sum \alpha_i \cdot q_{ni}, \quad (4.11)$$

где  $q_{ni}$  – низшая теплота сгорания  $i$ -го компонента газа, МДж/ст. м<sup>3</sup>.

## 5 Выбор труб и расчет толщины

Условный диаметр для линейной части трубопровода подбирают исходя из его заданной производительности. Далее в зависимости от условного диаметра и давления подбирают марку стали для изготовления труб и определяют ее свойства:

- временное сопротивление разрыву  $\sigma_{вр}$ , МПа;
- предел текучести  $\sigma_t$ , МПа;
- коэффициент надежности по материалу  $k_1$ .

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (5.1)$$

где  $n$  – коэффициент перегрузки;

$p$  – рабочее давление, МПа;

$D_n$  – наружный диаметр, м;

$R_1$  – расчетное сопротивление материала стенки трубопровода, МПа.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (5.2)$$

где  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяется из условий работы на разрыв, равно минимальному пределу прочности;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода, для I и II категорий трубопроводов  $m = 0,75$ , для III и IV категорий трубопроводов  $m = 0,9$ ;

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу, учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики;

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра.

Полученную расчетную толщину стенки трубопровода округляем до ближайшего большего значения. Далее определяют внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D_n - 2 \cdot \delta. \quad (5.3)$$

## 6 Расчет пылеуловителей компрессорной станции

Марка пылеуловителя для очистки газа на компрессорной станции подбирается в зависимости от рабочего давления и производительности участка газопровода с учетом того, что содержание механических примесей в газе не должно превышать  $5 \text{ мг/м}^3$ .

Пропускная способность одного пылеуловителя

$$Q_{\text{п}} = \frac{q}{n}, \quad (6.1)$$

где  $q$  – количество газа перед пылеуловителем, млн ст.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$n$  – количество пылеуловителей.

Количество газа перед пылеуловителем

$$q = \frac{Q \cdot 10^3}{365 \cdot K_{\text{ро}} \cdot K_{\text{эм}} \cdot K_{\text{нд}}}, \quad (6.2)$$

где  $K_{\text{ро}}$  – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей,

$$K_{\text{ро}} = 0,95;$$

$K_{\text{эм}}$  – коэффициент экстремальных температур,  $K_{\text{эм}} = 0,98$ ;

$K_{\text{нд}}$  – коэффициент надежности газопровода,  $K_{\text{нд}} = 0,98$ .

Далее необходимо проверить, не выходит ли нагрузка на все пылеуловители за границу минимальной производительности, в том числе и при одном отключенном, и определить давление на входе в пылеуловитель.

Давление на входе в пылеуловители

$$P_{\text{вс}} = P_1 - \delta P_{\text{вх}}, \quad (6.3)$$

где  $P_1$  – давление в конце линейного участка, МПа;

$\delta P_{\text{вх}}$  – потери давления на входе, МПа.

## 7 Расчет компрессорной станции

Для установки в цехе компрессорной станции газоперекачивающие агрегаты подбирают в зависимости от рабочего давления. В расчете используются следующие характеристики выбранного нагнетателя:

- тип центробежного нагнетателя (полнонапорный или неполнонапорный);
- КПД привода в стационарных условиях  $\eta_e^H$ , %;
- номинальная частота вращения силовой турбины  $n_H$ , об/мин;

– коммерческая производительность нагнетателя при 20 °С и давлении 0,1013 МПа  $Q_n$ , млн ст. м<sup>3</sup>/сут;

– степень сжатия нагнетателя  $\varepsilon$ ;

– политропический КПД нагнетателя  $\eta_{пол}$ , %.

Количество рабочих ГПА в ступени цеха

$$n = \frac{Q_{кц}}{Q_n}, \quad (7.1)$$

где  $Q_{кц}$  – производительность компрессорного цеха, млн ст. м<sup>3</sup>/сут;

$Q_n$  – коммерческая производительность нагнетателя, млн ст. м<sup>3</sup>/сут.

Полученное количество рабочих ГПА в ступени цеха округляют в большую сторону и назначают количество резервных агрегатов.

Далее определяют рабочую производительность нагнетателя:

$$Q_k = \frac{Q_{кц}}{n}, \quad (7.2)$$

где  $n$  – число рабочих газоперекачивающих агрегатов.

Температуру газа на входе в компрессорный цех  $T_{вс}$ , К, приравнивают к температуре в конце участка газопровода  $T_1$ , К. Далее определяют коэффициент сжимаемости газа при параметрах на входе в нагнетатель:

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau}, \quad (7.3)$$

где  $P_{np}$  – приведенное давление, МПа;

$\tau$  – температурный коэффициент.

Приведенное давление

$$P_{np} = \frac{P_{вс}}{P_{кр}}. \quad (7.4)$$

Температурный коэффициент

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{np} + 0,78 \cdot T_{np}^2 + 0,0107 \cdot T_{np}^3, \quad (7.5)$$

где  $T_{np}$  – приведенная температура, К,

$$T_{np} = \frac{T_{вс}}{T_{кр}}. \quad (7.6)$$

Газовая постоянная компримируемого газа

$$R = \frac{R_g}{\Delta}, \quad (7.7)$$

где  $R_g$  – газовая постоянная компримируемого газа, Дж/кг · К;

$\Delta$  – относительная плотность по воздуху.

Плотность газа в условиях входа в нагнетатель

$$\gamma_{вс} = \frac{P_{вс} \cdot 10^6}{z_{вс} \cdot T_{вс} \cdot R}. \quad (7.8)$$

Объемная производительность нагнетателя при параметрах входа

$$Q_{об} = \frac{Q_1 \cdot \rho_z}{24 \cdot 60 \cdot \rho_{вс}}. \quad (7.9)$$

Производительность одной из групп последовательно соединенных нагнетателей

$$Q_1 = \frac{Q_{кв}}{2}. \quad (7.10)$$

Приведенная частота вращения ротора

$$\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{np} = \frac{n}{n_n} \cdot \sqrt{\frac{z_{np} \cdot R_{np} \cdot [T_H]_{np}}{z_{вс} \cdot R \cdot T_{вс}}}, \quad (7.11)$$

где  $z_{np}$  – приведенный коэффициент сжимаемости;

$R_{np}$  – приведенная газовая постоянная, кг · м/кг · К;

$[T_H]_{np}$  – приведенная температура нагнетания, К;

$R$  – газовая постоянная, кг · м/кг · К.

