Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.В. Масленникова
подпись инициалы, фамилия

«___»_____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ САЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ САЛ. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ ГТС

Руководитель _____ 11.06 доцент, к.т.н. Л.С. Пермякова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ 14.06.16 Н.С. Богданова
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сальской ГЭС на реке Сал. Техническое освидетельствование ГТС».

Консультантыпо разделам:

Общая часть	подпись, дата	А.В. Масленникова инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчёты	подпись, дата	Е.Ю. Затеева инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	подпись, дата	А.В. Масленникова инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	подпись, дата	Л.С. Пермякова инициалы, фамилия
Организация и производство Гидротехнических работ	подпись, дата	Н.П. Ульянова инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	подпись, дата	В.В. Лапасова инициалы, фамилия
Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды	подпись, дата	Е.В. Юзефович инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	подпись, дата	А.А. Чабанова инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.В. Масленникова
«____» _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Богдановой Наталье Сергеевне
Группа СБ12 - 01. Направление (специальность) 08.03.01- Строительство.
Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Сальской ГЭС на реке Сал. Техническое освидетельствование ГТС.
Утверждена приказом по университету № 21 от 9 марта 2016 г.
Руководитель ВКР Л.С. Пермякова, доцент, кандидат технических наук, СШФ СФУ.
Исходные данные для ВКР: Среднемесячные расходы реки Сал за период с 1931 по 2013г; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Z_{нб})$; годовой максимум нагрузки 12822 МВт; число часов установленной мощности $T = 4000$ ч; коэффициент мощности $k_N = 9$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0{,}7$ м; отметка НПУ 160 м;
Перечень разделов ВКР: 1. Общая часть; 2. Водно - энергетический и водохозяйственный расчеты; 3. Выбор гидросилового оборудования; 4. Компоновка и состав сооружений; 5. Организация и технология строительства; 6. Охрана труда и противопожарная безопасность; 7. Технико-экономические показатели; 8. Техническое освидетельствование ГТС.
Перечень графического материала: Водохозяйственный и водно-энергетический расчеты; Разрез по оси агрегата Сальской ГЭС; Генеральный план Сальской ГЭС; Поперечный разрез водосливной плотины Сальской ГЭС; Сбор нагрузок на водосливную плотину Сальской ГЭС; Поперечный разрез неоднородной грунтовой плотины; Этапы строительства Сальской ГЭС; Стройгенплан Сальской ГЭС; Календарный план строительства; Сетевой график Сальской ГЭС; Технологическая карта по бетонным работам Сальской ГЭС; Технико-экономические показатели проекта Сальской ГЭС.

Руководитель ВКР _____ Л.С. Пермякова
(подпись) (инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению _____ Н.С. Богданова
(подпись) (инициалы и фамилия студента)

«14» июня 2016г.

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Сальской ГЭС 7
Введение 9
1 Общая часть 10
1.1 Природные условия 10
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла 10
1.1.2 Гидрологические данные 11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района 11
2 Водно-энергетические расчеты 12
2.1 Исходные данные 12
2.2 Выбор расчетных гидрографов 12
2.2.1 Выбор расчетного средневодного года (P = 50%) 13
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P = 90%) 14
2.3 Определение максимального расчетного расхода 16
2.4 Построение суточных графиков нагрузки 17
2.5 Водно-энергетические расчеты ГЭС в средневодном году 18
2.6 Водно-энергетическиерасчеты работы ГЭС в маловодном году 19
2.7 Построение годовых графиков нагрузки 20
2.8 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования 23
2.9 Расчет резервов энергосистемы, установленной мощности 24
3 Основное и вспомогательное оборудование 29
3.1 Построение режимного поля 30
3.2 Проверка работы гидротурбины 36
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины 37
3.4 Расчет и построение бетонной спиральной камеры 40
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора 41
3.6 Разработка схемы установки 43
3.6.1 Конструктивная схема компановки гидротурбины в здании ГЭС 43
3.6.2 Расчет диаметра вала на прочность 43
3.6.3 Выбор маслонапорной установки 43
3.6.4 Выбор электрогидравлического регулятора 44
3.9 Расчет машинного зала 44
3.9 Выбор кранов в здание ГЭС 44
3.9 Заглублениеводозабора на величину воронкообразования 45
4 Компоновка и сооружения гидроузла 46
4.1 Выбор компоновки гидроузла 46
4.2 Гидравлический расчет водосливной плотины 46
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта 46
4.2.2 Определение отметки гребня водослива 47
4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода 49
4.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе 51
4.2.5 Определение отметки пола водобоя 53
4.2.6 Учет растекания потока в нижнем бьефе 55

4.2.7 Определение второй сопряженной глубины с учетом работы гасителей ... 58
4.2.8 Глубина водобойного колодца ... 59
4.2.9 Построение профиля водосливной плотины ... 60
4.3 Конструирование бетонной водосливной плотины ... 60
4.3.1 Определение ширины подошвы плотины ... 61
4.3.2 Разрезка плотин швами ... 62
4.3.3 Быки ... 63
4.4 Конструктивные элементы подземного контура ... 63
4.4.1 Понур ... 63
4.4.2 Зубья. ... 64
4.4.3 Дренажные устройства в основании ... 64
4.4.4 Галерея в теле плотины. ... 64
4.4.5 Устои ... 65
4.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа ... 65
4.5.1 Водобой ... 65
4.5.2 Определение толщины водобойной плиты ... 65
4.5.3 Расчет водобойной плиты на всплытие ... 66
4.5.4 Рисберма и ковш. ... 67
4.5.5 Определение толщины плит рисбермы ... 69
4.6 Расчет фильтрации методом удлиненной контурной линии ... 70
4.7 Определение нагрузок действующих на водосливную плотину ... 72
4.7.1 Вес сооружения ... 72
4.7.2 Вес технологического оборудования ... 72
4.7.3 Сила гидростатического давления воды ... 74
4.7.4 Сила взвешивающего давления ... 76
4.7.5 Сила фильтрационного давления ... 76
4.7.6 Определение давления наносов ... 77
4.7.7 Определение активного давления грунта ... 77
4.7.8 Определение пассивного давления грунта ... 79
4.7.9 Определение нагрузки от волнового давления ... 81
4.8 Статический расчет водосливной плотины ... 82
4.8.1 Расчет прочности плотины ... 84
4.8.2 Расчет устойчивости плотины ... 84
4.9 Проектирование неоднородной грунтовой плотины ... 85
4.9.1 Определение гребня грунтовой плотины ... 86
4.9.2 Расчет положения кривой депрессии ... 90
4.9.3 Оценка фильтрационной прочности ... 92
4.9.4 Расчет устойчивости низового откоса ... 93
5 Организация и технология строительства ... 96
5.1 Расчет пропуска строительных расходов ... 96
5.2 Организация и технология работ по возведению премычек ... 101
5.3 Осушение котлована ... 103
5.3.1 Котлован первой очереди ... 104
5.3.2 Котлован второй очереди ... 105

5.4 Определение объемов работ 105
5.4.1 Объем земляных работ 105
5.4.2 Объем бетонных работ 107
5.5 Определение способа производства основных видов работ 108
5.5.1 Выбор транспортной схемы бетонных работ 108
5.5.2 Выбор транспортной схемы земляных работ 109
5.6 Строительный генеральный план Сальского гидроузла 109
5.7 Календарное планирование при строительстве Сальского гидроузла 109
5.7.1 Продолжительность и время выполнения работ 109
5.8 Сетевой график 110
5.9 Зональное распределение бетона в здании ГЭС 110
5.9.1 Состав бетона для различных зон 110
5.9.2 Технологические мероприятия по обеспечению трещиностойкости и прочности сооружения 111
5.9.3 Опалубка и основные требования к ней 111
5.9.4 Календарный график производства бетонных работ 111
5.9.5 Определение мощности бетонного завода 112
5.9.6 Арматурные и опалубочные работы 113
5.9.7 Тип опалубки. Определение мощности опалубочного цеха 113
5.9.8 Уход за бетоном 114
5.10 Технологическая карта на возведение блока 114
6 Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность 116
6.1 Безопасность гидротехнических сооружений 116
6.2 Охрана труда 116
6.2.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства 116
6.2.2 Отходы, образующиеся при строительстве 118
6.2.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации 118
6.3 Противопожарная безопасность 119
7 Технико-экономические показатели 122
7.1 Оценка объемов продаж электроэнергии 122
7.2 Текущие расходы по гидроузлу 123
7.3 Налоговые расходы 124
7.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта 125
7.5 Показатели эффективности проекта 125
7.6 Бюджетная эффективность 125
7.7 Анализ чувствительности 126
8 Техническое освидетельствование ГТС Сальского гидроузла 128
8.1 Программа технического освидетельствования состояния ГТС 128
8.2 Состав комиссии 128
8.3 Порядок проведения технического освидетельствования 129
8.3.1 Подготовительный этап к освидетельствованию 129
8.3.1.1 Подготовка объекта 129
8.3.1.2 Изучение документов и аналитических материалов 130

8.3.2 Осмотр сооружений и оборудования при освидетельствовании 132
8.3.2.1 Объекты осмотра Сальского гидроузла 132
8.3.2.2 Бетонные части ГТС 133
8.3.2.3Железобетонные и сталежелезобетонные конструкции ГТС 134
8.3.2.4 Грунтовые плотины..... 134
8.3.2.5 Механическое оборудование ГТС 135
8.4 Результат технического освидетельствования 135
8.4.1 Оценка технического состояния и уровня безопасности..... 135
8.4.2 Оформление акта освидетельствования 136
8.5 Особенности освидетельствования строящихся ГТС, сооружений после их капитального ремонта или реконструкции..... 136
8.4.1 Освидетельствования строящихся ГТС..... 136
8.4.2 Освидетельствования ГТС после капитального ремонта, реконструкции 137
Заключение 138
Список использованных источников 143
Приложение А - Г.....146

Сокращенный паспорт Сальской ГЭС

1. Наименование реки Сал,
2. Местонахождение ГЭС Ростовская область,
3. Тип проектируемой установки ГЭС,
4. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 815 м³/с,
б) всех турбин 2500 м³/с,
в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1% 3246 м³/с,
г) минимальный 2740 м³/с,

5. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока годовой,
б) отметки: НПУ 160 м УМО 151,8 м
в) объемы: полный 12 км^3 полезный 5,8 км^3,

6. Напоры ГЭС:

а) максимальный 30 м б) средний 22,9 м,
б) расчетный 18 м г) минимальный 15,8 м,

7. Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 400 МВт,
гарантированная 237 МВт,
б) среднемноголетняя выработка энергии 1,6 млн.МВт·ч,
в) число часов использования установленной мощности 4000 ч,

8. Плотины:

а) русловая гравитационная материал бетон,
б) правобережная грунтовая материал песок,
в) левобережная грунтовая материал песок,
г) общая длина 914 м, максимальная высота 39 м,

9. Водосбросные сооружения

а) тип поверхностный водослив,
б) число и размер пролетов 3 отверстия 8 м,
в) общая длина 44 м,
г) максимальная высота 42 м,

10. Здание ГЭС:

а) тип здания русловое число агрегатов 8 ,
б) грунты в основании глина,
в) тип спиральной камеры бетонная прямоугольного сечения
г) тип отсасывающей трубы изогнутая,
д) расстояние между осями агрегатов 25 м,
е) размеры: общая длина 185 м ширина 20 м,

11.Основное оборудование:

а) тип турбины ПЛ30б-В-670, их диаметр 6,7 м,
б) тип генератора СВ-149/136-68, их мощность 50 МВт,
в) частота вращения 65,2 об/мин,

12. Технико-экономические показатели:

а) сметная стоимость ГУ 3 млрд.руб,

б) удельные показатели 38 тыс.руб/кВт,

в) себестоимость энергии 31 коп/кВт·ч,

г) показатели эффективности ЧДД = 4,5 млрд. руб.,
ВНД = 15,
ИД = 1,35 ,
Срок окупаемости = 7 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Наша страна обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам, этот показатель в нашей стране немногим превышает 20 %, в то время, как в США и Канаде составляет 50-55%, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60% до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в европейской части, на 20% в Сибири и всего лишь на 3 % - на Дальнем Востоке.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт/ч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционно привлекательная отрасль народного хозяйства.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Сальская ГЭС расположена в Ростовской области на реке Сал в 4 километрах от хутора Новоиловлиновского Заветинского района Ростовской области России. Берет своё начало река Сал со слияния двух рек - реки Кара-Сал и Джурак-Сал. Впадает Сал в реку Дон.

Самый холодный месяц - январь, среднемесячная температура воздуха которого -5°С...-9°С. Наиболее теплый - июль, среднемесячная температура воздуха составляет плюс +22°С...+24°С. Однако нередко минимум среднемесячной температуры воздуха наблюдается в феврале, реже - в декабре; максимум - в августе, иногда в июне, сентябре.

В таблице 1.1 представлены средние и экстремальные значения температуры воздуха и нормы осадков за период с 1981 по 2010 год.

Таблица 1.1 - Средние и экстремальные значения температуры воздуха, ^{0}С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднемесячная и годовая												
-6,3	-6,6	-0,5	9,2	15,9	21	23,6	22,3	15,6	8	0,3	-4,7	8,2
Абсолютный максимум												
12,3	15,9	20,5	29,2	37,2	39,4	40,2	42,6	37,8	31	18,5	12,3	42,6
Абсолютный минимум												
33	-32,5	-25,8	-12,8	-1,1	2	7,2	4,5	-1,5	-12,2	-25,8	-27,8	-33

Характерной особенностью климата области является обилие солнечного света и тепла.

Относительная влажность воздуха также имеет хорошо выраженный годовой ход, но обратный температуре воздуха. Максимальные значения - 85-90% - отмечаются в зимние месяцы, минимальные - 48-60% - в летние. При суховее относительная влажность воздуха понижается до 30% и менее.

Годовое количество осадков составляет 530-550 мм на юго-западе области, 320-360 мм - на юго-востоке. Наибольшее количество осадков за месяц выпадает в июне - июле (50-70мм). Снежный покров на территории области появляется в конце ноября - начале декабря, а устойчивый снежный покров образуется в конце декабря - начале января. Пыльные бури отмечаются 3-7 дней в году, на юго-востоке области - 20-25 дней, в отдельные годы - до 60 дней.

К атмосферным явлениям, отрицательно влияющим на хозяйственную деятельность, относятся также туманы, гололедно - изморозевые явления, грозы, град.

Створ проектируемого гидроузла выбран в 5 км выше города Семикаракорск и в 7 км от ближайшей трассы М4 «Дон».

1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки Сал составляет 980 км, площадь бассейна 81100 км².

Ледостав на реке Сал, неустойчивый в отдельные годы, по многолетним данным начинается в среднем 10 декабря, а вскрытие 9 апреля.

У реки Сал высокий паводок – в апреле, когда вода поднимается в среднем на 4 м. Самая низкая вода в июле – августе. В этот период река разбивается на плесы, появляются мели и острова. В межень, ширина р. Сал в верховьях 40 – 80 м, глубина от 3 м на перекатах до 2 – 4 м на плесах; в низовье ширина 100 –200 м, глубина до 5 – 6 м (в омутах до 16 м).

Кривая зависимости расходов от уровней воды реки Сал в створе сооружения Сальской ГЭС показана в приложении А, на рисунке А.1. Координаты кривых площадей и объемов представлены в приложении А, таблице А.1.

1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Сальская гидроэлектростанция предназначена для работы в системе ОАО «Ростовэнерго», входящей в состав ОЭС Юга.

ОЭС Юга граничит с ОЭС Центра и Средней Волги, энергосистемой Казахстана и обеспечивает параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами Украины, Азербайджана и Грузии. При управлении режимами ОЭС Юга приходится учитывать две главные особенности объединения. Во-первых, исторически сложившуюся схему электрической сети 330-500 кВ, которая протянулась с северо-запада на юго-восток вдоль Кавказского хребта по районам с интенсивным гололедообразованием, и, во-вторых, неравномерность стока рек Северного Кавказа (Дон, Кубань, Терек, Сулак), которая оказывает существенное влияние на баланс электроэнергии, приводя к дефициту электроэнергии зимой, и профициту в летний период.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:

1.2 Энергосистема : Юг;

1.3 Годовой максимум нагрузки 12822МВт;

1.4 Число часов использования установленной мощности 4000 ч;

1.5 Резервы: нагрузочный резерв системы 3%, аварийный резерв системы 7%;

2. Схема использования реки: одиночная ГЭС;

3. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла представлена в приложении А, на рисунке А.1;

4. Координаты кривых площадей и объемов Сальского водохранилища представлены в разделе 1;

5. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,9;

6. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 - Требования участников ВХК и потери воды

Q, $м^3/с$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	300	300	300	660	660	660	660	660	660	660	350	300
Потребление	10	10	10	20	20	20	20	20	20	10	10	10
Фильтрация	2	2	2	4	4	4	4	4	4	2	2	2
Испарение	0	0	0	4	6	8	8	8	2	0	0	0
Льдообразование	-12	-6	0	6	10	10	8	0	0	0	-6	-10

7. Коэффициент мощности k_N =9;

8. Потери напора в водоподводящих сооружениях Δh=0,7м;

9. НПУ Сальской ГЭС 160 м;

10. Расчетный гидрологический ряд наблюдений р.Сал в створе Сальской ГЭС с 1931 по 2013 год представлен в приложение А, таблица А.2.

2.2 Выбор расчётных гидрографов для средневодного и многоводного годов при заданной обеспеченности стока

Целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V-VIII месяцы; к периоду межени относятся XI, X, XI, XII, I, II, III, IV месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1} \qquad (2.1)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора многоводного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно. Результаты сведены в таблицу А.3, приложение А.

