

Федеральное агентство по образованию
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Елистратов В.В., Кубышкин Л.И., Светозарская С.В.

**КОМПЬЮТЕРНЫЕ, СЕТЕВЫЕ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ. РАСЧЕТ ТУРБИННЫХ ВОДОВОДОВ ГЭС**

Учебное пособие

Санкт-Петербург
Издательство Политехнического университета
2011

УДК 620.92+624.042 (075.8)

ББК 31.15:32.973.26я73

К 882

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор *Н.В. Арефьев*,

Кандидат технических наук, доцент *В.В. Фролов*

Елистратов В.В., Кубышкин Л.И., Светозарская С.В. **Компьютерные, сетевые и информационные технологии. Расчет турбинных водоводов ГЭС: Учебное пособие.** СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2011. – 55 с.

Пособие соответствует требованиям ФГОС III поколения, магистерским программам 140400.68.06 “Проектирование и сооружение гидроэнергетических объектов и установок возобновляемых источников энергии” и 270800.68.02 “Проектирование, строительство, управление и экспертиза объектов недвижимости в энергетике и водном хозяйстве”.

В учебном пособии приведены сведения, необходимые для выполнения гидродинамических и технико-экономических расчетов турбинных водоводов ГЭС. Дается описание математического и программного обеспечения расчетов, изложены правила использования программного комплекса при выполнении курсовых и дипломных проектов, способы определения и ввода исходных данных.

Предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлениям 270800 “Строительство” и 140400 “Электроэнергетика и электротехника” при изучении дисциплин “Компьютерные, сетевые и информационные технологии”, “Методы математического моделирования в задачах энергетики”, “Информационные технологии в строительстве”, “Методы решения научно-технических задач в строительстве”. Рекомендуется студентам инженерно-строительного, электромеханического и физико-механического факультетов, обучающихся в магистратуре и бакалавриате СПбГПУ. Также пособие будет полезно при дипломном проектировании, написании магистерской диссертации и выполнении НИРС.

Табл. 8 Ил. 22 Библиограф.: 14 назв.

Печатается по решению редакционно-издательского совета Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

ISBN 5-7422-0389-6

© Санкт-Петербургский государственный
политехнический университет, 2011

© В.В. Елистратов, Л.И. Кубышкин, С.В. Светозарская, 2011

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Общие сведения по проектированию и расчету трубопроводов ГЭС	6
1.1. Основные положения проектирования стальных трубопроводов.....	6
1.2. Выбор трассы трубопровода.....	7
1.3. Определение диаметра и толщины стенок трубопровода.....	11
1.4. Определение расчетного среднекубического расхода воды напорного трубопровода ГЭС.....	13
1.5. Определение величины гидравлического удара в деривационных трубопроводах ГЭС.....	16
2. Методика расчета параметров стального трубопровода.....	21
2.1. Определение экономически наиболее выгодного диаметра деривационного трубопровода ГЭС.....	21
2.1.1. Исходные данные.....	21
2.1.2. Определение расчетных напоров.....	22
2.1.3. Определение среднекубического расхода трубопровода.....	23
2.1.4. Определение стоимости тонны смонтированного трубопровода	24
2.1.5. Расчет экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода	25
2.2. Расчет гидравлического удара в трубопроводе ГЭС.....	28
2.2.1. Исходные данные	28
2.2.2. Расчет повышения давления в конце трубопровода при сбросе полной нагрузки	28
2.2.3. Расчет повышения давления в конце трубопровода при сбросе частичной нагрузки	31
2.2.4. Расчет понижения давления на участке трубопровода выше затвора при набросе частичной нагрузки.....	34
3. Программный комплекс для расчета трубопроводов ГЭС.....	35
3.1. Расчет экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода.....	35
3.2. Автоматизированный расчет гидравлического удара при сбросе полной нагрузки	37
3.2.1. Установка программы.....	38
3.2.2. Работа с программой	39
3.2.3. Результаты тестового расчета	43
3.3. Автоматизированный расчет гидравлического удара при частичном изменении нагрузки	44
Приложения	
Стандартные диаметры и толщины оболочек стальных трубопроводов.....	48
Перечень прикладных программ для расчетов при проектировании ГЭС... ..	49
Схемы анкерных и промежуточных опор, сальниковых компенсаторов.....	50
Стоимостные показатели установки металлических конструкций гидротехнических сооружений.....	51
Требования к прокатной стали	52
Список литературы	54

ВВЕДЕНИЕ

Открыто проложенные стальные трубопроводы часто используются в качестве водопроводящих сооружений гидроэлектростанций. Многие деривационные ГЭС, в том числе гидроэнергетические установки небольшой мощности, имеют в составе водопроводящего тракта участки напорных стальных трубопроводов. К зданиям приплотинных ГЭС и зданиям, расположенным на береговых склонах за плотиной, подвод воды так же может осуществляться стальными трубопроводами. Проектирование таких сооружений на стадии технико-экономического обоснования варианта схемы подвода воды к агрегатам ГЭС и определения основных параметров водопроводящего тракта сопровождается большим объемом прочностных и гидродинамических расчетов. Выполнить в приемлемые сроки такую работу без использования автоматизации проектирования невозможно.

С 1964 года на кафедре “Возобновляющиеся источники энергии и гидроэнергетика” по инициативе д.т.н., профессора, академика РАН Ю.С. Васильева для проведения расчетов водопроводящих трактов гидроэлектростанций начали активно применяться средства вычислительной техники. В период с 1964 по 1984 годы на кафедре выполнялся большой объем хоздоговорных НИР, в которых были разработаны: математическая модель связи затрат с параметрами турбинных водоводов ГЭС, методы статистической обработки пульсаций давления в водопроводящем тракте ГЭС и НС, методы математического моделирования переходных процессов в напорных водоводах ГЭС, НС и ГАЭС и деривационных каналах гидроэлектростанций, цифровые модели рельефа местности и геологии. Эти методы и модели были реализованы в программном обеспечении для ЭВМ 2го и 3-го поколений: МН-10, Наири-2, Одра, Урал-2, М220, Минск-22, СМ-1420, ЕС-1022 и внедрены в учебный процесс кафедры [1, 2]. С появлением в 1970-е годы на кафедре ЭВМ III-го поколения ЕС-1022 и СМ-1420 начались работы по автоматизации проектирования гидроэнергетических объектов. Были разработаны общие принципы и определены виды обеспечения системы автоматизированного

проектирования гидроэнергетических установок (САПР ГЭО), создано и апробировано в проектах ряда ГЭС программное обеспечение расчетных проектных процедур [2]. Появление в начале 2000-х годов графических пакетов Графор, AutoCAD и, позднее, Civil 3D, Inventor позволило приступить к разработке прикладного программного обеспечения графических проектных процедур для САПР ГЭО [7, 12].

В учебном пособии приведена методика технико-экономического расчета диаметра и толщины стенок стального трубопровода ГЭС с определением величины изменения в нем гидродинамического давления воды в процессе регулирования мощности гидроагрегата, приведены примеры выполнения вычислений, а также изложено подробное описание программного комплекса для проведения указанных вычислений и инструкция по его самостоятельному использованию. В приложениях представлены нормативные и учебно-методические документы, используемые при проектировании трубопроводов ГЭС.

В разработке и апробации в учебном процессе материала, представленного в разделе 3.2, принимал активное участие магистр кафедры ВИЭГ Панов К.А.

Все замечания и предложения, присланные по адресу: 195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29, СПбГПУ, кафедра ВИЭГ, авторы примут с благодарностью.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И РАСЧЕТУ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ГЭС

1.1. Основные положения проектирования стальных трубопроводов

Стальные напорные трубопроводы относятся к основным сооружениям гидроэлектростанций. Конструкция и параметры трубопровода существенно влияют на стоимость гидроэнергетического объекта, потери энергии и мощности, допустимые режимы регулирования гидроагрегатов. Стальные трубопроводы проектируются на основе технико-экономических расчетов в соответствии с нормативными документами [3], и с учетом требований, изложенных [4], [5]. Требования к прокатной стали трубопроводов приведены в приложении 5.

При проектировании водопроводящего тракта, в составе которого имеются стальные водоводы, решаются следующие задачи:

- выбор в плане схемы подвода воды к турбинам ГЭС;
- определение трассы трубопровода в вертикальной плоскости;
- обоснование оптимальных параметров водопроводящего тракта ГЭС;
- моделирование переходных процессов в водопроводящих сооружениях гидроэлектростанции.

Очевидно, что последовательное выполнение этих задач не даст оптимального решения, а совместное решение такого пакета задач невозможно. Поэтому проектирование водопроводящего тракта гидроэнергетического объекта – это итерационный процесс, в котором рассматривается множество вариантов схем и трасс трубопроводов, что требует значительных трудозатрат и времени на поиск оптимального решения. Существенно упростить и ускорить работу специалистов проектной организации можно автоматизировав выполнение расчетных и графических процедур проектирования трубопроводов ГЭС [2, 5, 6, 7].

На рис. 1.1 показаны напорные трубопроводы Эзминской ГЭС (республика Северная Осетия–Алания).



Рис. 1.1. Турбинные трубопроводы Эзминской ГЭС

На этой ГЭС используется индивидуальное питание гидротурбин. Диаметр трубопроводов сверху вниз меняется от 1 904 мм до 1 600 мм, толщина стенки от 10 до 17 мм. Каждая нитка оборудована дроссельным затвором. Трубопроводы расположены на спланированном склоне на 4-х анкерных и 13 промежуточных катковых опорах.

1.2. Выбор трассы трубопровода

После технико-экономического обоснования схемы подвода воды к гидроагрегатам ГЭС [5] определяется трасса трубопроводов в плане и вертикальной плоскости.

Стальные, открыто уложенные на местности трубопроводы ГЭС, обычно проектируются разрезными, то есть с температурными и осадочными компенсаторами. Каждый прямолинейный участок разрезного трубопровода между двумя анкерными опорами (открытого или закрытого типа) опирается на ряд промежуточных подвижных опор каткового типа. Схемы сальниковых компенсаторов, анкерных и промежуточных опор приведены в приложении 3.

При изменяющейся толщине оболочки наружный диаметр трубопровода в пределах одного прямолинейного участка должен быть постоянным. Переход от одной толщины оболочки к другой обычно осуществляется последовательно

через 2÷4 мм. Переход от одного диаметра трубопровода к другому выполняется конусными звеньями в пределах анкерных опор.

Анкерные опоры должны устраиваться: в местах изменения направления оси трубопровода [3, 8].

Крепление открытого трубопровода к массиву анкерной опоры зависит от ее типа: при закрытом типе опоры трубопровод по всему периметру заделывается в массив опоры; при открытом исполнении — анкеруется с помощью колец, тяг, шарниров, а также ферм, заделываемых нижней частью в массив опоры.

Минимальное расстояние в свету между оболочками трубопровода и другими его элементами должно быть не менее 600 мм. Для осуществления монтажа, ремонта и наблюдения за трубопроводом вдоль его трассы должен обеспечиваться просвет между нижней образующей оболочки или другими выступающими элементами и поверхностью грунта не менее 600 мм.

Методика расчета анкерных и промежуточных опор трубопровода подробно изложена в [4, 5, 8].

Трасса трубопровода ГЭС выбирается по возможности короче для снижения потерь напора и энергии по длине трубопровода и уменьшения колебаний гидродинамического давления при гидравлическом ударе, а также улучшения условий регулирования работы гидроагрегата. Не следует выбирать трассу по ложбинам, лучше, если она проходит по водоразделу. Трубопровод не должен быть расположен на оползневых участках склона местности и должен быть защищен от обвалов, осыпей, лавин, камней. По всей длине трассы трубопровода необходимо предусмотреть отвод ливневых вод и аварийного расхода воды при разрушении трубопровода. Должен быть организован подъезд к трубопроводу по всей длине или проложен наклонный рельсовый путь для монтажа и дальнейшего обслуживания водовода.

После планового размещения трубопровода на местности выполняется продольный разрез вдоль всей его трассы. На этом чертеже намечаются прямолинейные участки трубопровода и места перелома его оси, где необходимо

будет установить анкерные опоры. При проектировании трассы турбинных водоводов в вертикальной плоскости целесообразно предварительно определить их диаметр, исходя из скорости движения воды в трубопроводе $v = 4-6$ м/с.

Трасса трубопровода должна удовлетворять требованиям обеспечения наименьших работ по выравниванию местности и меньшего количества устанавливаемых анкерных опор. Длина участков водовода между анкерными опорами может быть от 50 до 250 м. Для облегчения анкерной опоры и уменьшения напряжения в осевом направлении (вдоль трубопровода) длину участков трубопровода на крутых склонах желательно принимать не более 120-150 м.

В проектной практике окончательное решение по выбору трассы трубопровода принимается на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Отметки пола помещения водоприемника (рис. 1.2) должны находиться на 1,5-2 м выше максимальной отметки воды в напорном бассейне, а отметка подошвы водоприемника – на 2-3 м ниже нижней кромки трубопровода и располагаться на коренных породах (рис. 1.3, а).

Отметка основания здания ГЭС в зависимости от диаметра турбины и высоты ее отсасывания может оказаться ниже минимального уровня нижнего бьефа на величину 6-10 и более метров. Отметку верха гидротехнической части здания (отметка пола машинного зала) ГЭС необходимо выбирать выше максимальной отметки нижнего бьефа примерно на 0,7-1,5 м. Ширину здания ГЭС (размер по потоку воды) можно предварительно принять $(5\div 6)D_1$, где D_1 — диаметр рабочего колеса турбины. Если размещение здания ГЭС влечет за собой значительное заглубление трубопровода (больше 10 м), считая от поверхности земли до нижней кромки трубопровода (рис. 1.3, б), то здание ГЭС целесообразно переместить в сторону нижнего бьефа. Это несколько удлинит трубопровод, но сократит объем буровзрывных работ на последнем участке трассы деривации.

