

МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Транспортные и технологические машины»

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ

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



Могилев 2026

УДК 622.69(075.8)
ББК 39.7я73
Т77

Рекомендовано к изданию
учебно-методическим отделом
Белорусско-Российского университета

Одобрено кафедрой «Транспортные и технологические машины»
«31» августа 2026 г., протокол № 1

Составитель канд. техн. наук, доц. А. П. Смоляр

Рецензент канд. техн. наук, доц. А. Е. Науменко

Методические рекомендации к практическим занятиям предназначены
для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» днев-
ной формы обучения.

Учебное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ

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 Практическое занятие № 1. Гидравлический расчет трубопроводов	5
2 Практическое занятие № 2. Выбор метода борьбы с гидратами природного газа	11
3 Практическое занятие № 3. Уравнение баланса напоров, определение числа нефтеперекачивающих станций	13
4 Практическое занятие № 4. Изменение подпоров перед нефтеперекачивающими станциями	18
5 Практическое занятие № 5. Гидравлический расчет газопровода	21
6 Практическое занятие № 6. Способы приведения сложного газопровода к простому	24
7 Практическое занятие № 7. Расчет газопровода с учетом рельефа трассы	28
8 Практическое занятие № 8. Определение характеристик нагнетателей	32
Список литературы	38

Введение

Дисциплина «Трубопроводный транспорт углеводородов» является одной из базовых профильных дисциплин при подготовке бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Она формирует у студентов систему знаний о физических процессах, гидравлических закономерностях и технологических режимах, лежащих в основе проектирования и эксплуатации трубопроводных систем для транспорта нефти, нефтепродуктов и природного газа. Без глубокого понимания этих процессов невозможно обеспечить надёжность, безопасность и энергетическую эффективность работы объектов трубопроводного транспорта – от промысловых коллекторов до магистральных газонефтепроводов.

Целью изучения учебной дисциплины является формирование компетенций по осуществлению эффективных технологических режимов работы установок и сооружений магистральных нефтегазопроводов, а также необходимыми практическими навыками в проведении гидравлических, тепловых и других расчетов основных параметров оборудования и трубопроводных систем.

Все отчёты оформляются в отдельной тетради в строгой последовательности выполнения работ, по согласованию с преподавателем допускается машинописное оформление отчетов. На титульном листе тетради указывается учебное заведение, кафедра, дисциплина, фамилия инициалы студента и год оформления отчета.

Отчет содержит название, исходные данные к расчету, ход решения задач с обязательной расшифровкой принятых обозначений, необходимые пояснения к задаче, кинематические и расчетные схемы; после выбора сборочной единицы указывается ее краткая техническая характеристика. После проведения расчетов проводится анализ результатов и дается заключение о работоспособности механизма.

До выполнения практической работы студент самостоятельно изучает методические рекомендации к ней, используя рекомендуемую литературу и материалы лекций.

После завершения практической работы каждый студент индивидуально защищает ее у преподавателя. При защите отчета оцениваются качество и полнота его содержания, знания, умения и навыки студента, приобретенные во время выполнения работы.

Отработка практических занятий производится согласно разработанному кафедрой графику отработки занятий после предоставления преподавателю разрешающего документа, подписанного деканом или его заместителем.

1 Практическое занятие № 1. Гидравлический расчет трубопроводов

Гидравлический расчет трубопроводов выполняется с целью решения следующих задач:

1) установление необходимого напора (запаса удельной энергии) H в начальном сечении трубопровода для пропуска заданного расхода жидкости Q при известных геометрических характеристиках трубопровода. Задача является типовой при определении расчётных характеристик и подборе насосного оборудования;

2) определение пропускной способности трубопровода Q при известном располагаемом напоре H и геометрических характеристиках трубопровода;

3) подбор диаметра трубопровода D при известных значениях напора H , расхода Q , длины трубопровода L и пр.

Основным расчетным уравнением для решения практических задач является уравнение Д. Бернулли.

Для двух сечений потока вязкой жидкости при установившемся её движении уравнение Д. Бернулли имеет вид

$$Z_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + h_{nom1-2}, \quad (1.1)$$

где Z – геометрический напор, м;

$\frac{p}{\rho g}$ – пьезометрический напор, м;

$\frac{\alpha \cdot v^2}{2g}$ – скоростной напор, м,

где α – корректив кинетической энергии (коэффициент Кориолиса);

h_{nom1-2} – потери напора (удельной энергии) жидкости, теряемые на преодоление гидравлических сопротивлений на пути движения между сечениями 1–1 и 2–2.

Различают два вида потерь напора: потери напора на преодоление сил трения $h_{тр}$ и местные потери напора h_m .

Местные потери напора возникают на небольших участках движения жидкости (участки местных гидравлических сопротивлений). К ним относятся все элементы трубопроводной арматуры: отводы, колена, тройники, задвижки, вентили, краны, клапаны, патрубки, расширение и сужение постепенное или резкое, переходные муфты и т. д.

Полные потери напора определяют как сумму потерь напора, вызываемых каждым сопротивлением в отдельности, т. е. при расчёте применяется принцип сложения потерь напора

$$h_{nom1-2} = \Sigma h_{тр} + \Sigma h_m, \quad (1.2)$$

где Σh_{mp} – сумма потерь напора на трение на отдельных участках трубопровода;
 Σh_m – сумма потерь напора в местных сопротивлениях на рассматриваемом участке трубопровода между сечениями 1–1 и 2–2.

$$h_{mp} = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{V^2}{2g}, \quad (1.3)$$

где l – длина участка трубы, м;
 d – диаметр трубы, м;
 λ – коэффициент трения.

В общем случае безразмерный коэффициент трения λ зависит от режима движения жидкости и относительной шероховатости трубы.

При ламинарном движении жидкости, которое соответствует значениям числа Рейнольдса $Re \leq 2320$, значение коэффициента трения λ определяют как

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (1.4)$$

$$Re = \frac{Vd}{\nu}, \quad (1.5)$$

где V – средняя скорость движения жидкости в трубе, м/с;
 ν – кинематический коэффициент вязкости жидкости, м²/с;
 d – диаметр трубы, м.

При турбулентном режиме движения жидкости ($Re \geq 2320$) выделяют три области сопротивлений, в каждой из которых изменение коэффициента трения λ имеет свою закономерность.

Первая область – гладкие сопротивления. Трубы считаются гидравлически гладкими, если толщина пограничного слоя δ в турбулентном потоке больше высоты выступов шероховатости Δ_3 : $\delta > \Delta_3$.

Для определения коэффициента трения λ для гидравлически гладких труб ($2320 < Re \leq 10d/\Delta_3$) можно использовать формулу Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (1.6)$$

или формулу П. К. Конакова

$$\lambda = (1,8 \lg Re - 1,52)^{-2}. \quad (1.7)$$

Вторая область – доквадратичные сопротивления ($10d/\Delta_3 < Re < 560d/\Delta_3$). Здесь толщина пограничного слоя δ равна высоте выступов шероховатости Δ_3 : $\delta = \Delta_3$.

Коэффициент трения λ для труб с естественной шероховатостью можно определить по формуле А. Д. Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta_3}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (1.8)$$

Третья область – гидравлические шероховатые трубы или квадратичные сопротивления. В этой области $\delta < \Delta_3$. Для области квадратичных сопротивлений ($Re > 560d/\Delta_3$) применима формула Б. Л. Шифринсона

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta_3}{d} \right)^{0,25}. \quad (1.9)$$

Таким образом, для определения коэффициента трения λ при турбулентном режиме необходимо определить область сопротивления, а затем провести расчет по приведенным зависимостям.

Для облегчения расчета коэффициента λ используют специальные номограммы, например Кольбрука – Уайта, имеющиеся в справочниках по гидравлическим расчетам [5]. При помощи номограммы коэффициента трения λ определяется по известной величине числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости трубы Δ/d .

Потери напора в местном гидравлическом сопротивлении определяются по формуле Вейсбаха

$$h_m = \zeta \frac{v^2}{2g}, \quad (1.10)$$

где ζ – коэффициент местного гидравлического сопротивления;

v – средняя скорость движения жидкости за сопротивлением, м/с.

Значения коэффициентов местных гидравлических сопротивлений определяются в зависимости от вида сопротивления по справочным данным.

При решении практических задач для установившегося движения жидкости в трубах вместе с уравнением Д. Бернулли используется уравнение неразрывности (уравнение постоянства расхода), имеющее вид

$$v_1 \omega_1 = v_2 \omega_2 = v_n \omega_n = \text{const}, \quad (1.11)$$

где v – средняя скорость в живом сечении потока, м/с;

ω – площадь живого сечения, м².

Задачи определения пропускной способности трубопровода Q и подбора диаметра трубопровода D рекомендуется решать методом последовательных приближений (графоаналитическим способом).

Например, при определении пропускной способности задаются несколькими значениями Q (не менее трех), ведут расчет H и строят графическую характеристику трубопровода $H = f(Q)$. По известному напору H графически определяется величина искомого расхода жидкости $Q_{иск}$.

Для построения напорной линии (линии полной удельной энергии) предварительно вычисляют величины потери напора в каждом сопротивлении. Потери

напора в принятом масштабе откладываются вниз от плоскости напора, соответствующей величине начального напора H , суммируя потери напора по длине трубопровода в характерных сечениях.

Для построения пьезометрической линии откладывают вниз от линии напора величину соответствующего скоростного напора в данном сечении потока.