Эмпирические кривые обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены на рисунке 2.1.

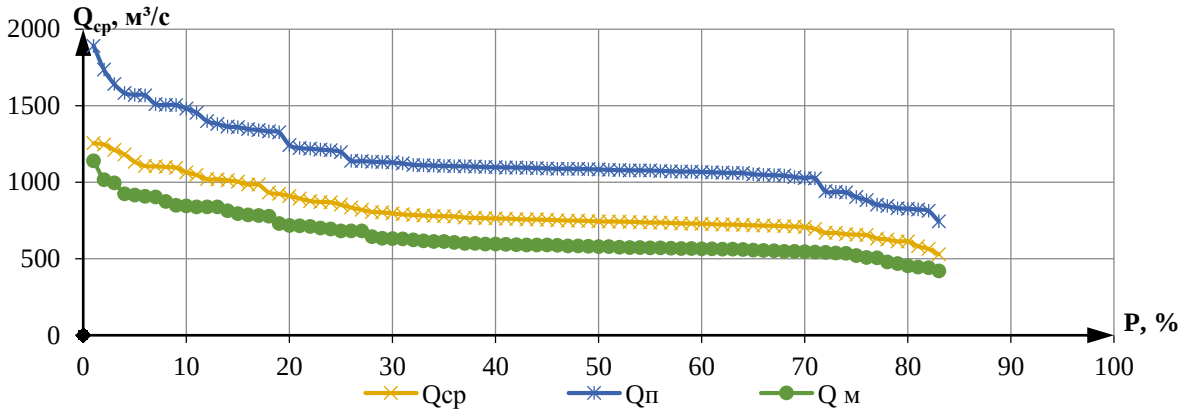


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности

2.2.1 Выбор расчётного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности выбираем конкретный год - 2002 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

2002 год:

$$К_м = \frac{Q_{м1952}}{Q_{м2002}} = \frac{591,78}{694,25} = 0,99; \qquad (2.2)$$

$$К_п = \frac{Q_{п1962}}{Q_{п2002}} = \frac{1095,21}{1340,78} = 0,99. \qquad (2.3)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 2002 год.

2.2.2 Выбор расчётного года (P=90%)

Выбор проводится аналогично выбору расчетного средневодного года (P=50%). По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности: 2004 и 1933 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

2004 год:

$$K_м = \frac{Q_{м2003}}{Q_{м2004}} = \frac{520,813}{589,18} = 0,95, \quad (2.4)$$

$$K_п = \frac{Q_{п2004}}{Q_{п2004}} = \frac{903,35}{903,35} = 1,0; \quad (2.5)$$

1933 год:

$$K_м = \frac{Q_{м1972}}{Q_{м1933}} = \frac{507,438}{540,033} = 0,94, \quad (2.6)$$

$$K_п = \frac{Q_{п1972}}{Q_{м1933}} = \frac{881,075}{1064,17} = 0,83. \quad (2.7)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 2004 год.

Гидрографы 50 и 90% обеспеченности представлены на рисунке 2.2.

Расчетные обеспеченности 90%, 50%; без приведения и с приведением представлены в таблице 2.2.

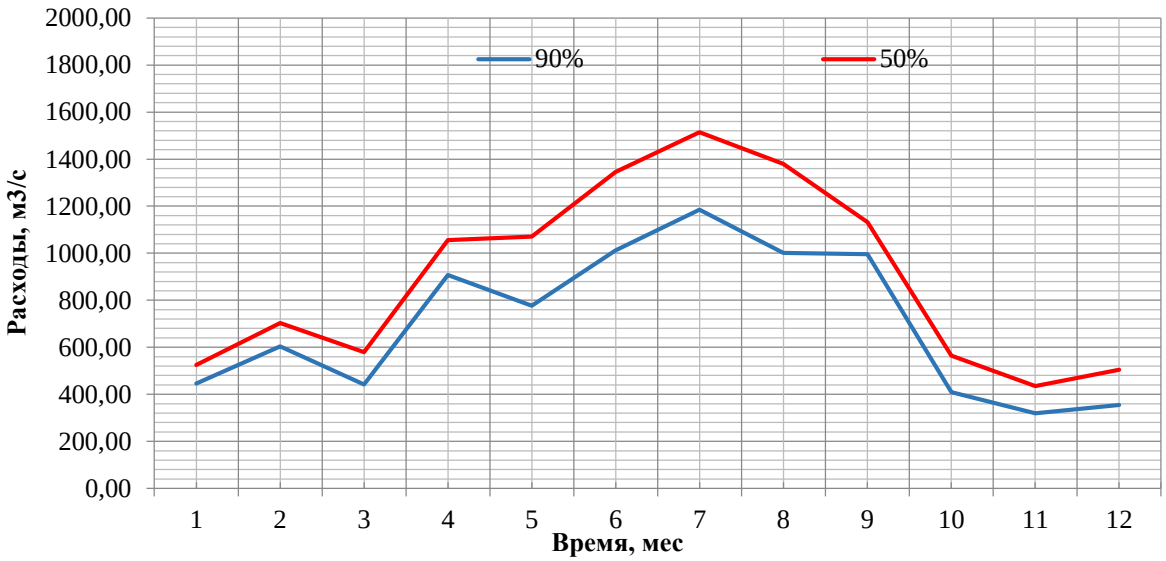


Рисунок 2.2 - Гидрографы 50 и 90% обеспеченности

Таблица 2.2 - Расчетные обеспеченности 90%, 50%; без приведения и с приведением

Месяца	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
90% обеспеченности 2004г.												
Без прив.	470	530	570	956	616	829	1350	819	1206	325	336	320
С прив.	446,50	503,50	541,50	907,73	677,1	911,68	1485,0	900,90	1145,0	308,75	318,73	304,00
Коррект	446,50	603,50	441,50	907,73	777,1	1011,8	1185,0	1000,0	995,70	408,75	318,73	354,00
50% обеспеченности 2002г.												
Без прив.	530	710	585	1066	1081	1359	1530	1393	1143	570	440	510
С прив.	524,70	702,90	579,15	1055,34	1070,	1345,6	1514,7	1379,1	1131,5	564,30	435,60	504,90
Коррект	524,70	702,90	579,15	1055,34	1070,	1345,6	1514,7	1379,0	1131,5	564,30	435,60	504,90

2.3 Определение максимального расчетного расхода

Согласно СНиП 33-01-2003, проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс гидротехнического сооружения. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 1 % (СНиП 33-01-2003, основной расчётный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая, (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %). Расход воды заданной обеспеченностью найдем по формуле:

$$Q_{P\%} = (\varphi_{P\%} \cdot C_V + 1) \cdot Q_{\text{ср.год}} \quad (2.8)$$

где $\varphi_{P\%}$ - коэффициент отклонения ординат кривой обеспеченности среднеполоводных расходов от середины, определяемый в зависимости от коэффициента асимметрии C_S.

C_V - коэффициент вариации;

$Q_{ср.год}$ - среднее значение паводковых расходов.

$$\mathrm{C_V} = \sqrt{\frac{\sum(\mathrm{K_i} - 1)^2}{\mathrm{n}}}, \quad (2.9)$$

где K_i - модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\mathrm{K_i} = \frac{\mathrm{Q_{cp.i}}}{\mathrm{Q_{cp.max}}}; \quad (2.10)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$\mathrm{C_S} = \frac{\sum(\mathrm{K_i} - 1)^3}{\mathrm{n} \cdot \mathrm{C_V}^3}; \quad (2.11)$$

Результаты расчета сведены в таблицу А.5 Приложение А.

Среднеквадратическая ошибка коэффициента вариации $\mathrm{C}_v = 0{,}279$:

$$\delta_{cv} = \mp \frac{\sqrt{1+3\mathrm{C}_v{}^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \mp \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0{,}279^2}}{\sqrt{2(83-1)}} \cdot 100\% = \mp 8{,}67 \quad (2.12)$$

Данная ошибка $\mp 8{,}67\%$ незначительна для этого ряда.

Среднеквадратическая ошибка коэффициента асимметрии

$$\delta_{C_S} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1 + 6C_V^2 + 5C_V^3}}{C_S} \cdot 100\%; \quad (2.13)$$

$$C_S = \frac{11{,}50}{83 \cdot 0{,}279} = 0{,}5; \quad (2.14)$$

$$\delta_{C_s} = \mp \frac{\sqrt{\frac{6}{83}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0{,}279^2+5 \cdot 0{,}279^4}}{0{,}5} \cdot 100\% = \mp 55765{,}45\% \quad (2.15)$$

Ошибка $\mp 55765{,}45\%$ получилась намного выше среднего значения, поэтому для построения кривой обеспеченности принимаем C_s=2 C_v=0,558

Зная величины $Q_{ср}$=1544 м^3/с, C_v=0,279, C_s=0,558 вычислим теоретическую кривую обеспеченности средних годовых расходов воды.

В приложении А, на рисунке А.4 и таблице А.4 изображены кривые обеспеченности.

2.4 Построение суточных графиков нагрузки

Рассмотрены характерные суточные графики нагрузки для двух периодов: весенне-летнего и осенне - зимнего.

В дальнейшем для краткости первый график называется летним, второй - зимним.

Для заданного района расположения энергосистемы «Юг» и числа часов использования ее годового максимума нагрузки T_c=4000 ч определяем коэффициенты плотности суточного летнего $\beta^{л}_{сут}$ и зимнего $\beta^{з}_{сут}$ графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_{лет}$

Данные коэффициенты равны:

$\beta^{л}_{сут} = 0{,}925;$
$\beta^{з}_{сут} = 0{,}86;$
$\alpha_{лет} = 0{,}64$

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам

$$P^{з}_{t} = P^{max}_{c} \cdot (a^{з}_{t} \cdot \beta^{з}_{сут} + b^{з}_{t}); \quad (2.16)$$

$$P^{л}_{t} = P^{max}_{c} \cdot \alpha_{лет} (a^{л}_{t} \cdot \beta^{л}_{сут} + b^{л}_{t}), \quad (2.17)$$

где $a^{з}_{t}, b^{з}_{t}$, $a^{л}_{t}$, $b^{л}_{t}$ - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы.

Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

Расчёт интегральных кривых нагрузки для летнего и зимнего периода сведены в приложение А, таблицах А.5 и А.6 соответственно.

Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего и летнего периода представлены в приложении А, на рисунке А.5а и А.5б соответственно.

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году является определение гарантированной мощности проектируемой ГЭС отметки ∇УМО, и полезного объема водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен ∇НПУ = 160 м.

В ходе ВЭР используются кривые связи, изображенные на рисунке 1.1, 1.3.

В приложении А, таблице А.7 приведен расчет сработки и наполнения водохранилища в средневодном году.

График сработки в средневодном году изображен на рисунке 2.3.

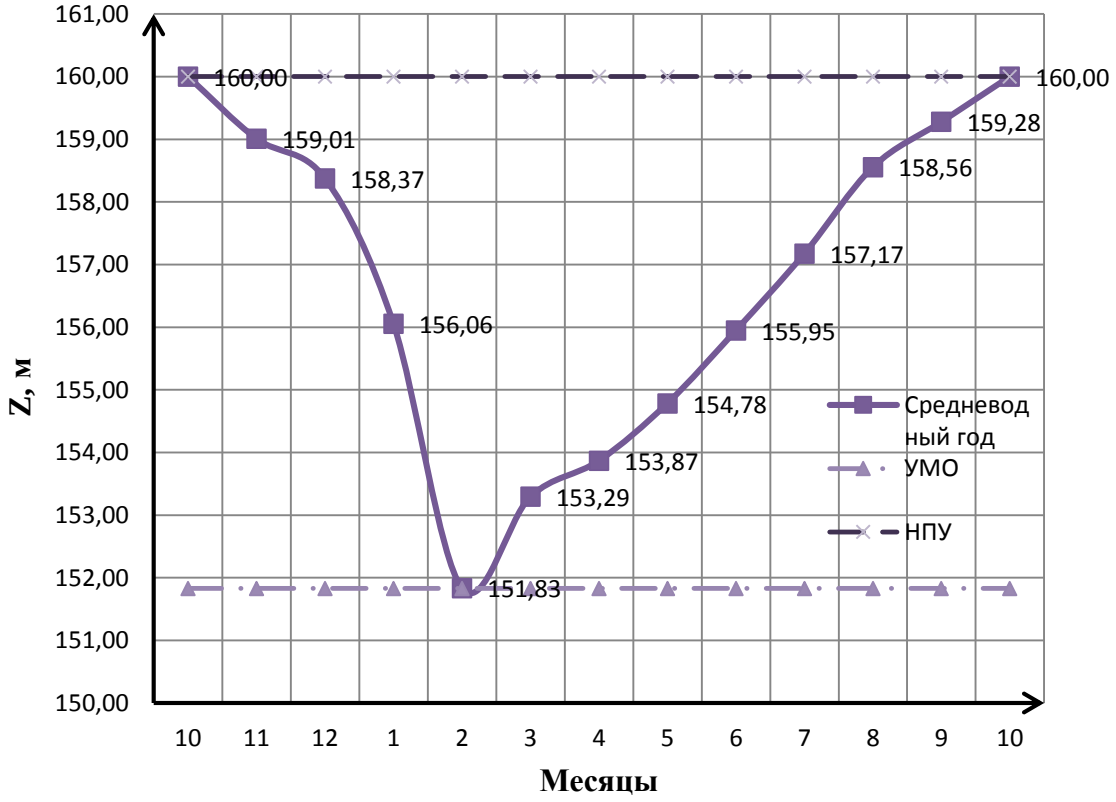


Рисунок 2.3 - График сработки и наполнения водохранилища в средневодном году

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности проектируемой ГЭС отметки ∇УМО, и полезного объема водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен ∇НПУ = 160 м.

В ходе ВЭР используются кривые связи, изображенные на рисунке 1.1; 1.3. Расчет сработки и наполнения водохранилища в маловодном году представлен в приложении А, таблице А.8.

График сработки в маловодном году изображен на рисунке 2.4.

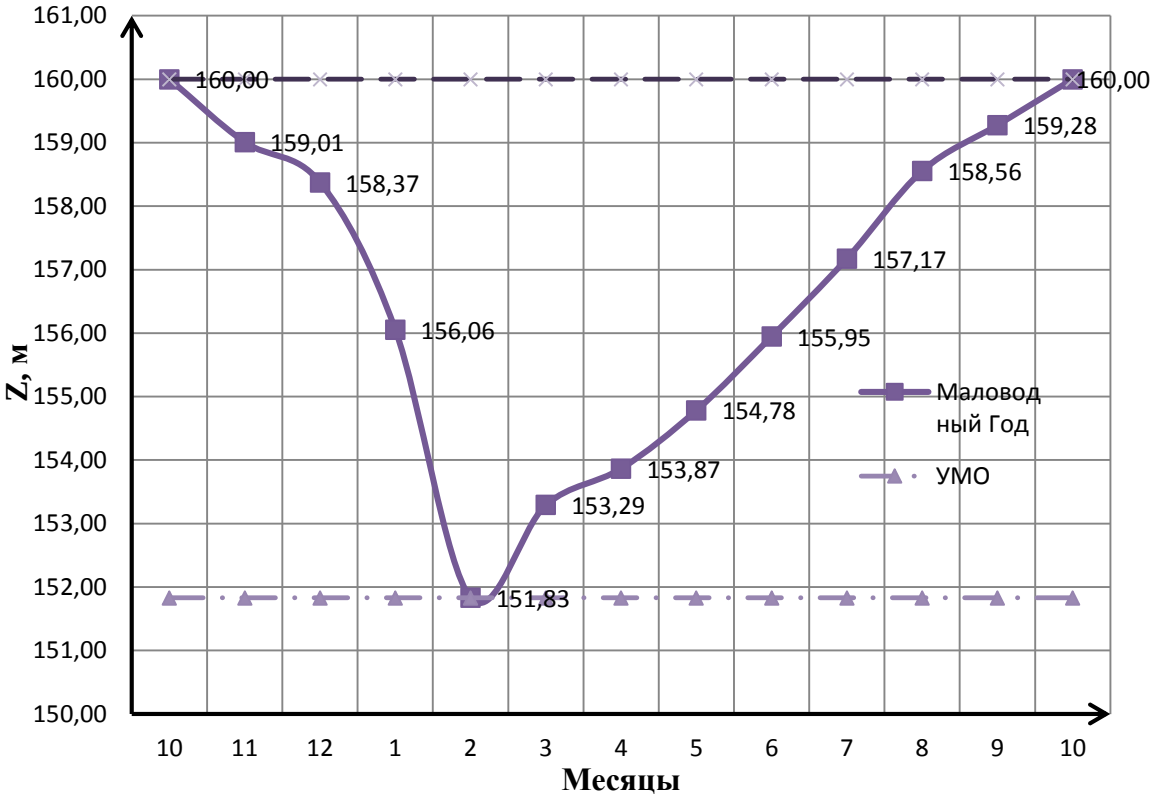


Рисунок 2.4 - График сработки и наполнения водохранилища в маловодном году

Результатом расчета является получение отметки УМО - минимальной отметки, до которой срабатывается водохранилище ∇УМО=151,8 м.