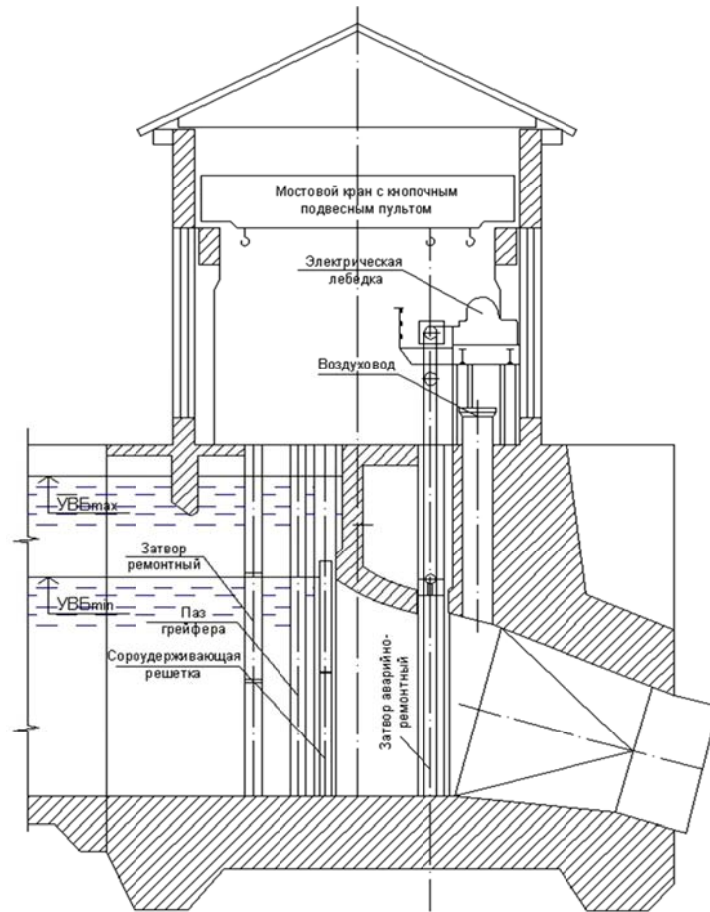


Рис. 1.2. Схема водоприемника турбинных трубопроводов ГЭС

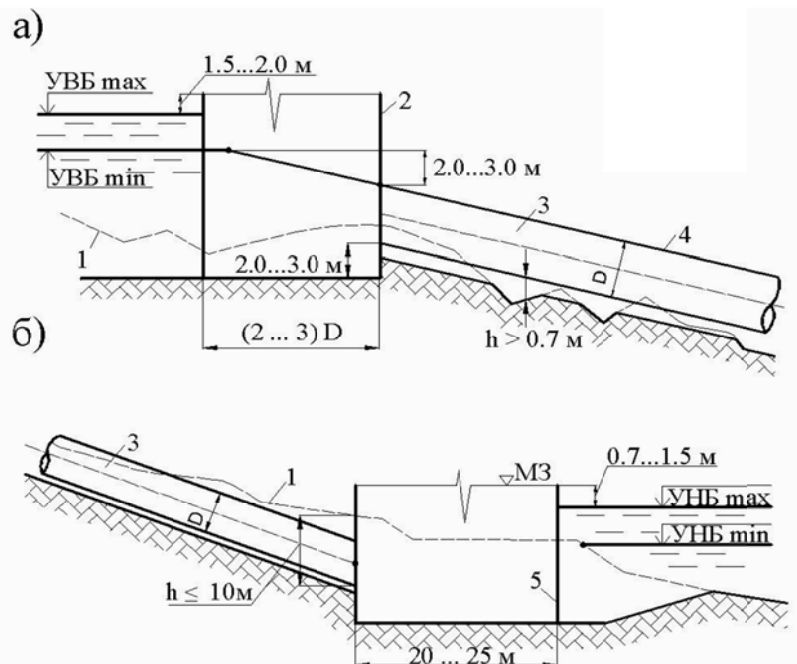


Рис. 1.3. Схемы размещения водоприемника напорного бассейна и здания ГЭС: а – размещение водоприемника на трассе трубопровода; б – размещение здания ГЭС на трассе трубопровода; 1 – дневная поверхность земли; 2 – водоприемник; 3 – трубопровод; 4 – верхняя кромка трубопровода; 5 – здание ГЭС

1.3. Определение диаметра и толщины стенок трубопровода

Экономически наивыгоднейший диаметр трубопровода для каждого участка между анкерными опорами (рис. 1.4, 1.5) определяется на основе технико-экономического расчета по условию минимума суммарных расчетных затрат на компенсацию потерь энергии и мощности [6].

Экономическая оценка стоимости потерь энергии в трубопроводе производится по замыкающим затратам – удельным приведенным затратам на кВт·ч выработки электроэнергии по всему топливно-энергетическому комплексу района строительства ГЭС.

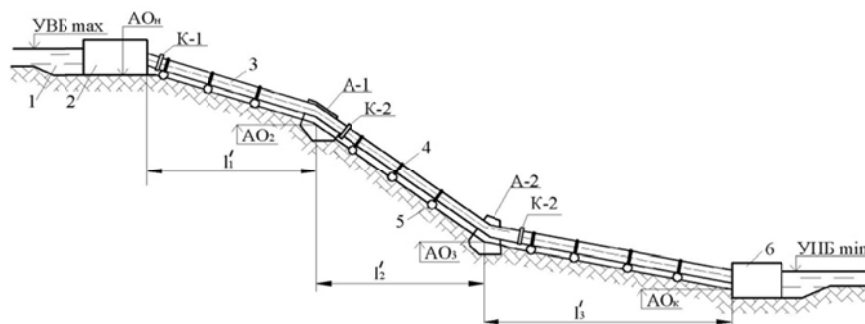


Рис. 1.4. Схема компоновки трубопровода: 1 – напорный бассейн; 2 – водоприемник; 3 – трубопровод; 4 – опорное кольцо катковой промежуточной опоры; 5 – фундаментная часть промежуточной опоры; 6 – здание ГЭС; А-1, А-2 – анкерные опоры 1 и 2; К-1, К-2, К-3 – температурно-осадочные компенсаторы; АО_н, АО₂, АО₃, АО_к – отметки опор трубопровода; l'_1, l'_2, l'_3 – горизонтальные расстояния между отметками АО_н ... АО_к

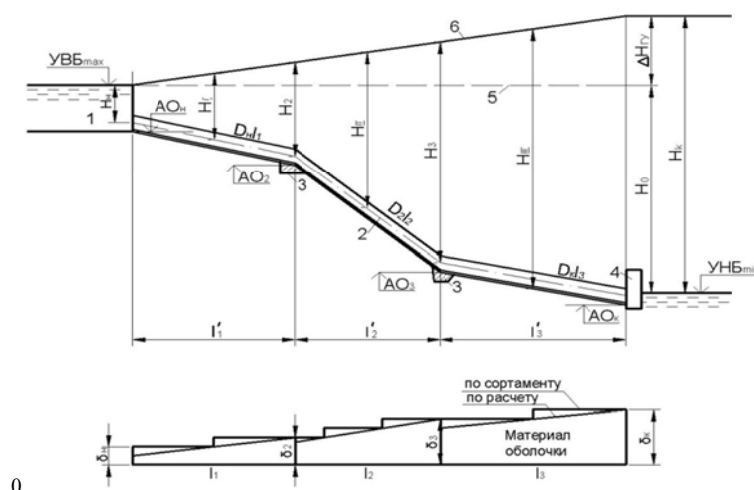


Рис. 1.5. Расчетная схема определения диаметра и толщины оболочки стального трубопровода: 1 – напорный бассейн; 2 – ось трубопровода; 3 – анкерная опора; 4 – здание ГЭС; 5 – гидростатический уровень; 6 – эпюра повышения напора при гидравлическом ударе

На рис. 1.5 приведена расчетная геометрическая схема, используемая при определении экономически наивыгоднейшего диаметра и толщины оболочки турбинного трубопровода деривационной ГЭС, где H_n, H_2, H_3, H_k – расчетные напоры на границах участков трубопровода; H_n, H_k – *давление в начале и конце трубопровода соответственно*; H_I, H_{II}, H_{III} – расчетные напоры на середине каждого участка трубопровода, δ_n, δ_k – толщины оболочек в начале и конце трубопровода соответственно; D_n, l_1 – диаметр и длина трубопровода на I участке D_2, l_2 – то же на II участке; D_k, l_3 – на III участке; AO_n, AO_2, AO_3, AO_k – расчетные отметки перелома трассы трубопровода; $\Delta H_{ГУ}$ – расчетная величина повышения напора при гидравлическом ударе; l'_1, l'_2, l'_3 – горизонтальные расстояния между анкерными опорами трубопровода.

Как видно из рис. 1.5, диаметр трубопровода принимается одинаковым по длине каждого участка, расположенного между анкерными опорами. На ранних стадиях проектирования ГЭС для определения диаметра трубопровода, близкого к экономически наивыгоднейшему, могут использоваться аналитические зависимости [9], приведенные ниже. Экономически наивыгоднейший диаметр трубопровода на участках с небольшими напорами ($H \leq 30$ м), на которых толщина оболочки трубопровода постоянна, может быть рассчитан по формуле:

$$D_{эки} = \sqrt[6]{\frac{Q_p^3 T_p S^3 \eta_a \beta}{\delta_{с_{тр}}}}. \quad (1.1)$$

Толщина оболочки участка трубопровода с небольшим напором определяется по условиям жесткости. Стандартные диаметры трубопровода и соответствующие им допустимые по условию жесткости наименьшие толщины оболочки приведены в приложении 1.

Для участков с большими напорами ($H > 30$ м), на которых толщина оболочки трубопровода меняется по длине участка и определяется по условиям прочности, экономически наивыгоднейший диаметр находится по зависимости:

$$D_{эки} = \sqrt[7]{\frac{Q_p^3 T_p S^3 \eta_a \beta R}{10 c_{тр} H_i}}, \quad (1.2)$$

где Q_p – расчетный среднекубический расход воды в трубопроводе, м³/с; T_p – расчетное время работы трубопровода, ч/год; S^3 – стоимость 1 кВт·ч заменяемой электроэнергии, руб./кВт·ч; η_a – средний КПД гидроагрегата, $\eta_a = 0,85 \div 0,90$; β – коэффициент, учитывающий потери энергии в период паводка из-за снижения напора и вследствие этого пропускной способности турбин, $\beta = 1,00 \div 1,15$; R – расчетное сопротивление материала трубопровода, кг/см²; δ – толщина оболочки трубопровода, см; $c_{тр}$ – стоимость 1 т материала трубопровода, его монтажа и окраски, руб./тн; H_i – расчетный напор на середине участка трубопровода с учетом гидравлического удара, м, $H = \{H_1, H_{II}, \dots, H_k\}$, где k – количество участков трубопровода (см. рис. 1.5).

В предварительных расчетах толщины оболочки трубопровода в начале и в конце участка с напором $H > 30$ м могут быть определены с учетом только величины внутреннего давления воды и его повышения при гидравлическом ударе при помощи зависимости:

$$\delta_j \geq \frac{\gamma H_j D}{2R} = \frac{5H_j D}{R}, \quad (1.3)$$

где δ_j – толщина оболочки на границе участка трубопровода, см; D – диаметр участка трубопровода, м; R – расчетное сопротивление материала, кг/см², H_j – расчетный напор на границе участка трубопровода с учетом гидравлического удара, м, $H_j = \{H_1, H_2, \dots, H_k\}$, где $j = k + 1$ – количество границ участков трубопровода. Коэффициент 5 получен при выводе расчетной зависимости (1.3) [9].

Определенное по формулам (1.1) или (1.2) значение экономически наивыгоднейшего диаметра округляется до ближайшего меньшего стандартного диаметра (см. приложение 1).

1.4. Определение расчетного среднекубического расхода воды напорного трубопровода ГЭС

При индивидуальном подводе воды к гидротурбинам все нитки трубопровода гидроэлектростанции выполняются одинаковыми, что позволяет

унифицировать большинство его конструкций и узлов. Очевидно, что все нитки трубопровода в процессе эксплуатации ГЭС работают примерно одинаковое количество времени и пропускают примерно одинаковые объемы воды. Если $W_n^{\text{ГЭС}}$ – среднегодовой сток ($\text{м}^3/\text{год}$), используемый всеми агрегатами ГЭС, или суммарный сток, проходящий через все трубопроводы в средний по водности год (рис. 1.6, площадь фигуры $abcd$), тогда объем стока, проходящий через одну нитку трубопровода в средний по водности год:

$$W^{\text{ТР}} = \frac{W_n^{\text{ГЭС}}}{n}, \quad (1.4)$$

где n – количество ниток трубопровода.

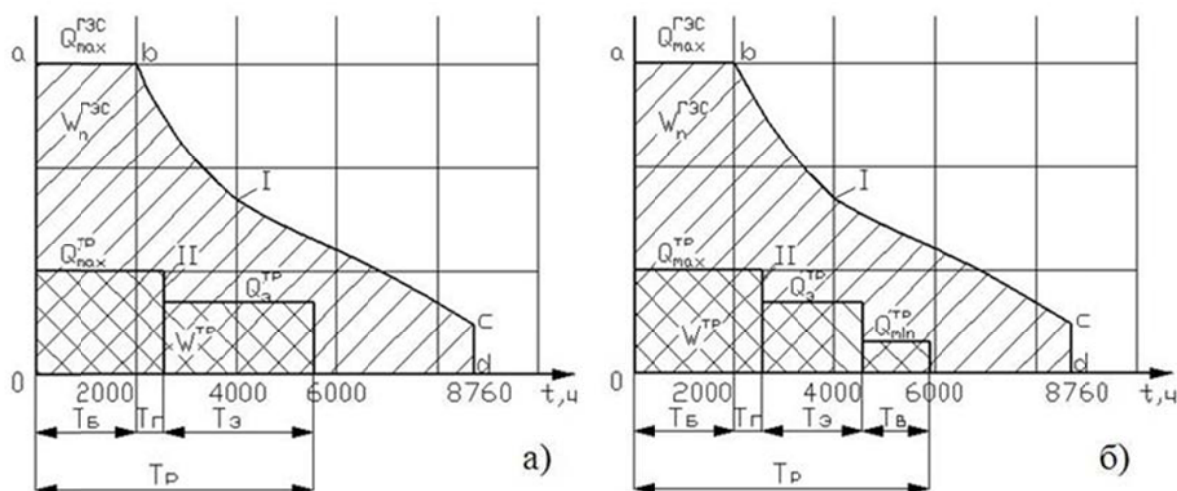


Рис. 1.6. График определения расчетного расхода воды индивидуального трубопровода ГЭС: a – при отсутствии базисного расхода $Q_{\min}^{\text{ТР}}$; b – при подаче в нижний бьеф расхода $Q_{\min}^{\text{ТР}}$

Аналогично можно определить и максимальный расход воды через одну нитку трубопровода $Q_{\max}^{\text{ТР}}$, если известен максимальный расход $Q_{\max}^{\text{ГЭС}}$, проходящий через все гидротурбины ГЭС:

$$Q_{\max}^{\text{ТР}} = \frac{Q_{\max}^{\text{ГЭС}}}{n}. \quad (1.5)$$

В первом приближении в средний по водности год можно считать, что с максимальной нагрузкой и, следовательно, с расходом $Q_{\max}^{\text{ТР}}$ гидроагрегаты работают в период прохождения паводка T_6 и в период межени при покрытии

пиков графика нагрузки $T_{п}$. В предварительных расчетах можно принять $T_{п} = 400-600$ ч; $T_{б}$ определяется по кривой продолжительности расходов (рис. 1.6).

Максимальный КПД гидротурбина показывает при мощности $70\div 80\%$ от полной (номинальной) мощности, что соответствует расходу трубопровода:

$$Q_3^{TP} = (0,70\div 0,80) Q_{max}^{TP} . \quad (1.6)$$

Время T_3 работы трубопровода с расходом Q_3^{TP} можно определить по формуле:

$$T_3 = \frac{W^{TP} - Q_{max}^{TP} (T_{б} + T_{п})}{Q_3^{TP}} . \quad (1.7)$$

График расходов воды через одну нитку трубопровода см. на рис. 1.6 (линия II).

Потери энергии в напорном водоводе пропорциональны величине расхода возведенного в третью степень [9], т. е. величине $(Q_3^{TP})^3$.

Расчетный среднекубический расход воды через одну нитку трубопровода:

$$Q_p = Q_{ср.куб.} = \sqrt[3]{\frac{(Q_{max}^{TP})^3 (T_{б} + T_{п}) + (Q_3^{TP})^3 T_3}{T_{б} + T_{п} + T_3}} . \quad (1.8)$$

Расчетная продолжительность работы одной нитки трубопровода и расчетная продолжительность потерь энергии в трубопроводе:

$$T_p = T_{б} + T_{п} + T_3 \quad (1.9)$$

При обеспечении санитарных попусков воды в нижний бьеф ГЭС в расчетах среднекубических расходов можно учесть работу гидроагрегатов с минимальными расходами. В этом случае время работы одной нитки трубопровода с расходом Q_3^{TP} :

$$T_3 = \frac{W^{TP} - Q_{max}^{TP} (T_{б} + T_{п}) - Q_{min}^{TP} T_{в}}{T_{б} + T_{п} + T_3} , \quad (1.10)$$

где $T_{в}$ – число часов в году работы станции с минимальным расходом и мощностью.

Тогда расчетная продолжительность работы одной нитки трубопровода:

$$T_p = T_{\delta} + T_{\Pi} + T_{\delta} + T_B . \quad (1.11)$$

Расчетный среднекубический расход воды через одну нитку трубопровода в этом случае определяется по формуле:

$$Q_p = \sqrt[3]{\frac{(Q_{\max}^{\text{тр}})^3 (T_{\delta} + T_{\Pi}) + (Q_{\delta}^{\text{тр}})^3 T_{\delta} + (Q_{\min}^{\text{тр}})^3 T_B}{T_{\delta} + T_{\Pi} + T_{\delta} + T_B}} . \quad (1.12)$$

Наиболее сложной задачей при обеспечении санитарных попусков воды в нижний бьеф ГЭС является установление величины $Q_{\min}^{\text{тр}}$ и особенно T_B . Если в задании они не заданы, то их значения принимаются равными нулю.