Давление газа на выходе из нагнетателя

$$P_{вых} = P_{вс} \cdot \varepsilon. \quad (7.12)$$

Температура газа на выходе из нагнетателя

$$T_{вых} = T_{вс} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{пол}}}. \quad (7.13)$$

**Пример** – Произвести анализ режима работы компрессорной станции и выбор оптимальной частоты вращения центробежных нагнетателей при следующих исходных данных.

1 Тип центробежных нагнетателей – Н-300-1,23.

2 Производительность КС  $Q_{кc} = 35$  млн м<sup>3</sup>/сут.

3 Давление газа на входе  $P_{в1} = 3,6$  МПа.

*Решение*

Относительная плотность газа

$$\Delta = \frac{0,767}{1,206} = 0,636 \text{ кг/м}^3.$$

Газовая постоянная

$$R = \frac{287,1}{0,636} = 451,42 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Производительность одной из групп последовательно соединенных нагнетателей

$$Q_1 = \frac{35}{2} = 17,5 \text{ млн м}^3/\text{мин}.$$

Объемная производительность нагнетателя

$$Q_{об} = \frac{Q_1 \cdot \rho_z}{24 \cdot 60 \cdot \rho_{вс}}.$$

Плотность газа на входе в нагнетатель первой ступени сжатия

$$\rho_{вс} = \frac{3,6 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 451,42 \cdot 280} = 31,29 \text{ кг/м}^3.$$

Объемная подача первого нагнетателя

$$Q_{об} = \frac{17,5 \cdot 0,767}{24 \cdot 60 \cdot 31,29} = 297,82 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Приведенный расход газа по первому нагнетателю

$$Q_{пр1} = 297,82 \frac{6150}{6900} = 265,45 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Приведенная частота вращения

$$\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{np} = \frac{6150}{6900} \cdot \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490 \cdot 288}{0,91 \cdot 451,42 \cdot 280}} = 1,185.$$

Давление газа на выходе из нагнетателя

$$P_{вых} = 1,45 \cdot 3,6 = 5,22 \text{ МПа.}$$

Температура газа на выходе из нагнетателя

$$T_{вых} = 280 \cdot 1,45^{\frac{1-1}{1,0,9}} = 280 \text{ К.}$$

## 8 Расчет АВО газа на компрессорной станции

Требуемое количество АВО газа

$$n = \frac{1,1 \cdot Q_{np}}{K_{nn} \cdot \theta_{cp} \cdot F_{аво}}, \quad (8.1)$$

где  $Q_{np}$  – количество тепла, передаваемое в аппарат воздушного охлаждения от газа к воздуху из уравнения теплового баланса, кВт;

$K_{nn}$  – коэффициент теплопередачи, отнесенный к полной поверхности оребренной трубы с учетом загрязнений, Вт/м<sup>2</sup>·К, обычно принимают  $K_{nn} = 20$  Вт/м<sup>2</sup>·К;

$\theta_{cp}$  – средний температурный напор, К;

$F_{аво}$  – полная поверхность оребренной трубы АВО, м<sup>2</sup>.

Количество тепла, передаваемое в аппарат воздушного охлаждения от газа к воздуху из уравнения теплового баланса,

$$Q_{np} = G \cdot C_p \cdot (T_1 - T_2), \quad (8.2)$$

где  $G$  – расход газа через АВО, кг/ч;

$C_p$  – средняя изобарная теплоемкость газа, ккал/кг·К;

$T_1$  – температура газа на входе АВО, К;

$T_2$  – температура газа на выходе АВО, К.

Расход газа через АВО

$$G = \rho_{cm} \cdot Q'_{кц}, \quad (8.3)$$

где  $\rho_{cm}$  – плотность газа при стандартных условиях, кг/ст. м<sup>3</sup>;  
 $Q'_{кц}$  – производительность компрессорного цеха, млн ст. м<sup>3</sup>/ч.  
 Средняя изобарная теплоемкость газа

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{(P_{вых} - 0,1)}{T_{cp}^3}, \quad (8.4)$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура газа на КС, К.

$$T_{cp} = \frac{T_1 + T_2}{2}, \quad (8.5)$$

где  $T_1$  – температура газа на входе АВО, К;  
 $T_2$  – температура газа на выходе АВО, К.

$$T_2 = T_3 + (10 \div 15), \quad (8.6)$$

где  $T_3$  – фактическая температура воздуха, К.

$$T_3 = T_a + \delta T_a, \quad (8.7)$$

где  $T_a$  – среднегодовая температура окружающего воздуха, К;  
 $\delta T_a$  – температурная поправка,  $\delta T_a = 5$  К.

Средний температурный напор

$$\theta_{cp} = \theta \cdot \varepsilon \Delta t, \quad (8.8)$$

где  $\theta$  – средний логарифмический температурный напор, К;  
 $\varepsilon \Delta t$  – поправочный коэффициент, определяемый в зависимости от вспомогательных величин  $P$  и  $R$ .

$$\theta = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{\theta_1}{\theta_2}}, \quad (8.9)$$

где  $\theta_1$  – температурный напор на входе аппарата, К;  
 $\theta_2$  – температурный напор на выходе аппарата, К.  
 Температурный напор на входе аппарата

$$\theta_1 = T_1 - t_2, \quad (8.10)$$

где  $t_2$  – температура воздуха на входе АВО, К.

$$t_2 = t_1 + \Delta t_0 \cdot k_{\Delta t}, \quad (8.11)$$

где  $t_1$  – температура воздуха на выходе АВО, К;

$\Delta t_0$  – повышение температуры воздуха при нормальных условиях, К;

$k_{\Delta t}$  – поправочный коэффициент, зависящий от высоты местности над уровнем моря и температуры окружающего воздуха.

Повышение температуры воздуха при нормальных условиях  $\Delta t_0$ , К,

$$\Delta t_0 = \frac{Q}{1.211 \cdot m \cdot n \cdot K_{жс} \cdot v}, \quad (8.12)$$

где  $Q$  – количество передаваемого в аппарате тепла, кВт;

$m$  – ориентировочное число АВО газа, шт.;

$n$  – количество вентиляторов в аппарате в зависимости от типа аппарата и длины труб, шт.;

$K_{жс}$  – коэффициент, учитывающий количество жалюзи в аппарате, при отсутствии жалюзи принимаем  $K_{жс} = 1$ ;

$v$  – объемный расход воздуха через один вентилятор, м<sup>3</sup>/с.