По кривой связи объемов водохранилища (рисунок 1.3) определяется полезный объем водохранилища:

$$V_{ПОЛЕЗН} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 160\text{-}151{,}8 = 5{,}8 \text{ км}^3 \quad (2.18)$$

Определим емкость водохранилища:

$$\beta = \frac{V_{пол}}{W_0}, \quad (2.19)$$

где W_0 - среднемноголетний объем стока, который определяется как:

$$W_0 = \frac{W_n}{n} = \frac{898}{83} = 10{,}81, \quad (2.20)$$

где W_n - годовой сток,
n - количество лет гидрологического ряда.

$$\frac{V_{пол}}{W_0} = \frac{5{,}8}{10{,}81} = 0{,}536.$$

2.7 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка неразвивающейся энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot cos(30° \cdot t - 15°), \quad (2.21)$$

где t - порядковый номер месяца в году;
a, b - коэффициенты, для опре
деления которых используются формулы:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_л^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_{лет}}{2}, \quad (2.22)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_л^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 - a_{лет}}{2}, \quad (2.23)$$

$$a = 15043 \cdot \frac{(1+0{,}64)}{2} = 12335 \text{ МВт},$$

$$b = 15043 \cdot \frac{(1-0{,}64)}{2} = 2708 \text{ МВт}.$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\overline{P_t} = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сут} \cdot \sigma_{мес}, \quad (2.24)$$

где $\beta_t^{сут}$ - коэффициент плотности суточного графика нагрузки t–го месяца;
$\sigma_{мес}$ - коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки,
$\sigma_{мес} = 0{,}955$.

Поскольку $\beta_t^{сут}$ известен только для лета (июня – июля) и зимы (января – декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону (рисунок 2.5).

Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Юг» приведены в таблице 2.3.

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.6.

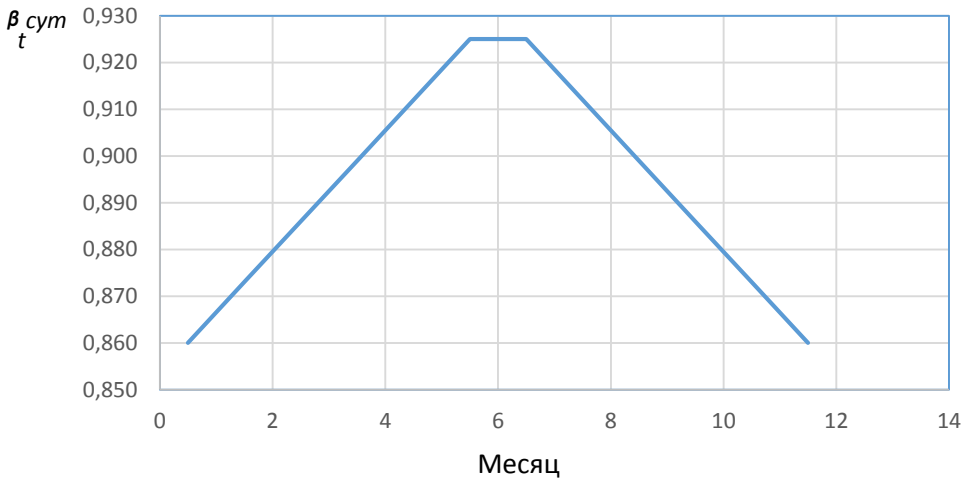


Рисунок 2.5 - График для определения коэффициента плотности суточной нагрузки в годовом разрезе

Таблица 2.3 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	β	P_{max}, МВт	$P_{ср}$, МВт
1	0,860	14951	12279
2	0,873	14250	11880
3	0,886	13036	11030
4	0,899	11634	9989
5	0,912	10421	9076
6	0,925	9720	8586
7	0,925	9720	8586
8	0,912	10421	9076
9	0,899	11634	9989
10	0,886	13036	11030
11	0,873	14250	11880
12	0,860	14951	12279

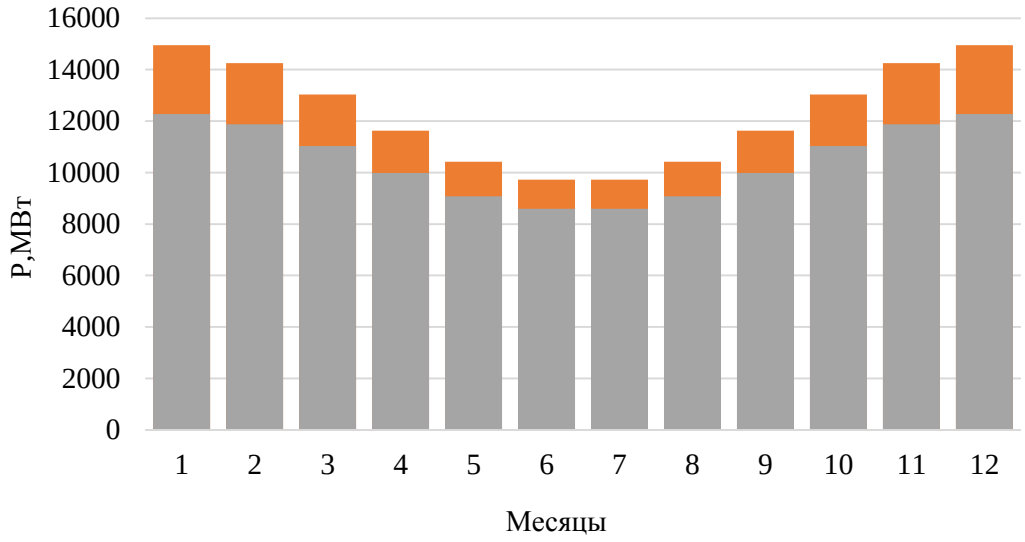


Рисунок 2.6 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по существующим ГЭС в виде установленной и среднемесячной мощностей:

$$N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 3289\text{МВт},$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{сущ.ГЭСзим}} = 2800\text{МВт},$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{сущ.ГЭСлет}} = 2150\text{МВт}.$$

Найдем рабочую мощность существующих ГЭС.
Принимаем, что резерв мощности, отнесенный на существующие ГЭС, равен резерву мощности существующих ГЭС плюс запланированному уровню резервирования мощности в энергосистеме: нагрузочный резерв - $3\%P_t^{max}$

$$N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}} = N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}} - 0{,}03\% \cdot P_t^{max} - 0{,}01 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}, \quad (2.25)$$

Суточная гарантированная выработка энергии:

$$Э_{\text{ср.сут}}^{\text{сущ ГЭС зим}} = N_{\text{гар}}^{\text{сущ ГЭС зим}} \cdot 24 = 67200\text{МВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.26)$$

$$Э_{\text{ср.сут}}^{\text{сущ ГЭС лет}} = N_{\text{гар}}^{\text{сущ ГЭС лет}} \cdot 24 = 51600\text{МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.27)$$

Существующие ГЭС не полностью покрывают пики нагрузки, поэтому проектируемая ГЭС будет участвовать в покрытии пика нагрузки.

2.8 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках дипломного проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (2004 - 1933) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_i^{\text{пр90\%}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.28)$$

где k_N - коэффициент мощности, k_N=9 ;

$Q_i^{\text{пр90\%}}$ - полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м^3/с;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ - подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}\left(Q_{\text{НБ}}(t)\right) - \Delta h, \quad (2.29)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}\left(Q_{\text{НБ}}(t)\right)$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0{,}7$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.30)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$- расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м^3/с.

Расчет сведен в приложение А, таблицу А,9; А,10; А,11. На рисунке 2,7;2,8 изображены режимы работы проектируемой ГЭС без регулирования и с регулированием соответственно в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы.

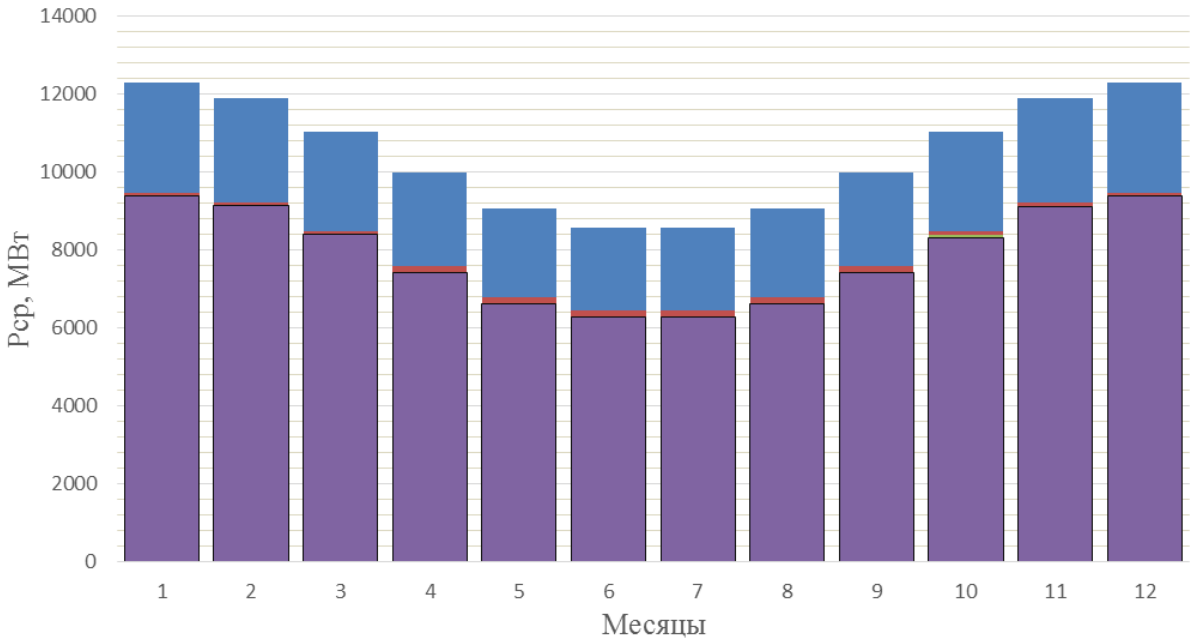


Рисунок 2.7 - Работа проектируемой ГЭС без регулирования

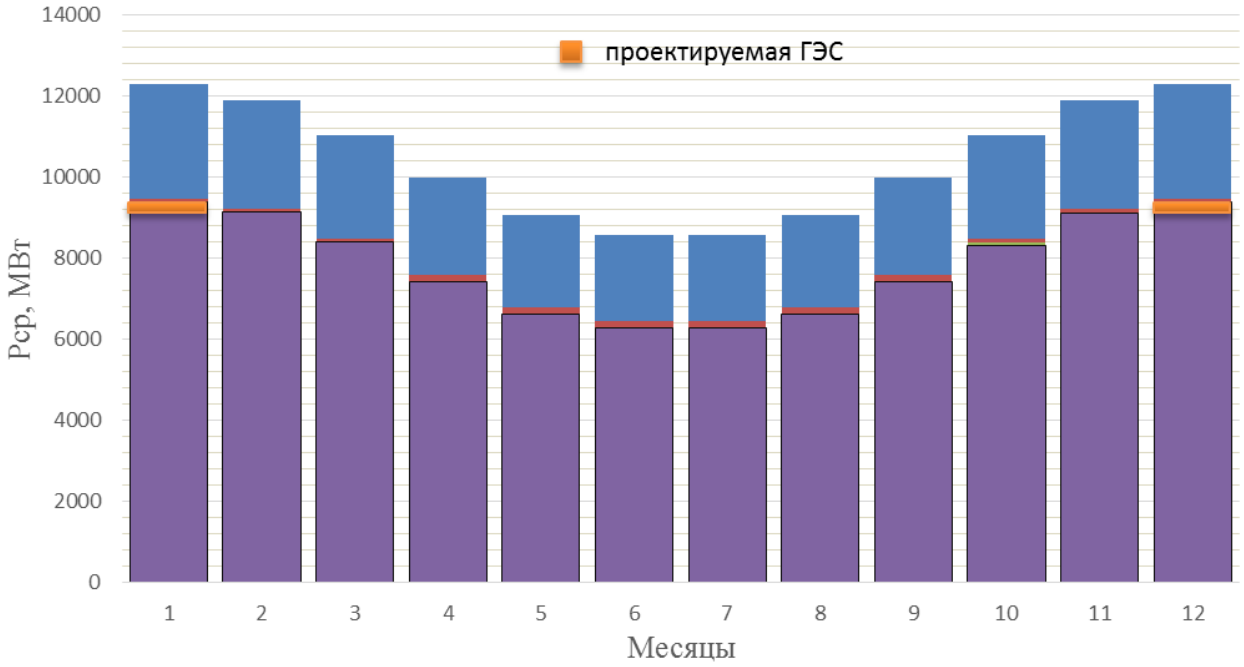


Рисунок 2.8 - Работа проектируемой ГЭС с регулированием

2.9 Расчет резервов энергосистемы, установленной мощности. Баланс мощностей

Резервы: нагрузочный резерв системы 3%, аварийный резерв системы 7%.

Нагрузочный резерв предназначен для поддержания частоты в энергосистеме. Целесообразно будет разместить нагрузочный резерв на ГЭС, так как она более маневренна чем ТЭС.

Аварийный резерв полностью располагается на ТЭС, так как в ВЭР мы не учитывали дополнительного объема воды для работы ГЭС для аварийного резерва.

Определяем нагрузочный резерв ГЭС. В энергосистеме юга мощность существующих ГЭС слишком мала, то весь нагрузочный резерв поместим на проектируемую ГЭС.

$$N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = P_{max} \cdot 0{,}03 = 344 \text{ МВт}, \quad (2.31)$$

где P_{max} - максимальная нагрузка энергосистемы.

Аварийный резерв

$$N_{\text{рез}}^{\text{авар}} = P_{max} \cdot 0{,}07 = 897 \text{ МВт}. \quad (2.32)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС это максимальная рабочая мощность и нагрузочный резерв системы.

$$N_{\text{уст}}^{\text{авар}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{резр}}^{\text{нагр}} = 200 + 344 = 544 \text{ МВт}. \quad (2.33)$$

Рабочая мощность ТЭС определяется из условия полного покрытия графика нагрузки.

$$N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} = P_{max} - N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = 14951 - 3289 = 11662 \text{ МВт}. \quad (2.34)$$

Установленная мощность ТЭС

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{резр}}^{\text{авар}} = 11662 + 897 = 12559 \text{ МВт}. \quad (2.35)$$

Далее следует распределить ремонтные мощности ГЭС и ТЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы когда оборудование не используется в полной мере. Для этого подойдут март, апрель, сентябрь и октябрь. Продолжительность ремонта агрегатов 1 месяц, а частота их проведения 1 раз в 6 лет.

$$\text{F}_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot \text{N}_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1\text{мес} = 548{,}16 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.36)$$

Ремонт оборудования ТЭС осуществляется в летний период, когда нагрузка энергосистемы минимальна.

$$\text{F}_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{\text{N}_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2}\text{мес} + \frac{\text{N}_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1\text{мес}\right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{5956{,}5}{4} + \frac{5956{,}5}{2}\right) = 4467{,}37 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.37)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1мес = \frac{400}{6} = 50\ МВт \cdot \frac{мес}{год}. \quad (2.38)$$

Построение баланса мощностей производим по таблице 2.4. Рабочие мощности для ГЭС получим путем заполнения прогрессией от максимальной (зимний период) до минимальной (летний период).

На рисунке 2.9 представлен баланс мощности энергосистемы в маловодном году.

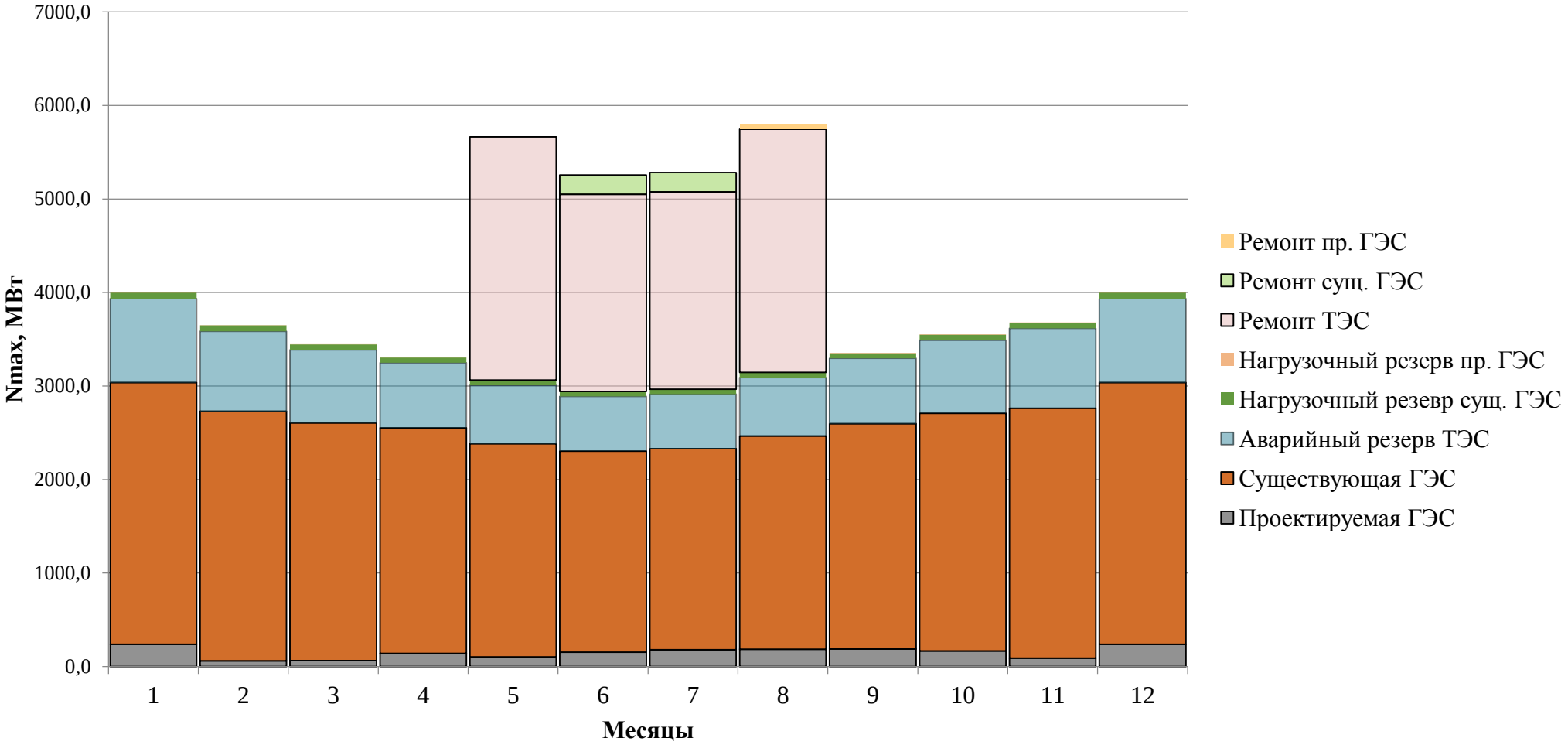


Рисунок 2.9 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Таблица 2.4 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году.