Значения Q_p и T_p , определенные по формулам (1.8), (1.9) и (1.11), (1.12), в дальнейшем подставляются в формулы (1.1) и (1.2) для определения экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода.

На ранних стадиях проектирования, в курсовых и дипломных проектах при индивидуальном подводе воды к турбине среднекубический расход трубопровода можно принимать примерно на 20% больше среднеарифметического расхода агрегата [10]:

$$Q_p = 1.2 \cdot Q_{\text{ср}} \approx \frac{1.2 W_{\text{тр}}}{T_p} , \quad (1.13)$$

где $Q_{\text{ср}}$ – среднеарифметический расход одного агрегата ГЭС.

1.5. Определение величины гидравлического удара в деривационных трубопроводах ГЭС

Для определения приближенных величин изменения напора в конце однониточного телескопического (имеющего разные диаметры по длине) трубопровода, последний заменяют эквивалентным простым трубопроводом с постоянным диаметром D_{δ} и толщиной стенок δ_{δ} . Если трубопровод длиной L состоит из k участков длиной l_i , на которых максимальные скорости воды равны $v_{i\max}$ и скорости перемещения фронта ударной волны при гидравлическом ударе по длине участков – c_i , то из равенства кинетической энергии и продолжи-

тельности фаз гидравлического удара для такого эквивалентного трубопровода можно получить следующие зависимости [4]:

$$L_{\text{э}} = \sum_{i=1}^{i=k} l_i; \quad (1.14) \quad D_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} l_i D_i}{L_{\text{э}}}; \quad (1.15) \quad \delta_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} l_i \delta_i}{L}; \quad (1.16)$$

$$v_{\text{э max}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} l_i v_{i \text{ max}}}{L_{\text{э}}}; \quad (1.17) \quad c = \frac{c_0}{\sqrt{1 + \frac{\varepsilon D_{\text{э}}}{E \delta_{\text{э}}}}}; \quad (1.18)$$

где $L_{\text{э}}$ – длина эквивалентного трубопровода, м; l_i – длина i -го участка трубопровода между двумя анкерными опорами, м; $D_{\text{э}}$ – диаметр эквивалентного трубопровода, см; D_i – диаметр трубопровода на i -м участке, см; $\delta_{\text{э}}$ – толщина оболочки эквивалентного трубопровода, см; δ_i – среднее арифметическое значение толщины оболочки трубопровода на i -м участке, см; $\delta_i = \frac{\delta_{i\text{н}} + \delta_{i\text{к}}}{2}$; $\delta_{i\text{н}}$, $\delta_{i\text{к}}$ – толщины оболочки в начале и в конце i -го участка трубопровода соответственно; $v_{\text{э max}}$ – максимальное значение скорости воды в эквивалентном трубопроводе, м/с; $v_{i \text{ max}}$ – максимальное значение скорости воды на каждом из участков трубопровода, м/с; $c_{\text{э}}$ – скорость перемещения по эквивалентному трубопроводу фронта ударной волны при гидравлическом ударе, м/с; c_0 – скорость распространения звука в покоящейся жидкости, м/с (для воды $c_0 = 1425$ м/с); ε – объемный модуль упругости жидкости, кг/см² (для воды $\varepsilon = 2,1 \cdot 10^4$ кг/см²); E – модуль упругости материала стенок трубопровода, кг/см² (для стали $E = 2,1 \cdot 10^6$ кг/см²).

Максимальное значение скорости воды на каждом из участков трубопровода определяется по зависимости:

$$v_{i \text{ max}} = \frac{4Q_{\text{max}}^{\text{тр}}}{\pi D_i^2}, \quad (1.19)$$

где $Q_{\text{max}}^{\text{тр}}$ – максимальное значение расхода воды, протекающей через одну нитку трубопровода, м³/с.

Для эквивалентного трубопровода первая и вторая характеристики соответственно равны:

$$\zeta = \frac{c v_{\text{э max}}}{g H_0}; \quad (1.20) \quad \sigma = \frac{L_{\text{э}} v_{\text{э max}}}{g H_0 T_s}; \quad (1.21)$$

где H_0 – статический напор в конце трубопровода, м; T_s – время закрытия направляющего аппарата, с.

Относительное повышение давления при гидравлическом ударе в конце трубопровода можно определять по «цепным» уравнениям:

для конца первой фазы:

$$q_1 \sqrt{1 + z_1} = q_0 - \frac{z_1}{\zeta}; \quad (1.22)$$

для конца фазы n :

$$q_n \sqrt{1 + z_n} = q_0 - \frac{z_n}{\zeta} - \frac{2}{\zeta} \sum_{i=1}^{n-1} z_i. \quad (1.23)$$

Здесь q_0 – величина начального относительного приведенного расхода воды (или начальное относительное гидравлическое открытие); q_1 – величина относительного приведенного расхода в конце первой фазы гидравлического удара; q_n – то же, в конце фазы n ; z_1, z_i, z_n – соответственно относительное повышение напора для конца фазы $1, i, n$.

Решение цепных уравнений (1.22), (1.23) возможно, если известен характер изменения относительного приведенного расхода q во времени, т. е. задан график $q = \varphi(t)$. Если закон закрытия направляющего аппарата не задан, требуется выполнить серию расчетов гидравлического удара для разных возможных функций $q = \varphi(t)$ [11]. Время фазы гидравлического удара $t_{\text{ф}}$ определяется по формуле:

$$t_{\text{ф}} = \frac{2L_{\text{э}}}{c_{\text{э}}}. \quad (1.24)$$

Распределение давления воды по длине трубопровода осуществляется пропорционально произведению $L_{\text{э}} v_{\text{э max}}$. Разделение $\Delta H = z H_0$ на отдельные слагаемые производится пропорционально произведениям сумм $l_i v_{i \text{ max}}$ для

отдельных участков по формуле:

$$Z_{b\max} = \frac{\sum_{i=1}^{i=b} l_i v_{i\max}}{L_3 v_{3\max}}, \quad (1.25)$$

где $Z_{b\max}$ – относительное максимальное повышение давления воды в точке b трубопровода.

При сбросе малых нагрузок повышение давления от гидравлического удара в турбинном водоводе ГЭС может превзойти то значение, которое имеет место при сбросе полной нагрузки. График повышения и понижения давления воды при сбросе и набросе гидроагрегатом частичных нагрузок показан на рис. 1.7.

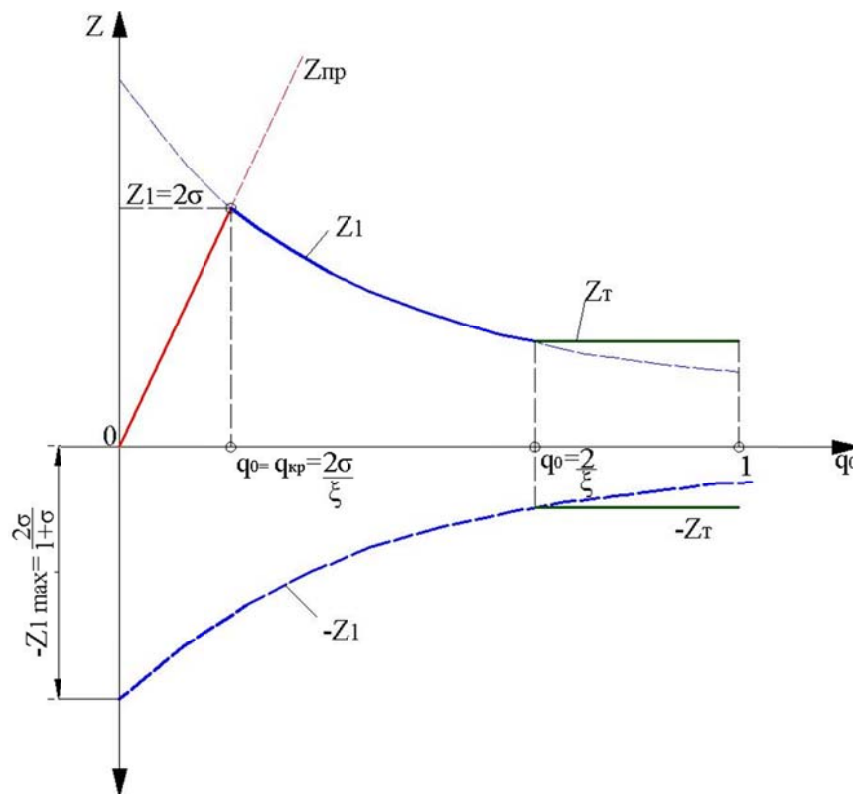


Рис. 1.7. График относительного повышения давления z и понижения давления $-z$ при различных значениях начального приведенного расхода q_0

При линейной зависимости $q = f(t)$ повышение давление в первой фазе Z_1 можно представить как функцию $Z_1 = F_1(q_0, \sigma, \xi)$. В удаленной фазе повышения давления $Z_m = F_2(\sigma)$, а повышение давления при прямом ударе $Z_{пр} = \xi \cdot q_0$. Для определения относительного повышения давления $z = f(q_0)$ используются

расчетные зависимости, приведенные в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Относительное повышение давления z	Начальный относительный расход q_0
$z_{пр} = \zeta \cdot q_0$ (1.26)	$0 \leq q_0 \leq q_{кр}$
$z_1 = \frac{2\sigma}{1 + 0,5\zeta q_0 - \sigma}$ (1.27)	$q_{кр} < q_0 < \frac{2}{\zeta}$
$z_T = \frac{2\sigma}{2 - \sigma}$ (1.28)	$\frac{2}{\zeta} \leq q_0 \leq 1$

Пересечение линий $Z_{пр}$ и Z_1 происходит при критическом расходе $q_0 = q_{кр}$, при линейном изменении во времени расхода q значение критического расхода:

$$q_{кр} = \frac{t_{ф}}{T_s} = \frac{2\sigma}{\zeta}. \quad (1.29)$$

При открытии затвора в подводящем напорном водоводе происходит понижение давления. Приближенное значение относительного понижения перед направляющим аппаратом в первой фазе:

$$-z_1 \approx \frac{2\sigma}{1 + 0,5q_0\zeta + \sigma}. \quad (1.30)$$

Наибольшее значение z_{1max} будет при $q_0 = 0$, когда в начальный момент направляющий аппарат был закрыт. В этом случае:

$$-z_{1max} = \frac{2\sigma}{1 + \sigma}. \quad (1.31)$$

Относительное понижение давления в удаленных фазах определяется по формуле:

$$-z_T = \frac{2\sigma}{2 + \sigma}. \quad (1.32)$$

2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

В этом разделе даны примеры выполнения расчетов стальных турбинных трубопроводов ГЭС без использования компьютерных средств автоматизации проектирования. Здесь студенты могут практически освоить применение приведенных в первом разделе формул и исходных данных. Кроме того, результаты этих расчетов могут применяться для тестирования программ, которые используются студентами в дипломных и курсовых проектах. При разработке и отладке нового программного обеспечения в рамках лабораторных работ, выполняемых бакалаврами и магистрами, такие расчеты необходимы для проверки программ.

2.1. Определение экономически наиболее выгодного диаметра деривационного трубопровода ГЭС

2.1.1. Исходные данные

1. Статический напор в конце трубопровода $H_0 = 150$ м;
2. Кривая продолжительности среднесуточных расходов (рис. 2.1);

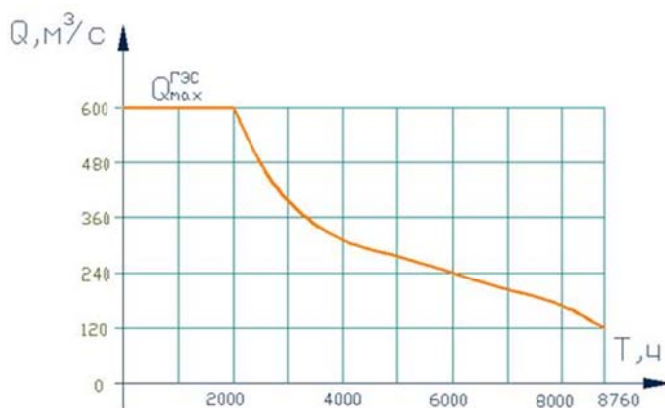


Рис. 2.1. Кривая продолжительности среднесуточных расходов

3. Количество ниток трубопроводов $n = 3$;
4. Себестоимость выработки 1 кВт·ч электроэнергии, $S^9 = 1,2$ руб/кВт·ч;
5. Коэффициент полезного действия электростанции, в качестве которого принимается КПД турбины в оптимальной точке универсальной характеристики, $\eta = 0,915$;

6. Коэффициент, учитывающий потери напора в трубопроводе во время паводка, $\beta = 1,1$.

Для определения экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода необходимо выбрать схему подвода воды к турбинам электростанции. В данном примере рассматривается схема раздельного питания каждой турбины. Схема рассматриваемой компоновки трубопроводов в вертикальной плоскости представлена на рис. 2.2.

2.1.2. Определение расчетных напоров

При расчете экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода необходимо учитывать повышение напора в конце трубопровода при гидравлическом ударе. В свою очередь, для расчета величины гидравлического удара требуются значения диаметров и толщин оболочек трубопровода на каждом из его участков. Поэтому, исходя из требования $\Delta H_{г\text{у}} < 0,3H_0$ [5], принимаем значение максимального напора в конце трубопровода равным $1,3 \cdot H_0 = 195$ м (рис. 2.2).

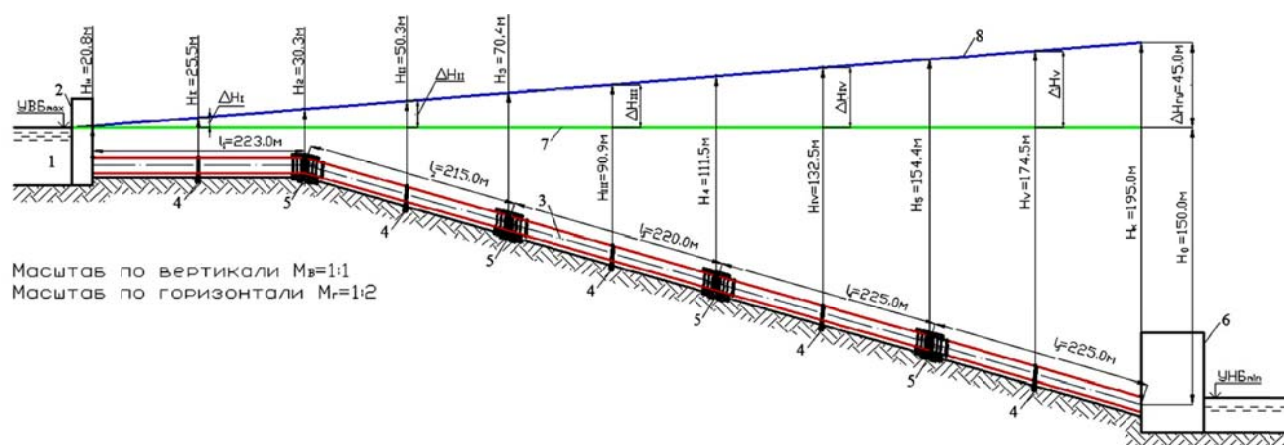


Рис. 2.2. Схема компоновки турбинного трубопровода ГЭС: 1 – напорный бассейн; 2 – водоприемник; 3 – турбинный трубопровод; 4 – промежуточная опора; 5 – анкерная опора; 6 – здание ГЭС; 7 – гидростатический уровень; 8 — эпюра повышения напора при гидравлическом ударе

Величины расчетных напоров могут быть определены графически. Как видно из рис. 2.2 расчетные напоры на всех участках трубопровода, за исключением первого, превышают 30 м. Следовательно, расчет экономически наиболее выгодного диаметра на первом участке будет производиться по

зависимости 1.1), на остальных участках – по зависимости (1.2) и толщина оболочки трубопровода δ для этих участков будет вычисляться по зависимости 1.3.