Задачи для решения

Задача 1. Исходные данные указаны в таблице 1.1 (в соответствии с вариантом). Резервуары А и В соединены трубопроводом (рисунок 1.1). Избыточное давление на поверхности воды в резервуаре А равно $P_{изб}$, а в резервуаре В – атмосферному. Считать движение установившимся, а уровни воды H_A и H_B заданными. Степень открытия задвижки на трубе большого диаметра задана. Известны длины и диаметры труб. Трубы стальные, новые. Определить расход воды, построить пьезометрическую и напорную линии.

Таблица 1.1 – Исходные данные к задаче 1

Параметр	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
P_0 , кПа	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
H_0 , м	5	6	4	3,5	5,4	4	2,5	6	4,5	7
H_B , м	2	3	2	2	3,6	3	1,5	4	2	4
l_1 , м	8	9	10	7	12	9	5	8	10	11
l_2 , м	4	5	6	3	8	4	4	6	4	7
d_2 , мм	70	100	80	100	100	80	70	100	100	125
d_1 , мм	100	125	100	125	125	100	125	125	150	150
Степень открытия задвижки	0,7	0,6	0,9	0,5	0,8	0,6	0,4	0,6	0,7	0,5

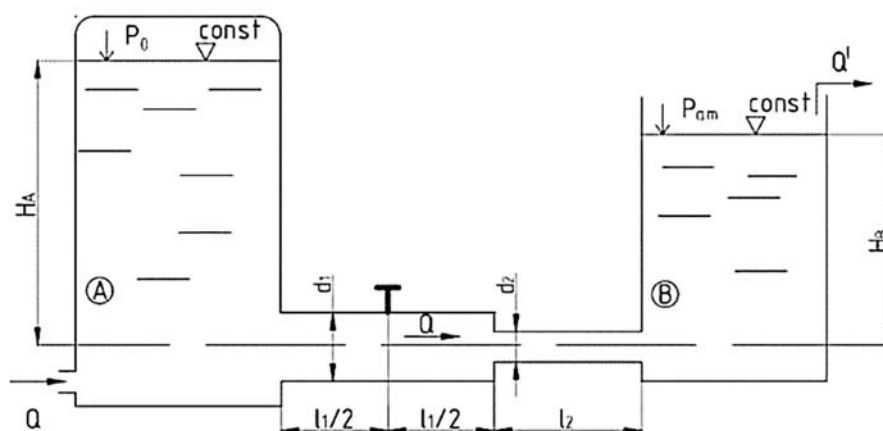


Рисунок 1.1 – Схема к задаче 1

Задача 2. Исходные данные указаны в таблице 1.2 (в соответствии с вариантом). Вода из резервуара А с избыточным давлением на свободной поверхности p_0 вытекает по трубопроводу диаметром d и длиной l в атмосферу (рисунок 1.2). Уровень воды в резервуаре H . На расстоянии l_1 от входного сечения труба делает поворот на угол $\alpha = 30^\circ$, а на расстоянии $0,5 \cdot l_1$ находится задвижка. Степень открытия задвижки задана. Расстояние от оси горизонтального отрезка трубы до плоскости отсчета 0–0 – Z_1 , от выходного сечения трубы – Z_2 . По трубопроводу движется вода с расходом Q . Требуется подобрать диаметр трубопровода для пропуска заданного расхода воды Q , построить пьезометрическую и напорную линии.

Таблица 1.2 – Исходные данные к задаче 2

Параметр	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P_0 , КПа	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
H , м	6,5	4,5	5,5	6,5	7,5	6,5	7,4	6,7	5,2	4,8
l_1 , м	10,5	15,5	15,5	20,0	21,0	25,0	25,5	30,5	35,0	40,0
l_2 , м	7,0	8,0	10,0	15,0	15,0	14,5	15,0	21,5	20,5	21,5
Z_1 , м	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50	1,55	1,60
Z_2 , м	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
Q , л/с	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Степень открытия задвижки	1	1/4	3/8	1/2	5/8	3/4	1/4	3/8	1/2	5/8

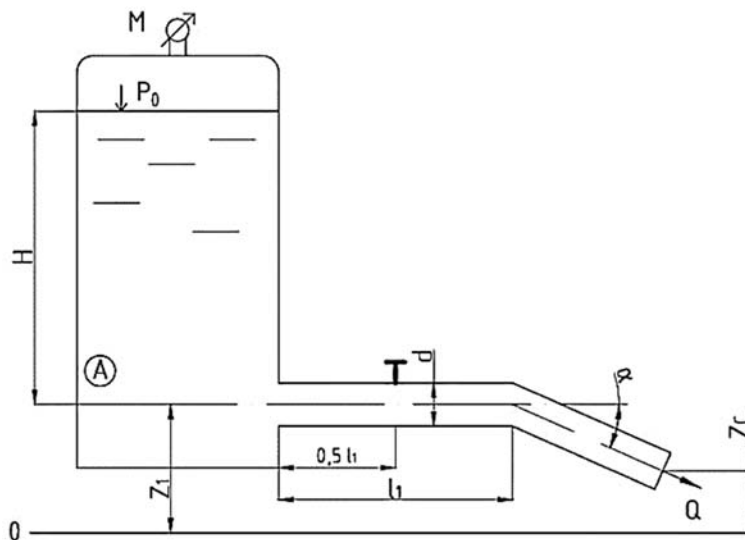


Рисунок 1.2 – Схема к задаче 2

Задача 3. Исходные данные указаны в таблице 1.3 (в соответствии с вариантом). В закрытом резервуаре А избыточное давление на поверхности воды p_0 (рисунок 1.3). К резервуару присоединили горизонтальный трубопровод из труб различного поперечного сечения. Вода из трубопровода вытекает в атмосферу.

Уровень воды в резервуаре H , известны длины и диаметры труб, трубы чугунные. Определить расход воды в трубе. Построить пьезометрическую и напорную линии.

Таблица 1.3 – Исходные данные к задаче 3

Параметр	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
H , м	3	4	5	6	7	2,5	5,4	3,7	4,2	4
l_1 , м	7,5	6,0	5,5	9,0	9,5	10,0	10,5	11,0	11,5	12,0
l_2 , м	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5
l_3 , м	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0	10,5
d_1 , мм	20	25	40	32	40	20	25	20	32	25
d_2 , мм	32	32	50	40	50	32	32	40	40	32
d_3 , мм	15	20	25	25	32	15	20	20	20	15
p_0 , кПа	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39

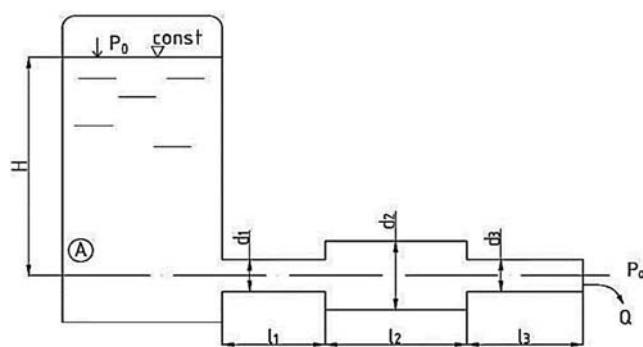


Рисунок 1.3 – Схема к задаче 3

Контрольные вопросы

- 1 Какие основные задачи решаются при гидравлическом расчете трубопроводов?
- 2 Какое уравнение является основным расчетным уравнением при гидравлическом расчете трубопроводов и как оно записывается для двух сечений потока вязкой жидкости?
- 3 Какие виды потерь напора различают в трубопроводах и как определяется полная потеря напора?
- 4 Как определяется коэффициент трения λ при ламинарном и турбулентном режимах движения жидкости?
- 5 Каким образом решаются задачи по определению пропускной способности и подбору диаметра трубопровода?

2 Практическое занятие № 2. Выбор метода борьбы с гидратами природного газа

Условия образования гидратов. Гидраты природного газа образуются при одновременном выполнении четырёх условий (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Условия образования гидратов природного газа

Условие	Пояснение
Наличие свободной воды	Жидкая вода или выпавший конденсат
Лёгкие углеводороды	Метан, этан, CO ₂ и др.
Высокое давление	Обычно от 3 до 13 МПа
Низкая температура	Ниже равновесной температуры гидратообразования (для системы «чистая вода – метан» около +6 °С)

Способствующие факторы: дроссельный эффект (эффект Джоуля – Томсона), турбулентность, наличие центров кристаллизации (отводы, тройники, арматура), механические примеси.

Классификация методов борьбы с гидратами представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Классификация методов борьбы с гидратами

Группа	Метод	Принцип действия	Область применения
Без ингибиторов	Осушка газа	Снижение точки росы ниже температуры трубопровода	УКПГ, магистральные газопроводы
	Подогрев / теплоизоляция	Поддержание температуры выше равновесной	Устье скважины, короткие шлейфы
	Снижение давления	Рабочее давление ниже равновесного	Ликвидация пробок, кратковременные меры
	Теплоизоляция	Снижение теплотерь	Морские трубопроводы, зона многолетней мерзлоты
Термодинамические ингибиторы	Метанол, гликоли (ДЭГ, ТЭГ)	Смещение фазового равновесия, снижение температуры образования	Широкое применение, концентрация 10 %...60 %
	Диметилсульфоксид (ДМСО)	При высокой концентрации эффективнее метанола	Экологически чувствительные районы
Ингибиторы низкого дозирования	Кинетические (КИГ)	Замедление роста кристаллов	Низкое влагосодержание, нежёсткие условия
	Антиагломераты (АА)	Предотвращение агрегации и отложений	Многофазный транспорт, повышенное влагосодержание

Практическая часть занятия

Задание: выбор и обоснование метода борьбы с гидратами для заданных условий.