Месяц	ЭС			сущ ГЭС			проект ГЭС			ТЭС			
	Ptмах	Nн	Nав	Nраб	Nн	Np	Nраб	Nн	Np	Nраб	Nав	Nн	Np
1	14951	344	897	2800	64	-	237,7	5	-	11913	897	0	-
2	14250	328	855	2670	61	-	61,1	1	-	11519	855	0	-
3	13036	300	782	2540	58	-	64,3	1	-	10432	782	0	-
4	11634	268	698	2410	55	-	142,0	3	-	9082	698	0	-
5	10421	240	625	2280	52	-	102,9	2	-	8038	625	0	2600
6	9720	224	583	2150	49	206	154,6	4	-	7415	583	0	2109,625
7	9720	224	583	2150	49	206	180,1	4	-	7390	583	0	2109,625
8	10421	240	625	2280	52	-	184,6	4	50	7956	625	183	2600
9	11634	268	698	2410	55	-	187,2	4	-	9037	698	208	-
10	13036	300	782	2540	58	-	168,0	4	-	10328	782	238	-
11	14250	328	855	2670	61	-	90,8	2	-	11489	855	264	-
12	14951	344	897	2800	64	-	237,7	5	-	11913	897	274	-

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле - область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО.
Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$\text{Н}_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{ВБ}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где ∇ВБ - отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla\text{ВБ} = \nabla\text{НПУ} = 160$ м, для линии расчётного напора $\nabla\text{ВБ} = \nabla\text{ВБ}_{\text{р}} = 154{,}1$м, для нижней границы $\nabla\text{ВБ} = \nabla\text{УМО} = 151{,}8$ м;
$z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ - отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0{,}7$м.

Работа гидротурбины определяется с учётом следующих ограничений:
- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$\text{N}_{\text{уст.расч}} = \text{k}_{\text{N}} \cdot \text{H}_{\text{ГЭС}} \cdot \text{Q}_{\text{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где k_N - коэффициент мощности.

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_{расч}^{N}}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ - максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{\text{расч}}^{N} = 18$ м.

Результаты расчёта сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб лето	Zнб зима	Ннпу	Нумо	Hz вб1	H	Q	H	Q
0	127	127,04	32,26	24,06	26,4	35	1269,8	40	3726,7
341	129,4	129,32	29,98	21,78	24,1	33	1346,8	38	3625,5
682	130,8	130,97	28,33	20,13	22,4	31	1433,7	36	3521,4
1023	131,9	132,20	27,10	18,90	21,2	29	1532,6	34	3414,1
1364	132,7	133,18	26,12	17,92	20,2	27	1646,1	31	3303,3
1705	133,4	134,03	25,27	17,07	19,4	25	1777,8	29	3188,7
2046	134,0	134,81	24,49	16,29	18,6	23	1932,4	27	3069,9
2387	134,5	135,55	23,75	15,55	17,8	21	2116,4	25	2946,2
2728	135,0	136,25	23,05	14,85	17,2	19	2339,2	23	2817,1
3069,0	135,4	136,89	22,41	14,21	16,5	17	2614,4	21	2681,8
3410,0	135,8	137,45	21,85	13,65	16,0	15	2963,0	19	2539,3
3751	136,1	137,91	21,39	13,19	15,5	13	3418,8	16	2388,3
4092	136,4	138,28	21,02	12,82	15,1	11	4040,4	14	2227,1
4433	136,7	138,55	20,75	12,55	14,8	9	4938,3	12	2053,3
4774	137,0	138,79	20,51	12,31	14,6	7	6349,2	10	1863,3

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности, которое изображено на рисунке 3.1.

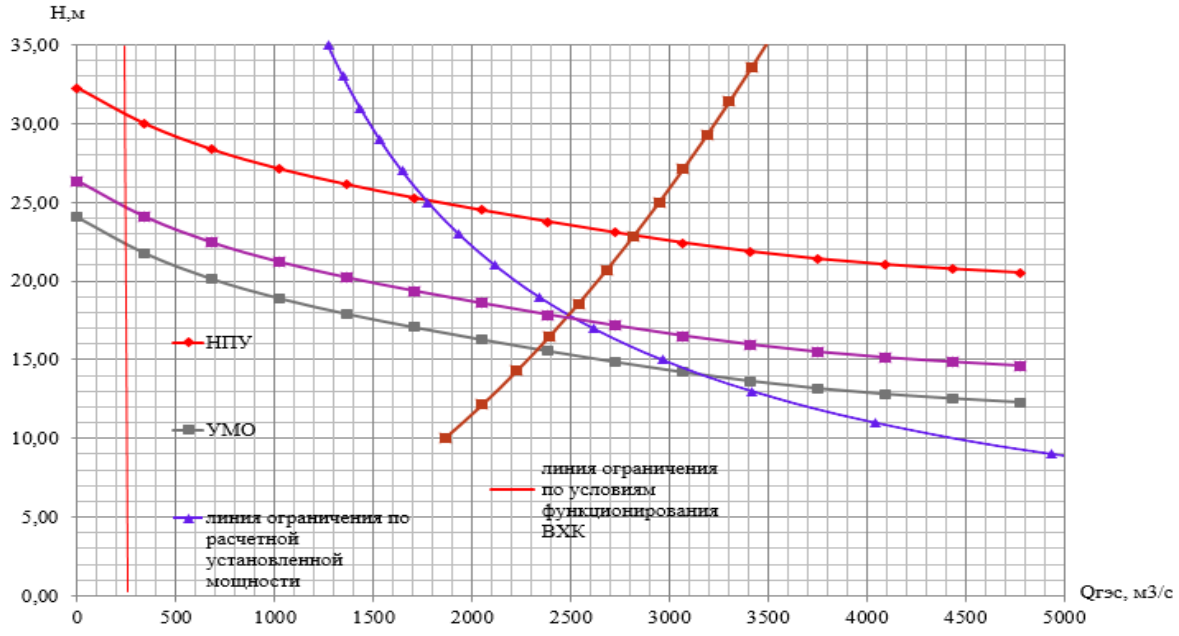


Рисунок 3.1 - Режимное поле Сальской ГЭС по напору и расходу

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$H_{max} = 30$ м;

- максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$Q^{max} = 2500\ {}^{м^3}/_{с}$;

- расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$H_{р} = 18$ м;

- минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$H_{min} = 15{,}8$ м.

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

- отношение ${H_{min}}/{H_{max}} = {15{,}8}/{30} = 0{,}53.$ должно быть не меньше справочных данных.

- максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазон регулирования равен 0,53 м. Полученному напору соответствует одна система реактивных гидротурбин: поворотно-лопастная. Исходя из выше перечисленных требований, из таблицы 3.2 выбираем гидротурбины - ПЛ30а-В и ПЛ30б - В.

Параметры гидротурбин ПЛ30а - В и ПЛ30б - В представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Основные параметры моделей турбин

Параметр		Турбина ПЛ30а-В	Турбина ПЛ30б-В
Максимальный напор	$H_{пред}$	30	30
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{1o}, мин$^{-1}$	126	130
Оптимальный приведенный расход	Q'_{1o}, л/с	890	1270
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	Q'_{1max}, л/с	1950	1900
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	1	1
Приведенный диаметр РК	$D'_{1м}$, м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_м$, м	4	8
Температура	$t_м$, С	5	21

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1, предварительно проведя линию n'_{I0} через оптимум КПД ($Q'_{1(P1)} = 0{,}89$ м$^3/с$ для ПЛ30а - В, $Q'_{1(P1)} = 1{,}27$ м$^3/с$ для ПЛ30б - В).

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины осуществляются расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин), результаты которых представлены в таблицах 3.4 и 3.5 для ПЛ30а - В и ПЛ30б - В соответственно.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1-(1-\eta_м)\cdot\left[(1-\varepsilon)+\varepsilon\cdot\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}\cdot\sqrt[10]{\frac{H_м}{H_P}}\cdot\sqrt[5]{\frac{\nu_н}{\nu_м}}\right], \qquad (3.4)$$

где η_{MO} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 2);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

$D_{1\,M}$ – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_M – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

Для выбранных типов гидротурбин $\varepsilon = 0{,}75$.

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным.

Средняя температура реки Сал - $t_H = 5$ (°С), по справочным данным [3] $\nu_H = 1{,}51 \cdot 10^6 (\frac{м^2}{с})$.

Мощность одного агрегата в расчётной точке

$$N_a^* = 9{,}81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_Г , \qquad (3.5)$$

где Q_1' – приведенный расход в расчетной точке, определяется в точке пересечения горизонтальной линии проходящей через оптимум универсальной характеристики и линии ограничения;

$\eta_{гср}$ – средний коэффициент полезного действия генератора, принимаем в пределах $0{,}96 - 0{,}97$, $\eta_{гср} = 0{,}97$ [1].

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*} , \qquad (3.6)$$

где $N_{уст} = 400$ МВт – расчетная установленная мощность.

Очевидно, в общем случае число агрегатов z'_a получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа z_a и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата N_a, по формуле (3.5) после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст.}}{Z_a} ; \qquad (3.7)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{расч.}}}{D_1} , \qquad (3.8)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду .

Для выбранного максимального диаметра турбины D_1 и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбиныH_{max}, H_p и H_{min}, предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_{1\max} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}}; \tag{3.9}$$

$$n'_{1P} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{H_P \cdot \Delta p}}; \tag{3.10}$$

$$n'_{1\min} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}}. \tag{3.11}$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_{\text{Т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9{,}81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{р}}^{1{,}5} \cdot \eta_{\text{гср}}}, \tag{3.12}$$

Правая часть уравнения является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии$n'_{I\text{р}}$, чтобы произведение$Q'_I \cdot \eta_{\text{Т}}$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии соответствующие n'_{Imax} и n'_{Imin}, посчитанным по формуле (3.12).

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot m}}, \tag{3.13}$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Так как напор на станции по универсальной характеристике является величиной не постоянной, значит, линия ограничения по минимальному расходу не будет вертикальной.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная

точка, а другая точка, определённая по формуле (3.13), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Рассчитанные по формулам (3.4 - 3.13) величины для разных диаметров натурных турбин сводим в таблицу 3.3 и в таблицу 3.4 соответственно.

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ30а-В

D1	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5	9,5
η_T	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N'агр	47156,88	53365,81	59960,10	66939,90	76206,96	86076,84	107625,95
z'шт	8,48	7,50	6,67	5,98	5,25	4,65	3,72
z a	9	8	8	6	6	6	4
N агр	44444,44	50000,00	50000,00	66666,67	66666,67	66666,67	100000,00
∇p	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n' с	86,84	81,68	77,10	73,00	68,46	64,45	57,69
n' синх	88,20	83,30	78,90	78,90	71,40	65,20	60,00
n' Hmin	136,60	137,16	137,63	145,35	140,26	136,05	139,86
n' Нрасч	127,98	128,51	128,95	136,18	131,41	127,47	131,04
n' Hmax	99,13	99,54	99,88	105,49	101,79	98,74	101,50
Q * кпд расч	1,54	1,53	1,36	1,63	1,43	1,27	1,52
Q * кпд max	0,72	0,71	0,63	0,76	0,67	0,59	0,71

Таблица 3.4 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ30б-В

D1	6	6,7	7,5	8	8,5	9	9,5
η_T	0,90	0,90	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91
N'агр	46733,63	58362,75	73243,07	83405,25	94230,96	105720,58	117874,47
z'шт	8,56	6,85	5,46	4,80	4,24	3,78	3,39
z a	10,00	8,00	6,00	6,00	6,00	4,00	4,00
N агр	40000,00	50000,00	66666,67	66666,67	66666,67	100000,00	100000,00
∇p	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
n' с	94,15	84,38	75,44	70,75	66,62	62,94	59,65
n' синх	100,00	88,2	78,90	71,40	68,20	65,20	60,00
n' Hmin	147,37	145	145,13	140,03	142,05	143,74	139,58
n' Нрасч	138,07	135,9	135,97	131,19	133,09	134,67	130,77
n' Hmax	106,95	105,3	105,32	101,62	103,09	104,32	101,29
Q * кпд расч	1,53	1,533	1,63	1,43	1,27	1,70	1,52
Q * кпд max	0,71	0,712	0,76	0,67	0,59	0,79	0,71

Из анализа таблицы 3.3 и 3.4, и области работы турбин на ГУХ (приложение 3, 4), нам подходят гидротурбины ПЛ30а - В - 750, ПЛ30б - В - 750 (м) и ПЛ30б - В - 670 (м). Турбина ПЛ30б - В - 670 (м) имеет меньший КПД, режимное поле на ГУХ показало, что турбина имеет наименьший кавитационный коэффициент при расчетном напоре, чем у турбины ПЛ30а - В -

750 и ПЛ30б - В - 750 (м). Для выбора лучшего варианта, необходимо рассчитать высоту отсасывания.

Параметры выбранных гидротурбин для дальнейшего расчета:

ПЛ30б - В - 750, Za=6, n_c=78,9 об/мин.

ПЛ30б - В - 670, Za=8, n_c=88,2 об/мин.

ПЛ30а - В - 750, Za=6, n_c=78,9 об/мин.

На главной универсальной характеристике проводим линии $n`_{max}$, $n`_p$, $n`_{min}$. Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии $n`_p$ подбираем такое сочетание η_T и Q_1', чтобы выполнялось равенство:

ПЛ30б-В-670, Za=8, n_c=88,2 об/мин:

$$Q_1^{/} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9{,}81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_\Gamma}; \qquad (3.14)$$

$$Q_1' \cdot \eta_T = \frac{50 \cdot 10^3}{9.81 \cdot 6{,}7^2 \cdot 18 \cdot \sqrt{18} \cdot 0.97} = 1{,}533 \text{ м}^3/\text{с},$$

где Q_1'=1,533 м^3/с, $\eta_T = 0{,}9$

Для турбины ПЛ30а - В - 750 и ПЛ30б - В - 750 расчет производиться аналогичным образом. Результаты сведены в таблицу 3.3 и 3.4 соответственно.

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Проводим из полученной точки линию параллельно линиям открытия направляющего аппарата, до линии соответствующей максимальной частоте вращения.

3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q_1^{/} = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta p \cdot H}}, \qquad (3.15)$$

где Q_{min} - минимальный расход через станцию.

Так как число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход, как правило, равен единице, то:

Для ПЛ30б - В - 670, Za=8, n_c=88,2 об/мин.

$$Q`_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta_p H \max}}, \qquad (3.16)$$

$$Q_1' = \frac{300}{6{,}7^2 \cdot \sqrt{1{,}05 \cdot 30}} = 1{,}190 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q`_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta_p H \min}}, \quad (3.17)$$

$$Q_1' = \frac{300}{6{,}7^2 \cdot \sqrt{1{,}05 \cdot 15{,}8}} = 1{,}640 \text{ м}^3/\text{с};$$

Для турбины ПЛ30а - В - 750 и ПЛ30б - В - 750 расчет производиться аналогичным образом. Результаты сведенны в таблицу 3.3 и 3.4 соответственно.

При выбранных параметрах турбина может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Выбор отметки расположения рабочего колеса, т.е. отметки характерной плоскости турбины (оси поворота лопастей рабочего колеса) производится из условия обеспечения безкавитационной работы турбины во всех режимах:

а) для расчетного напора $H_р$ и номинальной мощности:

$$(\nabla \text{Х.ПЛ})\text{Нр} = \nabla \text{НУ}_{\text{р}} + H_s, \quad (3.18)$$

б) для максимального напора H_{max} и номинальной мощности:

$$(\nabla \text{Х.ПЛ})\text{Н}max = \nabla \text{НУ}_{min} + H_s, \quad (3.19)$$

в) для минимального напора H_{min} и соответствующей ему мощности N^* на линии ограничения:

$$(\nabla \text{Х.ПЛ})\text{Н}min = \nabla \text{НУ}_{max} + H_s, \quad (3.20)$$

где $\nabla \text{НУ}_{\text{р}}$, $\nabla \text{НУ}_{min}$, $\nabla \text{НУ}_{max}$ – отметки нижнего уровня;

H_s – высота отсасывания для различных режимов работы.