Температурный напор на выходе аппарата

$$\theta_2 = T_2 - t_1. \quad (8.13)$$

Поправочный коэффициент для определения  $\varepsilon \Delta t$

$$R = \frac{T_1 - T_2}{t_2 - t_1}. \quad (8.14)$$

Поправочный коэффициент для определения  $\varepsilon \Delta t$

$$P = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1}. \quad (8.15)$$

После получения расчетного значения количества АВО его округляют в большую сторону.

## 9 Расчет линейного участка между компрессорными станциями

Конечное давление в газопроводе

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \frac{\Delta \cdot \lambda \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp}}{105,087^2 \cdot d^5} \cdot Q^2 \cdot L}, \quad (9.1)$$

где  $P_n$  – начальное давление в газопроводе, МПа;

$\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода;

$Z_{cp}$  – средний коэффициент сжимаемости газа;

$T_{cp}$  – средняя по длине участка газопровода температура газа, К;

$d$  – внутренний диаметр газопровода, м;

$Q$  – производительность газопровода, млн ст. м<sup>3</sup>/сут;

$L$  – длина участка газопровода, км.

Выразим длину линейного участка между компрессорными станциями:

$$L = \frac{105,087^2 \cdot d^5 \cdot (P_n^2 - P_k^2)}{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp}}. \quad (9.2)$$

Средняя по длине участка газопровода температура газа

$$T_{cp} = \frac{T_n + T_0}{2}, \quad (9.3)$$

где  $T_n$  – начальная температура в газопроводе, К;

$T_0$  – среднегодовая температура грунта, К.

Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода

$$\lambda = \frac{1,05 \cdot \lambda_{mp}}{E^2}, \quad (9.4)$$

где  $\lambda_{mp}$  – коэффициент сопротивления трению;

$E$  – коэффициент гидравлической эффективности газопровода,  $E = 0,95$ .

Коэффициент сопротивления трению

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left( \frac{2 \cdot k}{d} \right)^{0,2}, \quad (9.5)$$

где  $k$  – эквивалентная шероховатость, мм,  $k = 0,03$  мм.

Приведенная температура

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}}. \quad (9.6)$$

Приведенное давление

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (9.7)$$

где  $P_{cp}$  – среднее значение давления, МПа.

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left( P_n + \frac{P_{к1}^2}{P_n + P_{к1}} \right), \quad (9.8)$$

где  $P_{к1}$  – конечное давление в первом приближении, МПа.

Средний коэффициент сжимаемости газа

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau}. \quad (9.9)$$

**Пример** – Определить расстояние между компрессорными станциями и число КС. Начальная температура в газопроводе составляет 278 К. Среднегодовая температура грунта – 303 К. Внутренний диаметр трубопровода – 1,3886 м. Длина газопровода – 2000 км.

*Решение*

Средняя по длине участка газопровода температура газа

$$T_{cp} = \frac{278 + 303}{2} = 290,5 \text{ К.}$$

Коэффициент сопротивления трению

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left( \frac{2 \cdot 0,03}{1,3886} \right)^{0,2} = 8,978 \cdot 10^{-3}.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода

$$\lambda = \frac{1,05 \cdot 8,978 \cdot 10^{-3}}{0,95^2} = 1,045 \cdot 10^{-2}.$$

Приведенная температура

$$T_{np} = \frac{290,5}{206,8} = 1,405 \text{ К.}$$

Среднее значение давления

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left( 7,29 + \frac{5,22^2}{7,29 + 5,22} \right) = 6,312 \text{ МПа.}$$

Приведенное давление

$$P_{np} = \frac{6,312}{4,527} = 1,394 \text{ МПа.}$$

Коэффициент сжимаемости газа

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,394}{1 - 1,68 \cdot 1,405 + 0,78 \cdot 1,405^2 + 0,0107 \cdot 1,405^3} = 0,839.$$

Длина линейного участка между компрессорными станциями

$$L = \frac{105,087^2 \cdot 1,3886^5 \cdot (7,29^2 - 5,22^2)}{96,50^2 \cdot 0,637 \cdot 1,045 \cdot 10^{-2} \cdot 0,839 \cdot 290,5} = 98,2 \text{ км.}$$

Вычислив расстояние между КС, определяем требуемое число компрессорных станций:

$$n_0 = \frac{l}{L} = \frac{2000}{98,2} = 20,4.$$

Округляем расчетное число КС до  $n = 21$ . После округления найденного числа КС  $n_0$  до целого значения  $n$  (как правило, в большую сторону) уточняем значения расстояния между КС:

$$L = \frac{2000}{21} = 95,238 \text{ км.}$$

## 10 Расчет физико-химических свойств нефти

Физико-химические свойства нефти и светлых нефтепродуктов, имеющие существенное значение для организации технологического процесса их транспортировки по трубопроводам, характеризуются расчетной температурой транспортируемой нефти  $T_p$ , плотностью  $\rho_T$ , а также кинематической вязкостью  $\nu_T$ .

Расчетная температура транспортируемой нефти принимается равной мини-

мальной среднемесячной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода с учетом начальной температуры нефти на головных сооружениях, тепловыделений в трубопроводе, обусловленных трением потока, и теплопередачи в грунт (таблица 10.1). Допускается расчетную температуру нефти принимать равной среднемесячной температуре грунта самого холодного месяца на уровне оси подземного трубопровода. Для трубопровода большой протяженности трасса разбивается на отдельные участки с относительно одинаковыми условиями. В этом случае можно записать

$$T_p = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n l_i T_i, \quad (10.1)$$

где  $L$  – полная протяженность нефтепровода, км;

$l_i$  – длина  $i$ -го участка с относительно одинаковой температурой  $T_i$ , км;

$n$  – число участков;

$T_i$  – температура грунта на глубине залегания оси трубопровода на  $i$ -м участке.

Расчетная плотность  $\rho_T$ , кг/м<sup>3</sup>, при температуре  $T = T_p$  определяется по формуле Д. И. Менделеева

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p (T - 293)} \quad (10.2)$$

или

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T); \quad (10.3)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}, \quad (10.4)$$

где  $\beta_p$  – коэффициент объемного расширения.