В табл. 2.1 приведены полученные значения длин участков трубопровода l_i , расчетных напоров на границах участков трубопровода H_j и расчетных напоров на середине участков трубопровода H_i (см. рис. 2.2).

Таблица 2.1

№ участка	$l_i, \text{ м}$	$H_j, \text{ м}$		$H_i, \text{ м}$
		H_n	H_k	
1	223,0	20,8	30,3	25,5
2	215,0	30,3	70,4	50,3
3	220,0	70,4	111,5	90,9
4	225,0	111,5	154,4	132,5
5	225,0	154,4	195,0	174,5

2.1.3. Определение среднекубического расхода трубопровода

Расчеты для исходных данных, представленных в п. 2.1.1, выполняются по формулам (1.4-1.8).

Среднегодовой сток, используемый одним агрегатом ГЭС:

$$W_{\text{тр}} = \frac{W^{\text{ГЭС}}}{n} = \frac{11186 \cdot 10^6}{3} = 3728,7 \cdot 10^6 \text{ (м}^3 \text{ / год)}.$$

В соответствии с рис. 2.1 максимальный расход воды, проходящий через все агрегаты ГЭС $Q_{\text{max}}^{\text{ГЭС}} = 600 \text{ м}^3/\text{с}$, тогда максимальный расход, проходящий через каждую нитку трубопровода, будет равен:

$$Q_{\text{max}}^{\text{тр}} = \frac{600}{3} = 200 \text{ (м}^3 \text{ / с)}.$$

Расход $Q_9^{\text{тр}}$ при работе агрегата с максимальным КПД гидротурбины:

$$Q_9^{\text{тр}} = 0,8 \cdot 200 = 160 \text{ (м}^3 \text{ / с)}.$$

Время работы трубопровода с расходом $Q_9^{\text{тр}}$:

$$T_9 = \frac{3728,7 \cdot 10^6 - 200 \cdot (2000 + 500) \cdot 3600}{160 \cdot 3600} = 3350 \text{ (ч / год)}.$$

Тогда среднекубический расход одного трубопровода ГЭС:

$$Q_{\text{ср.куб.}} = \sqrt[3]{\frac{200^3 \cdot (2000 + 500) + 160^3 \cdot 3350}{2000 + 500 + 3350}} = 179,3(\text{м}^3 / \text{с}),$$

где T_6 – период прохождения паводка, $T_6 = 2000$ ч/год (см. рис. 2.1); $T_{\text{п}}$ – период покрытия пиков нагрузки, в предварительных расчетах $T_{\text{п}}$ принимается равным 400-600 ч, в данных расчетах $T_{\text{п}} = 500$ ч/год.

Также в предварительных расчетах среднекубический расход одной нитки трубопровода может быть определен по зависимости (1.13):

$$Q_{\text{п}} = 1,2 \cdot Q_{\text{ср.}} \approx \frac{1,2W_{\text{тр}}}{T_{\text{п}}} = \frac{1,2 \cdot 3728,7}{5850 \cdot 3600} = 212,5(\text{м}^3 / \text{с}),$$

где $T_{\text{р}} = T_6 + T_{\text{п}} + T_{\text{э}} = 5850$ час/год.

Погрешность вычисления по этой зависимости в данном случае составляет:

$$\frac{1,2 \cdot Q_{\text{ср.}} - Q_{\text{ср.куб.}}}{Q_{\text{ср.куб.}}} \cdot 100\% = \frac{212,5 - 179,3}{179,3} \cdot 100\% = 18,5\%.$$

2.1.4. Определение стоимости тонны смонтированного трубопровода

Стоимость 1 тонны смонтированного стального трубопровода может быть определена по расценкам, приведенным в Сборнике укрупненных показателей стоимости строительства ГЭС для предпроектных проработок [14], при помощи следующей формулы:

$$C_{\text{тр}} = C_{\text{о.т.}} + C_{\text{маш}} + C_{\text{мат}},$$

где $C_{\text{тр}}$ – стоимость смонтированного трубопровода; $C_{\text{о.т.}}$ – расходы на оплату труда рабочих; $C_{\text{маш}}$ – расходы на эксплуатацию машин и механизмов, в том числе на оплату труда машинистов; $C_{\text{мат}}$ – стоимость 1 тонны материалов.

Согласно УПС ГЭС от 2001 года расценки монтажа габаритного трубопровода на поверхности земли составляют: $C_{\text{о.т.}} = 373,51$ руб./т; $C_{\text{маш}} = 1153,29$ руб./т; $C_{\text{мат}} = 13725,6$ руб./т (см. приложение 4). Коэффициенты пересчета из базовой стоимости 2001 года в текущие цены 2011 года [13]

составляют: коэффициент пересчета заработной платы рабочих $k_{з/п} = 12,008$; эксплуатации машин и механизмов $k_{э/м} = 7,401$; стоимости материалов $k_{мат} = 5,858$. Таким образом, стоимость 1 тонны смонтированного трубопровода на 2010 год будет составлять:

$$C_{тр} = C_{о.т.} \cdot k_{з/п} + C_{маш} \cdot k_{э/м} + C_{мат} \cdot k_{мат} = \\ = 373,51 \cdot 12,008 + 1153,29 \cdot 7,401 + 13725,6 \cdot 5,858 = 93425,17 \text{ (руб / т)}.$$

2.1.5. Расчет экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода

Экономически наиболее выгодные диаметры трубопровода для участков с напором $H \leq 30$ м (участок I) определяются по формуле (1.1).

Исходные данные для расчета диаметра на первом участке:

- расчетный среднекубический расход трубопровода $Q_p = 179,3$, м³/с;
- расчетная продолжительность работы трубопровода $T_p = 5850$, ч/год;
- себестоимость 1 кВт·ч заменяемой электроэнергии $S^э = 1,2$, руб./кВт·ч;
- коэффициент полезного действия электростанции $\eta_a = 0,915$;
- коэффициент потерь напора в трубопроводе во время паводка $\beta = 1,1$;
- расчетное сопротивление стали на растяжение $R = 2100$, кг/см²;
- стоимость 1 т смонтированного трубопровода $C_{тр}$, руб./т.

Для участков трубопровода с малыми напорами толщина оболочки принимается постоянной $\delta = \text{const}$ по всей длине этого участка и определяется по условиям жесткости (в соответствии с приложением 1).

Для определения $D_{эк}$ выбирается ориентировочно соответствующий заданным исходным данным диапазон стандартных диаметров. Далее в зависимость (1.1) подставляются значения толщин оболочек, соответствующих диаметрам выбранного диапазона, после чего для каждого из этих значений рассчитываются экономически наиболее выгодные диаметры трубопровода. В качестве искомой величины экономически наиболее выгодного диаметра участка трубопровода принимается значение, имеющее наименьшее отклонение от соответствующего диаметра нормального ряда (табл. 2.2).

Таблица 2.2

D_i , м	7,5	8,00	8,50	9,00
δ , см	1,40	1,40	1,40	1,60
$D_{эк}$, м	8,23	8,23	8,23	8,05

Таким образом, для первого участка рассматриваемого трубопровода принимается $D_1 = 8,0$ м и $\delta_1 = 1,4$ см.

Экономически наивыгоднейшие диаметры остальных участков трубопровода с напором $H > 30$ м определяются выражением (1.2).

Пример расчета экономически наивыгоднейшего диаметра для второго участка трубопровода представлен ниже:

$$D_{эк2} = \sqrt[7]{\frac{179,3^3 \cdot 5850 \cdot 1,2 \cdot 0,915 \cdot 1,1 \cdot 2100}{10 \cdot 93425,17 \cdot 50,3}} = 7,85 \text{ (м)},$$

где 50,3 – расчетный напор на середине второго участка трубопровода с учетом повышения давления при гидравлическом ударе H_{II} (см. рис. 2.2).

Полученное значение экономически наивыгоднейшего диаметра трубопровода должно быть округлено до ближайшего диаметра нормального ряда (см. приложение 1). Таким образом, диаметр для второго участка трубопровода принимаем $D_2 = 8,0$ м.

Выбранный диаметр должен быть проверен по скорости движения воды в трубопроводе, так как при больших скоростях могут ухудшаться условия регулирования агрегатов, в таком случае необходимо увеличить диаметр трубопровода. Иногда целесообразно уменьшить диаметр с целью снижения расхода стали и сокращения стоимости объекта. Такие изменения в небольших пределах являются допустимыми [8].

Максимальная скорость движения воды на втором участке рассматриваемого трубопровода:

$$v_2 = \frac{4 \cdot Q_{\max}^{тр}}{\pi \cdot D_2^2} = \frac{4 \cdot 200}{3,14 \cdot 8^2} = 4,0 \text{ (м/с)}.$$

Так как на рассматриваемом участке скорость движения воды не велика, то

увеличение диаметра в данном случае нецелесообразно, следовательно, окончательно принимаем экономически наиболее выгодный диаметр для второго участка трубопровода $D_2 = 8,0$ м.

Толщина оболочки трубопровода в начале $\delta_{н2}$ и в конце $\delta_{к2}$ второго участка определяется по условиям прочности по формуле (1.3):

$$\delta_{н2} \geq \frac{5H_2 D_2}{R} = \frac{5 \cdot 30,3 \cdot 8,0}{2100} = 0,6 \text{ (см)},$$

$$\delta_{к2} \geq \frac{5H_3 D_2}{R} = \frac{5 \cdot 70,4 \cdot 8,0}{2100} = 1,3 \text{ (см)}.$$

Минимальная толщина оболочки для трубопровода диаметром 8,0 м составляет 1,4 см, следовательно, по всей длине второго участка следует принять постоянную толщину оболочки $\delta_2 = 1,4$ см.

Рассмотрим также пример расчета диаметра и толщины оболочки для третьего участка трубопровода:

$$D_{эк3} = \sqrt[7]{\frac{179,3^3 \cdot 5850 \cdot 1,2 \cdot 0,915 \cdot 1,1 \cdot 2100}{10 \cdot 93425,17 \cdot 95,0}} = 7,1 \text{ (м)},$$

где 95,0 – расчетный напор на середине второго участка трубопровода с учетом повышения давления при гидравлическом ударе H_{III} (см. рис. 2.2).

Округляя полученный диаметр до ближайшего диаметра нормального ряда, получаем $D_3 = 7,0$ м. Тогда максимальная скорость движения воды на третьем участке трубопровода:

$$v_3 = \frac{4 \cdot Q_{\max}^{тр}}{\pi \cdot D_3^2} = \frac{4 \cdot 200}{3,14 \cdot 7^2} = 5,2 \text{ (м/с)}.$$

Толщина оболочки трубопровода в начале $\delta_{н3}$ и в конце $\delta_{к3}$ третьего участка в соответствии с формулой (1.3):

$$\delta_{н3} \geq \frac{5H_3 D_3}{R} = \frac{5 \cdot 70,4 \cdot 7,0}{2100} = 1,2 \text{ (см)},$$

$$\delta_{к3} \geq \frac{5H_4 D_3}{R} = \frac{5 \cdot 111,5 \cdot 7,0}{2100} = 1,9 \text{ (см)}.$$

Минимальная толщина оболочки для трубопровода диаметром 7,0 м составляет 1,4 см, следовательно, в начале третьего участка следует принять толщину оболочки $\delta_{нз} = 1,4$ см, а в конце участка – $\delta_{кз} = 1,9$ см (см. рис.1.5).

Аналогичным образом вычисляются значения на остальных участках трубопровода, полученные значения приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

№ участка	H_i , м	$D_{эк}$, м	$\delta_{ин}$, см	$\delta_{ик}$, см	$\delta_{ср}$, см	v_i , м/с
1	25,5	8,0	1,4	1,4	1,4	4,0
2	50,3	8,0	1,4	1,4	1,4	4,0
3	90,9	7,0	1,4	1,9	1,65	5,2
4	132,5	6,8	1,9	2,5	2,2	5,5
5	174,5	6,6	2,5	3,1	2,8	5,8

2.2. Расчет гидравлического удара в трубопроводе ГЭС

2.2.1. Исходные данные

Для расчета повышения давления при гидравлическом ударе используются данные, полученные при расчетах, проведенных в п. 2.1 данного пособия, помимо которых потребуются значения следующих величин:

1. Время закрытия направляющего аппарата $T_S = 15$ с;
2. Скорость распространения звука в воде $c_0 = 1425$ м/с;
3. Объемный модуль упругости воды, $\varepsilon = 2,1 \cdot 10^4$ кг/см²;
4. Модуль упругости стали, $E = 2,1 \cdot 10^6$ кг/см².

2.2.2. Расчет повышения давления в конце трубопровода при сбросе полной нагрузки

Параметры эквивалентного трубопровода в соответствии с зависимостями (1.14)-(1.17):

$$L_э = 223 + 215 + 220 + 225 + 225 = 1108 \text{ (м)},$$

$$D_{ср} = \frac{(223 + 215) \cdot 8,0 + 220 \cdot 7,0 + 225 \cdot 6,8 + 225 \cdot 6,6}{1108} = 7,3 \text{ (м)},$$

$$\delta_{ср} = \frac{(223 + 215) \cdot 1,4 + 220 \cdot 1,65 + 225 \cdot 2,2 + 225 \cdot 2,8}{1108} = 1,9 \text{ (см)},$$

$$v_{э \max} = \frac{(223 + 215) \cdot 4,0 + 220 \cdot 5,2 + 225 \cdot 5,5 + 225 \cdot 5,8}{1108} = 4,9 \text{ (м/с)}.$$

Скорость перемещения фронта ударной волны при гидравлическом ударе в эквивалентном трубопроводе определяется по зависимости (1.18):

$$c = \frac{1425}{\sqrt{1 + \frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 7,3}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 0,019}}} = 647,7 \text{ (м/с)}.$$

Первая характеристика трубопровода в соответствии с зависимостью (1.20):

$$\zeta = \frac{647,7 \cdot 4,9}{9,81 \cdot 150} = 2,16.$$

Вторая характеристика трубопровода в соответствии с зависимостью (1.21):

$$\sigma = \frac{1108 \cdot 4,9}{9,81 \cdot 150 \cdot 15} = 0,25.$$

Относительное повышение давления в конце трубопровода при гидравлическом ударе определяется по «цепным» уравнениям для конца первой фазы по зависимости (1.22), для последующих фаз – (1.23).

Фаза удара (1.24):

$$t_{\phi} = \frac{2L_{\phi}}{c} = \frac{2 \cdot 1108}{647,7} = 3,42 \text{ (с)}.$$

Тогда число фаз определяется временем закрытия направляющего аппарата T_S :

$$n = \frac{15}{3,42} = 4,39,$$

здесь n – номер фазы удара.

Можно считать, что при закрытии направляющего аппарата расход воды за каждую фазу уменьшается равными долями ΔQ , тогда:

$$\Delta Q = \frac{Q_{\max}^{\text{TP}}}{n} = \frac{200}{4,39} = 45,6 \text{ (м}^3 \text{/с)}.$$

Таким образом, расход воды в трубопроводе конце n -ной фазы удара может быть вычислен по формуле:

$$Q_n = Q_{\max}^{\text{TP}} - \Delta Q \cdot n,$$

где n – номер фазы гидравлического удара. После полного закрытия направляющего аппарата, т. е. в начале 5 фазы в момент времени T_S , расход в трубопроводе будет равен 0. Зная значения расходов, соответствующих каждой

фазе гидравлического удара, можно рассчитать величины относительных приведенных расходов в конце каждой фазы (табл. 2.4).