Из трех полученных $(\nabla \text{Х.ПЛ})$ выбирается наименьшее значение, которое отмечается на компоновочном чертеже установки.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - 1{,}5 \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{X.\text{ПЛ}}., \quad (3.21)$$

где B = 10 м вод. ст. - барометрическое давление;

$\nabla Z_{нб}(Q_{нб})$ - отметка НБ при данном расходе;

1,5 - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$\Delta Z_{X\,ПЛ}$ - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин, $\Delta Z_{X\,ПЛ} = 0$.

Прежде чем найти высоту отсасывания необходимо определить расход одного агрегата при различных его режимах работы.

Р*асход при расчетном напоре* ($\mathrm{H_р}$)*:*

$$Q = Q_р \cdot D^2 \cdot Z_а \cdot \sqrt{\nabla р \cdot H_р} = 1{,}7 \cdot 6{,}7^2 \cdot 1 \cdot \sqrt{1{,}05 \cdot 18} = 331{,}8 \text{ м}^3/\text{с};$$

где $Q_р$ - расход при расчетной частоте вращения в расчетной точке на ГУХ.

D^2 - диаметр натурной турбины ПЛ30б-В-670;

$Z_а$- число одного агрегата;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

$\mathrm{H_р}$- расчетный напор.

Р*асход при максимальном напоре* (H_{max})*:*

$$Q = Q_р \cdot D^2 \cdot Z_а \cdot \sqrt{\nabla р \cdot H_{max}} = 1{,}19 \cdot 6{,}7^2 \cdot 1 \cdot \sqrt{1{,}05 \cdot 30} = 300 \text{ м}^3/\text{с};$$

Р*асход при минимальном напоре* (H_{min})*:*

$$Q = Q_р \cdot D^2 \cdot Z_а \cdot \sqrt{\nabla р \cdot H_{min}} = 1{,}62 \cdot 6{,}7^2 \cdot 1 \cdot \sqrt{1{,}05 \cdot 15.8} = 296{,}2 \text{ м}^3/\text{с};$$

Высота отсасывания при различных режимах работы одного агрегата:

При расчетном напоре ($\mathrm{H_р}$)*:*

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1{,}5 \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{X.ПЛ.} = 10 - \frac{128{,}8}{900} - 1{,}5 \cdot 0{,}65 \cdot 18 + 0 = -3{,}34 \text{ (м)}.$$

При максимальном напоре (H_{max})*:*

$$H_s = 10 - \frac{128}{900} - 1{,}5 \cdot 0{,}325 \cdot 30 + 0 = -1{,}39 \text{ (м)}.$$

При минимальном напоре (H_{min})*:*

$$H_s = 10 - \frac{127{,}8}{900} - 1{,}5 \cdot 0{,}57 \cdot 15{,}8 + 0 = -0{,}65 \text{ (м)}.$$

Заглубление рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы:

а) для расчетного напора $\mathrm{H_p}$ и номинальной мощности:

$$(\nabla \text{ Х. ПЛ})\mathrm{Hp} = 128{,}8 - 3{,}34 = 125{,}5 \text{ м},$$

б) для максимального напора $\mathrm{H_{max}}$ и номинальной мощности:

$$(\nabla \text{ Х. ПЛ})\mathrm{H}max = 128 - 1{,}39 = 126{,}6 \text{ м},$$

в) для минимального напора $\mathrm{H_{min}}$ и соответствующей ему мощности N^* на линии ограничения:

$$(\nabla \text{ Х. ПЛ})\mathrm{H}min = 127{,}8 - 0{,}65 = 127{,}15 \text{ м}.$$

Из трех полученных (∇ Х. ПЛ) выбирается наименьшее значение:

Таким образом, отметка заглубления РК для турбины ПЛ30б - В - 670 $(\nabla \text{ Х. ПЛ}) = 125{,}5$ (м).

(∇ Х. ПЛ) отмечается на компоновочном чертеже установки.

Аналогичный расчет произведем для турбины ПЛ30а - В - 750 с диаметром ПЛ30б - В - 750.

Полученные результаты представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1, м	Z_a, шт	n_c, об/мин	N_a, МВт	H_s, м	$\nabla Z_{р.к.}$, м	σ	$\eta_{р.т}$
ПЛ 30б-В	6,7	8	88,2	50	-3,34	125,5	0,65	0,90
ПЛ 30б-В	7,5	6	78,9	66,6	3,23	132,23	0,80	0,89
ПЛ 30а-В	7,5	6	78,9	66,6	1,40	129,4	0,82	0,88

При сравнении вариантов видно, что гидротурбина **ПЛ30б-В-670** более других подходит для работы в заданном режиме.

Этот вариант является оптимальным по совокупности таких показателей как:

- наименьший диаметр рабочего колеса, что позволяет при изготовлении рабочего колеса сэкономить на материале изделия.
- высота отсасывания удовлетворяет условию;
- значение КПД в оптимальном режиме и в расчётной точке довольно высокое;

- рабочая зона на ГУХ расположена таким образом, что оптимум КПД попадает между линиями $n`_{I\,p}$ и $n`_{I\,min}$.
- наименьший кавитационный коэффициент, что позволяет продлить срок службы данной гидротурбины.

Поэтому дальнейший расчёт ведём для гидротурбины **ПЛ30б - В - 670**, приняв этот вариант в качестве окончательного решения.

Рабочая зона и проточная часть гидротурбины ПЛ30б - В - 670 представлена в приложении Б на рисунке 1 и 2 соответственно.

3.4 Расчет и построение бетонной спиральной камеры

Результаты расчета бетонной спиральной камеры сведены в приложение Б, таблицу Б.1.

Строим график $\varphi_{сп} = f(R_i)$ и проверяем его плавность (рисунок 3.2)

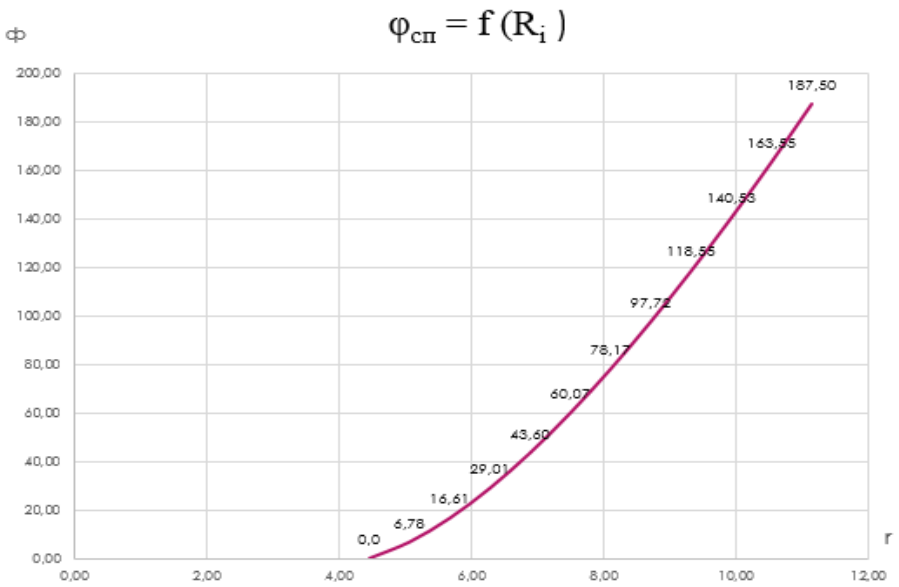


Рисунок 3.2 - Зависимость $\varphi_{сп} = f(R_i)$

Разобьем угол охвата спиральной камеры на интервалы с $\Delta\varphi_{сп} = 15^0$ (Таблица 3.6) и построим план спирали.

Таблица 3.6 - План спирали

φ	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	187,5
R	4,45	5,5	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,35	9,8	10,15	10,55	11,14

Так как полученная ширина подвода B = 18,05 (м), то необходима установка промежуточного бычка, толщину которого назначаем из выражения:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{T\,max}}{400}, \qquad (3.22)$$

где $Q_{T\max} = 310{,}82\,(\text{м}^3/\text{с})$ – максимальный расход воды через турбину

$$b \geq 1 + \frac{310{,}82}{400} = 1{,}77 \ \text{(м)}.$$

Внутренний размер подводящей части увеличиваем на толщину бычка: (B = 18,05+ 1,77 = 19,82 м).

План бетонной спиральной камеры со всеми расчетными значениями представлен в приложении Б рисунок Б.3.

3.5 Выбор серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \tag{3.23}$$

где $\cos\varphi$ = 0,81- 0,9.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}. \tag{3.24}$$

Расчет номинальной мощности и числа полюсов для ПЛ70-В-280:

$$S_{\text{ном}} = \frac{50}{0{,}81} = 62{,}5 \text{ МВт},$$

$$p = \frac{6000}{88{,}2} = 68.$$

По справочным данным [3] выбираем гидрогенератор: СВ 149/136-68 с полной мощностью генератора 62,5 МВт.

Основные размеры вертикального гидрогенератора представлены в таблице 3.7 .

Внешний диаметр вала приближенно:

$$d_{\text{в}} = (12 \div 14)\sqrt[3]{\frac{N_{\text{ген}}}{n_0}} = 13\sqrt[3]{\frac{50}{88{,}2}} = 1{,}08 \text{ м}. \tag{3.25}$$

Округляя по стандартному ряду до ближайшего значения в большую сторону, принимаем $d_{\text{в}} = 110$ см;

Внутренний диаметр вала:

$$d`_{\text{в}} = \sqrt[4]{d_{\text{в}}\left({d_{\text{в}}}^{3} - 113\frac{N_{\text{ген}}}{n_0}\right)} = \sqrt[4]{1{,}08\left(1{,}08^3 - 113\frac{50}{88{,}2}\right)} = 1{,}04 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Округляя по стандартному ряду до ближайшего значения в большую сторону, принимаем $d_{\text{в}} = 105$ см;

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 50 \cdot 9{,}57 \cdot 0{,}72 = 383 \text{ т}, \quad (3.27)$$

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{\text{рот}} = 0{,}55 \cdot G_{\text{ген}} = 0{,}55 \cdot 383 = 211 \text{ т}.$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов.

Таблица 3.7 - Основные размеры генератора СВ 149/136-68 Сальской ГЭС

Элемент генератора	Параметр	зависимость	значение
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	$(1{,}7 \div 1{,}9)l_a$	1,36 м
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1{,}05 + 0{,}0017n_0)D_i$	11,49 м
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (0{,}5 \div 0{,}9)$	10,07 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{\text{в.к.}}$	$(0{,}1 \div 0{,}12)D_i$	0,96 м
	Диаметр лучей $D_{\text{в.к.}}$	$D_{\text{ст}}$	11,49 м
Подпятник	Высота $h_{\text{п}}$	$(0{,}15 \div 0{,}2)D_i$	1,44 м
	Диаметр кожуха $D_{\text{п}}$	$(0{,}4 \div 0{,}5)D_i$	3,83 м
Нижняя крестовина	Высота $h_{\text{н.к.}}$	$(0{,}25 \div 0{,}30)D_{\text{ш}}$	2,39 м
	Диаметр лучей $D_{\text{н.к.}}$	$D_{\text{ш}} + 0{,}4$	9,30 м
Надстройка	Высота h_0	$0{,}3 \div 0{,}5$	0,40 м
	Диаметр d_0	$(0{,}2 \div 0{,}25)D_i$	1,91 м
Кратер	Диаметр $D_{\text{кр}}$	$(1{,}4 \div 1{,}5)D_i$	13,40 м
	Минимальная ширина прохода b	$0{,}4 \div 0{,}5$	0,45 м

3.6 Разработка схемы установки

3.6.1 Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС

Конструктивную схему компановки гидротурбины выбираем в соответствие со справочными данными по типу генератора и номинальному

значению D_1, выбираем зонтичный тип генератора, с тремя направляющими подшипниками (Схема компоновки 6).

3.6.2 Расчет диаметра вала на прочность

Предварительно рассчитывают наружный диаметр вала:

$$D^*_в \geq (5{,}1 \cdot M_{кр} / [\tau_{доп}])^{0.33}, \quad (3.28)$$

причем $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяют по формуле:

$$M_{кр} = 0{,}00974\ N/n_{синх} \quad (3.29)$$

$$M_{кр} = 0{,}00974 \cdot 50000/88{,}2 = 5{,}52\ (кН \cdot м).$$

$$D^*_в = (5{,}1 \cdot 5{,}52 / [30])^{0.33} = 0{,}98\ (м).$$

Полученное значение диаметра округляем до стандартизованного:

$D^*_в = 1$ (м).

3.6.3 Выбор маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По намограмме при $H_{max} = 30$м и $D_1 = 6{,}7$м, определяем маслонапорную установку МНУ 12,5/1-40-8-2, объём котла 10 м^3, давление 40 кгс/см^2, исполнение однокотельное.

3.6.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Электрогидравлический регулятор подбирается в зависимости от диаметра золотника направляющего аппарата.

Выбираем регулятор типа ЭГРК - 150(100) - 4 с двумя регулирующими органами (с комбинатором), с панелью электрооборудования и типом гидромеханической колонки управления [4] .

3.7 Расчет машинного зала

Габариты машинного зала зависят главным образом от числа агрегатов, длины монтажной площадки, ширина которой одинакова с машинным залом, поскольку обслуживается теми же кранами, а также от принятой схемы транспортировки ротора вдоль зала с учетом размеров захватных (крепежных) устройств и траверсов, когда она необходима.

1. Ширина одного блока :

$$B_{бл} = 3D = 3 \cdot 6{,}7 = 20 \text{ м}, \quad (3.30)$$

2. Длина монтажной площадки:

$$L_{мп} = 1{,}25 \cdot B_{бл} = 1 \cdot 20 = 25 \text{ м}, \quad (3.32)$$

3. Длина здания ГЭС $L_{МЗ}$:

$$L_{МЗ} = 8 \cdot B_{БЛ} + L_{МП} = 8 \cdot 20 + 25 = 185 \text{ м}, \quad (3.33)$$

4. Ширина зала $B_{МЗ}$ зависит главным образом от индивидуальных особенностей здания ГЭС и габаритов агрегатов.

$$B_{МЗ} = D_1 + 8 = 6{,}7 + 8 = 14{,}7 \text{ м}. \quad (3.34)$$

5. Высота машинного зала $H_{МЗ}$, зависящая от многих факторов, может быть найдена как сумма частных размеров устанавливаемого в нем оборудования, главным образом частей гидрогенератора, а также кранов, применяемых для их транспортирования при монтаже и ремонте с учетом размеров крепления к крюкам крана.

3.8 Выбор кранов в здании ГЭС

Для подъема затворов на гребень плотины подбирается в зависимости от веса затвора $G_з = 68$ т козловой кран с грузоподъемностью 70 тонн.

Для затвора в нижнем бьефе подбирается для $G_з = 14$ т козловой кран с грузоподъемностью 25 тонн.

Кран в машинный зал подбирается в зависимости от веса габаритной части гидротурбины и числа агрегатов. Если 8 агрегатов и вес самого габаритного элемента гидротурбины, а именно ротора составляет 211 т, то подбираем два полукозловых крана грузоподъёмностью 110 тонн каждый.

3.9 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью :

$$Q = 300 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.35)$$

Диаметр водовода :

$$D = 10 \text{ м}, \quad (3.36)$$

Средняя скорость воды в водоводе:

$$\vartheta = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 300}{3{,}14 \cdot 10^2} = 3{,}82 \text{ м/с}. \quad (3.37)$$

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0{,}5 \cdot D \cdot \left(\frac{\vartheta}{\sqrt{g \cdot D}}\right)^{0{,}55} = 0{,}5 \cdot 10 \cdot \left(\frac{3{,}82}{\sqrt{9{,}81 \cdot 10}}\right)^{0{,}55} = 3{,}34 \text{ м}. \quad (3.38)$$

4 Компоновка и сооружения гидроузла

4.1 Выбор компоновки гидроузла

4.2 Гидравлический расчет водосливной плотины

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Согласно СНиП 33-01-2003 назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища - 12000 млн.м^3.

- Высота сооружения 32 м, тип грунтов Б - глина.
- Установленная мощность Nуст=400 МВт
- Объем водохранилища V=12000 млн.м^3.

Для основного расчетного случая, берем $Q_{осн.мах}$=3246 м^3/с при обеспеченности равной 0,1, для поверочного расчетного случая, берем $Q_{пов.мах}$=3714 м^3/с при обеспеченности равной 0,01.

4.2.1. Определение ширины водосливного фронта

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

(n - 2) при числе гидроагрегатов ГЭС $7 \le n \le 12$;

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{макс. осн}} - Q_{\text{ГЭС}} = 3246 - 370*(8-2) = 1026 м^3/с \quad (4.1)$$

где $Q_{\text{м а кос с}}$ - максимальный расчетный расход для основного расчетного случая обеспеченности 0,1 % (для сооружения I класса) с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГЭС}}$ - расход через агрегаты, участвующие при пропуске расчетного расхода.

Общая ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_в}, \quad (4.2)$$

где $q_в$ - удельный расход на водосливе $q_в = 1{,}25 \cdot q_p$,

$q_р$ - удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [\upsilon_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (4.3)$$

где $h_{НБ}$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla УНБ = f(Q_{НБ})$ при $Q_{мак.осн}$;

$[\upsilon_h]$ - допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для глины $[\upsilon_h]$ - 3÷4 м/с, принимаем $[\upsilon_h]$=3,5 м/с).