Расчетная кинематическая вязкость, мм<sup>2</sup>/с, нефти  $\nu_T$  определяется при расчетной температуре по вязкостно-температурной кривой либо по одной из следующих зависимостей:

1) по формуле Вальтера (ASTM)

$$\lg \lg(\nu_T + 0,8) = a + b \cdot \lg T_p, \quad (10.5)$$

где  $\nu_T$  – расчетная кинематическая вязкость нефти, мм<sup>2</sup>/с,

$$\nu_T = 10^{10^{a+b \lg T}} - 0,8; \quad (10.6)$$

$a$ ,  $b$  – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости  $\nu_1$  и  $\nu_2$  при температурах  $T_1$  и  $T_2$ :

$$a = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1; \quad (10.7)$$

$$b = \frac{\lg\left(\frac{\lg(v_1 + 0,8)}{\lg(v_2 + 0,8)}\right)}{\lg T_1 - \lg T_2}; \quad (10.8)$$

2) по формуле Филонова – Рейнольдса

$$v_T = v_1 e^{(-u(T-T_1))}, \quad (10.9)$$

где  $u$  – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К,

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{v_2}{v_1}. \quad (10.10)$$

Таблица 10.1 – Средние температурные поправки плотности и коэффициенты объемного расширения

Плотность $\rho_{293}$ , кг/м <sup>3</sup>	Температурная поправка $\xi$ , кг/(К· м <sup>3</sup> )	Коэффициент объемного расширения $\beta_p$ , 1/К	Плотность $\rho_{293}$ , кг/м <sup>3</sup>	Температурная поправка $\xi$ , кг/(К· м <sup>3</sup> )	Коэффициент объемного расширения $\beta_p$ , 1/К
700...709	0,897	0,001263	890...899	0,647	0,000722
710...719	0,884	0,001227	900...909	0,638	0,000699
720...729	0,870	0,001193	910...919	0,620	0,000677
730...739	0,857	0,001160	920...929	0,607	0,000656
740...749	0,844	0,001128	930...939	0,594	0,000635
750...759	0,831	0,001098	940...949	0,581	0,000615
760...769	0,818	0,001068	950...959	0,567	0,000594
770...779	0,805	0,001039	960...969	0,554	0,000574
780...789	0,792	0,001010	970...979	0,541	0,000555
790...799	0,778	0,000981	980...989	0,528	0,000536
800...809	0,765	0,000952	990...999	0,515	0,000518
810...819	0,752	0,000924	1000...1009	0,502	0,000499
820...829	0,738	0,000896	1010...1019	0,489	0,000482
830...839	0,725	0,000868	1020...1029	0,476	0,000464
840...849	0,712	0,000841	1030...1039	0,463	0,000447
850...859	0,699	0,000818	1040...1049	0,450	0,000431
860...869	0,686	0,000793	1050...1059	0,437	0,000414
870...879	0,673	0,000769	1060...1069	0,424	0,000398
880...889	0,660	0,000746	1070...1079	0,411	0,000382

Достаточная точность зависимости (10.9) во всем рабочем диапазоне температур обеспечивается при выполнении неравенства  $T_1 < T < T_2$ ; при невыполнении этого неравенства применяют зависимость.

## 11 Расчет нефтепровода на прочность

Провести механический расчет магистрального нефтепровода при следующих условиях:

- длина трубопровода –  $L$ , км;
- расход –  $G$ , млн т/год;
- плотность при 20 °С –  $\rho_{20}$ , кг/м<sup>3</sup>;
- кинематическая вязкость при 20 °С –  $\nu_{20}$ , м<sup>2</sup>/с;
- кинематическая вязкость при 10 °С –  $\nu_{10}$ , м<sup>2</sup>/с;
- температура окружающей среды –  $t_{окр.ср}$ , ср, °С;
- максимальная температура грунта –  $t_{гр.мах}$ , °С;
- минимальная температура грунта –  $t_{гр.мин}$ , °С;
- разность отметок конца и начала трубопровода –  $\Delta Z$ , м.

Выбрать марку стали материала трубопровода для определения прочностных характеристик: предела прочности и предела текучести.

Для сооружений магистральных нефтепроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямоугольные или спиральношовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок.

Определим расчетную толщину стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (11.1)$$

где  $n$  – коэффициент перегрузки;

$p$  – рабочее давление в нефтепроводе, МПа;

$D_n$  – наружный диаметр нефтепровода, м;

$R_1$  – расчетное сопротивление, МПа.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (11.2)$$

где  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяется из условий работы на разрыв, равно минимальному пределу прочности;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу, учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики;

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от

его диаметра.

Магистральные стальные нефтепроводы и все составляющие их конструктивные элементы следует рассчитывать на нагрузки и воздействия по методу предельных состояний. Для всех видов и конструктивных схем прокладки магистральных трубопроводов принимают два предельных состояния трубы:

1) предельное состояние, за которое принимают условие прочности металла труб на разрыв (достижение временного сопротивления  $\sigma_B$ );

2) предельное состояние, за которое принимают условие появления пластических деформаций (достижение предела текучести  $\sigma_T$ ).

Проверку прочности подземного магистрального трубопровода на осевые сжимающие напряжения производят из условия

$$\sigma_{np}^H = -\alpha E \Delta t + 0,25 \frac{n \cdot p \cdot D_{BH}}{\delta}, \quad (11.3)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$  град $^{-1}$ ;

$E$  – модуль упругости металла, для стали  $E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, равный разности между максимальной температурой укладки трубопровода; если  $\Delta t < 40$  °С, то принимается  $\Delta t = 40$  °С;

$D_{BH}$  – внутренний диаметр трубопровода,  $D_{BH} = D - 2\delta$ , м;

$\delta$  – толщина стенки трубы, м.

Если выполняется условие  $\sigma_{np}^H > 0$ , значит, осевые сжимающие напряжения на прямолинейных участках трубопровода отсутствуют.

Проверку прочности подземного магистрального трубопровода на растягивающие осевые продольные напряжения производят из условия

$$\sigma_{np}^H \leq \varphi_2 \cdot R_1, \quad (11.4)$$

где  $\varphi_2$  – коэффициент, учитывающий двуслойное напряженное состояние металла труб, при  $\sigma_{np}^H > 0$   $\varphi_2 = 1$ .

Если условие выполняется, значит, растягивающие осевые продольные напряжения отсутствуют. Если  $\sigma_{np}^H < 0$ , то возможно наличие сжимающих напряжений.