Форма работы: группы разбивается на четыре команды. Каждой группе выдаётся один сценарий. Варианты условий (сценарии) приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Варианты условий

Вариант	Описание сценария	Ключевые параметры
1	Устьевой шлейф газовой скважины	Температура на устье 60 °С, после дросселирования давление 8 МПа, температура снижается до 15 °С, дебит 500 тыс. м ³ /сут, высокая влажность
2	Морской газопровод	Глубина 300 м, температура воды 4 °С, рабочее давление 12 МПа, протяжённость 25 км, газ осушен до стандартной точки росы
3	Узел регулирования давления на ГРС	Зимняя температура –25 °С, давление до регулятора 6 МПа, после – 3 МПа, газ содержит свободную воду
4	Очистка магистрального газопровода	Признаки ледяной пробки перед поршнем, температура –10 °С, давление 5 МПа

Этапы выполнения задания

1 Оценка риска гидратообразования: по заданным параметрам определить, выполняются ли условия образования гидратов.

Указать уровень риска (высокий / средний / низкий).

2 Сравнение методов борьбы: выбрать не менее одного метода из каждой группы.

Сравнить варианты по четырём критериям: техническая реализуемость, экономичность, воздействие на окружающую среду, сложность эксплуатации.

3 Обоснование и расчёт: определить рекомендуемый метод (возможна комбинация).

При использовании ингибитора оценить минимальную требуемую концентрацию (качественно). Обосновать выбор.

Справочные данные: типичные концентрации кинетических ингибиторов – не более 2 %; типичные концентрации антиагломератов – 0,1 %...3,0 % (от объёма водной фазы).

Контрольные вопросы

1 В условиях Крайнего Севера кинетические ингибиторы неприменимы из-за температуры замерзания около 0 °С. Как скорректировать стратегию борьбы с гидратами?

2 Сравните метанол, ДЭГ и ДМСО с точки зрения экологической безопасности. Какой реагент предпочтителен в экологически чувствительных районах?

3 Если гидратная пробка уже образовалась, как выбрать метод ликвидации в зависимости от места и диаметра трубопровода (подсказка: рассмотрите снижение давления, подачу метанола, местный подогрев, импульсные методы)?

3 Практическое занятие № 3. Уравнение баланса напоров, определение числа нефтеперекачивающих станций

Уравнение баланса напоров связывает напор, развиваемый насосными станциями, с потерями напора на трение, геодезической разностью высот и остаточным напором в конце участка:

$$n \cdot H_{CT} - H' = i \cdot L + \Delta z, \quad (3.1)$$

где n – число нефтеперекачивающих станций;

H_{CT} – напор, развиваемый одной станцией, м;

H' – начальный подпор или остаточный напор, м;

i – гидравлический уклон;

L – длина нефтепровода, м;

Δz – разность геодезических отметок, м.

В более полном виде для головной станции с подпорным насосом

$$h_n + n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + h_{ост}, \quad (3.2)$$

где h_n – подпор, создаваемый подпорными насосами головной НПС;

$h_{ост}$ – остаточный напор в конце эксплуатационного участка.

Из уравнения баланса напоров число станций определяется как

$$n = \frac{1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + h_{ост} - h_n}{H_{CT}}. \quad (3.3)$$

Полученное значение n округляется до целого числа. При этом возможны два случая.

Округление в большую сторону ($n_{прин} > n_{расч}$) – суммарный напор станций превышает потребный. Для компенсации избыточного напора применяется *обточка рабочих колёс насосов* или *дресселирование*.

Округление в меньшую сторону ($n_{прин} < n_{расч}$) – напора станций недостаточно. Для компенсации дефицита напора сооружается *лупинг* (вставка увеличенного диаметра) на части трассы.

Метод расстановки станций по трассе нефтепровода был предложен В. Г. Шуховым и основан на графическом построении на сжатом профиле трассы.

Последовательность построения (при округлении числа станций в большую сторону).

1 Строится треугольник гидравлического уклона abc , где горизонтальный

катет соответствует длине (в масштабе трассы), а вертикальный – потерям напора на этой длине (рисунок 3.1).

2 Из начальной точки трассы вертикально вверх откладывается суммарный напор $H_{ст1} + h_n$ (напор первой станции плюс подпор).

3 Из вершины отложенного напора проводится линия, параллельная гипотенузе гидравлического треугольника, до пересечения с профилем трассы – точка пересечения определяет место расположения второй НПС.

4 Аналогично определяются места остальных станций.

5 Линия гидравлического уклона от последней станции должна прийти к конечной точке трассы с остаточным напором (рисунок 3.2).

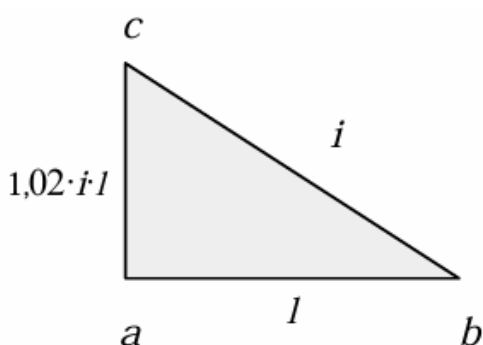


Рисунок 3.1 – Треугольник гидравлического уклона abc

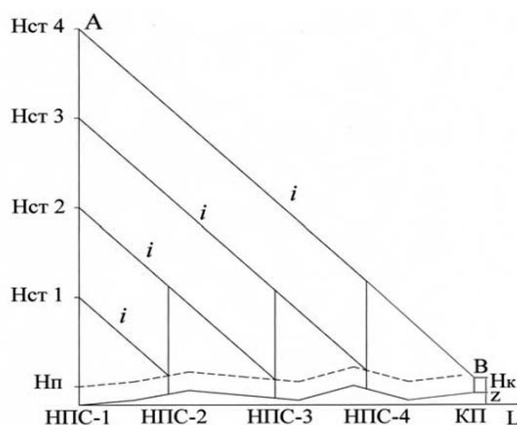


Рисунок 3.2 – Расстановка НПС с округлением в большую сторону числа станций

Последовательность построения (при округлении числа станций в меньшую сторону).

1 Дополнительно строится треугольник гидравлического уклона с учётом лупинга abd , гипотенуза которого bd соответствует гидравлическому уклону на участке с лупингом i_l (рисунок 3.3).

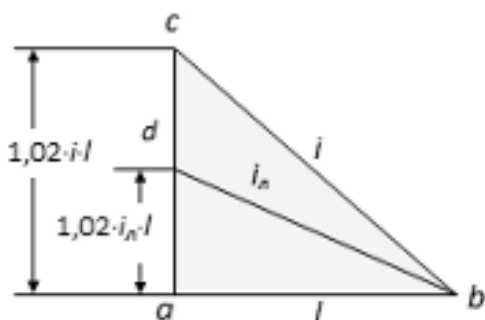


Рисунок 3.3 – Треугольник гидравлического уклона abd на участке с лупингом

2 Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот откладываются напор $H_{см1}$, развиваемый основными насосами первой станции, и величина подпора H_n . Проводятся линии гидравлических уклонов из концов соответствующих отрезков до пересечения с профилем трассы.

3 Аналогичные построения выполняются для размещения остальных лупингов и станций. Сумма длин отрезков $l_{л1}$, $l_{л2}$ и $l_{л3}$ должна равняться расчетной длине лупинга l_l .

4 Далее необходимо отложить в масштабе в точке X (рисунок 3.4) величину подпора H_n и из полученной точки провести линию гидравлического уклона l_i . Точка пересечения этой линии с линией гидравлического уклона i даст длину лупинга $l_{л1}$.

5 Зоны возможного расположения станций определяются между точками пересечения линий уклона с профилем.

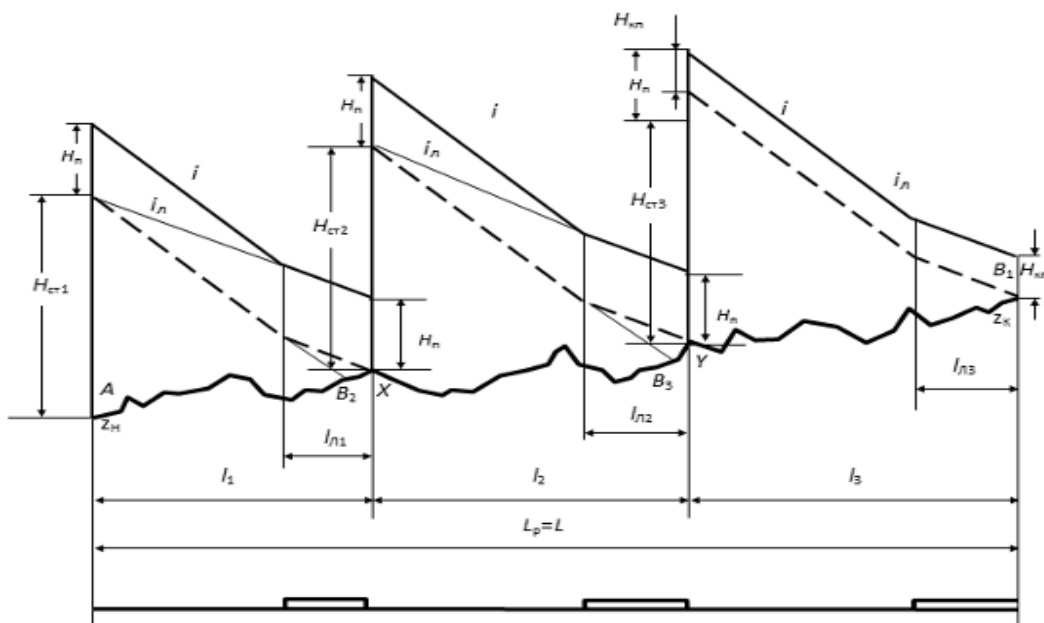


Рисунок 3.4 – Расстановка НПС с округлением в меньшую сторону числа станций

Определение длины лупинга.