Отметка уровня НБ при $Q_{макс. осн}$=3246 м/с , $\nabla УНБ = 137{,}7$ м;

$$h_{нб} = \nabla УНБ - \nabla дна = 137{,}7 - 127 = 10{,}7 \text{ м}, \quad (4.4)$$

$q_р$ =3,5·10,7=37,45 м^2/с,

$q_в$ =1,25·37,45=46,81 м^2/с,

$$B = \frac{Q_р}{q_в} = \frac{1026}{46{,}81} = 21{,}92 \text{ м}. \quad (4.5)$$

Ширина водосливного фронта В должна быть целым числом поэтому полученное значение округлим в большую сторону,

В=22 м.

Количество пролетов при стандартной длине пролета b = 8 м :

$$n = \frac{В}{b} = \frac{22}{8} = 2{,}75. \quad (4.6)$$

Принимаем число пролетов $n = 3$.

Ширина водосливного фронта равна :

$$В = n \cdot b = 3 \cdot 8 = 24 \text{ м}. \quad (4.7)$$

Расчетное количество пролетов менее 6, поэтому добавлять один пролет нет необходимости.

4.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водослива методом последовательного приближения определяют полный напор на гребне водослива сначала без учета сжатия и подтопления-$Н_{01}$, а затем с учетом сжатия и подтопления- $Н_{02}$.

$$H_{01} = \left(\frac{Qp}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g} \cdot B} \right)^{2/3}, \quad (4.8)$$

где m - коэффициент расхода водослива, принимается в зависимости от типа водослива (принимаем тип А с m=0,49 согласно п.11-4[2]).

$$H_{01} = \left(\frac{1026}{0{,}49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81} \cdot 24} \right)^{2/3} = 7{,}29 \text{ м.} \quad (4.9)$$

Во втором приближении определяется напор H_{02} с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.10)$$

где σ_n - коэффициент подтопления (считая, что водослив не подтоплен принимаем $\sigma_n = 1$);

ε - коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2\frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.11)$$

где ξ - коэффициент формы боковых устоев, принимаем ξ=0,7 – скруглени вертикальных ребрах устоев (согласно п.11-20[2])
$\xi_б = 0{,}45$- коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (согласно п. 11-15[2]).

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2\frac{0{,}7 + (3-1)\cdot 0{,}45}{3} \cdot \frac{7{,}29}{8} = 0{,}90, \quad (4.12)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{1026}{0{,}49 \cdot 1 \cdot 0{,}90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81} \cdot 24} \right)^{2/3} = 7{,}65 \text{ м.}$$

Геометрический напор на водосливе:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot \upsilon_{0осн}^2}{2 \cdot g}, \quad (4.13)$$

где α - коэффициент кинетической энергии (коэффициент Кориолиса), принимаем $\alpha = 1{,}1$;

υ_0 - скорость подхода потока к водосливу.

Скорость подхода потока к водосливу :

$$\upsilon_{0осн} = \frac{Q_p}{\omega}, \qquad (4.14)$$

где ω - площадь живого сечения для верхнего бьефа (прямоугольное сечение).

Площадь живого сечения перед плотиной для прямоугольного сечения :

$$\omega = (\nabla НПУ - \nabla дна)[В + (n-1)\delta_Б], \qquad (4.15)$$

где $\delta_б$ - толщина быка.

При ширине пролёта b=8 м принимаем ширину неразрезного быка равной 0,25b по рекомендации А.Р.Березинского, т .е ширина быка будет равна δ=0,25 · 8=2,0 м .

При наличии деформационного шва по оси быка его толщину увеличиваем на 0,2 м, тогда толщина разрезного быка :

δ=2,0+1=3,0 м.

$$\omega = (160 - 127)[24 + (3-1)\cdot 3{,}0] = 990 \text{ м}^2$$

Скорость подхода потока к водосливу:

$$V_0 = \frac{1026}{990} = 1{,}04 \text{ м/с};$$

$$H = 7{,}65 - \frac{1{,}1 \cdot 1{,}04^2}{2 \cdot 9{,}81} = 7{,}61 \text{ м.}$$

Определенный геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения Н= Нст=8 м в соответствии с техническим регламентом (...: 7,0; 8,0; 10,0; …) (Приложение 6[1])

Отметка гребня водослива

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{СТ} = 160 - 8 = 152 \text{ м.} \qquad (4.16)$$

4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

Напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.17)$$

$$Q_{р.пов} = Q_{мак.пов} - Q_{ГЭС} - Q_{С}, \quad (4.18)$$

где $Q_{мак.пов}$ - максимальный расход для поверочного расчетного случая с вероятностью приближения 0,01% (для сооружения I класса) ;

$Q_{ГЭС}$ - расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС, участвующие в пропуске воды;

$Q_{С}$ - расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения, $Q_{С}$=0.

$$Q_{р.пов} = 3714 - (370 * (8 - 2)) = 1494 м^3 / с$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{1494}{0,49 * 24\sqrt{2 * 9,81}} \right)^{2/3} = 9,37 м$$

Во втором приближении определяется напор H_{02} с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива (считая, что водослив не подтоплен, $\sigma_п$=1):

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.19)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2\frac{0,7+(3-1)\cdot 0,45}{3} \cdot \frac{9,37}{8} = 0,88$$

$$H_{02пов} = \left(\frac{1494}{0,49 \cdot 0,84 \cdot 1 \cdot 24\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,88 м$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha V_{0пов}^2}{2g}, \quad (4.20)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})} = \frac{1494}{(160-127)(24+(3-1)3)} = 1{,}33 м\ /c\,, \quad (4.21)$$

$$H_{\text{пов}} = 9{,}88 - \frac{1{,}1 \cdot 1{,}33^2}{2 \cdot 9{,}81} = 9{,}78 м$$

Расчетная отметка форсированного уровня :

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 152 + 9{,}78 = 161{,}78 м\,. \quad (4.22)$$

Расчетная отметка ФПУ больше заданной отметки равной 161 м, значит, пропускная способность водослива при заданной отметки ФПУ является не достаточной, следовательно, принимаем наибольшую отметку равную 161,78 м и округляем ее до целого числа в большую сторону, для удобства расчетов и упрощения построения чертежей, ФПУ=162 м.

4.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Проверка условия возможности не учёта скорости подхода воды к водосливу плотины:

$\omega > 4BH$, (4.23)

$4BH=4\cdot [24+(3-1)\cdot 3]\cdot 8=960$ м^2

$\omega=990$ м^2 *(раздел 1.2)*

$\omega=990 > 4BH=960$

Условие выполняется, принимаем $H_{0=}H_{ст}=8$ м.

Полная удельная энергия :

$E_o=C_н+H_o$, (4.24)

где $C_н$ – высота плотины со стороны нижнего бьефа,

$C_н= \nabla ГВ - \nabla дно =152-127=25$ м, (4.25)

$E_o=C_н+H_0=25+8=33$ м.

Критическая глубина :

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^{\,2}}{g \cdot [B + (n-1)\delta_{\text{Б}}]^2}}, \qquad (4.26)$$

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{1{,}1 \cdot 1026^2}{9{,}81 \cdot [24 + (3-1) \cdot 3]^2}} = 5{,}08 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия в верхнем бьефе:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_k} = \frac{33}{5{,}08} = 6{,}5. \qquad (4.27)$$

По графику [1] в зависимости от ξ_0 с учетом коэффициента скорости φ_c определяется относительная глубина в сжатом сечении ξ_c и относительная вторая сопряженная глубина ξ_c''.

Коэффициент скорости φ_c для криволинейных водосливов практического профиля определяется по данным Г.П.Скребкова в зависимости от отношения $H_{ст}/C_н$ = 8/25=0,32 представлен в таблице 4.1 :

Таблица 4.1 - Коэффициенты скорости в сжатом сечении по данным Г.П.Скребкова

$H_{ст}/C_н$	1,5	1,0	0,5	0,3	0,16	0,10
φ_c	0,99	0,98	0,96	0,93	0,90	0,88

φ_c=0,93

$\xi_c = 0{,}307;$

$\xi_c'' = 2{,}40.$

Глубина в сжатом сечении :

$$h_c = \xi_c \cdot h_к; \qquad (4.28)$$

Глубина, сопряженная с глубиной в сжатом сечении :

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_к, \qquad (4.29)$$

$h_c' = 0{,}307 \cdot 5{,}08 = 1{,}6$ м;

$h_c'' = 2{,}46 \cdot 5{,}08 = 12{,}2$ м.

Сопоставляя глубину в нижнем бьефе со второй сопряженной глубиной, устанавливаем что $h_c'' > h_{НБ}$ (12,2 >10,70) . Таким образом, требуется устройство гасителей.

Поверочный расчетный случай

Определим полную удельную энергию потока

$$E_0 = C_н + H_0^{ФПУ} = 25 + 7{,}5 = 34 \text{ м},$$

Скоростью подхода можно пренебречь и принять:

$H_0^{ФПУ} = \nabla ФПУ - \nabla ГВ = 162 - 152 = 10$ м при выполнении условия:

$$\omega = 1050 м^2 > 4BH = 4 * 24 * 10 = 960 м^2$$

Предварительно определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_{осн\ max}^2}{B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1.1 \cdot 1494^2}{24^2 \cdot 9.81}} = 6{,}53 \text{ м}, \quad (4.30)$$

Определим отношение: $\frac{H_{ст}}{C_Н} = \frac{10}{25} = 0{,}40$

$\varphi_c = 0{,}945,$

Вычислим относительную полную энергию:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{35}{6{,}53} = 5{,}36, \quad (4.31)$$

По графику 12-5[2], в зависимости от коэффициента скорости φ_c и ξ_0 определяем $\xi_c = 0{,}332$ и $\xi_c'' = 2{,}3.$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0{,}332 \cdot 6{,}53 = 2{,}17 \text{ м}, \quad (4.32)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2{,}3 \cdot 6{,}53 = 15{,}02 \text{ м}. \quad (4.33)$$

4.2.5 Определение отметки пола водобоя

Основной расчетный случай

Одно отверстие открыто, *m* - приоткрыто. В верхнем бьефе отметка НПУ, а в нижнем - уровень при $Q_{НБ}$.

Расход нижнего бьефа определяется по формуле:

$$Q_{НБ} = Q_{ГЭС} + Q_1 + q_{пр} \cdot b \cdot m = 370 + 342 + 6{,}96 \cdot 8 \cdot 1{,}5 = 795{,}5 \ {м^3}/{с}$$

где Q_1 - расход одного полностью открытого отверстия при основном расчетном случае:

$$Q_1 = \frac{Q_{\text{р}}}{n} = \frac{1026}{3} = 342$$

$q_{\text{пр}}$ - удельный расход приоткрытого отверстия:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\varphi \cdot \varepsilon \cdot a}{\sqrt{1+\varepsilon \cdot \frac{a}{H_{\text{ст}}}}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ст}}} = \frac{1 \cdot 0{,}611 \cdot 1{,}1}{\sqrt{1+0{,}611 \cdot \frac{1{,}1}{8}}} \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81 \cdot 8} = 6{,}96 \ {}^{\text{м}^2}/_{\text{с}},$$

где ε -коэффициент вертикального сжатия при истечении из-под щита
$\varepsilon = 0{,}611$ коэффициент сжатия при истечении из-под щита, определяемый согласно таблице 5-5 [5] и отношению ;

$\varphi = 1$ - коэффициент скорости, определяемый согласно таблице 5-4 [5];

$a = 0{,}2 * H_{\text{ст}} = 0{,}2 * 8 = 1{,}6$ м - величина приоткрытия отверстия;

$m = 0{,}5 * n = 0{,}5 * 3 = 1{,}5$ - количество приоткрытых отверстий

∇УНБ определяется по кривой $Q = f(H)$.

при $Q_{\text{НБ}} = 795{,}5 \ {}^{\text{м}^3}/_{\text{с}}$,

$$\nabla\text{УНБ} = 131{,}7 \text{ м}$$

$$h_{\text{НБ}} = \nabla \text{ УНБ} - \nabla \text{ дна} = 131{,}7 - 127 = 4{,}7 \text{ м}, \qquad (4.34)$$

Поверочный расчетный случай

1. Все отверстия открыты полностью при пропуске поверочного расхода. В верхнем бьефе - ФПУ, а в нижнем - максимальный уровень нижнего бьефа (при $Q_{\text{пов}}$). Расход нижнего бьефа:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{пов}} = 3714 \ {}^{\text{м}^3}/_{\text{с}}$$

∇УНБ определяется по кривой $Q = f(H)$

при $Q_{\text{НБ}} = 3714 \ {}^{\text{м}^3}/_{\text{с}}$

$$\nabla\text{УНБ} = 414{,}7 \text{ м}$$

$$h_{\text{НБ}} = \nabla \text{ УНБ} - \nabla \text{ дна} = 138{,}3 - 127 = 11{,}3 \text{ м}$$

2. Одно отверстие открыто полностью. В верхнем бьефе - НПУ, в нижнем бьефе - уровень при $Q_{\text{НБ}}$. Расход нижнего бьефа:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_1 + 0{,}8 \cdot Q_{\text{ГЭС}} = 342 + 0{,}8 \cdot 370 = 638 \ {}^{\text{м}^3}/_{\text{с}}$$

∇УНБ определяется по кривой $Q = f(H)$

при $Q_{\text{НБ}} = 638 \ {}^{\text{м}^3}/_{\text{с}}$

$$\nabla\text{УНБ} = 131{,}1 \text{ м}$$

$$h_{\text{НБ}} = \nabla \text{ УНБ} - \nabla \text{ дна} = 131{,}1 - 127 = 4{,}1 \text{ м}$$

4.2.6 Учет растекания потока в нижнем бьефе при определении $h_{\text{с}}^{''}$

Вторая сопряженная глубина с учетом растекания определяется по уравнению пространственного гидравлического прыжка М.З. Абрамова:

$$h_{\text{ср}}^{''} = \text{А} \cdot h_{\text{с}}' \cdot (\sqrt{1 + \text{Б} \cdot F_{ri}} - 1), \quad (4.35)$$

где F_{ri} - число Фруда:

$$F_{ri} = \frac{\alpha \cdot q_{\text{вб}}^2}{g \cdot (h_{\text{с}}')^3}, \quad (4.36)$$

где А и Б - коэффициенты, принимаемые в зависимости от отношения ширины растекания потока в НБ к ширине одного пролета $\left(\frac{B_{\text{р}}}{b}\right)$ представлены в таблице 4.2.;

Таблица 4.2 - Коэффициенты А и Б в зависимости от отношения $\frac{B_{\text{р}}}{b}$ (п. 12-5 [4])

$\frac{B_{\text{р}}}{b}$	6	5	4	3	1
А	0,25	0,27	0,30	0,34	0,50
Б	12,0	11,6	11,1	10,4	8,0

Определяется коэффициент уменьшения второй сопряженной глубины за счет растекания потока в нижнем бьефе:

$$K_{\text{р}} = \frac{h_{\text{ср}}^{''}}{h_{\text{с}}^{''}}, \quad (4.37)$$

Основной расчетный случай

Ширина растекания потока:

$$B_{\text{р}} = (b + \delta_{\text{б}}) \cdot (n - m) = (8 + 3) \cdot (3 - 1{,}5) = 16{,}5 \text{ м}, \quad (4.38)$$

Удельный расход на водобое:

$$q_{\text{вб}} = \frac{Q_{\text{р}}}{B + \sum \delta_{\text{б}}} = \frac{1026}{24 + (3-1) \cdot 3} = 21{,}38 \ {}^{\text{м}^3}/_{\text{с}}, \quad (4.39)$$

Число Фруда равно:

$$F_{ri} = \frac{1{,}1 \cdot 21{,}38^2}{9{,}81 \cdot 1{,}56^3} = 13{,}49,$$

$h_{\text{с}}' = 1{,}56$ м; $h_{\text{с}}^{''} = 12{,}20$ м

Отношение $\frac{B_{\text{р}}}{b}$ равно:

$$\frac{B_р}{b} = \frac{16,5}{8} = 2,06. \quad (4.40)$$

По таблице 4.2 путем интерполяции находим коэффициенты А и Б.
А=0,42
Б=9,2
Определяем вторую сопряженную глубину с учетом растекания :

$$h''_{ср} = 0,42 \cdot 1,56 \cdot (\sqrt{1 + 9,2 \cdot 13,49} - 1) = 6,67 \text{ м},$$

Коэффициент уменьшения второй сопряженной глубины за счет растекания потока в нижнем бьефе :

$$K_р = \frac{6,67}{12,2} = 0,547,$$

Поверочный расчетный случай
Случай 1:
Удельный расход на водобое:

$$q_{вб} = \frac{1494}{24+8 \cdot 3} = 31,13 \ м^3/с,$$

Число Фруда равно:

$$F_{ri} = \frac{1,1 \cdot 31,13^2}{9,81 \cdot 2,27^3} = 9,34,$$

$$h'_с = 2,27 \text{ м}; \ h''_с = 14,69 \text{ м}$$

Ширина растекания потока:
$B_р = b + \delta_б = 8 + 3 = 11$м, (4.41)
Отношение $\frac{B_р}{b}$ равно: $\frac{B_р}{b} = \frac{11}{8} = 1,375,$

По таблице 2 путем интерполяции находим коэффициенты А и Б.
А=0,47
Б=8,45
Определяем вторую сопряженную глубину с учетом растекания :

$$h''_{ср} = 0,47 \cdot 2,27 \cdot (\sqrt{1 + 8,45 \cdot 31,13} - 1) = 9,34 \text{ м}$$

Коэффициент уменьшения второй сопряженной глубины за счет растекания потока в нижнем бьефе определяем :

$$K_{\text{р}} = \frac{9{,}34}{15{,}02} = 0{,}62$$

Случай 2:

Удельный расход на водобое принимается из основного расчетного случая и равен: $q_{\text{вб}} = 21{,}38\ {}^{\text{м}^3}/_{\text{с}}$

Длина прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2{,}5\left(1{,}9 \cdot h_{\text{с}}^{''} - h_{\text{с}}'\right) = 2{,}5 \cdot (1{,}9 \cdot 12{,}20 - 1{,}6) = 54 \text{ м}, \quad (4.42)$$

$h_{\text{с}}' = 1{,}6$ м; $h_{\text{с}}^{''} = 12{,}20$ м

Длина водобойного колодца при наличии на водобое гасителей:

$l_{\text{в}} = (0{,}8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 1 \cdot 54 = 54$ м, (4.43)

Ширина растекания потока:

$$B_{\text{р}} = b + 2 \cdot tg\alpha \cdot l_{\text{в}} = 8 + 2 \cdot 0{,}23 \cdot 54 = 47\text{м}, \quad (4.44)$$

где α - угол растекания потока, принимается равным tg 13°=0,23.