В этом случае расчетную толщину стенки нефтепровода, при наличии в нем продольных осевых сжимающих напряжений, определяют по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(\varphi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)}, \quad (11.5)$$

где  $\varphi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\varphi_1 = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{\sigma_{np}^H}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np}^H|}{R_1}. \quad (11.6)$$

Если  $\sigma_{np}^H > 0$ , то уточнения  $\delta$  по формуле (11.5) не производят.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения.

**Пример** – Определить толщину стенки нефтепровода диаметром 1220 мм, рассчитанного на давление 5,3 МПа. Расчетное сопротивление материала стенки трубопровода – 278,57 МПа.

Вычисляем внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{BH} = D_n - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 14 = 1192 \text{ мм.}$$

Определяем абсолютное значение максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 278,57}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 33,8 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 278,57}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 78,9 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Для дальнейшего расчета принимаем большее из значений:  $\Delta t = 78,9 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Рассчитаем продольное осевое напряжение:

$$\sigma_{np}^H = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 78,9 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,3 \cdot 1192}{2 \cdot 14} = -117,2 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому вычисляем коэффициент:

$$\varphi_1 = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{|-117,2|}{278,57} \right)^2} - 0,5 \frac{|-117,2|}{278,57} = 0,93 - 0,21 = 0,72.$$

Так как присутствуют продольные осевые сжимающие напряжения, толщина стенки определяется по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(\varphi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,15 \cdot 5,3 \cdot 1220}{2(0,72 \cdot 278,57 + 1,15 \cdot 5,3)} = 17,99 \text{ мм.}$$

Полученное значение округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем за расчетную  $\delta = 18 \text{ мм}$ .

## 12 Технологический расчет

Гидравлический расчет нефтепровода необходим для определения потерь напора в трубопроводе.

Секундный расход нефти в трубопроводе

$$Q_c = \frac{Q_u}{3600}, \quad (12.1)$$

где  $Q_u$  – расчетная часовая производительность, м<sup>3</sup>/ч.

Средняя скорость нефти в трубопроводе  $w$ , м/с,

$$w = \frac{4Q_c}{\pi D_B^2}, \quad (12.2)$$

где  $D_B$  – внутренний диаметр трубопровода, м.

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси – Вейсбаха

$$h = \lambda \frac{Lw^2}{D_B 2g} \quad (12.3)$$

или по обобщенной формуле Лейбензона

$$h = \beta \frac{v_T^m Q_c^{2-m}}{D_B^{5-m}} L, \quad (12.4)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления (таблица 12.1);

$\beta$ ,  $m$  – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона (см. таблицу 12.1).

Значения коэффициентов  $\lambda$ ,  $\beta$ ,  $m$  зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы, а также характеризуются безразмерным числом Ренольдса

$$R_e = \frac{wD_B}{v_T} = \frac{4Q_c}{\pi D_B v_T}. \quad (12.5)$$

При значениях  $R_e < 2320$  режим течения жидкости ламинарный. При турбулентном течении различают три зоны трения:

- 1) гидравлически гладкие трубы:  $2320 < R_e < R_{el}$ ;
- 2) смешанного трения:  $R_{el} < R_e < R_{ell}$ ;
- 3) квадратичного трения:  $R_e > R_{ell}$ .

$$R_{el} = \frac{10}{\varepsilon}; R_{eII} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{k_3}{D_B}, \quad (12.6)$$

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость труб;

$k_3$  – эквивалентная шероховатость, м.

Таблица 12.1 – Значения коэффициентов  $\lambda$ ,  $\beta$ ,  $m$  для различных режимов течения жидкости

Режим течения		$\lambda$	$\beta$	$m$
Лиминарный		$64/R_e$	1	4,15
Турбулентный	Гидравлически гладкие трубы	$0,3164/R_e^{0,25}$	0,25	0,0246
	Смешанное трение	$0,11 \left( \frac{68}{R_e} + \varepsilon \right)^{0,25}$	0,123	$0,0166(\varepsilon)^{0,25}$
	Квадратичное трение	$0,011(\varepsilon)^{0,25}$	0	$9,09 \cdot 10^3 \cdot (\varepsilon)^{0,25}$

Гидравлический уклон – это потери напора на трение на единицу длины трубопровода. Определяется по формуле

$$i = \frac{\lambda w^2}{D_B 2g} = \beta \frac{Q_c^{2-m}}{D_B^{5-m}}. \quad (12.7)$$

Полные потери напора в трубопроводе определяются по формуле

$$H = 1,02iL + \Delta Z + N_{\text{э}} H_{\text{кп}}, \quad (12.8)$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления в линейной части нефтепровода;

$\Delta Z$  – разность геодезических отметок конца и начала нефтепровода, м;

$H_{\text{кп}}$  – остаточный напор в конце эксплуатационного участка, необходимый для закачки нефти в резервуары,  $H_{\text{кп}} = 30 \dots 40$  м;

$N_{\text{э}}$  – число эксплуатационных участков:

$$N_{\text{э}} = \frac{L}{400 \dots 600}. \quad (12.9)$$

### 13 Расчет сложного нефтепровода

Обосновать строительство лупинга на магистральном нефтепроводе.  
Объемный фактический расход

$$Q_{\phi} = Q_c \cdot \left( \frac{n_{cm}}{n_{cm}^*} \right)^{0,56}, \quad (13.1)$$

где  $Q_c$  – объемный секундный расход, м<sup>3</sup>/с;

$n_{cm}$  – целое число насосных станций, шт.;

$n_{cm}^*$  – фактическое число станций, шт.

Для того чтобы не сооружать третью насосную станцию, необходимо построить лупинг, длину которого  $X_l$ , м, можно определить из следующего выражения:

$$X_l = H_{cm} \cdot \frac{n_{cm}^* - n'_{cm}}{i - i_l}, \quad (13.2)$$

где  $n'_{cm}$  – количество насосных станций с учетом лупинга, шт.;

$i_l$  – гидравлический уклон с учетом лупинга, м/м, определяющийся по формуле

$$i_l = 0,296 \cdot i. \quad (13.3)$$

Капитальные затраты на строительство трубопровода с лупингом

$$K_{mp} = C_l \cdot L_{mp} + C_{луп} \cdot X_l + C_{nc} + \left( \frac{L_{mp}}{l} - 1 \right) \cdot C_{ncp} + \left( n - \frac{L_{mp}}{l} \right) \cdot C_{nc}, \quad (13.4)$$

где  $C_l$  – удельные капитальные вложения на 1 км трубопровода, тыс. р./км;

$C_{луп}$  – удельные капитальные вложения на 1 км лупинга, тыс. р./км;

$L_{mp}$  – расстояние транспортировки по трубопроводу, км;

$l$  – длина эксплуатационного участка трубопровода, км;

$X_l$  – длина лупинга, км;

$C_{zc}$ ,  $C_{nc}$  – капитальные вложения соответственно в одну головную станцию (ГС) и промежуточную насосную станцию (ПНС) без резервуарного парка, тыс. р.;

$C_{ncp}$  – капитальные вложения ПНС с резервуарным парком, тыс. р.

$$C_{ncp} = C_{nc} + 1,5 \frac{G}{350 \cdot \rho} \cdot C_p, \quad (13.5)$$

где  $C_p$  – стоимость единицы объем резервуарного парка, тыс. р./м<sup>3</sup>.