При округлении числа станций в меньшую сторону длина лупинга определяется по формуле

$$l_l = \frac{H_{CT} (n_{расч} - n_{прин})}{i(1 - \omega)}, \quad (3.4)$$

где ω – коэффициент, учитывающий соотношение диаметров лупинга и основной нитки.

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{d_l}{d_{вн}} \right)^{2-m} \right]^{2-m}}, \quad (3.5)$$

где m – коэффициент Лейбензона (1 – ламинарный режим; 0,25 – зона Блазиуса; 0,123 – зона смешанного трения; 0 – зона квадратичного трения).

Лупинг целесообразно располагать в конце перегонов между станциями, поскольку к концу перегона давление снижается и уменьшается вероятность аварии.

Размещение нефтеперекачивающих станций, выполненное описанным способом, не всегда следует считать строго обязательным. Расположение станций можно в некоторых пределах изменять.

Пусть найденное по расчету теоретическое число станций n_0 округлено в большую сторону. Тогда место расположения, например, второй станции (см. рисунок 3.1) может быть отодвинуто вправо, т. е. вперед, на расстояние, при

котором напор $H_{см}$ достигнет допустимого значения H_0 . При перемещении станции влево уменьшается напор, развиваемый предыдущей станцией. Но поскольку суммарный напор, развиваемый всеми станциями, должен оставаться неизменным, по крайней мере, одной из остальных станций придется работать с повышенным напором.

Задачи для решения

Задача 1. Определить число НПС аналитическим методом.

Нефтепровод протяжённостью $L = 520$ км, диаметр $D = 1020$ мм (внутренний $d_{вн} = 1000$ мм). Перекачивается нефть с расходом $Q = 4500$ м³/ч. Гидравлический уклон $i = 0,0018$. Разность геодезических отметок $\Delta z = 45$ м. Напор, развиваемый одной НПС, $H_{см} = 620$ м. Подпор головной станции $h_n = 45$ м. Остаточный напор в конце участка $h_{ост} = 30$ м. Определить расчётное число НПС. Выполнить округление числа станций и указать, требуется ли лупинг или обточка рабочих колёс. Если число станций округлено в меньшую сторону, определить длину лупинга.

Задача 2. Графическая расстановка НПС по профилю трассы.

Используя данные задачи 1, выполнить расстановку НПС на сжатом профиле трассы методом гидравлического треугольника. Профиль трассы задан в виде таблицы 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные к задаче 2

Пикетаж, км	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	520
Отметка, м	0	35	20	55	40	30	60	45	25	50	35	30

1 Построить сжатый профиль трассы в масштабе: горизонтальный – 1:2000000, вертикальный – 1:2000.

2 Построить треугольник гидравлического уклона.

3 Выполнить графическую расстановку НПС.

4 Указать зоны возможного расположения станций.

Задача 3. Анализ случая округления числа станций в меньшую сторону.

Пусть по результатам расчёта $n_{расч} = 3,4$. Принято $n_{прин} = 3$. Требуется компенсировать дефицит напора прокладкой лупинга. Определить коэффициент ω для условий: $d_l = 800$ мм, $d_{вн} = 1000$ мм, режим течения – зона смешанного трения ($m = 0,123$). Рассчитать длину лупинга. Предложить размещение лупинга по перегонам между станциями. Построить гидравлический треугольник с учётом лупинга и показать зоны возможного расположения станций.

Задача 4. Построение совмещённой характеристики нефтепровода и НПС.

По данным задачи 1 построить совмещённую характеристику нефтепровода и всех НПС.

1 Для нескольких значений расхода (не менее четырех точек) определить напор, развиваемый НПС:

$$\sum H_{\text{НПС}} = k \cdot n \cdot H_{\text{осн}}, \quad (3.6)$$

где k – число насосов на НПС (принять $k = 3$);

n – число НПС;

$H_{\text{осн}}$ – напор основного насоса (определяется по паспортной характеристике).

2 Для тех же значений расхода определить потери напора в трубопроводе:

$$H = 1,02 \cdot \beta \cdot \frac{Q^{(2-m)} \cdot \nu^m \cdot L}{D^{(5-m)}} + \Delta z + h_{\text{ост}}, \quad (3.7)$$

где β – коэффициент, зависящий от режима течения (для зоны смешанного течения $\beta = 0,0802 \cdot A_1$);

ν – кинематическая вязкость нефти.

3 Построить оба графика в одних координатах.

4 Графически определить рабочую точку системы ($Q_{\text{раб}}, H_{\text{раб}}$) и сравнить её с расчётными значениями.

Содержание отчета

1 Название, цель работы. Исходные данные для каждого задания.

2 Расчётные формулы с пояснением величин и размерностей.

3 Подробные вычисления с промежуточными результатами.

4 Графические построения:

- сжатый профиль трассы с треугольником гидравлического уклона;
- расстановка НПС с указанием зон возможного расположения;
- совмещённая характеристика нефтепровода и НПС с рабочей точкой.

5 Выводы по каждому заданию.

Контрольные вопросы

1 Как записывается уравнение баланса напоров для магистрального нефтепровода?

2 Как аналитически определить число нефтеперекачивающих станций?

3 В чём суть метода расстановки НПС В. Г. Шухова?

4 Как строится треугольник гидравлического уклона?

5 Что происходит при округлении числа станций в большую сторону и как компенсируется избыточный напор?

6 Что происходит при округлении числа станций в меньшую сторону и как компенсируется дефицит напора?

7 Как определяется длина лупинга и где его целесообразно располагать?

8 Как строится совмещённая характеристика нефтепровода и НПС?

4 Практическое занятие № 4. Изменение подпоров перед нефтеперекачивающими станциями

Подпор – это избыточный напор перед входом в основной насос НПС, обеспечивающий безкавитационный режим его работы.

Начальный подпор h_n – напор, создаваемый подпорным насосом головной НПС.

Остаточный подпор $h_{ост}$ – напор перед промежуточной НПС, определяемый как разность между напором предыдущей станции и потерями напора на перегоне.

Допустимый подпор $h_{дон}$ – минимальный напор, при котором обеспечивается безкавитационная работа насоса (определяется по кавитационному запасу).

Уравнение баланса напоров для участка между станциями

$$h_{n,i} + H_{СТ} = 1,02 \cdot i \cdot l_i + \Delta z_i + h_{n,i+1}, \quad (4.1)$$

где $h_{n,i}$ – подпор перед i -й станцией;

$h_{n,i+1}$ – подпор перед $(i + 1)$ -й станцией;

l_i – длина перегона между станциями;

Δz_i – разность геодезических отметок на перегоне.

Отсюда подпор перед $(i + 1)$ -й станцией

$$h_{n,i+1} = h_{n,i} + H_{СТ} - 1,02 \cdot i \cdot l_i - \Delta z_i. \quad (4.2)$$

Для последней станции

$$h_{n,n} = h_{n,i} + n \cdot H_{СТ} - 1,02 \cdot i \cdot L - \Delta z. \quad (4.3)$$

Подпоры перед НПС изменяются при:

1) изменении расхода Q – при увеличении расхода растут потери напора, подпоры снижаются;

2) изменении вязкости нефти ν – при снижении температуры вязкость растёт, гидравлический уклон увеличивается, подпоры падают;

3) изменении состояния трубопровода – отложения парафина, загрязнения увеличивают шероховатость и снижают подпоры;

4) отключении или замене насосов – уменьшение числа работающих насосов снижает развиваемый напор;

5) изменении геодезического профиля – подъёмы трассы увеличивают потери, спуски – уменьшают;

6) изменении температуры перекачки – влияет на вязкость и плотность нефти.

Способы регулирования подпоров приведены в таблице 4.1.

Графоаналитический метод определения подпоров.

При известной совмещённой характеристике «насос – трубопровод» подпоры определяются по следующей методике.

1 Строится характеристика трубопровода $H_{тр} = f(Q)$ для каждого перегона.

2 Строится суммарная характеристика насосов $\Sigma H_{НПС} = f(Q)$.

3 Определяется рабочая точка системы $Q_{раб}, H_{раб}$.

4 Подпор перед каждой станцией находится как разность между напором, развиваемым предыдущими станциями, и потерями напора на пройденном пути.

Таблица 4.1 – Способы регулирования подпоров

Способ	Сущность	Применение
Изменение числа работающих насосов	Снижение/увеличение развиваемого напора	Плавное регулирование
Обточка рабочих колёс	Уменьшение напора насоса	Долговременное снижение
Дросселирование	Сброс избыточного напора	Кратковременное регулирование
Изменение частоты вращения	Плавное изменение напора	Современные НПС с ЧРП
Прокладка лупинга	Снижение гидравлического уклона	Увеличение подпоров
Введение противотурбулентных присадок	Снижение потерь напора	Восстановление подпоров

Задачи для решения

Задача 1. Аналитическое определение подпоров перед НПС.