Отношение $\frac{B_{\text{р}}}{b}$ равно:

$$\frac{B_{\text{р}}}{b} = \frac{47}{8} = 1{,}958,$$

По таблице 4.2 путем интерполяции находим коэффициенты А и Б.

А=0,423; Б=9,14;

Число Фруда принимаем как в основном расчетном случае:

$F_{ri} = 13{,}49$

Определяем вторую сопряженную глубину с учетом растекания :

$$h_{\text{ср}}^{''} = 0{,}423 \cdot 1{,}56 \cdot (\sqrt{1 + 9{,}14 \cdot 13{,}49} - 1) = 6{,}697 \text{ м},$$

Коэффициент уменьшения второй сопряженной глубины за счет растекания потока в нижнем бьефе определяем:

$$K_{\text{р}} = \frac{6{,}697}{12{,}20} = 0{,}55.$$

4.2.7 Определение второй сопряженной глубины с учетом работы гасителей

Для гашения пульсационных скоростей потока и уменьшения энергии гидравлического прыжка на водобое устанавливаем шашки.

Размеры шашек:

высота - $h_{ш} = (0{,}8 \div 1{,}1) \cdot h'_{с} = 0{,}8 \cdot 1{,}6 = 1{,}25$м, (4.45)

ширина - $b_{ш} = (0{,}75 \div 1{,}0) \cdot h'_{с} = 0{,}8 \cdot 1{,}6 = 1{,}25$ м, (4.46)

$h'_{с} = 1{,}6$ м

Вторая сопряженная глубина с учетом работы гасителей определяется из уравнения прыжковой функции (при расположении шашек в два ряда, в соответствии с рисунком 4):

$$\frac{q_{вб}^2}{g \cdot h''_{с}} \cdot b_{ш} + \frac{\left(h''_{с}\right)^2}{2} \cdot b_{ш} = \frac{q_{вб}^2}{g \cdot h''_{сг}} \cdot b_{ш} + \frac{\left(h''_{сг}\right)^2}{2} \cdot b_{ш} + R_0, \quad (4.47)$$

где $h''_{сг}$ - вторая сопряженная глубина при наличии гасителей;

$b_{г}$ - ширина водобоя, на которую приходится один гаситель;

R_0 - реакция гасителя.

$$R_0 = \xi \frac{v_г^2}{2 \cdot g} \cdot \omega_x, \quad (4.48)$$

где $\omega_{ш}$ - площадь миделева сечения шашек,

$\omega_{ш} = h_{г} \cdot b_{г} = 1{,}25 \cdot 1{,}25 = 1{,}56$м^2;

$\xi = 0{,}8$ - коэффициент обтекания гасителей;

$v_{г}$ - скорость потока перед гасителем;

$$v_{г} = \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{q_{вб}}{h'_{с}} + \frac{q_{вб}}{h''_{с}}\right), \quad (4.49)$$

Основной расчетный случай

Определяем скорость потока перед гасителем :

$$v_{г} = \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{21{,}38}{1{,}6} + \frac{21{,}38}{12{,}20}\right) = 10{,}47\ ^{м}/_{с}, \quad (4.50)$$

Определяем реакцию гасителя:

$$R_0 = 0{,}8 \cdot \frac{10{,}47^2}{2 \cdot 9{,}81} \cdot 1{,}25 = 6{,}97, \quad (4.51)$$

$h''_{сг}$	Левая часть уравнения	Правая часть уравнения
9	93,354	110,6
10	109,32	110,6

Методом интерполяции находим $h''_{сг} = 10{,}06$м

Поверочный расчетный случай
Случай 1:
Определяется скорость потока перед гасителем :

$$v_г = \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{31{,}13}{2{,}27} + \frac{31{,}13}{15{,}02}\right) = 10{,}57 \ {}^{м}/_{с}$$

Определяется реакция гасителя :

$$R_0 = 0{,}8 \cdot \frac{10{,}57^2}{2 \cdot 9{,}81} \cdot 1{,}56 = 7{,}1$$

$h''_{сг}$	Левая часть уравнения	Правая часть уравнения
14	210,11	217,92
15	238,17	217,92

Методом интерполяции находим $h''_{сг} = 14{,}58$ м

Случай 2:
Для поверочного случая 2, $h''_{сг}$ принимается равной $h''_{сг}$ для основного расчетного случая

$h''_{сг} = 10{,}06$ м

4.2.8 Глубина водобойного колодца

Для 3 случаев определяется глубина водобойного колодца по формуле:

$$d = \sigma \cdot h''_{сг} \cdot K_р - h_{НБ}, \qquad (4.52)$$

где σ - коэффициент запаса, $\sigma = 1{,}15$.

Глубина в нижнем бьефе $h_{НБ}$ в зависимости от $Q_{НБ}$ по кривой $Qf(h)$.
Основной расчетный случай

Глубина водобойного колодца:

$d = 1{,}15 \cdot 10{,}06 \cdot 0{,}547 - 4{,}7 = 1{,}63$ м

Поверочный расчетный случай

Случай 1:

Глубина водобойного колодца:

$d = 1{,}15 \cdot 14{,}58 \cdot 0{,}62 - 11{,}3 = -0{,}90$ м

Случай 2:

Глубина водобойного колодца:

$d = 1{,}15 \cdot 10{,}06 \cdot 0{,}549 - 4{,}1 = 2{,}25$ м.

Принимается максимальная глубина водобойного колодца

$d_{max} = 2{,}25.$

Отметка пола водобоя:

$\nabla ПВ = \nabla$ дна $- d_{max} = 127 - 2{,}25 = 124{,}75$ м.

4.2.9 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного водослива практического профиля типа А строится по координатам Кригера - Офицерова. [2]

Для получения координат Х,У оголовка проектируемой плотины необходимо приведенные координаты умножить на величину напора на водосливе $H_{ст}$=8 м . Координаты приведены в приложении В таблице В.1.

Очертание гребня нормальной безваккумной водосливной стенки представлен в приложении В рисунок В.1.

Значение сопрягающих радиусов R в зависимости от напора на водосливе Н и высоты водосливной плотины $С_н$ представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Значение сопрягающих радиусов R в зависимости от напора на водосливе Н и высоты водосливной плотины $С_н$.

$С_н$,м	R, при Н=8м
20	13,3
30	15,8

На основании интерполяции значений R, приведенных в таблице 3, при $С_н$=25 м получаем R=14,6.

Радиусом R=14,6 сопрягается водосливная грань с поверхностью водобоя.

4.3 Конструирование бетонной водосливной плотины

В процессе проектирования определяются:

1. ширина подошвы,
2. отметка гребня быка,
3. разрезка тела плотины швами, расположение галереи по высоте сооружения, дренаж тела плотины, конструирование устоев.

4.3.1 Определение ширины подошвы

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину по основанию B_n, будет требовать минимума материалов, т.е. будет экономичным.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствию растягивающих напряжений в бетоне, т.к. бетон слабо сопротивляется растяжению и в нем недопустимо появления трещин с напорной стороны плотины;
- устойчивости тела плотины против сдвига по основанию.

Схема треугольного профиля плотины представлена на рисунке 4.1

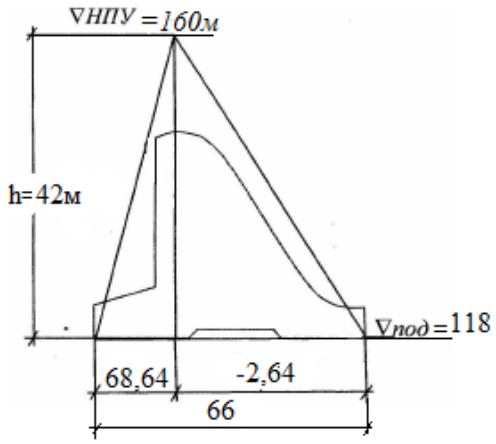


Рисунок 4.1 - Схема треугольного профиля плотины

Из условия отсутствия растягивающих напряжений на верховой грани, ширина основания:

$$Bn' = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_б}{\gamma_в}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (4.53)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов принимается равным 0.5;

n - число пролетов;

h - высота плотины, равная:

$$h = \nabla НПУ - \nabla подошвы, \quad (4.54)$$

где $\nabla подошвы = \nabla дна - (d + \delta_в + (2 \div 3))$,

d - глубина водобойного колодца , принимаем d=2,25

$\delta_в$ - толщина водобойной плиты, (2÷3) м толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания, принимаем $\delta_в$=4.

Отметка подошвы:

∇подошвы =127 - (2,25+3+2,75) = 118 м.

Высота плотины:

h = ∇НПУ -∇подошвы = 160 – 118 = 42 м. (4.55)

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины:

$$B''_n = \frac{\gamma_n h}{tg\varphi\left(\frac{\gamma_б}{\gamma_в} + n - \alpha_1\right)}, \quad (4.56)$$

где γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения;

φ - угол внутреннего трения грунта основания, для глины φ=15˚.

Задаваясь различными значениями n, производится расчет (таблица 4.4) и строятся графики зависимостей $B_п' = f(n)$ и $B_п'' = f(n)$. Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Таблица 4.4 - Значения к определению ширины подошвы плотины

n	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
Bn'	31,5	32,3	33,4	34,9	36,8	39,5	43,3	49,2	59,4	84,0
Bn''	92,6	88,4	84,5	81,0	77,8	74,8	72,0	69,4	67,0	64,8

График зависимости $B_n = f(n)$ представлен в приложении В, рисунок В.2

Координаты n = 1,04, точка пересечения В = 66 м.

При расчете плотины на нескальном основании ширина подошвы по условию устойчивости, значительно больше, чем по условию прочности. Поэтому в случае глиняного основания необходимо соблюдение условия :

B/h =(1,2-1,7) = 66/42=1,57

4.3.2 Разрезка плотины швами

Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

При строительстве на глинистом основании в силу длительности деформации под нагрузкой и большой вероятности неравномерности осадок во времени разрезается каждый бык, т.е. каждый водосливной пролет имеет возможность независимых деформаций.

Ширина секции равна:

$$B_{сек} = b + \delta_б = 8 + 3 = 11 \text{ м}. \quad (4.57)$$

Деформационные температурно-осадочные швы устраивают вертикальными толщиной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Толщина швов-надрезов - 1-2 см. Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

4.3.3 Конструирование быков

Размеры быков водосбросных плотин назначаются в зависимости от типа и конструкции затвора, размера отверстий. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимают примерно на 1-2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа, принимается ∇138,7.

Пазы рабочих затворов располагаются на линии гребня водослива, быки выдвигаются в верхний бьеф на расстояние 19 м.

При ширине пролёта b=8 м принимается ширина разрезного быка, равная 0,25b по рекомендации А.Р. Березинского, т.е. ширина быка будет равна δ=0,25·8=2,0м.

При наличии деформационного шва по оси быка его толщину увеличиваем на 1,0 м, тогда толщина разрезного быка :

δ=2,0+1,0=3,0 м.

Отметка верха быка ∇ГБ = 166 м.

4.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

4.4.1 Понур

Назначение понура –снижать фильтрационное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации.

На глинистом основании целесообразно устраивать анкерный понур, который значительно снижает фильтрационное давление в основании плотины и повышает устойчивость плотины против сдвига.

Анкерный понур выполняется в виде железобетонных плит толщиной 0,5 м с гидроизоляционным покрытием поверху из битумных и полимерных материалов. Продольную арматуру железобетонного анкерного понура заделывают в фундаментную плиту плотины.

Длина анкерного понура:

$$l = (9 \div 2.5)H_{max} = 1 \cdot 31 = 31 \text{ м}, \quad (4.57)$$

где H - напор на сооружении,

$$H = \nabla НПУ - \nabla УНБmin = 160 - 129 = 31 \text{ м}; \quad (4.58)$$

∇УНБmin соответствует пропуску санитарного попуска $Q_{сан}$ =300 $м^3/с$.

4.4.2 Зубья

Зубья плотины - это элемент плотины в виде выступа, связанного с фундаментом и заглубленного в основание под подошву плотины на 3м, служащий для удлинения пути фильтрации воды и увеличения устойчивости сооружения.

Для надежного сопряжения плотины с основанием и предотвращения опасной контактной фильтрации предусматриваются верховой и низовой подплотинные зубья.

Отметка подошвы зуба:

$$\nabla \text{под. зуб} = \nabla \text{подошва} - 3\text{м} = 118 - 3 = 115 \text{ м}. \quad (4.59)$$

4.4.3 Дренажные устройства в основании

Под всей площадью водобоя и рисбермы, а также под анкерным понуром для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения грунта основания под подошвой сооружения устраивается горизонтальный дренаж, выполненный из крупнозернистого материала (щебня,гравия) и защищенного от заиления снизу обратным фильтром, состоящим из двух слоев сыпучего материала с увеличивающейся в направлении фильтрации крупностью зерен каждого слоя.

Толщина дренажа в целом 0,5м.

Дренаж тела плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматривается дренаж в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в смотровые шахты.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $а_{др}$ следует назначать не менее 2 м.

4.4.4 Галереи в теле плотины

Предусматривается галерея для создания вертикального дренажа в теле плотины, служащего для сбора профильтровавшиеся воды и горизонтального дренажа в подземном контуре плотины, служащего для отвода собравшиеся воды, для контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА.

В плотине располагается одна продольная галерея по высоте плотины на отметке 129,7 м (ПГ=129,7 м), длиной 3 метра, а шириной 2 метра.

4.4.5 Устои

Предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу.

Сопряжение бетонной плотины со зданием гидроэлектростанции осуществляется с помощью раздельной стенки, которая в сторону нижнего бьефа продлевается за водобой.

Сопряжение водосливной плотины с земляной, а так же с берегом осуществляется с помощью устоев, состоящих из крайнего быка плотины.

Устои и открылки одновременно регулируют обходную фильтрацию. Устои и открылки имеют форму подпорной стенки. В устое располагаются пазы для затворов.

Сопрягающие сооружения представляют собой подпорные стенки. Высота стен предварительно принимается 15 м.

4.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемые через плотину, устраивается водобой с гасителями энергии, гибкая рисберма и ковш.

4.5.1 Водобой

Устраивается в виде армированной массивной горизонтальной бетонной плиты, предназначенной для восприятия динамического воздействия сбрасываемого потока.

4.5.2 Определение толщины водобойной плиты

Толщина водобойной плиты по формуле В.Д.Домбровского:

$$\delta_в = 0{,}15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h_c'}\,, \qquad (4.60)$$

где V_c - скорость потока в жатом сечении:

$$V_c = \frac{Q_р}{В_в \cdot h_c'}, \qquad (4.61)$$

где $В_в$- ширина водобоя в сжатом сечении;

h_c' - глубина в сжатом сечении для основного расчетного случая.

V_c =1026/[24 + (3 − 1)3] · 1,6) =21,4 м/с.

$\delta_в$ =0,15·21,4·$\sqrt{1,6}$ = 4 м.

4.5.3 Расчет водобойной плиты на всплытие

Плиту водобоя проверяют на всплытие. Устойчивость на всплытие определяется условием:

$$К_{всп л} = \frac{\Sigma V_{уд} \cdot \gamma_{cd}}{\Sigma V_{всп} \cdot \gamma_{lc}} \gg \gamma_n \quad (4.62)$$

где ΣVуд - сумма сил, удерживающих плотину от всплытия;

ΣVвсп - сумма сил, вызывающих всплытие плиты;

γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок, γ_{lc}=1 при расчете по 1 группе предельных состояний для основного сочетания нагрузок и воздействий [3];

γ_{cd} - коэффициент условий работы, γ_{cd}=1 при расчете по 1 группе предельных состояний.

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения, γ_n= 1,25 при расчете по 1 группе предельных состояний для сооружений 1 класса.

1. Удерживающие силы:

Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G= (\rho_б- \rho_в)\cdot g\cdot l_в\cdot \delta_в\cdot k_н , \quad (4.63)$$

где $l_в$ - длина водобоя;

$k_н$ - коэффициент надежности по нагрузке.