Эксплуатационные затраты на нефтепровод при его эксплуатации

$$\mathcal{E}_l = (a_4 + a_2) \cdot K_l + [(a_3 + a_1) \cdot K_{cm} + \mathcal{Z}_3 + \mathcal{Z}_m + \mathcal{Z}_3 + \Pi] \cdot n_{cm}, \quad (13.6)$$

где  $K_l$  – капитальные вложения в линейную часть, тыс. р.

$$K_l = C_l \cdot (l + X_l) \cdot K_{мер} \cdot K_m, \quad (13.7)$$

где  $C_l$  – стоимость одного километра трубопровода, тыс. р.

Определим приведенные затраты для участка нефтепровода с лупингом и двумя насосными станциями:

$$S_l = E_n \cdot K_{лс} + \mathcal{E}_l. \quad (13.7)$$

## 14 Определение количества насосных станций

Число насосных станций определяется из уравнения баланса напоров

$$\Delta H_1 + n \cdot H_{CT} = 1,02iL + \Delta Z + N_{\mathcal{E}} H_{кп}, \quad (14.1)$$

где  $\Delta H_1$  – подпор на головной насосной станции, м;

$n$  – число насосных станций;

$H_{CT}$  – напор, развиваемый насосами на одной станции, м.

Выражая из уравнения (14.1) число насосных станций  $n$ , получаем

$$n = \frac{1,02iL + \Delta Z + N_{\mathcal{E}} H_{кп} - \Delta H_1}{H_{CT}}. \quad (14.2)$$

Число насосных станций получается дробным. Оно может быть округлено как в большую, так и в меньшую сторону число станций.

Если требуется точное обеспечение проектной производительности нефтепровода, то необходимо регулирование совместной работы насосных станций и нефтепровода либо регулирование каждого в отдельности. Регулирование осуществляется следующими методами:

- 1) изменение количества работающих насосов;
- 2) применение сменных роторов или обточки рабочих колес;
- 3) изменение чистоты вращения вала насосов;
- 4) дросселирование;
- 5) байпасирование (перепуск части жидкости из напорной во всасывающую линию);
- 6) применение противотурбулентных присадок.

Если же фактическая производительность нефтепровода отличается от плановой, то исходя из технико-экономических показателей принимается один из вариантов.

Рассмотрим вариант округления перекачивающих станций в меньшую сторону. В этом случае напора станций недостаточно, а чтобы обеспечить плановую производительность, необходимо уменьшить гидравлическое сопротивление трубопроводов прокладкой лупинга.

Длину лупинга определяем по формуле

$$L_{л} = \frac{(n - n_1) \cdot H_{cm}}{1,02i(1 - \bar{w})}, \quad (14.3)$$

где

$$\bar{w} = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{D_{л}}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right)^{2-m}}; \quad (14.4)$$

$n_1$  – округленное меньшее целое число перекачивающих станций.

При  $D = D_n$

$$\bar{w} = \frac{1}{2^{2-m}}. \quad (14.5)$$

Расстановка насосных станций производится графически на сжатом профиле трассы нефтепровода с последующей аналитической проверкой. При расстановке насосных станций необходимо стремиться к возможно равномерному распределению давления по всем станциям трубопровода при одновременном соблюдении, в соответствии с нормами, требований о расположении перекачивающих станций на площадках с благоприятными топогеологическими условиями, а также к населенным пунктам, железным и шоссейным дорогам, источникам энергоснабжения и водоснабжения.

**Пример** – Определить число нефтеперекачивающих станций при округлении числа НПС в меньшую сторону. Диаметры лупинга и основной магистрали равны, режим течения в них одинаков ( $m = 0,123$ ).

Число НПС

$$n_1 = \frac{7109,6 - 91,089}{524,305} = 13,39.$$

Найдем значение  $\bar{w}$  и длину лупинга  $L_{л}$ :

$$\bar{w} = \frac{1}{2^{2-0,123}} = 0,272;$$

$$L_{л} = \frac{(13,38 - 13) \cdot 524,305}{1,02 \cdot 0,011723 \cdot (1 - 0,272)} = 22887,44 \text{ м} \approx 22887 \text{ м.}$$

## Список литературы

- 1 **Коршак, А. А.** Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учебник / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Ростов н/Д : Феникс, 2017. – 540 с.
- 2 **Николаев, А. К.** Трубопроводный транспорт углеводородов : учеб. пособие / А. К. Николаев, В. В. Пшенин, Н. А. Зарипова. – 3-е изд., стер. – СПб. : Лань, 2025. – 76 с.
- 3 **Шибeko, А. С.** Газоснабжение : учеб. пособие / А. С. Шибeko. – 2-е изд. – СПб. : Лань, 2022. – 520 с.
- 4 **Рудаченко, А. В.** Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учеб. пособие / А. В. Рудаченко, Н. В. Чухарева, А. В. Жилин. – Томск : ТПУ, 2008. – 238 с.
- 5 **Хижняков, В. И.** Проектирование и сооружение магистральных трубопроводов и резервуаров : учеб. пособие / В. И. Хижняков, А. В. Негодин, В. С. Калиниченко. – Томск : Том. гос. архит.-строит. ун-т, 2024. – 144 с.
- 6 **Тетельмин, В. В.** Магистральные нефтегазопроводы : учеб. пособие / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – 4-е изд. – Долгопрудный : Интеллект, 2013. – 352 с.
- 7 **Полубоярцев, Е. Л.** Трубопроводный транспорт нефти и газа : учеб. пособие / Е. Л. Полубоярцев, Е. В. Исупова. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 212 с.
- 8 Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков [и др.]. – СПб. : Недра, 2011. – 748 с.
- 9 **Бирюков, В. В.** Оборудование нефтегазовых производств : учебник / В. В. Бирюков, А. А. Штанг. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2024. – 448 с.
- 10 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций : учебник / А. М. Шаммазов, В. Н. Александров, А. И. Гольянов [и др.]. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 404 с.
- 11 **Катин, В. Д.** Теоретические основы проектирования и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов : учеб. пособие / В. Д. Катин, В. И. Нестеров. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 140 с.
- 12 **Илькевич, Н. И.** Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ : учеб. пособие / Н. И. Илькевич. – 2-е изд. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2025. – 124 с.