Нефтепровод протяжённостью $L = 480$ км имеет 3 НПС. Расстояния между станциями: $l_1 = 160$ км, $l_2 = 160$ км, $l_3 = 160$ км. Гидравлический уклон $i = 0,0020$. Разность геодезических отметок на перегонах: $\Delta z_1 = 20$ м, $\Delta z_2 = -15$ м, $\Delta z_3 = 25$ м. Напор одной НПС $H_{см} = 600$ м. Начальный подпор головной станции $h_n = 50$ м. Определить подпоры перед второй, третьей и конечной точками трубопровода. Проверить, обеспечивается ли допустимый подпор $h_{дон} = 30$ м перед каждой станцией. Сделать вывод о необходимости регулирования режима.

Задача 2. Влияние изменения расхода на подпоры.

Для условий Задачи 1 расход нефти увеличен на 20 %. Гидравлический уклон при новом расходе $i' = 0,0029$ (потери пропорциональны Q^{2-m} , принять $m = 0,25$). Определить новые значения подпоров перед каждой станцией. Оценить, на сколько снизился подпор перед последней станцией. Предложить меры по восстановлению допустимого подпора.

Задача 3. Графоаналитическое определение подпоров.

Дана характеристика насоса НПС (три последовательно работающих насоса) (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Характеристика насоса НПС

Q , м ³ /ч	0	1000	2000	3000	4000	5000
H , м	620	600	560	500	420	320

Характеристика трубопровода для первого перегона

$$H_{тр1} = 1,02 \cdot i \cdot l_1 + \Delta z_1 = 1,02 \cdot 0,0020 \cdot 160000 + 20 = 346,4 \text{ м.}$$

Построить совмещённую характеристику насосов и трубопровода. Графически определить рабочую точку (подачу $Q_{раб}$ и напор $H_{раб}$). Определить подпор перед второй станцией как разность между напором насосов и потерями на первом перегоне. Повторить построение для второго и третьего перегонов, учитывая изменение подпоров.

Задача 4. Анализ влияния вязкости нефти на подпоры.

В зимний период температура перекачиваемой нефти снизилась с $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Кинематическая вязкость увеличилась с $\nu_1 = 15\text{ сСт}$ до $\nu_2 = 45\text{ сСт}$. Режим течения – зона смешанного трения ($m = 0,123$). Определить, как изменится гидравлический уклон при увеличении вязкости. Рассчитать новые подпоры перед станциями. Предложить способы компенсации снижения подпоров (подогрев, введение присадок, изменение режима).

Задача 5. Определение допустимого подпора по кавитационному запасу.

Для насоса НМ 3600-230 допустимый кавитационный запас $\Delta h_{дон} = 20\text{ м}$. Давление насыщенных паров нефти при температуре перекачки $p_{н.н} = 0,03\text{ МПа}$. Атмосферное давление $p_{ам} = 0,1\text{ МПа}$. Плотность нефти $\rho = 870\text{ кг/м}^3$. Определить минимально допустимый подпор перед насосом. Сравнить с фактическим подпором из задачи 1. Сделать вывод о возможности кавитации.

Содержание отчета

- 1 Название, цель работы. Исходные данные для каждого задания.
- 2 Расчётные формулы с пояснением величин и размерностей.
- 3 Подробные вычисления с промежуточными результатами.
- 4 Графические построения:
 - совмещённая характеристика насосов и трубопровода;
 - графики изменения подпоров по длине нефтепровода.
- 5 Выводы по каждому заданию.

Контрольные вопросы

- 1 Что такое подпор перед НПС и каково его назначение?
- 2 Как определить подпор перед промежуточной станцией аналитически?
- 3 Какие причины вызывают изменение подпоров при эксплуатации нефтепровода?
- 4 Как влияет увеличение расхода на подпоры перед станциями?
- 5 Как влияет снижение температуры перекачки на подпоры?
- 6 Какие способы регулирования подпоров вы знаете?
- 7 Что такое допустимый кавитационный запас и как он связан с подпором?
- 8 Как графически определить подпор перед станцией по совмещённой характеристике?

5 Практическое занятие № 5. Гидравлический расчет газопровода

Гидравлический расчет газопроводов имеет ряд принципиальных отличий от расчета нефтепроводов, обусловленных *сжимаемостью газа*.

Плотность газа зависит от давления – по мере движения по трубопроводу давление падает, газ расширяется, плотность уменьшается, а скорость увеличивается.

Учитывается коэффициент сжимаемости z , отражающий отклонение реального газа от идеального.

Используется *квадрат давления* при расчете потерь – для газопроводов среднего и высокого давления перепад давлений определяется через разность квадратов давлений ($P_H^2 - P_K^2$).

В основе расчета лежит формула Дарси – Вейсбаха

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}, \quad (5.1)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

l – длина газопровода, м;

d – внутренний диаметр, м;

ρ – плотность газа, кг/м³;

ω – скорость газа, м/с.

Для газопроводов низкого давления (до 5 кПа) падение давления определяется по формуле

$$P_H - P_K = 626,1 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^3} \cdot \rho_0 \cdot l, \quad (5.2)$$

где P_H, P_K – абсолютные давления в начале и конце газопровода, МПа;

Q_0 – расход газа при нормальных условиях, м³/ч;

d – внутренний диаметр, см;

ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

l – расчетная длина, м.

Для газопроводов среднего и высокого давления используется формула с разностью квадратов давлений

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{\Delta P_{уд} \cdot 1,1 \cdot l}{100}, \quad (5.3)$$

где $\Delta P_{уд}$ – удельные потери давления, кПа²/м.

Число Рейнольдса для газа определяется по формуле

$$Re = \frac{Q_0}{9\pi d v} = 0,0354 \cdot \frac{Q_0}{d \cdot v}, \quad (5.4)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости газа, $\text{м}^2/\text{с}$.

Определение коэффициента гидравлического трения λ .

В зависимости от значения Re определяется режим движения и коэффициент трения λ .

Ламинарный режим ($Re \leq 2000$)

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (5.5)$$

Критический режим ($Re = 2000 \dots 4000$)

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333}. \quad (5.6)$$

Турбулентный режим ($Re > 4000$):

1) для гидравлически гладких труб (условие $Re (n/d) < 23$):

– при $4000 < Re < 100000$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (5.7)$$

– при $Re > 100000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2}; \quad (5.8)$$

2) для шероховатых труб (условие $Re (n/d) \geq 23$) при $Re > 4000$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (5.9)$$

Эквивалентная абсолютная шероховатость n .

Новые стальные трубы: $n = 0,01$ см.

Бывшие в эксплуатации стальные: $n = 0,1$ см.

Полиэтиленовые: $n = 0,0007$ см.

Учет местных сопротивлений.

Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, арматура) учитывается увеличением расчетной длины газопровода на 5 %...10 %.

Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетная длина определяется по формуле

$$l = l_1 + \frac{d}{100\lambda} \cdot \sum \xi, \quad (5.10)$$

где l_1 – действительная длина, м;

$\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Учет рельефа трассы.

При наличии значительных перепадов высот пропускная способность газопровода определяется по формуле, с учетом рельефа,

$$Q = c \cdot \sqrt{\frac{(P_H^2 - P_K^2) \cdot d^5}{\lambda \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L \cdot \rho_{отн}}}, \quad (5.11)$$

где z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости газа;
 T_{cp} – средняя температура газа, К;
 $\rho_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Задачи для решения

Задача 1. Расчет газопровода низкого давления.

Тупиковый газопровод низкого давления снабжает газом жилой поселок. Расчетный расход газа $Q_0 = 120$ м³/ч. Длина газопровода $l = 350$ м. Внутренний диаметр трубы $d = 10$ см. Плотность газа при нормальных условиях $\rho_0 = 0,73$ кг/м³. Кинематическая вязкость $\nu = 14,3 \times 10^{-6}$ м²/с. Трубы стальные, новые. Определить число Рейнольдса и режим движения газа. Вычислить коэффициент гидравлического трения λ . Определить падение давления на участке $P_H - P_K$. Проверить, обеспечивается ли минимально допустимое давление перед газовыми приборами (180 даПа).

Задача 2. Расчет газопровода среднего давления.

Газопровод среднего давления подает газ к ГРП. Давление в начале участка $P_H = 300$ кПа (абс.). Давление перед ГРП должно быть не менее $P_K = 150$ кПа. Длина участка $l = 800$ м. Расход газа $Q_0 = 500$ м³/ч. Диаметр трубы $d = 8$ см. Трубы стальные, бывшие в эксплуатации. Плотность газа $\rho_0 = 0,75$ кг/м³. Определить допустимые удельные потери давления $\Delta P_{уд}$. Определить расчетный диаметр газопровода. Проверить, обеспечивается ли пропуск заданного расхода.

Задача 3. Влияние рельефа трассы на пропускную способность.