Таблица 2.4

№ фазы	время, с	расход Q_n , $\text{м}^3/\text{с}$	Относительный приведенный расход в конце фазы n $q_n = \frac{Q_n}{Q_{\text{max}}^{\text{тр}}}$
0	0,00	200	1
1	3,42	154,4	0,77
2	6,84	108,8	0,54
3	10,26	63,2	0,32
4	13,68	17,6	0,09
5	17,1	0	0

Подставляя в уравнение (1.22) вычисленные значения начального относительного приведенного расхода $q_0 = 1$ и приведенного расхода в конце фазы удара $q_1 = 0,71$, а также значение первой характеристики трубопровода $\zeta = 2,16$, получаем следующее выражение:

$$0,77 \cdot \sqrt{1 + z_1} = 1 - \frac{z_1}{2,16}.$$

После преобразования этого выражения получим квадратное уравнение:

$$z_1^2 - 7,05 \cdot z_1 + 1,87 = 0.$$

Решение уравнение дает значение относительного повышения напора в конце первой фазы гидравлического удара $z_1 = 0,275$. Повышение напора будет равно:

$$\Delta H_1 = z_1 \cdot H_0 = 0,275 \cdot 150 = 41,3 \text{ (м)}.$$

Для вычисления повышения напора в трубопроводе в последующих фазах используется уравнение (1.23). Подставляя в него значения q_n и ζ , получим для конца второй фазы удара:

$$0,54 \cdot \sqrt{1 + z_2} = 1 - \frac{z_2}{2,16} - \frac{2}{2,16} \cdot 0,275.$$

Выполнив преобразования полученного выражения, получаем квадратное уравнение:

$$z_2^2 - 4,55 \cdot z_2 + 1,2 = 0.$$

Решая это уравнение относительно переменной z_2 , получим $z_2 = 0,28$ и $\Delta H_{II} = 0,28 \cdot 150 = 42,0$ (м).

Аналогичным образом рассчитываются значения z_n и H_n для каждой последующей фазы удара. Полученные значения приведены в сводной табл. 2.5.

Таблица 2.5

время, с	q_n	расход, м ³ /с	z_n , %	ΔH_i , м
0,00	1	200	0	0
3,42	0,77	154,4	27,45	41,3
6,84	0,54	108,8	28,0	42,0
10,26	0,32	63,2	27,57	41,35
13,68	0,09	17,6	27,58	41,37
17,1	0	0	-5,75	-8,63
	0	0	5,75	8,63

Как видно из табл. 2.5, максимальное повышение напора в трубопроводе равно 42,0 м, что составляет 28% от статического напора H_0 .

Распределение максимального повышения давления по длине трубопровода рассчитывается по зависимости (1.25):

$$z_{\max}^1 = \frac{223 \cdot 4,0}{1108 \cdot 4,9} = 0,16,$$

$$z_{\max}^2 = \frac{(223 + 215) \cdot 4,0}{1108 \cdot 4,9} = 0,32,$$

$$z_{\max}^3 = \frac{(223 + 215) \cdot 4,0 + 220 \cdot 5,2}{1108 \cdot 4,9} = 0,53,$$

$$z_{\max}^4 = \frac{(223 + 215) \cdot 4,0 + 220 \cdot 5,2 + 225 \cdot 5,5}{1108 \cdot 4,9} = 0,76,$$

$$z_{\max}^5 = \frac{(223 + 215) \cdot 4,0 + 220 \cdot 5,2 + 225 \cdot 5,5 + 225 \cdot 5,8}{1108 \cdot 4,9} = 1,00.$$

2.2.3. Расчет повышения давления в конце трубопровода при сбросе частичной нагрузки

Для определения повышения давления в конце трубопровода при сбросе частичной нагрузки используются данные, полученные при расчетах,

проведенных в п. 2.2.2 данного пособия, помимо которых необходимо вычисление относительного критического расхода $q_{кр}$. В соответствии с формулой (1.29):

$$q_{кр} = \frac{2\sigma}{\zeta} = \frac{2 \cdot 0,25}{2,16} = 0,23.$$

При начальном расходе $0 \leq q_0 \leq q_{кр}$ расчет относительного повышения давления в трубопроводе будет рассчитываться по зависимости (1.26), при $q_{кр} < q_0 < 2/\xi$ – по зависимости (1.27) и при начальном расходе $0,5 \cdot \xi \leq q_0 < 1$ – по зависимости (1.28).

При начальном расходе $0 \leq q_0 \leq q_{кр} = 0,23$ (прямая $Z_{пр}$ рис. 1.6) относительное повышение давления в трубопроводе будет определяться по зависимости (1.26) и его максимальное значение будет наблюдаться при расходе $q_0 = q_{кр}$:

$$z_{max} = \zeta \cdot q_{кр} = \zeta \cdot \frac{2\sigma}{\zeta} = 2\sigma = 2 \cdot 0,25 = 0,5.$$

Для построения кривой $z_1 = f(q_0, \sigma, \zeta)$ (см. рис. 1.6) необходимо разбить промежуток начальных расходов $0,23 < q_0 < 0,93$ ($q_{кр} < q_0 < 2/\xi$) на несколько участков и рассчитать значение относительного повышения давления в каждой точке. Например, указанный диапазон начальных расходов может быть разбит на семь участков, тогда Δq_0 будет составлять 0,1.

Расчет повышения давления при начальных расходах, находящихся в диапазоне от $q_{кр}$ до $2/\xi$, приведен в табл. 2.6, например, для относительного расхода $q_0 = q_{кр} + 0,1 = 0,33$:

$$z_i = \frac{2\sigma}{1 + 0,5\zeta q_{0i} - \sigma} = \frac{2 \cdot 0,25}{1 + 0,5 \cdot 2,16 \cdot 0,33 - 0,25} = 0,45.$$

Повышение давления при сбросе нагрузки с относительного расхода $q_0 \geq 2/\xi$:

$$z_m = \frac{2\sigma}{2 - \sigma} = \frac{2 \cdot 0,25}{2 - 0,25} = 0,286.$$

В табл. 2.7 приведены расчеты относительного повышения давления и

напора в трубопроводе ГЭС для рассматриваемых исходных данных.

Таблица 2.6

Расход, м ³ /с	q _n	Расчетная зависимость	z _n , %	ΔH _n , м
200	1	$z_i = \frac{2\sigma}{2 - \sigma}$	28,6	42,9
186,0	$q = \frac{2}{\zeta} = \frac{2}{2,16} = 0,93$			
166,0	0,83	$z_i = \frac{2\sigma}{1 + 0,5\zeta q_{0i} - \sigma}$	29,9	44,9
146,0	0,73		32,1	48,2
126,0	0,63		34,5	51,8
106,0	0,53		37,3	56,0
86,0	0,43		40,6	60,9
66,0	0,33		45,0	67,5
46,0	q_{кр}=0,23	$z_i = \zeta \cdot q_{0i}$	50,0	75,0
0	0		0	0

Как видно из табл. 2.6, при сбросе нагрузки, соответствующей расходу трубопровода $Q_{тр} = 46 \text{ м}^3/\text{с}$ ($q_{кр} = 0,23$), повышение давления от гидравлического удара в турбинном водоводе ГЭС $\Delta H_{max} = 75,0 \text{ м}$, что составляет 50% статического напора H_0 и превосходит значение, которое имеет место при сбросе полной нагрузки $\Delta H_{max} = 42,0 \text{ м}$ (28% от H_0).

Повышение напора в трубопроводе при гидравлическом ударе не должно превышать 30% от статического напора. Таким образом, проведенные вычисления показали, что расчета повышения давления при сбросе полной нагрузки недостаточно, так как при сбросе полной нагрузки гидравлический удар может быть не так опасен как при сбросе частичной нагрузки. Так недопустимые значения повышения давления наблюдаются при сбросе малых нагрузок от $Q_{тр} = 46 \text{ м}^3/\text{с}$ до $Q_{тр} = 146 \text{ м}^3/\text{с}$.

При получении недопустимого повышения давления в трубопроводе при гидравлическом ударе необходимо проведение мероприятий по его уменьшению, например, увеличение времени или изменение закона закрытия направляющего аппарата. Возможно, потребуется изменить схему водопроводящего тракта. Следует помнить, что при обосновании параметров трубопровода было принято допущение $\Delta H_{гв} < 0,3H_0$.

2.2.4. Расчет понижения давления на участке трубопровода выше затвора при набросе частичной нагрузки

Наибольшее значение относительного понижения давления при открытии затвора наблюдается при $q_0 = 0$, то есть когда в начальный момент времени затвор был закрыт, понижение давления в таком случае рассчитывается по зависимости (1.31):

$$-z_{1\max} = \frac{2 \cdot 0,25}{1 + 0,25} = 0,4.$$

При относительном начальном расходе $q_0 \geq 2/\xi$ понижение давления рассчитывается по зависимости (1.30), например, при начальном расходе $q_0 = q_{\text{кр}} = 0,23$ понижение давления будет составлять:

$$-z_1 = \frac{2 \cdot 0,25}{1 + 0,5 \cdot 0,23 \cdot 2,16 + 0,25} = 0,33.$$

Аналогичным образом может быть рассчитано относительное понижение давления в последующих фазах удара, полученные значения приведены в табл. 2.7. При начальном расходе $q_0 \geq 2/\xi$ относительное повышение давления определяется по зависимости (1.32):

$$-z_m = \frac{2 \cdot 0,25}{2 + 0,25} = 0,22.$$

Таблица 2.7

Расход, м ³ /с	q_n	Расчетная зависимость	z_n , %	ΔH_n , м
200	1	$-z_\tau = \frac{2\sigma}{2 + \sigma}$	22,0	33,0
186,0	$q = \frac{2}{\zeta} = \frac{2}{2,16} = 0,93$			
166,0	0,83	$-z_1 = \frac{2\sigma}{1 + 0,5\zeta q_{0i} + \sigma}$	23,3	35,0
146,0	0,73		24,5	36,8
126,0	0,63		25,9	38,9
106,0	0,53		27,4	41,1
86,0	0,43		29,2	43,8
66,0	0,33		31,1	46,7
46,0	$q_{\text{кр}} = 0,23$		33,0	49,5
0	0	$-z_{i\max} = \frac{2\sigma}{1 + \sigma}$	40,0	60,0

3. ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДОВ ГЭС

В данном разделе приведено описание компьютерных программ, разработанных на кафедре ВИЭГ СПбГПУ, для автоматизации расчетов стальных трубопроводов ГЭС. В приложении 2 представлен перечень программ, которые могут быть использованы студентами при выполнении заданий по НИРС, в курсовом и дипломном проектировании, в магистерских диссертациях и самостоятельной работе. Здесь даются примеры использования программ для определения экономически наиболее выгодного диаметра стального трубопровода и расчета величины гидравлического удара при сбросе полной и частичной нагрузок.

Расчеты, выполняемые при помощи программного комплекса, производятся на основе математических зависимостей, представленных в данном пособии.

3.1. Расчет экономически наиболее выгодного диаметра трубопровода

Программа «Расчет $D_{эк}$ трубопровода» написана на базе электронных таблиц MS Excel и предназначена для автоматизации вычисления экономически наиболее выгодного диаметра стального трубопровода. Рабочая область программы представлена на рис. 3.1. Панель программы имеет две части – таблицы для ввода исходных данных и таблицы результатов расчета. Исходные данные, необходимые для расчета, приведены в п. 2.1.1. Более подробное описание программы приведено в работе [12].

Программа не требует установки. Для работы программы необходимо на вкладке «Разработчик» в пункте «Безопасность макросов» установить значение *Включить все макросы*. Доступ к меню вкладки *Разработчик* осуществляется командой *Параметры Excel* в разделе основных параметров путем установки значения «Показывать вкладку «Разработчик» на ленте».

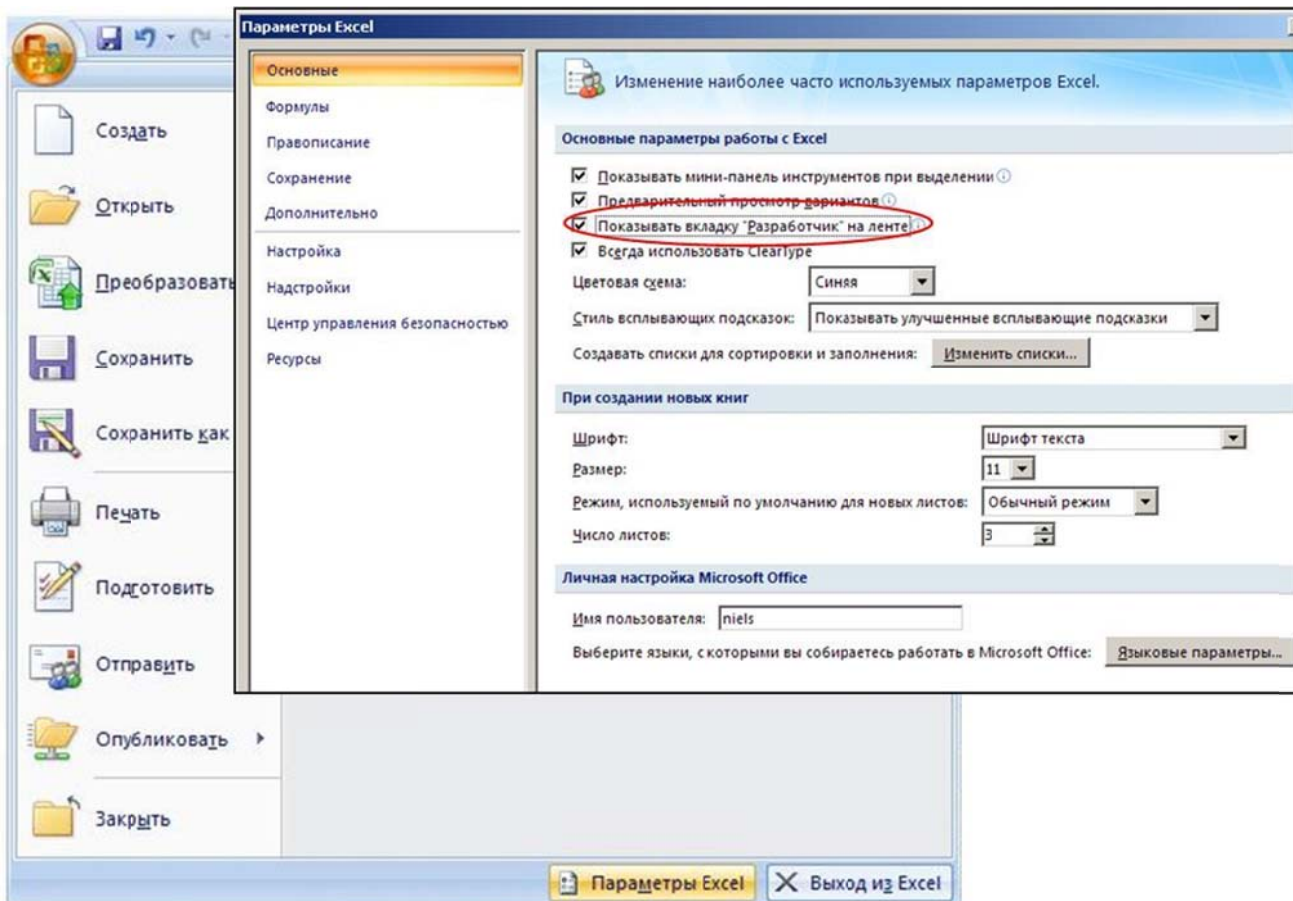


Рис. 3.1. Добавление вкладки *Разработчик*

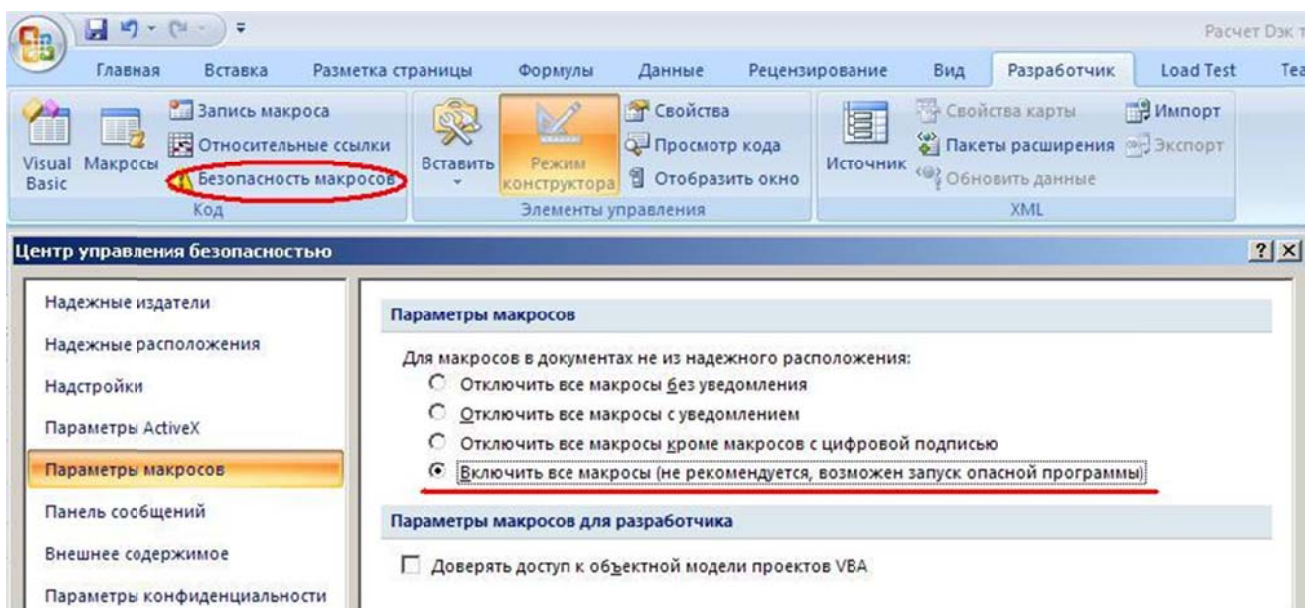


Рис. 3.2. Вкладка *Разработчик*. Включение макросов

В таблицу исходных данных, включающую поля *Параметры станции*, *Экономические параметры* и *Параметры участка трубопровода* вносятся значения исходных данных.