13 Трубопроводно-строительные материалы : учеб. пособие / В. А. Литвинова, С. В. Мелентьева, А. А. Клопотов [и др.]. – Томск : Том. гос. архит.-строит. ун-т, 2024. – 140 с.

14 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учеб. пособие / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : Дизайн-ПолиграфСервис, 2002. – 658 с.

15 Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.

## Приложение А (рекомендуемое)

Таблица А.1 – Характеристики некоторых газов

Газ	Плотность газа при 0 °С и 0,1 МПа, кг/м <sup>3</sup>	Химическая формула	Низшая теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup>	Теоретическое количество воздуха для сгорания, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Теоретическое количество продуктов горения, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Метан	0,716	СН <sub>4</sub>	8558	9,52	10,52
Этан	1,342	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	15230	16,66	18,16
Пропан	1,967	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	21800	23,8	25,8
Бутан	2,598	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	28345	30,94	33,44
Пентан	3,218	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	34900	30,08	41,08
Этилен	1,251	С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	14110	14,28	15,28
Ацетилен	1,173	С <sub>2</sub> Н <sub>2</sub>	13385	11,9	12,4
Водород	0,09	Н <sub>2</sub>	2576	2,38	2,88
Окись углерода	1,250	СО	3016	2,38	2,88
Сероводород	1,520	Н <sub>2</sub> С	5585	7,14	7,64
Пропилен	1,877	С <sub>3</sub> Н <sub>6</sub>	20541	–	–
Бутилен	2,503	С <sub>2</sub> Н <sub>8</sub>	27111	–	–

Таблица А.2 – Зависимость теплоемкости газа от температуры и давления, ккал/(м<sup>3</sup>·°С)

P, МПа	Температура, °С									
	–10	0	10	20	30	40	50	60	70	80
1	0,361	0,361	0,361	0,363	0,365	0,367	0,370	0,374	0,377	0,381
2	0,381	0,77	0,375	0,375	0,375	0,377	0,379	0,381	0,384	0,388
3	0,403	0,396	0,93	0,89	0,388	0,86	0,388	0,388	0,391	0,393
4	0,426	0,417	0,409	0,403	0,400	0,396	0,396	0,396	0,398	0,400
5	0,451	0,439	0,428	0,419	0,412	0,409	0,405	0,405	0,405	0,407
6	0,477	0,461	0,447	0,435	0,426	0,421	0,416	0,414	0,414	0,414
7	0,505	0,484	0,468	0,451	0,44	0,433	0,426	0,423	0,421	0,421
8	0,53	0,507	0,488	0,467	0,454	0,444	0,437	0,432	0,428	0,426

Таблица А.3 – Ориентировочные диаметры трубопровода и давлений на станциях в зависимости от пропускной способности трубопровода

Диаметр, мм	Давление, МПа	Пропускная способность, млн т/год
529	5,3...6,4	6...8
630	5,1...6,1	10...12
720	4,9...5,9	14...18
820	4,7...5,7	22...26
920	4,5...5,6	32...36
1020	4,5...5,5	42...50
1220	4,3...5,3	70...78

Таблица А.4 – Прочностные характеристики труб

Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали	Шов	Предел прочности не менее, МПа	Предел текучести не менее, МПа
1	2	3	4	5	6
1420	25	Импортная	Прямой	590	410
1420	20,5	Импортная	То же	550	410
1420	19,5	Импортная	То же	590	410
1420	17,5	Импортная	То же	550	410
1420	17,5	17Г2СФ	То же	540	370
1420	16,5	Импортная	То же	590	410
1420	16	17Г2СФ	То же	540	370
1420	13,5	17Г2СФ	То же	540	370
1220	15,2	19Г1С	То же	510	350
1220	15	14Г2САФ	То же	560	390
1 220	14,5	17Г1С	То же	510	350
1 220	13,0	14Г2САФ	То же	560	390
1 220	12,5	17Г1С	То же	510	350
1 220	12,5	Импортная	То же	590	410
1 220	12	17Г1С	Спиральный	510	350
1 220	12	17Г2СФ	То же	540	370
1 220	11,5	14Г2САФ	Прямой	560	390
1 220	11	14Г2САФ	То же	560	390
1 220	10,5	Импортная	То же	590	410
1 020	16,5	17Г1С	Прямой	510	350
1 020	16	Импортная	То же	530	390
1 020	14	17Г1С	То же	510	350
1 020	12,5	14Г2САФ	То же	560	390
1 020	12,5	14ХГС	То же	490	340
1 020	12	16Г2САФ	То же	590	410

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6
1 020	12	14Г1С	То же	510	350
1 020	11,5	14Г2САФ	То же	560	390
1 020	11	14Г2САФ	То же	560	390
1 020	11	17Г1С	То же	510	350
1 020	11	14ХГС	Прямой	490	340
1 020	10,6	15ГСТЮ	Спиральный	520	350
1 020	10	14Г2САФ	То же	520	350
1 020	10	17Г1С	То же	510	350
1 020	9,5	14Г2САФ	То же	560	390
1 020	9	16Г2САФ	То же	590	410
1 020	9	Импортная	Прямой	590	410
820	12	17Г1С	То же	510	350
820	11,5	17Г1ГС	Спиральный	510	350
820	11,5	17Г2СФ	То же	540	370
820	11	17ГС	Прямой	510	350
820	11	17Г2СФ	Спиральный	540	370
820	10,5	17ГС	Прямой	510	350
820	10	17ГС	То же	510	350
820	10	17Г2СФ	Спиральный	540	370
820	9,5	17Г2СФ	То же	540	370
820	9	17ГС	Прямой	510	350
820	8,5	17Г1ГС	Спиральный	510	350
820	8	17Г2СФ	То же	540	370
720	12	17ГС	Прямой	510	350
720	11,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370
720	11	17ГС	Прямой	510	350
720	10,5	17Г1С	Спиральный	510	350
720	10	17Г1С	То же	510	350
720	9,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370
720	9	17Г1С	То же	510	350
720	8,5	17Г1С	То же	510	350
720	8,5	17Г2СФ	То же	540	370
720	8	17ГС	Прямой	510	350
720	7,5	17ГС	То же	510	350
720	7	17Г2СФ	Спиральный	540	370