Участок газопровода высокого давления имеет длину $L = 120$ км. Диаметр $d = 1020$ мм. Давление в начале $P_H = 5,5$ МПа, в конце $P_K = 3,5$ МПа. Температура газа $T_{cp} = 283$ К. Коэффициент сжимаемости $z_{cp} = 0,92$. Относительная плотность газа $\rho_{отн} = 0,56$. Профиль трассы: первые 40 км – подъем на 150 м, следующие 50 км – спуск на 80 м, последние 30 км – подъем на 60 м. Определить пропускную способность газопровода без учета рельефа. Определить пропускную способность с учетом рельефа трассы. Оценить, на сколько процентов снизилась пропускная способность из-за рельефа.

Задача 4. Анализ режимов движения газа.

Для условий задачи 1 определить, как изменится коэффициент λ и падение давления, если расход газа увеличится в 2 раза, а затем уменьшится в 2 раза. Для каждого случая определить число Рейнольдса и режим движения. Вычислить соответствующие коэффициенты λ . Определить падение давления. Построить график зависимости $\Delta P = f(Q)$.

Задача 5. Подбор диаметра газопровода.

Необходимо обеспечить пропускную способность газопровода низкого давления $Q_0 = 200 \text{ м}^3/\text{ч}$ при допустимом падении давления $\Delta P_{\text{доп}} = 120 \text{ даПа}$ на длине $l = 200 \text{ м}$. Плотность газа $\rho_0 = 0,72 \text{ кг/м}^3$. Определить расчетный внутренний диаметр. Принять стандартный диаметр из ряда: 50, 65, 80, 100, 125, 150 мм. Проверить фактическое падение давления для принятого диаметра.

Содержание отчета

- 1 Название, цель работы. Исходные данные для каждого задания.
- 2 Расчётные формулы с пояснением величин и размерностей.
- 3 Подробные вычисления с промежуточными результатами.
- 4 Графики:
– зависимость $\Delta P = f(Q)$ (задача 4).
- 5 Выводы по каждому заданию.

Контрольные вопросы

- 1 В чем принципиальное отличие гидравлического расчета газопровода от расчета нефтепровода?
- 2 Почему для газопроводов среднего и высокого давления используется разность квадратов давлений?
- 3 Как определяется число Рейнольдса для потока газа?
- 4 Какие режимы движения газа выделяют и как для каждого определяется коэффициент λ ?
- 5 Как учитывается шероховатость стенок труб при расчете λ ?
- 6 Как учитываются местные сопротивления при гидравлическом расчете газопровода?
- 7 Как влияет рельеф трассы на пропускную способность газопровода?
- 8 Какие предельные скорости газа допускаются в газопроводах низкого и высокого давления?

6 Практическое занятие № 6. Способы приведения сложного газопровода к простому

Основные типы сложных газопроводов.

Сложные газопроводы состоят из элементарных структур. Их структура представлена в таблице 6.1.

Для газопровода вследствие сжимаемости газа основное расчётное соотношение записывается через разность квадратов давлений:

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot L \cdot Q^2}{C^2 \cdot d^5}, \quad (6.1)$$

где C – постоянный коэффициент,
 Δ – относительная плотность газа по воздуху,
 z – коэффициент сжимаемости,
 T – средняя температура газа.

Таблица 6.1 – Сложные газопроводы

Тип	Характеристика	Типовой пример
Последовательное соединение	Участки соединены последовательно, расход одинаков, общие потери – сумма потерь на участках	Участки с разными диаметрами, разной толщиной стенки
Параллельное соединение	Ветви имеют общие начало и конец, суммарный расход равен сумме расходов ветвей, потери напора одинаковы	Лупинги, резервные нитки, кольцевые сети
Разветвлённый газопровод	На трассе имеются узлы отбора или подкачки газа	Газораспределительные системы, системы сбора газа

Именно это соотношение лежит в основе всех методов приведения.

Методы приведения сложного газопровода к простому

Метод эквивалентного диаметра (последовательное соединение).

Суть метода заключается в том, что несколько последовательных участков разного диаметра заменяются одной трубой эквивалентного диаметра, при этом суммарные потери давления и расход остаются неизменными.

Условие равенства потерь

$$\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{d_i^{5,2}} = \frac{L_{\text{экв}}}{d_{\text{экв}}^{5,2}}. \quad (6.2)$$

Если принять эквивалентную длину равной суммарной длине $L_{\text{экв}} = \sum L_i$, то эквивалентный диаметр

$$d_{\text{экв}} = \left(\frac{L_{\text{экв}}}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{d_i^{5,2}}} \right)^{1/5,2}. \quad (6.3)$$

Показатель степени 5,2 учитывает суммарное влияние диаметра (степень 5 в формуле Дарси) и слабой зависимости коэффициента гидравлического трения от диаметра.

Метод эквивалентной длины (последовательное соединение).

Суть метода заключается в том, что сложный газопровод заменяется простым трубопроводом того же диаметра, что и один из участков (базовый), но с эквивалентной длиной, обеспечивающей те же потери.

Формула приведения к диаметру первого участка

$$L_{\text{экв}} = L_1 + L_2 \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{5,2} + L_3 \left(\frac{d_1}{d_3} \right)^{5,2} + \dots + L_n \left(\frac{d_1}{d_n} \right)^{5,2}. \quad (6.4)$$

В компактной форме

$$L_{\text{экв}} = L_1 + \sum_{i=2}^n L_i \left(\frac{d_1}{d_i} \right)^{5,2}. \quad (6.5)$$

Получив эквивалентную длину, дальнейший расчёт ведут как для простого газопровода диаметром d_1 .

Приведение параллельных газопроводов.

Особенность параллельного соединения заключается в том, что потери давления на всех ветвях одинаковы, а суммарный расход равен сумме расходов ветвей.

Распределение расходов между ветвями

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{L_2}{L_1} \right)^{0,5} \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{2,6}. \quad (6.6)$$

Суммарный расход

$$Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n. \quad (6.7)$$

Эквивалентный диаметр (при приведении к диаметру первой ветви)

$$d_{\text{экв}} = d_1 \cdot \left[\frac{\left(1 + \sqrt{\left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{5,2} \cdot \frac{L_1}{L_2} + \dots} \right)^2}{1 + \frac{L_1}{L_2} + \dots} \right]^{1/5,2}. \quad (6.8)$$

Если длины всех параллельных ветвей одинаковы, формула существенно упрощается:

$$d_{\text{экв}}^{2,6} = \sum_{i=1}^n d_i^{2,6}. \quad (6.9)$$

Смешанный сложный газопровод.

Для газопровода, содержащего одновременно последовательные и параллельные участки, применяется метод последовательных эквивалентных замен. Сначала каждая группа параллельных ветвей заменяется одной эквивалентной

трубой. Затем полученные эквивалентные участки, соединённые последовательно, приводятся к одной простой трубе. Такой порядок позволяет избежать ошибок и получить корректный результат.

Задачи для решения

Задача 1. Приведение последовательного газопровода.

Газопровод состоит из трёх последовательных участков (таблица 6.2).

Определить эквивалентную длину $L_{экв}$ с приведением к диаметру первого участка. Определить эквивалентный диаметр $d_{экв}$, приняв эквивалентную длину равной суммарной. Сравнить результаты двух методов и объяснить их физический смысл.

Таблица 6.2 – Исходные данные для задачи 1

Участок	Длина L , м	Диаметр d , мм
1	2000	500
2	1500	400
3	2500	600

Задача 2. Приведение параллельного газопровода.

Газопровод имеет две параллельные ветви (таблица 6.3). Суммарный расход $Q = 100 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Таблица 6.3 – Исходные данные для задачи 2

Ветвь	Длина L , м	Диаметр d , мм
1	3000	500
2	3000	400

Определить распределение расходов между ветвями Q_1 и Q_2 . Определить эквивалентный диаметр $d_{экв}$ (длины ветвей одинаковы). Проверить, что потери давления на обеих ветвях одинаковы и равны потерям в эквивалентной трубе.

Задача 3. Приведение смешанного газопровода.

Газопровод состоит из следующих элементов:

Первый участок: $L_1 = 1000 \text{ м}$, $d_1 = 500 \text{ мм}$;

Далее – две параллельные ветви: $L_{2a} = 2000 \text{ м}$, $d_{2a} = 400 \text{ мм}$; $L_{2b} = 2000 \text{ м}$, $d_{2b} = 300 \text{ мм}$;

После слияния – третий участок: $L_3 = 1500 \text{ м}$, $d_3 = 500 \text{ мм}$.

Требуется: привести параллельные ветви к одной эквивалентной трубе; привести всю систему (три последовательных эквивалентных участка) к одной простой трубе; определить итоговую эквивалентную длину с приведением к диаметру первого участка.

Задача 4. Анализ влияния метода приведения на результат.

Для условий задачи 1 выполнить приведение к диаметру второго участка ($d_2 = 400$ мм) и сравнить результат с приведением к первому участку.

Требуется: вычислить эквивалентную длину относительно второго участка; сравнить значения $L_{экв}$, полученные для разных базовых диаметров; объяснить, почему результаты различаются и что при этом остаётся неизменным.

Содержание отчета

- 1 Название, цель работы. Исходные данные для каждого задания.
- 2 Расчётные формулы с пояснением величин и размерностей.
- 3 Подробные вычисления с промежуточными результатами.
- 4 Схемы приведения (исходная схема – промежуточные эквиваленты – итоговая простая труба).
- 5 Выводы по каждому заданию.