После нажатия клавиши *Рассчитать* производится расчет необходимых

для дальнейших вычислений промежуточных значений и экономически наивыгоднейшего диаметра по формулам 1.1 или 1.2 в зависимости от заданного расчетного напора. Результаты проведенных вычислений отображаются в таблицах *Результаты расчетов* (рис. 3.3).

<i>Параметры станции</i>	
Максимальный расход трубопровода $Q_{тр}$, м ³ /с	200
Число часов работы станции в базисе нагрузки в год $Tб$, ч	2000
Число часов работы станции в пике нагрузки в год $Tп$, ч	500
Среднегодовой сток воды, используемый одним агрегатом $W_{тр}$, м ³	3728700000
КПД электростанции	0,915
Коэффициент, учитывающий потери энергии в период паводка	1,1
<i>Экономические параметры</i>	
Себестоимость выработки 1кВтч электроэнергии, руб/кВтч	1,2
Стоимость 1 килограмма трубопровода с монтажем, руб/т	93425
<i>Параметры участка трубопровода</i>	
Напор в начале участка $Hн$, м	154,4
Напор в конце участка $Hк$, м	195
Напор на середине участка $Hуч$, м	174,5
Расчетное сопротивление материала трубопровода (стали) на растяжение R , кг/см ²	2100
Рассчитать	
<i>Результаты расчетов. Параметры станции</i>	
Количество часов в году эксплуатации станции при максимальном КПД $Tэ$, ч	3348
Среднекубический расход трубопровода, м ³ /с	179,31
Полное время работы трубопровода, ч	5848
<i>Результаты расчетов. Параметры трубопровода</i>	
Экономически наивыгоднейший внутренний диаметр трубопровода $D_{эк}$, м	6,6
Толщина оболочки в начале участка трубопровода, см	2,5
Толщина оболочки в конце участка трубопровода, см	3,1
Средняя толщина оболочки на участке, см	2,8
Скорость движения воды на участке, м/с	5,8

Рис. 3.3. Рабочая область программы «Расчет $D_{эк}$ стального трубопровода»

3.2. Автоматизированный расчет гидравлического удара при сбросе полной нагрузки

Программа «Расчет гидравлического удара» написана на языке программирования Visual Basic и предназначена для расчета величины

гидравлического удара при сбросе полной нагрузки. В примере расчета используются данные из п. 2.2.2.

3.2.1. Установка программы

Если программа не установлена на компьютере, необходимо запустить файл *Gidroudar.exe* и далее следовать инструкциям, появляющимся в открывшемся диалоговом окне установки программы. Рекомендуется не изменять никаких параметров в программе установки.

В процессе установки программы «Расчет гидравлического удара» автоматически создается папка «Gidroudar» в каталоге C:\Program Files, а в меню *Пуск - Программы* появляется пункт *СПбГПУ Гидроудар* с ярлыком *Гидроудар* для запуска программы - «Гидроудар» (рис. 3.4). Кроме того, некоторые служебные файлы помещаются в системную папку Windows (эти файлы пользователем не используются).

В корневом каталоге программы должно содержаться три файла:

1. *Gidroudar.exe* - основной файл программы;
2. *UNWISE.exe* – файл для полного удаления программы;
3. *INSTALL.log* – текстовый файл, содержащий информацию об установке.

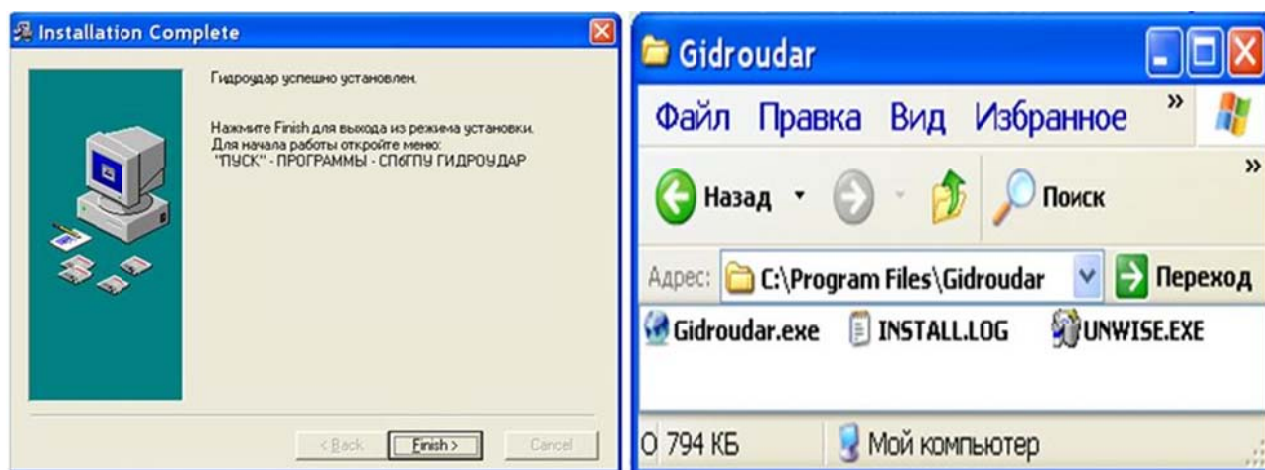


Рис. 3.4. Результат успешной установки программы

Для запуска программы необходимо зайти в меню *Пуск - Программы - СПбГПУ Гидроудар* и активировать находящийся там ярлык *Гидроудар*.

Можно активировать программу двойным щелчком на *Gidroudar.exe* в каталоге программы C:\Program Files\Gidroudar (см. рис. 3.4).

Для полного удаления программы с компьютера используется файл *UNWISE.exe* в корневом каталоге.

3.2.2. Работа с программой

1. Запустить файл *Gidroudar.exe*.

2. В появившемся диалоговом окне программы в поле «Общие данные» ввести исходные данные (рис. 3.5).

3. При верном вводе данных активируется поле «Данные по трубопроводу», в которое необходимо ввести исходные данные по трубопроводу. Для ввода данных требуется выбрать количество участков в трубопроводе (от 1 до 5) и ввести параметры каждого участка.



Рис. 3.5. Ввод исходных данных по трубопроводу

4. Задать исходные данные по режиму (график закрытия/открытия направляющего аппарата).

Для задания исходных данных по режиму работы трубопровода в поле «Общие данные» (рис. 3.5) используется функция «Изменить» пункта «График закрытия напор. аппарата», после чего в появившемся диалоговом окне (рис. 3.6) задается график закрытия направляющего аппарата, где по оси абсцисс указывается время, по оси ординат – относительное открытие направляющего аппарата. По умолчанию закон закрытия линейный и отображается красной

линией. Синей линией отображается время закрытия направляющего аппарата.

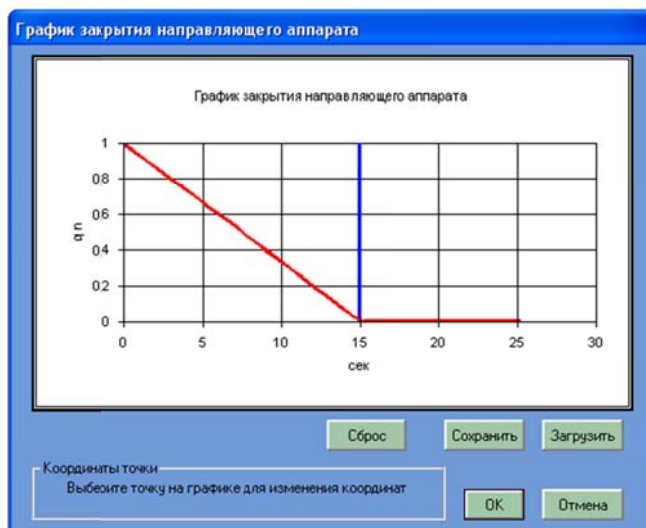


Рис. 3.6. Окно ввода данных по режиму

Для изменения относительного открытия направляющего аппарата в какой-либо точке графика (фазе удара) требуется выполнить следующие действия:

- ✓ выделить график одним щелчком левой кнопкой мыши;
- ✓ одним щелчком левой кнопкой мыши выделить изменяемую точку на графике;
- ✓ двойным щелчком мыши по точке графика активировать окно ввода относительного открытия направляющего аппарата для данной точки (фазы удара) (рис. 3.7);
- ✓ ввести в поле панели *Гидроудар* новое значение относительного открытия направляющего аппарата для выбранной на графике точки.
- ✓ провести расчет гидравлического удара. Для выполнения расчета необходимо выбрать функцию «Расчет». Если данная функция не активна, необходимо проверить правильность и полноту введенных исходных данных.

После выполнения расчета вкладки диалогового окна программы «Результаты» и «Графики» станут активными.

- ✓ просмотреть и сохранить результаты расчета можно на вкладке «Результаты» (рис. 3.8). Для вывода результатов в виде текстового документа (*.txt) необходимо выбрать функцию «Сохранить» и задать имя файла.

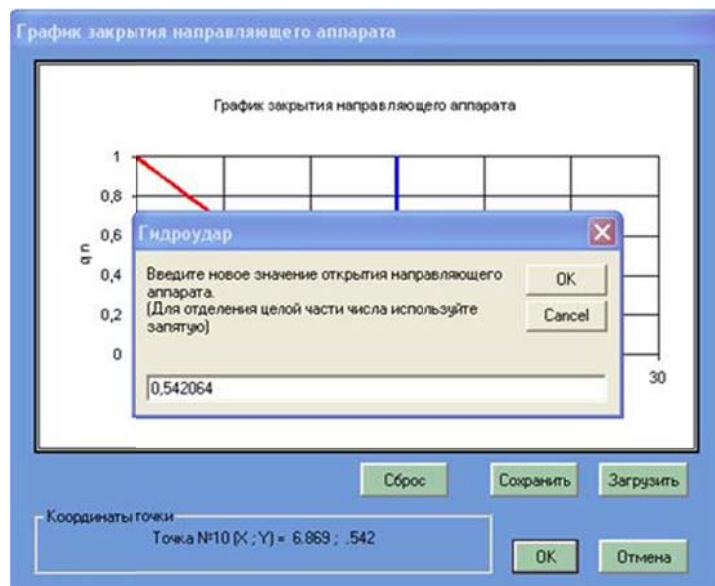


Рис. 3.7. Задание исходных данных по режиму

В программе предусмотрена возможность сохранения и импорта данных, описывающих закон закрытия направляющего аппарата, в виде файла таблицы Microsoft Excel. Для этого предусмотрены функции «Сохранить» и «Загрузить». Нажатием кнопки «Сброс» осуществляется задание линейного закона закрытия направляющего аппарата, соответствующего введенным исходным данным.

Выбрав функцию «Просмотр дополнительных результатов» на вкладке «Расчеты», можно вывести на экран дополнительное окно с промежуточными данными, использованными в процессе расчета.

При наведении курсора на какое-либо текстовое поле появляется подсказка с описанием значения в этом поле (рис. 3.8).

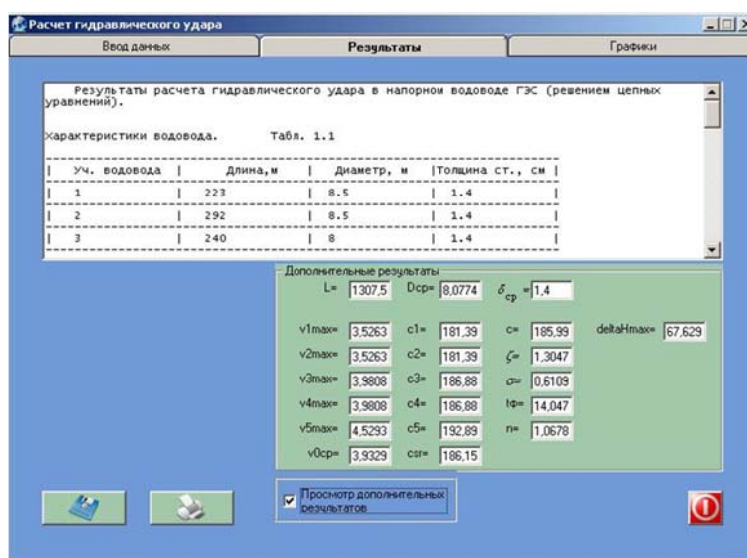


Рис. 3.8. Вывод дополнительных результатов

Для вывода результатов расчета на печатающее устройство необходимо нажать клавишу с изображением принтера.

Файл с результатами расчета может быть открыт при помощи любого текстового редактора (например, Блокнот, MS Word).

Просмотреть и сохранить график относительного повышения давления в конце трубопровода можно, выбрав вкладку «Графики». Графические результаты расчета также могут быть сохранены и распечатаны.

Вкладка «Графики» показана на рис. 3.9.

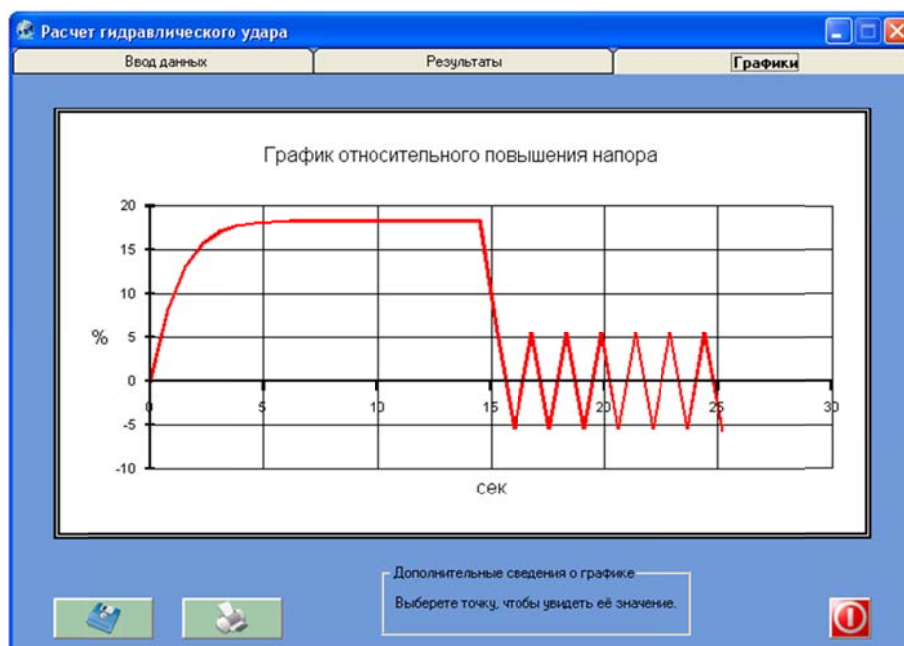


Рис. 3.9. Окно просмотра графиков

Этот график получен в результате выполнения теста с исходными данными, принимаемыми по умолчанию (Исходные данные для расчета гидроудара в турбинных водоводах Саяно-Шушенской ГЭС). Такой расчет выполняется при нажатии на кнопки Тест и клавишу Расчет (см. рис. 3.5).