Окончание таблица А.4

1	2	3	4	5	6
630	8	12Г2С	$k_1 = 1,4$	490	340
490	340	12Г2С		490	340
490	340	12Г2С		490	340
490	340	12Г2С		490	340
630	12	12Г2С		490	340
530	9	14ХГС	Прямой	490	340
530	8,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370
530	8	14ХГС	Прямой	490	340
530	8	17Г1С	Спиральный	510	350
530	7,5	17Г2СФ	То же	540	370
530	7,5	17Г1С	То же	510	350
530	7	17Г2СФ	То же	540	370
530	7	17Г1С	То же	510	350
530	6,5	17Г2СФ	То же	540	370
530	6,5	17Г1С	То же	510	350
530	6	17Г2СФ	То же	540	370
530	6	17Г1С	То же	510	350
426	10	20	Бесшовная	410	240
426	9	20	То же	410	240
426	9	20	Прямой	410	240
426	8	20	То же	410	240
426	7	20	То же	410	240
377	9	20	Бесшовная	410	240
377	6	20	Спиральный	410	240
325	8	10	Бесшовная	410	240
325	7	10	То же	330	220
325	6	10	Спиральный	330	220
325	5	10	То же	330	220

Таблица А.5 – Значение коэффициентов условий работы трубопровода  $m$ 

Категории магистральных трубопроводов	I	II	III	IV
Значение коэффициента $m$	0,75	0,75	0,9	0,9

Таблица А.6 – Классификация магистральных трубопроводов по категориям

Назначение магистрального трубопровода	Категория трубопровода
Для транспортирования природного газа: диаметром менее 1 200 мм диаметром 1 200 мм и более	IV III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов: диаметром менее 700 мм диаметром 700 мм и более	III III

Таблица А.7 – Значение коэффициента безопасности по материалу  $k_1$ 

Характеристика труб	$k_1$
Термически упрочненные трубы (закаленные и отпущенные в трубе или листе); из низколегированной стали, прокатной по регулируемому режиму	1,34
Горячеплавленные (по режиму нормализации), термически упрочненные (закаленные и отпущенные в трубе или листе), из нормализованной стали, из стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,4
Спиральношовные из горячекатаной низколегированной стали, сваренные в три слоя, и прямошовные экспандированные трубы из нормализованной листовой стали, сваренные двусторонним швом дуговым методом	1,47
Прямошовные экспандированные и спиральношовные из горячекатаной низколегированной и углеродистой стали. Бесшовные трубы	1,55

Таблица А.8 – Некоторые характеристики труб из различных материалов

Марка стали	Тип трубы и материал
14ХГС, Ст.20	Горячеплавленные из горячекатаных листов
17ГС	Экспандированные из горячекатаных листов
17Г1С	Экспандированные из нормализованных листов
14Г2САФ	Горячеплавленные из горячекатаных листов или экспандированные из нормализованных листов

Таблица А.9 – Значение коэффициента надежности  $k_H$ 

Условный диаметр трубопровода	Значение коэффициента надежности $k_H$
500 и менее	1
600...1000	1
1200	1,05
1400	1,1

Таблица А.10 – Эквивалентная шероховатость  $K$  стальных труб

Материал и вид трубы	Состояние трубы	$K$ , мм
Бесшовные стальные трубы	Новые и чистые	0,01...0,02 0,014
	После нескольких лет эксплуатации	0,15...0,3 0,2
Сварные стальные трубы	Новые и чистые	0,03...0,12 0,05
	С незначительной коррозией после очистки	0,1...0,2 0,15
	Умеренно заржавленные	0,3...0,7 0,5
	Старые заржавленные	0,8...1,5 1
	Сильно заржавленные или с большими отложениями	2,0...4,0 3,0

Таблица А.11 – Критические параметры индивидуальных газов

Компонент	Химическая формула	Молекулярный вес	Давление $P_{кр}$		Температура $T$	Плотность		Динамическая вязкость $\mu_{кр}$	Низшая теплота сгорания $Q_{ни}$		
		кг/кмоль	кгс/см <sup>2</sup>	МПа	К	$\rho_{кр},$ кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{ст},$ кг/м	Па · с	МДж/кг	МДж/ кмоль	МДж/ ст. м <sup>3</sup>
Азот	N <sub>2</sub>	28,013	34,61	3,394	126,20	311	1,166	18,05·10 <sup>-6</sup>	0	0	0
Метан	CH <sub>4</sub>	16,043	47,32	4,640	190,66	162	0,667	15,89·10 <sup>-6</sup>	50,012	802,34	33,41
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,068	49,80	4,884	305,46	203	1,263	20,99·10 <sup>-6</sup>	47,485	1427,90	59,85
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	43,39	4,255	369,90	220	1,899	22,76·10 <sup>-6</sup>	46,352	2044,00	86,53
<i>n</i> -Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,124	38,74	3,799	425,20	228	2,524	23,94·10 <sup>-6</sup>	45,74	2658,50	114,27
<i>i</i> -Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,124	37,19	3,647	408,10	221	2,503	23,94·10 <sup>-6</sup>	45,620	2651,60	113,81
<i>n</i> -Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,146	34,40	3,373	469,50	232	3,221	23,84·10 <sup>-6</sup>	45,240	3264,10	144,02
<i>i</i> -Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,146	34,59	3,392	460,40	236	3,197	24,03·10 <sup>-6</sup>	45,240	3264,10	144,02
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,170	30,89	3,029	507,30	234	3,585	24,23·10 <sup>-6</sup>	45,010	3878,50	161,36
Двуокись углерода	CO <sub>2</sub>	44,011	75,32	7,386	304,26	468	1,842	34,24·10 <sup>-6</sup>	0	0	0
Сероводород	H <sub>2</sub> S	34,082	91,85	9,007	373,60	359	1,434	–	15,220	518,59	21,75