Контрольные вопросы

- 1 Почему в формулах приведения газопроводов используется показатель степени 5,2, а не 5?
- 2 В чём принципиальное различие методов эквивалентного диаметра и эквивалентной длины?
- 3 Какие факторы определяют распределение расходов между параллельными ветвями?
- 4 Как изменяется формула эквивалентного диаметра, если параллельные ветви имеют разную длину?
- 5 Почему при смешанном соединении применяют метод последовательных замен?
- 6 Что остаётся неизменным при приведении газопровода к разным базовым диаметрам?
- 7 В каких случаях приведение сложного газопровода к простому недопустимо?

7 Практическое занятие № 7. Расчет газопровода с учетом рельефа трассы

При движении газа по газопроводу, проложенному по пересеченной местности, на потери давления влияет не только трение, но и *изменение геодезических отметок*. В отличие от нефтепроводов, где влияние рельефа учитывается непосредственно через разность высот Δz , в газопроводах вследствие сжимаемости газа учет рельефа имеет свои особенности.

Ключевые положения.

- 1 На подъемах трассы давление падает быстрее, чем на горизонтальных

участках той же длины, поскольку часть энергии затрачивается на преодоление гидростатического столба газа.

2 На спусках, наоборот, давление восстанавливается за счет потенциальной энергии газа.

3 Однако в газопроводах эффект восстановления давления на спусках не полностью компенсирует потери на подъемах, поскольку плотность газа по длине меняется.

4 Наивысшие точки трассы являются наиболее «опасными» с точки зрения минимального давления.

Для газопровода с учетом рельефа трассы используется уравнение баланса энергии, записанное через квадраты давлений,

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot L_{np} \cdot Q^2}{C^2 \cdot d^5}, \quad (7.1)$$

где L_{np} – приведенная (расчетная) длина газопровода, учитывающая рельеф трассы;

C – постоянный коэффициент;

Δ – относительная плотность газа;

z – коэффициент сжимаемости;

T – средняя температура газа.

Приведенная длина газопровода определяется по формуле

$$L_{np} = L + \sum_{i=1}^n l_{\text{экв.}i}, \quad (7.2)$$

где L – фактическая длина газопровода, м;

$l_{\text{экв.}i}$ – эквивалентная добавка длины за счет i -го перепада высот, м.

Эквивалентная добавка за счет перепада высот

$$l_{\text{экв}} = \frac{\Delta z \cdot d^5 \cdot C^2}{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot Q^2} \cdot \rho_{cp} \cdot g. \quad (7.3)$$

На практике для упрощения расчетов применяется формула, связывающая эквивалентную длину с перепадом высот,

$$l_{\text{экв}} = k \cdot \Delta z, \quad (7.4)$$

где k – коэффициент, зависящий от параметров газа и трубопровода.

Более строгий учет рельефа выполняется по формуле, в которой суммируются перепады высот на характерных участках,

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot Q^2}{C^2 \cdot d^5} \left(L + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta z_i \cdot P_{cp.i}^2}{P_{cp}^2} \cdot l_i \right), \quad (7.5)$$

где Δz_i – перепад высот на i -м участке;

$P_{cp,i}$ – среднее давление на i -м участке;

P_{cp} – среднее давление по всей трассе.

Для практических расчетов часто используется упрощенная формула с приведенной длиной

$$L_{np} = L + \sum_{i=1}^n l_i \cdot \frac{\Delta z_i}{P_{cp}} \cdot \frac{\rho_0 \cdot g}{R \cdot T}. \quad (7.6)$$

Среднее давление по длине газопровода определяется как

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (7.7)$$

или в упрощенном виде

$$P_{cp} = \frac{P_H + P_K}{2}. \quad (7.8)$$

Давление в любой точке трассы с геодезической отметкой z_x определяется по формуле

$$P_x^2 = P_H^2 - \frac{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot Q^2}{C^2 \cdot d^5} \left(L_x + \sum_{i=1}^m \frac{\Delta z_i \cdot P_{cp,i}^2}{P_{cp}^2} \cdot l_i \right), \quad (7.9)$$

где L_x – расстояние от начала до точки x ;

m – число участков с перепадами высот до точки x .

Критические точки трассы. На трассе газопровода выделяют:

– *наивысшую точку* – здесь давление минимально, возможны нарушения режима;

– *наинизшую точку* – здесь давление максимально, возможны превышения допустимого;

– *точки излома профиля* – требуют проверки на прочность и устойчивость.

Условие безотказной работы

$$P_{\min} \geq P_{\text{доп. min}}; \quad (7.10)$$

$$P_{\max} \leq P_{\text{доп. max}}. \quad (7.11)$$

Задачи для решения

Задача 1. Определение приведенной длины газопровода.

Газопровод протяженностью $L = 120$ км имеет профиль трассы с характерными точками (таблица 7.1).

Диаметр газопровода $d = 1020$ мм. Давление в начале $P_H = 5,5$ МПа, в конце $P_K = 3,5$ МПа. Температура газа $T = 283$ К. Коэффициент сжимаемости $z = 0,92$. Относительная плотность газа $\Delta = 0,56$. Расход $Q = 30$ млн м³/сут.

Определить среднее давление в газопроводе. Вычислить эквивалентные добавки длины для каждого перепада высот. Определить приведенную длину газопровода. Оценить, на сколько процентов приведенная длина превышает фактическую.

Таблица 7.1 – Исходные данные к задаче 1

Пикетаж, км	0	20	40	60	80	100	120
Отметка, м	0	80	40	120	60	90	30

Задача 2. Расчет пропускной способности с учетом рельефа.

Для условий задачи 1 определить пропускную способность газопровода с учетом и без учета рельефа трассы.

Необходимо: определить пропускную способность без учета рельефа (по фактической длине); определить пропускную способность с учетом рельефа (по приведенной длине); сравнить результаты и оценить влияние рельефа.

Задача 3. Построение линии падения давления по профилю трассы.

Для условий задачи 1 построить график изменения давления по длине газопровода с учетом рельефа трассы.

Необходимо: разбить трассу на участки между характерными точками; для каждой точки определить давление; построить совмещенный график: профиль трассы (сверху) и линия падения давления (снизу); определить точку с минимальным давлением.

Задача 4. Анализ влияния отдельных перепадов высот.

Для условий задачи 1 определить, какой из перепадов высот оказывает наибольшее влияние на приведенную длину.

Необходимо: вычислить вклад каждого перепада в общую приведенную длину; определить наиболее «тяжелый» участок; предложить мероприятия по снижению влияния рельефа (например, изменение трассы, установка дополнительных компрессорных станций).

Задача 5. Проверка допустимого давления в характерных точках.

Для условий задачи 1 проверить, обеспечивается ли допустимое давление в наивысшей и наинизшей точках трассы. Допустимое минимальное давление $P_{дон.мин} = 2,5$ МПа, допустимое максимальное $P_{дон.макс} = 6,0$ МПа.

Необходимо: определить давление в наивысшей точке (пикет 60 км, отметка 120 м); определить давление в наинизшей точке (пикет 0 км, отметка 0 м – или другая наинизшая точка); сравнить с допустимыми значениями; сделать вывод о необходимости регулирования режима.

Содержание отчета

- 1 Название, цель работы. Исходные данные для каждого задания.
- 2 Расчётные формулы с пояснением величин и размерностей.
- 3 Подробные вычисления с промежуточными результатами.
- 4 Графические построения:
 - совмещённый график профиля трассы и линии падения давления;
 - диаграмма вклада отдельных перепадов высот в приведенную длину.
- 5 Выводы по каждому заданию.

Контрольные вопросы

- 1 Почему в газопроводах учет рельефа трассы отличается от нефтепроводов?
- 2 Что такое приведенная длина газопровода и как она определяется?
- 3 Как влияет подъем трассы на давление газа?
- 4 Почему восстановление давления на спусках не компенсирует потери на подъемах?
- 5 Как определяется среднее давление в газопроводе?
- 6 Какие точки трассы являются критическими и почему?
- 7 Как проверить допустимость давления в характерных точках трассы?
- 8 Какие мероприятия позволяют снизить влияние рельефа на пропускную способность?

8 Практическое занятие № 8. Определение характеристик нагнетателей

Основные характеристики нагнетателя.

Нагнетатель (компрессор) характеризуется следующими основными параметрами:

- объёмная подача Q , м³/с или м³/ч – расход газа через нагнетатель;
- напор H , м – удельная энергия, сообщаемая газу;
- мощность N , кВт – мощность, потребляемая нагнетателем;
- КПД η – отношение полезной мощности к потребляемой;
- кавитационный запас $\Delta h_{дон}$, м – минимальный подпор, обеспечивающий безкавитационную работу.

Связь напора и степени повышения давления

$$H = \frac{R \cdot T \cdot z}{g \cdot \Delta} \cdot \ln \left(\frac{P_K}{P_H} \right), \quad (8.1)$$

где R – газовая постоянная;

T – температура газа;

z – коэффициент сжимаемости;

Δ – относительная плотность газа;

P_H, P_K – начальное и конечное давление.

Степень повышения давления

$$\varepsilon = \frac{P_K}{P_H}. \quad (8.2)$$

Паспортные характеристики нагнетателей.

Паспортные характеристики нагнетателей обычно задаются графически или в табличной форме при стандартных условиях:

- частота вращения n_0 ;
- плотность газа ρ_0 ;
- температура газа T_0 ;
- относительная плотность Δ_0 .

Для практического использования паспортные характеристики приводятся к рабочим условиям с помощью формул подобия.

Формулы пересчёта характеристик нагнетателей.

1 Пересчёт по частоте вращения.