Также в программе предусмотрена возможность просмотра относительного повышения напора в основных точках графика, соответствующих концам фаз удара.

Для просмотра указанных данных необходимо выполнить следующие действия:

1. Выделить график одним щелчком левой клавиши мыши;
2. Выделить точку на графике для просмотра значений одним щелчком левой

клавиши мыши, при этом в поле «Дополнительные сведения о графике» будет отображена указанная информация.

Ниже приведены результаты расчетов величины гидравлического удара при сбросе полной нагрузки в табличной форме и в графическом виде.

3.2.3. Результаты тестового расчета

Характеристики водовода. Табл. 1.1

Уч. водовода	Длина, м	Диаметр, м	Толщина ст., см
1	223	8.0	1.4
2	215	8.0	1.4
3	220	7.0	1.65
4	225	6.8	2.2
5	225	6.6	2.8

Максимальный расход турбины= 200 м³/с

Статический напор ГЭС= 150 м

Расчеты выполняются до 30 с

2. Результаты расчета характеристик эквивалентного трубопровода.

Первая характеристика трубопровода = 2.14325965779696

Вторая характеристика трубопровода = 0.246607703501066

Длина трубопровода = 1108 м

Средняя скорость движения воды = 4.9126793938257 м/с

Фаза удара= 3.45185945068203

Средняя скорость ударной волны= 641.972835702263 м/с

№ фазы	время, с	расход Qn, м ³ /с	qn=Qn/Qmax
0	0	200	1
1	3.4519	153.9752	0.7699
2	6.9037	107.9504	0.5398
3	10.3556	61.9256	0.3096
4	13.8074	15.9008	0.0795
5	17.2593	0	0
6	20.7112	0	0

3. Изменение расхода и давления в конце трубопровода. Табл. 3.1

время, с	qn	расход Qn, м ³ /с	z, %	delta H, м
0	1	200	0	0
3.4519	0.7699	153.9752	27.7946	41.6919
6.9037	0.5398	107.9504	27.9051	41.8576
10.3556	0.3096	61.9256	27.882	41.823
13.8074	0.0795	15.9008	27.8925	41.8387
17.2593	0	0	-8.6222	-12.9333
20.7112	0	0	8.6222	12.9333

Максимальное повышение давления в конце трубопровода (в долях от H₀) = 0.279050574348194

4. Распределение максимального повышения давления по длине трубопровода (в долях от H₀):

Z[1]= 4.55103264993258E-02

Z[2]= 0.089387995545761

Z[3]= 0.148030385690403

Z[4]= 0.21158539034445

Z[5]= 0.279050574348194

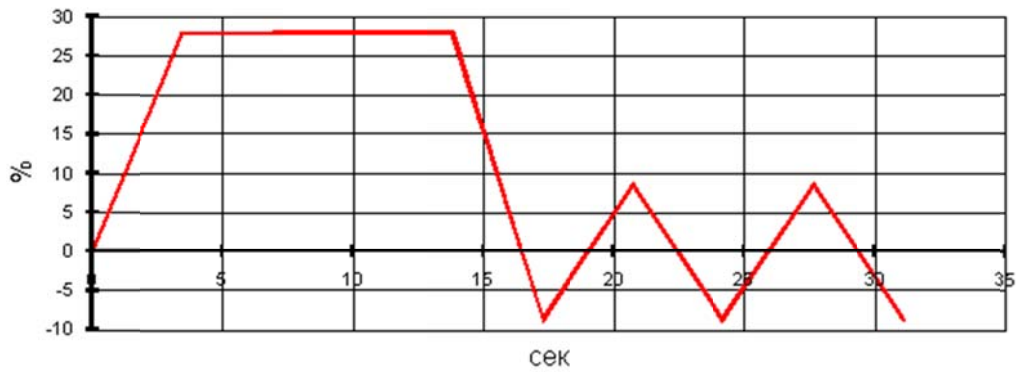


Рис. 3.10. График относительного повышения давления в конце трубопровода

На рис. 3.11 приведено графическое сравнение данных, полученных при расчете величины гидравлического удара при сбросе полной нагрузки при помощи программы «Расчет гидравлического удара» и ручных расчетов, проведенных в п. 2.2.2.

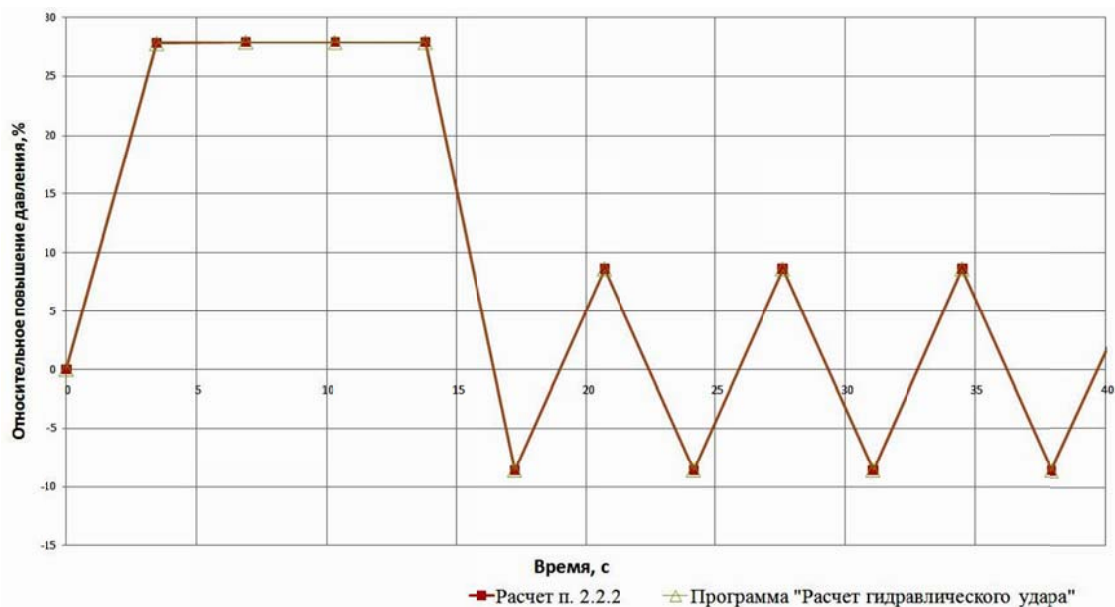


Рис. 3.11. Сравнение результатов вычисления относительного повышения напора в трубопроводе при сбросе полной нагрузки

Как видно из рис. 3.11, результаты расчетов практически совпадают, что говорит о высокой точности автоматически проводимых вычислений.

3.3. Автоматизированный расчет гидравлического удара при частичном изменении нагрузки

Для расчета величины гидравлического удара при частичном изменении нагрузки на кафедре ВИЭГ была разработана программа «Расчет ГУ. Частичное

изменение нагрузки» на базе расчетного комплекса MathCAD. Расчеты, производимые программой, осуществляются на основе математических зависимостей 1.14-1.21 и 1.26-1.32 данного пособия. Исходные данные, необходимые для расчета, приведены в п. 2.1.2 и 2.2.2.

Программа не требует установки и может быть использована для проведения расчетов после ее копирования.

Диалоговое окно программы имеет три области: область ввода исходных данных и отображения результатов расчета характеристик эквивалентного трубопровода (рис. 3.12); область отображения результатов расчета повышения давления при сбросе частичной нагрузки; область отображения результатов расчета понижения давления при набросе частичной нагрузки (рис. 3.13).

Для проведения расчетов в первую область необходимо внести параметры эквивалентного трубопровода (рис. 3.12). Для чего необходимо знать длину и диаметр эквивалентного трубопровода, а также скорость распространения фронта ударной волны по эквивалентному трубопроводу. Эти значения могут быть получены с помощью программы «Расчет гидравлического удара».

Расчет величины гидравлического удара при частичном изменении нагрузки

Параметры эквивалентного трубопровода	$L := 1108$	$D := 7.3$	$c := 647.7$	$H_0 := 150$	$Q_0 := 200$	$T_s := 15$
Расчетные зависимости	$f := \pi \frac{D^2}{4}$	$V_0 := \frac{Q_0}{f}$	$T_{\phi} := 2 \cdot \frac{L}{c}$	$\zeta := c \cdot \frac{V_0}{9.81 \cdot H_0}$	$\sigma := L \cdot \frac{V_0}{9.81 \cdot H_0 \cdot T_s}$	
Расчет характеристик эквивалентного трубопровода						
Площадь сечения	Средняя скорость	Фаза удара	Первая характеристика	Вторая характеристика		
$f = 41.85387$	$V_0 = 4.77853$	$T_{\phi} = 3.42134$	$\zeta = 2.10333$	$\sigma = 0.23987$		
Расчет относительного повышения/понижения давления						
Количество фаз	$i := 0, 1.. 20$					
Изменение относительного расхода Δq в течение фазы удара	$q_i := 0.05 \cdot i$					

Рис. 3.12. Область для внесения исходных данных и расчета основных характеристик трубопровода

Результаты проведенных вычислений отображаются под областью для внесения исходных и проведения вспомогательных расчетов. Пример результата расчета относительного повышения давления приведен на рис. 3.13.

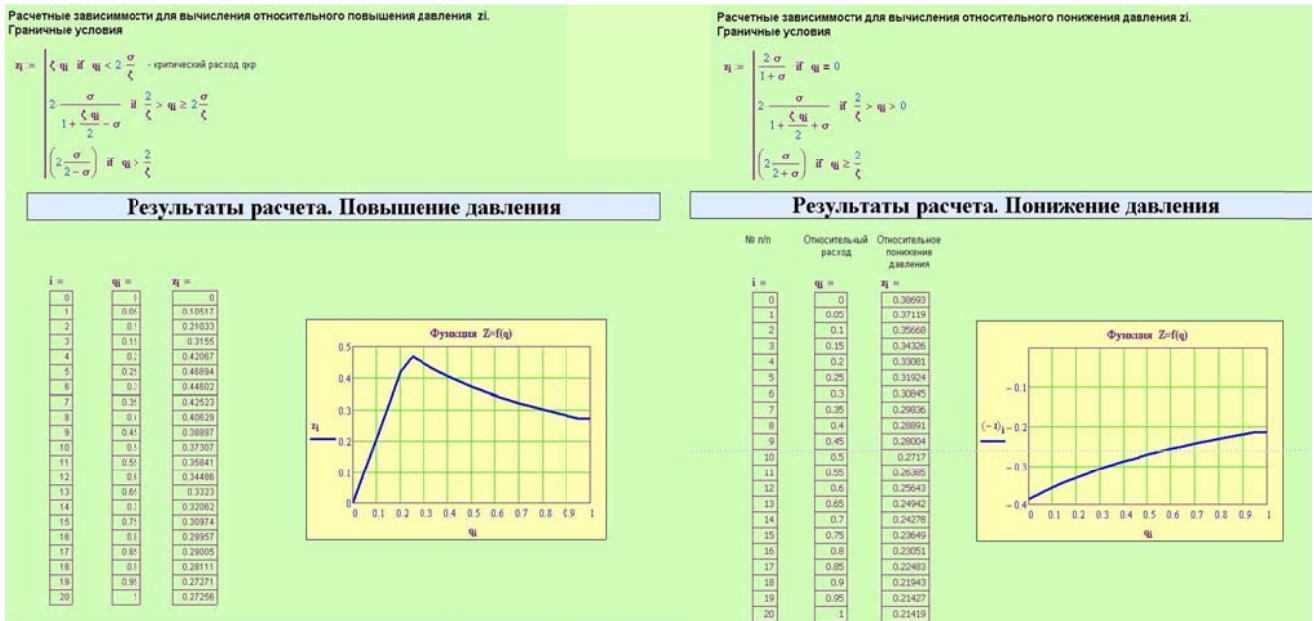


Рис. 3.13. Результаты расчета относительного повышения и понижения давления при гидравлическом ударе при частичном изменении нагрузки

На рис. 3.14 приведен график сопоставления результатов расчетов, полученных в п. 2.2.3 и 2.2.4 и результатов, полученных при проведении автоматизированных расчетов в программе на базе пакета «Расчет ГУ. Частичное изменение нагрузки»

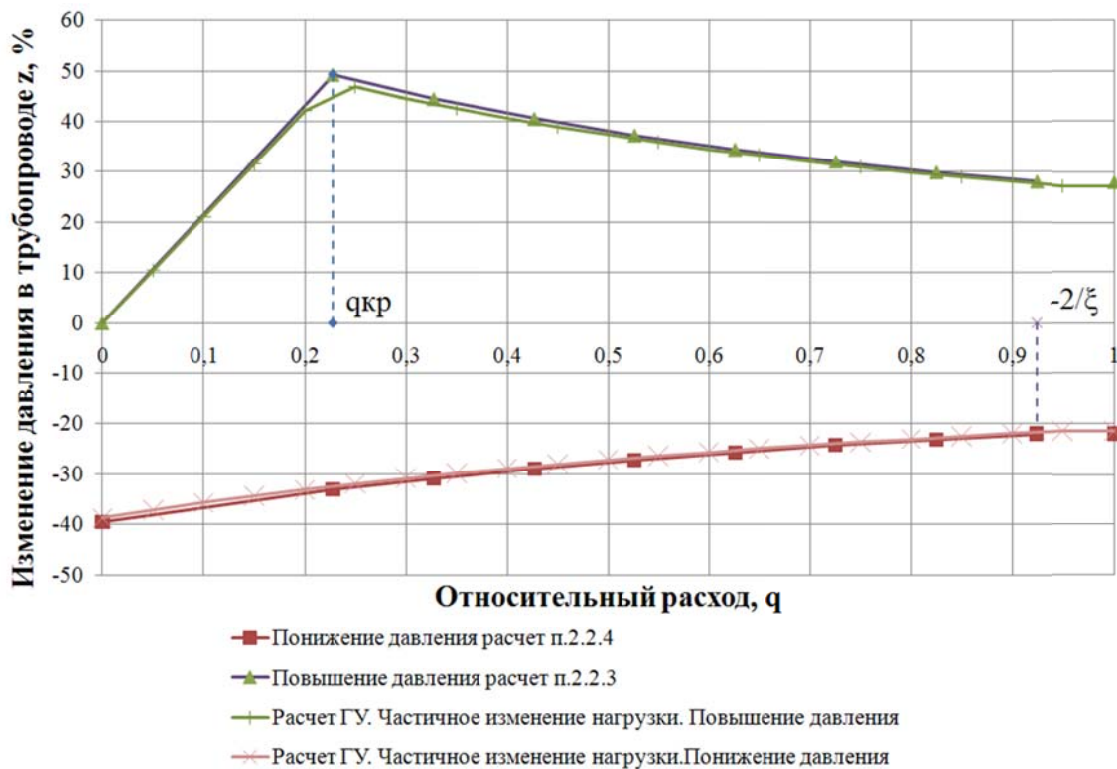


Рис. 3.14. Сравнение результатов вычисления относительного повышения и понижения давления в трубопроводе при сбросе малых нагрузок

Полученные результаты практически совпадают на всем диапазоне начальных расходов q_0 от 0 до 1, за исключением значения относительного повышения давления в трубопроводе при начальном расходе, равном критическому. Это объясняется принципом программного расчета: значение относительного повышения давления z вычисляется по одной из формул (1.26)-(1.28) в зависимости от значения q_0 . Вычисления производятся во всем диапазоне q_0 от 0 до 1 с шагом 0,05, что не предусматривает возможности вычисления повышения давления при $q_0 = q_{кр}$.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Стандартные диаметры и толщины оболочек стальных трубопроводов

Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина оболочки, мм	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина оболочки, мм
426	400	6	3840	3800	10
480	450	6	4040	4000	10
530	500	6	4240	4200	12
630	600	6	4440	4400	12
720	700	8	4640	4600	12
820	800	8	4840	4800	12
920	900	8	5040	5000	12
1020	1000	8	5240	5200	12
1120	1100	8	5440	5400	12
1220	1200	8	5640	5600	12
1320	1300	8	5840	5800	12
1420	1400	8	6040	6000	12
1520	1500	8	6240	6200	12
1620	1600	10	6440	6400	12
1720	1700	10	6650	6600	12
1840	1800	10	6850	6800	12
1940	1900	10	7050	7000	14
2040	2000	10	7550	7500	14
2140	2100	10	8050	8000	14
2240	2200	10	8550	8500	14
2340	2300	10	9050	9000	16
2440	2400	10	9550	9500	16
2540	2500	10	10050	10000	16
2640	2600	10	10550	10500	18
2740	2800	10	11050	11000	18
2740	2700	10	11550	11500	20
2940	2900	10	12050	12000	20
3040	3000	10	12550	12500	22
3240	3200	10	13050	13000	22
3440	3400	10	13550	13500	22
3640	3600	10	14050	14000	24

Приложение 2

Перечень прикладных программ для расчетов при проектировании ГЭС

Исполняемый файл	Язык программирования	Рабочая среда	Файлы установки	Примечания
Gidroudar.EXE	Visual Basic	MS Windows	INSTALL.log UNWISE.exe	1
Расчет Дэк трубопровода.xls		MS Excel		2
YDAR.exe	Turbo Pascal	MS Windows		1
Расчет ГУ. Сброс полной нагрузки.xls		MS Excel		1
Расчет ГУ. Частичное изменение нагрузки.xmcd		MathCAD		3
Расчет ГУ. Частичное изменение нагрузки.xls		MS Excel		3
Tun_krug.exe	Turbo Pascal	MS Windows		4
Surtan_m.exe	Turbo Pascal	MS Windows		5
Surtan-i.exe	Turbo Pascal	MS Windows		6
Menureg.exe	Turbo Pascal	MS Windows		7
Канал.LSP	AutoLISP	AutoCAD		8
VIIEGTURBO.XLS	Visual Basic	MS Excel	<i>LGP1003.tul</i>	9
BDVIEG.XLS	Visual Basic	MS Excel	<i>LGP1003.tul</i>	10

Примечания – назначение прикладных программ

1. Расчет повышения давления при гидравлическом ударе при сбросе полной нагрузки.
2. Расчет экономически наиболее выгодного диаметра металлического телескопического турбинного трубопровода.
3. Расчет повышения давления при сбросе частичной нагрузки и понижения давления при открытии направляющего аппарата.
4. Расчет экономически наиболее выгодного диаметра подземных напорных водоводов (деривационных туннелей и турбинных трубопроводов).
5. Расчет колебаний водных масс в системе «деривационный туннель – двухкамерный уравнивательный резервуар».
6. Расчет колебаний водных масс в системе «деривационный туннель – цилиндрический уравнивательный резервуар».
7. Регулирование речного стока.
8. Построение кривых свободной поверхности воды в деривационном канале.
9. Расчет параметров и построение зон работы на универсальных и эксплуатационных характеристиках гидротурбин.
10. База данных – универсальных характеристик гидротурбин.

Приложение 3

Схемы анкерных и промежуточных опор, сальниковых компенсаторов¹

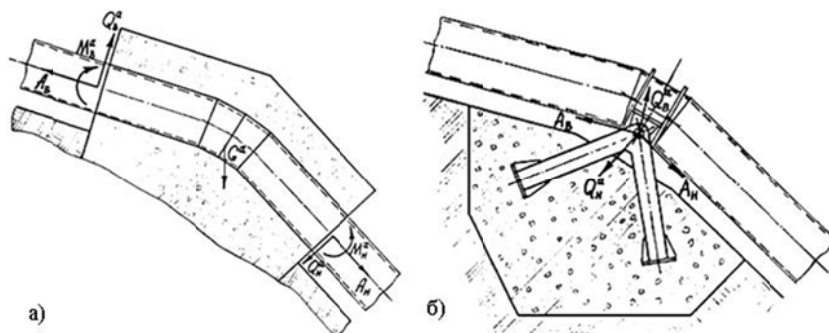


Рис. 5.1. Анкерная опора: а) схема сил, действующих на обетонированную анкерную опору; б) схема сил, действующих на шарнир открытой анкерной опоры

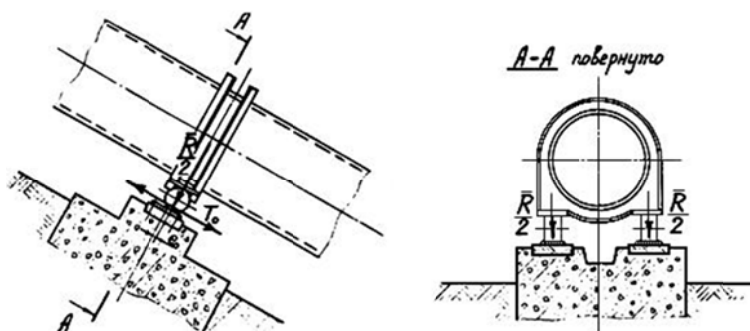


Рис. 5.2. Схема сил, действующих на промежуточную опору

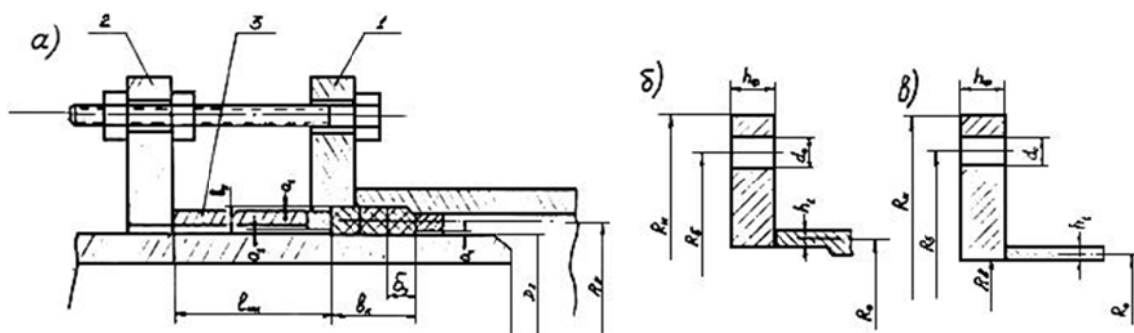


Рис. 5.3. Сальниковый компенсатор типа I: а) схема компенсатора в сборе; б) фланец 1; в) фланец 2. 1 - фланец 1; 2 - фланец 2; 3 - нажимное кольцо

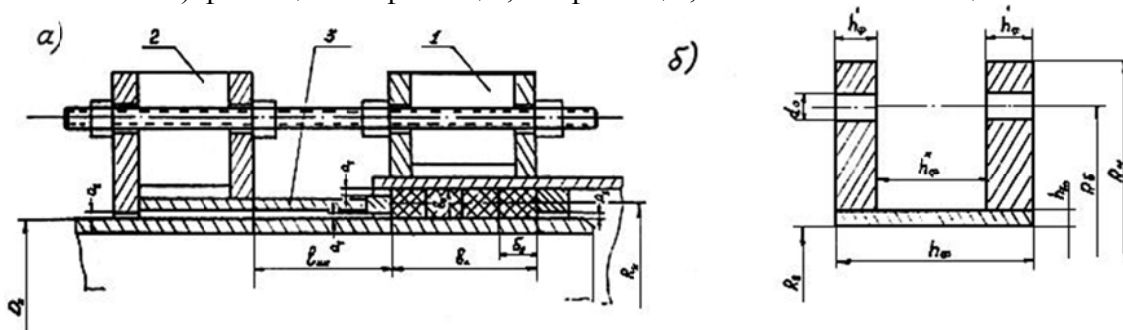


Рис. 5.4 Сальниковый компенсатор типа II: а) схема компенсатора в сборе; б) фланец 1 или 2. 1 - фланец 1; 2 - фланец 2; 3 - нажимное кольцо

¹ - Схемы согласно указаниям по проектированию стальных трубопроводов гидротехнических сооружений. МУ 34 747—76

Приложение 4

Стоимостные показатели установки металлических конструкций гидротехнических сооружений¹

Номера расценок	Наименование и характеристика строительных работ и конструкций	Прямые затраты, руб.	в том числе, руб.				Расчет неучтенных материалов
			Оплата труда рабочих	эксплуатация машин		Материалы	
				всего	в т.ч. оплата труда машинистов		
1	2	3	4	5	6	7	8
Закладные части металлических конструкций гидротехнических сооружений. Установка трубопроводов							
Измеритель: 1 т							
01-10-01-01	Установка закладных частей затворов, ворот и решеток	22325,77	884,88	3891,49	184,38	17549,40	-
01-10-02-01	Монтаж трубопроводов на поверхности габаритных	15252,40	373,51	1153,29	40,23	13 725,6С	-
01-10-02-02	Монтаж трубопроводов на поверхности негабаритных	15592,29	758,43	3035,89	89,87	11797,97	-
01-10-02-03	Монтаж трубопроводов в туннелях с углом наклона свыше 30 ⁰	18126,74	1137,65	4553,84	134,81	12435,25	-
Установка облицовок							
Измеритель: 1 г							
01-10-03-01	Установка облицовок на поверхности	17991,49	664,88	2030,44	81,15	15296,17	-
01-10-03-02	Установка облицовок в туннелях	18680,71	797,86	2436,53	97,38	15446,32	-
01-10-03-03	Установка прочих металлических конструкций	18080,06	325,24	1391,23	59,06	16363,59	-

Примечание – стоимость указана в базовых ценах 2001 года

¹ – согласно сборнику укрупненных показателей стоимости строительства ГЭС для предпроектных проработок (УПС ГЭС-2001)

Приложение 5

Требования к прокатной стали

Требования к прокатной стали трубопроводов, предназначенных для эксплуатации в районах с расчетной зимней температурой до минус 40° С

Класс стали	Механические свойства /не ниже/				Ударная вязкость α_n , кгс·м/см ² , при температуре в °С /не ниже/				Максимальная толщина металла, мм
	временное сопротивление разрыву σ_B , МПа (кгс/мм ²)	предел текучести σ_T , МПа (кгс/мм ²)	относительное удлинение, %	диаметр оправки при испытании на изгиб по ГОСТ 14019-2003 на угол 180°	+20	+20	-20	-40	
С 38/23*	380 (38)	230 (23)	25	0		3,0	3,0		30
С 38/23**	380 (38)	230 (23)	25	0		3,5	3,5		50
С 44/20***	440 (44)	200 (20)	20	3	6	2,5			170
С 44/29	440 (44)	290 (29)	21	2		3,0		3,5	60
С 46/33	460 (46)	330 (33)	21	2		3,0		3,5	40
С 52/40	520 (52)	400 (40)	19	2		3,0		3,5	40
С 60/50	600 (60)	500 (50)	16	3	8,0			5,0	100
С 70/60****	700 (70)	600 (60)	16	3	5,0			4,0	40

Примечания: 1. Цифры в индексе класса обозначают:

числитель - минимальная величина временного сопротивления на разрыв по ГОСТ (в кгс/мм²), знаменатель - минимальная величина предела текучести по ГОСТ (в кгс/мм²).

**Требования к прокатной стали трубопроводов, предназначенных
для эксплуатации в районах с расчетной зимней температурой от минус 40 °С до
минус 65 °С**

Класс стали	Механические свойства /не ниже/				Ударная вязкость α_n , кгс·м/см ² , при температуре в °С /не ниже/					Процент волокнистой составляющей в изломе при испытании на статический излом. ВВ ¹ , %	Максимальная толщина металла, мм	Состояние поставки
	временное сопротивление разрыву σ_B , МПа (кгс/мм ²)	предел текучести σ_T , МПа (кгс/мм ²)	относительное удлинение, %	диаметр оправки при испытании на изгиб по ГОСТ 14019-2003 на угол 180°	+20	+20 п.м. с.	-20	-40	-70			
С 38/23	380 (38)	230 (23)	25	0	7,0	3,0	3,0				30	Г.К.
С 44/29	440 (44)	290 (29)	21	2				3,0		65	20	Г.К.
С 44/29	440 (44)	290 (29)	21	2				5,0		75	30	Н.О. или 3.О.
С 44/29	440 (44)	290 (29)	21	2				5,0		50	56	3.О.
С 44/29	440 (44)	290 (29)	21	2		3,0			3,0		40	Н.О. или 3.О.
С 46/33	460 (46)	330 (33)	21	2		3,0			3,0		40	3.О.
С 52/40	520 (52)	400 (40)	19	2		3,0			3,0		20	3.О.
С 60/50	600 (60)	500 (50)	16	3	8,0				5,0	90	100	3.О.

Пояснения к таблицам приложения 5

* Сталь применять при расчетной температуре не ниже минус 20° С.

** Для работы при температуре ниже минус 20° С сталь должна быть дополнительно раскислена присадкой в ковш алюминия.

*** Сталь должна применяться после термической обработки - высокого отпуска.

**** Применение стали, имеющей относительное удлинение менее 16%, возможно при наличии специальных данных, подтверждающих надежность сварных соединений выбранной стали с учетом условий изготовления, укрупнения, монтажа, эксплуатации трубопровода и его ремонтпригодности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Ю.С., Виссарионов В.И., Кубышкин Л.И., Соколов Б.А. Математическое обеспечение ЭВМ для гидротехнических расчетов: Учеб.пособие. Л., ЛПИ. 1982.
2. Решение гидроэнергетических задач на ЭВМ: (Элементы САПР и АСНИ). Ю.С. Васильев, В.И. Виссарионов, Л.И. Кубышкин. М.: Энергоатомиздат, 1987. 160 с.
3. Указания по проектированию стальных трубопроводов гидротехнических сооружений. МУ 34 747—76. М.: Информэнерго, 1977.
4. Использование водной энергии: Учебник для вузов/ Под ред. Ю.С. Васильева. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатоиздат, 1995. 608 с.: ил.
5. Гидроэлектростанции малой мощности: Учеб. пособие / Под ред. В.В. Елистратова. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2007. 432 с.
6. Компьютерные технологии в научных исследованиях и проектировании объектов возобновляемой энергетики: учебное пособие / Ю.С. Васильев, Л.И. Кубышкин, И.Г. Кудряшева; под общей ред. Ю.С. Васильева. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. 262 с.
7. Кубышкин Л.И. Автоматизация проектирования объектов возобновляемой энергетики. Ч. 1. Разработка проектной графической документации: Учеб. пособие. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003. 136 с.
8. Фрейшист А.Р., Хохарин А.Х., Шор А.М. Стальные трубопроводы гидроэлектростанций. М: Энергоиздат, 1982.
9. Использование водной энергии / Под ред. Д.С. Щавелева. Л.: Энергия, 1976.
10. Гидроэнергетические установки / Под ред. Д.С. Щавелева. Л.: Энергоиздат, 1981.
11. Гидравлический удар и уравнильные резервуары. Аронович Г.В., Картвелишвили Н.А., Любимцев Я.К. М.: Наука, 1968. 248 с.
12. Кубышкин Л.И., Светозарская С.В. Параметрическое моделирование объектов возобновляемой энергетики. Научно-технические ведомости СПбГПУ. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2011. №4. С. 42-50.

13. О введении региональных индексов пересчета сметной стоимости строительства для применения с 1 января 2011 года. Письмо от 14 января 2011 года N 2011-01и. Санкт-Петербургский региональный центр по ценообразованию в строительстве.

14. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства ГЭС для предпроектных проработок (УПС ГЭС-2001).