При изменении частоты вращения с n_0 на n параметры нагнетателя изменяются по законам подобия:

$$Q = Q_0 \cdot \frac{n}{n_0}; \quad (8.3)$$

$$H = H_0 \cdot \left(\frac{n}{n_0} \right)^2; \quad (8.4)$$

$$N = N_0 \cdot \left(\frac{n}{n_0} \right)^3. \quad (8.5)$$

2 Пересчёт по плотности газа.

При изменении плотности газа

$$Q = Q_0; \quad (8.6)$$

$$H = H_0 \cdot \frac{\rho}{\rho_0}; \quad (8.7)$$

$$N = N_0 \cdot \frac{\rho}{\rho_0}. \quad (8.8)$$

3 Пересчёт по температуре газа.

$$Q = Q_0 \cdot \frac{T}{T_0}; \quad (8.9)$$

$$H = H_0 \cdot \frac{T}{T_0}; \quad (8.10)$$

$$N = N_0 \cdot \frac{T}{T_0}. \quad (8.11)$$

Коэффициент полезного действия нагнетателя.

Полный КПД нагнетателя определяется как произведение отдельных составляющих:

$$\eta = \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{газ}} \cdot \eta_{\text{прив}}, \quad (8.12)$$

где $\eta_{\text{мех}}$ – механический КПД;

$\eta_{\text{газ}}$ – газодинамический КПД;

$\eta_{\text{прив}}$ – КПД привода.

Полезная мощность нагнетателя

$$N_{\text{пол}} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H. \quad (8.13)$$

Потребляемая мощность

$$N = \frac{N_{\text{пол}}}{\eta} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta}. \quad (8.14)$$

Приведённые характеристики нагнетателя.

Для удобства сравнения и расчётов используют *приведённые характеристики*, в которых параметры отнесены к стандартным условиям.

Приведённая подача

$$Q_{\text{пр}} = Q \cdot \frac{n_0}{n} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{z_0}{z}. \quad (8.15)$$

Приведённый напор

$$H_{\text{пр}} = H \cdot \left(\frac{n_0}{n} \right)^2 \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{z_0}{z} \cdot \frac{\rho_0}{\rho}. \quad (8.16)$$

Приведённая мощность

$$N_{\text{пр}} = N \cdot \left(\frac{n_0}{n} \right)^3 \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{z_0}{z} \cdot \frac{\rho_0}{\rho}. \quad (8.17)$$

Рабочая точка системы «нагнетатель – газопровод».

Рабочая точка определяется пересечением характеристики нагнетателя и характеристики газопровода.

Характеристика нагнетателя

$$H_{\text{наг}} = f(Q). \quad (8.18)$$

Характеристика газопровода

$$H_{\text{тр}} = a + b \cdot Q^2, \quad (8.19)$$

где a – статическая составляющая (геодезический напор);

b – гидравлическое сопротивление системы.

Условие рабочей точки

$$H_{\text{наг}}(Q_{\text{раб}}) = H_{\text{тр}}(Q_{\text{раб}}). \quad (8.20)$$

Определение КПД в рабочей точке.

Для определения КПД в рабочей точке используется характеристика КПД:

$$\eta = f(Q). \quad (8.21)$$

Максимум КПД соответствует оптимальному режиму работы нагнетателя. Отклонение рабочей точки от зоны максимального КПД снижает энергетическую эффективность.

Задачи для решения

Задача 1. Построение паспортной характеристики нагнетателя.

Дан нагнетатель с паспортной характеристикой при $n_0 = 3000 \text{ мин}^{-1}$ (таблица 8.1).

Построить характеристику нагнетателя $H = f(Q)$, $N = f(Q)$, $\eta = f(Q)$. Определить зону максимального КПД. Определить оптимальную подачу $Q_{\text{опт}}$.

Таблица 8.1 – Исходные данные к задаче 1

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	0	5000	10000	15000	20000	25000
$H, \text{ м}$	650	640	610	560	480	360
$N, \text{ кВт}$	200	250	320	400	480	560
$\eta, \%$	0	45	65	75	70	55

Задача 2. Пересчёт характеристики на новую частоту вращения.

Для условий задачи 1 частота вращения увеличена до $n = 3600 \text{ мин}^{-1}$.

Пересчитать характеристику нагнетателя по формулам подобия:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{n}{n_0}; \quad \frac{H}{H_0} = \left(\frac{n}{n_0}\right)^2; \quad \frac{N}{N_0} = \left(\frac{n}{n_0}\right)^3. \quad (8.22)$$

Построить новую характеристику $H = f(Q)$. Определить новую оптимальную подачу и напор.

Задача 3. Приведение характеристики к рабочим условиям.

Паспортная характеристика нагнетателя задана при стандартных условиях: $\rho_0 = 0,73 \text{ кг/м}^3$, $T_0 = 293 \text{ К}$, $z_0 = 1,0$. Рабочие условия: $\rho = 0,85 \text{ кг/м}^3$, $T = 283 \text{ К}$, $z = 0,92$. Определить приведённые параметры нагнетателя:

$$Q_{np} = Q \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{z_0}{z}; \quad (8.23)$$

$$H_{np} = H \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{z_0}{z} \cdot \frac{\rho_0}{\rho}; \quad (8.24)$$

$$N_{np} = N \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{z_0}{z} \cdot \frac{\rho_0}{\rho}. \quad (8.25)$$

Построить приведённую характеристику. Определить рабочие параметры нагнетателя.

Задача 4. Определение рабочей точки системы.

Характеристика газопровода задана уравнением $H_{mp} = 200 + 0,00002 \cdot Q^2$.

Характеристика нагнетателя (после приведения к рабочим условиям) представлена в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Исходные данные к задаче 2

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	0	5000	10000	15000	20000	25000
$H, \text{ м}$	600	590	560	510	430	320

Построить совмещённую характеристику системы «нагнетатель – газопровод». Графически определить рабочую точку ($Q_{раб}$, $H_{раб}$). Проверить аналитически, подставив $Q_{раб}$ в уравнение газопровода. Определить КПД в рабочей точке (по характеристике КПД из задачи 1).

Задача 5. Определение мощности и КПД нагнетателя.

Для рабочей точки, найденной в задаче 4, определить:

- полезную мощность нагнетателя;
- потребляемую мощность;
- полный КПД.

Задача 6. Анализ влияния частоты вращения на рабочую точку.

Для условий задачи 4 определить, как изменится рабочая точка при увеличении частоты вращения нагнетателя на 10 %.

Необходимо: пересчитать характеристику нагнетателя на новую частоту вращения; определить новую рабочую точку; оценить изменение подачи и напора; сделать вывод о целесообразности регулирования частоты вращения.

Содержание отчета

- 1 Название, цель работы. Исходные данные для каждого задания.
- 2 Расчётные формулы с пояснением величин и размерностей.
- 3 Подробные вычисления с промежуточными результатами.
- 4 Графические построения:
 - паспортная характеристика нагнетателя;
 - приведённая характеристика;
 - совмещённая характеристика «нагнетатель – газопровод» с рабочей точкой;
 - зависимость КПД от подачи.
- 5 Выводы по каждому заданию.

Контрольные вопросы

- 1 Что такое характеристика нагнетателя и какие параметры она включает?
- 2 Как пересчитывается характеристика нагнетателя при изменении частоты вращения?
- 3 Как влияет плотность газа на напор и мощность нагнетателя?
- 4 Что такое приведённая характеристика нагнетателя и для чего она используется?
- 5 Как определяется рабочая точка системы «нагнетатель – газопровод»?
- 6 Как определяется КПД нагнетателя в рабочей точке?
- 7 Какие составляющие входят в полный КПД нагнетателя?
- 8 Как влияет отклонение рабочей точки от оптимальной на энергетическую эффективность?

Список литературы

- 1 **Гумеров, А. Г.** Компрессорные станции магистральных газопроводов : учеб. пособие / А. Г. Гумеров, Р. Р. Гумеров. – Уфа : УГНТУ, 2018. – 198 с.
- 2 **Колибаба, О. Б.** Основы проектирования и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления : учеб. пособие / О. Б. Колибаба, В. Ф. Никишов, М. Ю. Ометова. – 5-е изд., стер. – СПб. : Лань, 2025. – 204 с.
- 3 **Коршак, А. А.** Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов : учеб. пособие / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2023. – 156 с.
- 4 **Лопатин, А. С.** Центробежные насосы и компрессоры в нефтегазовой отрасли : учеб. пособие / А. С. Лопатин. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – 172 с.
- 5 **Прахова, М. Ю.** Газоперекачивающие агрегаты : учеб. пособие / М. Ю. Прахова, О. В. Богданов. – М. : ИНФРА-М, 2019. – 245 с.
- 6 **Семёнов, М. Е.** Гидраты в газовой промышленности : учеб. пособие / М. Е. Семёнов. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2010. – 98 с.
- 7 **Чухарева, Н. В.** Расчёт простых и сложных газопроводов : метод. указания / Н. В. Чухарева. – Томск : ТПУ, 2010. – 13 с.
- 8 Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления : ГОСТ Р 7.0.100–2018. – Введ. 01.07.2019. – М. : Стандартинформ, 2018. – 124 с.
- 9 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб : СП 42-101–2003. – Введ. 01.07.2003. – М. : Госстрой России, 2003. – 178 с.
- 10 Правила эксплуатации магистральных газопроводов: СТО Газпром 2-3.5-454–2010. – Введ. 01.09.2010. – М. : Газпром, 2010. – 152 с.