Длина водобоя при отсутствии гасителей:

$$l_в=l_{пр}=2,5(1,9\ h_c'' - h_c')=2,5(1,9\cdot 12,2-1,6)=54 \text{ м}, \quad (4.64)$$

$$G= (\rho_б- \rho_в)\cdot g\cdot l_в\cdot \delta_в\cdot k_н = (2,4-1,0)\cdot 9,81\cdot 54\cdot 4\cdot 1=2969,3 \text{ кН}.$$

2.Силы, вызывающие всплытие плиты:

Дефицит давления:

$$W_д = \frac{1}{2}\cdot t_1\cdot g\cdot \rho_в \cdot l\cdot k_н , \quad (4.65)$$

где $t_1 = 0,7\cdot(h_c'' - h_c') = 0,7\cdot(12,2-1,6) = 7,4 м$

l= $l_в$ - при отсутствии на водобое дренажных колодцев.

$$W_д = \frac{1}{2} \cdot 7{,}4 \cdot 9{,}81 \cdot 1 \cdot 54 \cdot 1 = 1974{,}6 кН$$

Фильтрационное давление на подошву плиты:

$$W_ф = 0{,}05 \cdot (T - h_c'') \cdot l \cdot \rho_в \cdot g \cdot \text{kн} \cdot 0{,}5, \quad (4.66)$$

где T - превышение уровня верхнего бьефа над поверхностью водобоя $\nabla ПВ = 124{,}75 м$:

$$T = \nabla НПУ - \nabla ПВ = 160 - 124{,}75 = 35{,}25 м, \quad (4.67)$$

$$W_ф = 0{,}05 \cdot (35{,}25 - 12{,}2) \cdot 44{,}4 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot 1 \cdot 0{,}5 = 247{,}7 кН$$

Пульсационная вертикальная составляющая (в долях от критической глубины):

$$W_п = p' \cdot l \cdot \text{kн} = 0{,}13 \cdot h_{кр} \cdot g \cdot \rho_в \cdot l \cdot \text{kн} = 0{,}13 \cdot 5{,}08 \cdot 9{,}81 \cdot 54{,}1 \cdot 1 = 350{,}2 кН$$

$$К_{всп л} = \frac{2969{,}3 \cdot 1}{(1974{,}6 + 350{,}2 + 305{,}5) \cdot 1} = 1{,}13$$

$К_{всп л}$=1,13 < $\gamma_п$=1,25, условие устойчивости водобойной плиты против всплытия не соблюдается.

Необходимо увеличить толщину плиты до $\delta_в$=4,5м

Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$G = (\rho_б - \rho_в) \cdot g \cdot l_в \cdot \delta_в \cdot k_н$ = (2,4-1,0) ·9,81·54,1·4,5·1=3340,5 кН,

$$К_{всп л} = \frac{3340{,}5 \cdot 1}{(1974{,}6 + 350{,}2 + 305{,}5) \cdot 1} = 1{,}27.$$

$К_{всп л}$=1,27 > $\gamma_п$=1,25, условие устойчивости водобойной плиты против всплытия соблюдается.

4.5.4 Рисберма и ковш

Рисберма - участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Концевой участок рисбермы устраивается в виде ковша, предназначенного для защиты рисбермы от подмыва с заложением внутреннего откоса $m = 1:4$ и с заложением внешнего откоса $m = 1:2$. На дно ковша укладывается слой отсыпки камня, толщиной 1,5 м.

Глубина ковша в месте наибольшего размыва:

$$h_{max} = К_р\sqrt{\frac{q_p}{V_н}}, \quad (4.68)$$

где $q_{присб}$ - удельный расход на рисберме.

$$q_р = \frac{Q_р}{B+\sum \delta_б} = \frac{1026}{24+(3-1)*3} = 34{,}20 \ м^3/с, \quad (4.69)$$

где K_p - коэффициент, зависящий от условий размыва, 1,05-1,1, $K_p=1{,}1$;

$V_н$ - неразмывающая скорость течения для грунта дна реки при $h_{НБ}$=1 м, для глины $\upsilon_н = 0{,}8$ м/с;

$$h_{max} = 1{,}1 \cdot \sqrt{\frac{34{,}20}{0{,}8}} = 7{,}19м,$$

Общая длина послепрыжкового участка (рисбермы с ковшом) определяется по рекомендации М.С.Вызго:

$$l_{пп} = \frac{0{,}4}{n} \cdot h_c^{``}; \quad (4.70)$$

где n - коэффициент шероховатости русла $n = 0.03$(приложение 14 таблица 4[11]);

$h_c^{``}$ - вторая сопряженная глубина $h_c^{``} - 10{,}25м$;

тогда:

$l_{пп} = \frac{0{,}4}{0.03} \cdot 12{,}20 = 162{,}67м$;

Длина участка с плитами рисберм:

$$Lр = l_{пп} - l_к, \quad (4.71)$$

Длина ковша по низу:

$l_{кн} = (2 \div 5)hкр$=3,94·5,08=20 м,

Длина ковша:

$$l_к = l_{кн} + а + в = l_{кн} + 4 \cdot с + 2 \cdot с, \quad (4.72)$$

Отметка ковша :

$$\nabla К = \nabla УНБ_{min} - h_{max} = 127,7 - 7,19 = 121,81м, \quad (4.73)$$

$$с = \nabla дно - \nabla К = 127 - 121,81 = 5,19 м,$$

$$l_к = 20 + 4 \cdot 5,19 + 2 \cdot 5,19 = 51,17 м.$$

Длина участка с плитами рисберм:

Lр=162,67-51,17=111,5 м

Тогда количество плит рисберм:

N= Lр/10=111,5/10=11,15, принимается количество плит рисберм, равным 11.

4.5.5 Определение толщины плит рисбермы

В курсовом проекте рассчитываются первые три плиты рисбермы, толщина остальных плит принимается равной толщине третьей плиты.

Толщина плит рисбермы:

$$t_r = \frac{\rho_в \cdot h_р \cdot K_с}{(\rho_б - \rho_в)}, \quad (4.74)$$

где $h_р = 2h_v \left(\frac{h_{кр.р}}{x}\right)^{1,34}$,

где x - расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты;

$$h_v = \frac{\alpha \cdot V_с^2}{2 \cdot g}, \quad (4.75)$$

где $V_с$ - скорость в сжатом сечении;

$h_{кр.р}$ - критическая глубина на рисберме;

$K_с$ - коэффициент запаса, принимается равным 1,25.

$$h_{кр.р} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_р^2}{g}}, \quad (4.76)$$

где $q_р$ - удельный расход на рисберме:

$$q_р = \frac{Q_р}{B_р}, \quad (4.77)$$

где $B_р$ - ширина рисбермы:

$$B_р = B_к = (B + (n-1)\delta_б = 24 + 2 \cdot 3 = 30 м, \quad (4.78)$$

Результаты расчетов на определенние толщин плит рисбермы и против опрокидывания приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Расчет плит рисбермы

x, м	$t_р$, м	δ, м	$W_Д$, кН	P, кН	G, кН	$K_{опр}$
44,4	2	1,63	134,62	1,034	274,68	1,54
54,4	1,6	1,30	109,98	0,82	221,11	1,52
64,4	1,3	1,07	92,92	0,66	178,54	1,45

Условие устойчивости против опрокидывания для первых трех плит рисбермы соблюдается.

4.6 Расчет фильтрации

Расчеты производят для двух расчетных случаев:

Основного сочетания нагрузок и воздействий - отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla НПУ = 160$ м , нижнего бьефа - $\nabla УНБ_{min} = 129$ м, при пропуске санитарного расхода $Q_{сан}$.

Особого сочетания нагрузок и воздействий - отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla ФПУ = 162$ м , нижнего бьефа - $\nabla УНБ_{max} = 137{,}7$ м, при пропуске поверочного расхода $Q_{пов}$.

4.6.1 Расчет фильтрации под плотиной методом удлиненной контурной линии

Для фильтрационного расчета воспользуемся методом удлиненной контурной линии. Для определения параметров фильтрационного потока строится треугольник потерь напора и эпюра фильтрации (приложение В, рисунок В.3). Для построения горизонтальной линии от точки 1 в одном масштабе последовательно откладываются длины элементов (горизонтальных и вертикальных).

Цифрами обозначаются все точки подземного контура, начиная с места входа фильтрационного потока на дне ВБ – точка 1, и до места выхода потока – точка 8.

Откладываем вертикальную линию от точки 1, равную напору при основном сочетании нагрузок и воздействий :

$$H_{осн} = \nabla НПУ - УНБ_{min} = 160 - 129 = 31 м, \quad (4.79)$$

Напоры в каждой точке:

$H_i = l_i \cdot tg\alpha$,

где l_i - расстояние от рассматриваемой точки подземного контура до точки 8.

$$H_1 = H_{осн} = 31м,$$

$$tg\alpha = \frac{H_1}{l} = \frac{31}{78,2} = 0,396, \quad (4.80)$$

$$H_2 = (L - l_{1-2}) \cdot tg\alpha = (78,2 - 0,5) \cdot 0,396 = 30,77 \text{ м} \quad (4.81)$$

$$H_3 = (L_2 - l_{2-3}) \cdot tg\alpha = (78,2 - 31) \cdot 0,396 = 18,5 \text{ м}, \quad (4.82)$$

$$H_4 = (L_3 - l_{3-4}) \cdot tg\alpha = (46,7 - 5,5) \cdot 0,396 = 16,31 \text{ м}, \quad (4.83)$$

$$H_5 = (L_4 - l_{4-5}) \cdot tg\alpha = (41,2 - 20) \cdot 0,396 = 8,39 \text{ м}, \quad (4.84)$$

$$H_6 = (L_5 - l_{5-6}) \cdot tg\alpha = (21,2 - 6,02) \cdot 0,396 = 6,02 \text{ м}, \quad (4.85)$$

$$H_7 = (L_6 - l_{6-7}) \cdot tg\alpha = (15,2 - 7,2) \cdot 0,396 = 3,16 \text{ м}, \quad (4.86)$$

$$H_8 = (L_7 - l_{7-8}) \cdot tg\alpha = (8 - 8) \cdot 0,396 = 0 \text{ м}, \quad (4.87)$$

Эпюра фильтрации подземного контура для основного сочетания нагрузок и воздействий представлена в (приложение В, рисунок В.3).

2) Особое сочетание нагрузок и воздействий:

Откладываем вертикальную линию от точки1, равную напору при особом сочетании нагрузок и воздействий :

$$H_{пов} = \nabla ФПУ - УНБ_{max} = 162 - 137,7 = 24,3м. \quad (4.88)$$

Напоры в каждой точке:

$$tg\alpha = \frac{H_1}{l} = \frac{24,3}{78,2} = 0,31$$

$$H_2 = (L - l_{1-2}) \cdot tg\alpha = (78,2 - 0,5) \cdot 0,31 = 24,09 \text{ м},$$

$$H_3 = (L_2 - l_{2-3}) \cdot tg\alpha = (77,7 - 31) \cdot 0,31 = 14,5 \text{ м},$$

$$H_4 = (L_3 - l_{3-4}) \cdot tg\alpha = (46,7 - 5,5) \cdot 0,31 = 12,77 \text{ м},$$

$$H_5 = (L_4 - l_{4-5}) \cdot tg\alpha = (41,2 - 20) \cdot 0,31 = 6,57 \text{ м},$$

$$H_6 = (L_5 - l_{5-6}) \cdot tg\alpha = (21,2 - 6) \cdot 0,31 = 4,71 \text{ м},$$

$$H_7 = (L_6 - l_{6-7}) \cdot tg\alpha = (15{,}2 - 7{,}2) \cdot 0{,}31 = 2{,}48 \text{ м},$$

$$H_8 = (L_7 - l_{7-8}) \cdot tg\alpha = (8 - 8) \cdot 0{,}31 = 0 \text{ м},$$

Эпюра фильтрации подземного контура для особого сочетания нагрузок и воздействий представлена в (приложение В, рисунок В.4).

4.7 Определение основных нагрузок на плотину

4.7.1 Вес сооружения

Вес 1п.м водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл}\gamma_б b}{2(b+\delta_б)} = \frac{804{,}2 \cdot 24 \cdot 8}{2(8+3)} = 14682{,}76 \text{ кН}, \quad (4.89)$$

где $\gamma_б = 24 \frac{кН}{м^3}$ - удельный вес бетона плотины;

$S_{пл}$ - площадь поперечного сечения плотины;

b - ширина водосливного отверстия;

$\delta_б$ - ширина быка.

Площадь поперечного сечения водосливной плотины относительно точки 0 (середина подошвы плотины) определяется с помощью программы AutoCAD.

$S_{пл}$ = 1261 м^2.

Плечо силы веса водосливной плотины определяется с помощью программы AutoCAD.

$Y_{пл}$=0,25 м.

Вес быка на 1п.м определим как:

$$G_б = \frac{S_б \gamma_б \delta_б}{b+\delta_б} = \frac{1941{,}13 \cdot 24 \cdot 3}{8+3} = 12705{,}58 \text{ кН}, \quad (4.90)$$

где $S_Б$ - площадь поперечного сечения быка;

Площадь поперечного сечения быка плотины определяем с помощью программы AutoCAD.

$S_Б$ = 1941,13 м^2.

Плечо силы веса быка относительно точки 0 (середина подошвы плотины) определяем с помощью программы AutoCAD

$Y_Б$=2,30 м.

4.7.2 Вес технологического оборудования

Вес подъемного механизма приближенно вычислим по формуле:

$$Q_п = 0{,}1 \cdot T(0{,}35 + v) - 0{,}005 \cdot T, \quad (4.91)$$

где $v = 1 м/с$ - скорость подъема затвора;

$T = K(Q_з + 0{,}6\text{Р}_з)$ - для скользящих затворов;
где $K = 1{,}25$ - коэффициент запаса;
$Q_з$ - плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского :

$$Q_з = 0{,}055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.92)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0{,}5)b, \quad (4.93)$$

где b - ширина пролета.

Величина силы давления воды на затвор вычисляется для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий по формуле:

$$P_з = \rho_w \cdot g(\nabla\text{УВБ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0{,}5 \cdot b, \quad (4.94)$$

Площадь затвора:

$$f = (162 - 152 + 0{,}5) \cdot 8 = 84\text{м}^2, \quad (4.95)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з = 0{,}055 \cdot 84 \cdot \sqrt{84} \cdot 9{,}81 = 357{,}48 \text{ кН}, \quad (4.96)$$

Вес подъемного механизма для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$P_{з,\text{осн}} = \rho_w \cdot g(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0{,}5 \cdot b = 10 \cdot (160 - 152)^2 \cdot 0{,}5 \cdot 8 = 2511{,}36 \text{ кН}. \quad (4.97)$$

$$T_{осн} = 1{,}25(357{,}48 + 0{,}6 \cdot 2511{,}36) = 2402{,}75 \text{ кН}.$$

$$Q_{\text{п,осн}} = 0{,}1 \cdot 2402{,}75 \cdot (0{,}35 + 1) - 0{,}005 \cdot 2402{,}75 = 312{,}35\text{кН}.$$

Вес подъемного механизма для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$P_{\text{з,особ}} = \rho_w \cdot g(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0{,}5 \cdot b = 10 \cdot (162 - 152)^2 \cdot 0{,}5 \cdot 8 = 3924 \text{ кН}.$$

$$T_{особ} = 1{,}25(357{,}48 + 0{,}6 \cdot 3924) = 3462{,}23 \text{ кН}.$$

$$Q_{\text{п,особ}} = 0{,}1 * 3462{,}23 \cdot (0{,}35 + 1) - 0{,}005 \cdot 3462{,}23 = 450{,}09\text{кН}.$$

Вес плоского затвора на 1 п.м:

$$Q'_{з} = \frac{Q_{з}}{b+\delta_{б}} = \frac{357{,}48}{8+3} = 54{,}92\,\frac{кН}{м}. \quad (4.98)$$

Расчетный вес подъемного механизма для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$Q^{расч}_{п,осн} = \frac{Q_{п}}{b+\delta_{б}} = 42{,}02кН/м. \quad (4.99)$$

Расчетный вес подъемного механизма для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$Q^{расч}_{п,особ} = \frac{Q_{п}}{b+\delta_{б}} = \frac{450{,}09}{8+3} = 59{,}26кН/м.$$

4.7.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления раскладывают на две составляющие: горизонтальную и вертикальную.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W^{г}_{в} = \gamma_{w} \cdot h_1^2 \cdot 0{,}5 = 10 \cdot 42^2 \cdot 0{,}5 = 8820кН, \quad (4.100)$$

где $h_1 = \nabla НПУ - \nabla под = 160 - 118 = 42м.$

Плечо силы : $Y_{гв}$=12,67 м.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа при особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$W^{г}_{в} = \gamma_{w} \cdot h_2^2 \cdot 0{,}5 = 10 \cdot 44^2 \cdot 0{,}5 = 9245кН, \quad (4.101)$$

где $h_2 = \nabla ФПУ - \nabla под = 162 - 118 = 44м.$

Плечо силы : $Y_{гв}$=13,34 м.

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W^{г}_{н} = \gamma_{w} \cdot h_1^2 \cdot 0{,}5 = 10 \cdot 11^2 \cdot 0{,}5 = 1940{,}45\ кН \quad (4.102)$$

где $h_1 = \nabla УНБ_{min} - \nabla под = 129 - 118 = 11м.$

Плечо силы : $Y_{гн}$=2,9 м.

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа при особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{н}}^{\text{г}} = \gamma_w \cdot h_2^2 \cdot 0{,}5 = 10 \cdot 19{,}7^2 \cdot 0{,}5 = 605\text{кН},$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{max} - \nabla\text{под} = 137{,}7 - 121 = 19{,}7\text{м}$.

Плечо силы : $Y_{\text{гн}}$=5,7 м.

Вертикальная составляющая со стороны верхнего бьефа при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{в}}^{\text{в}} = \gamma_w \cdot S_1^{\text{в}} = 10 \cdot 304{,}54 = 3045{,}4\text{кН}, \quad (4.103)$$

где $S_1^{\text{в}} = 304{,}54\ \text{м}^2$ – площадь тела давления со стороны верхнего бьефа.

Плечо силы : $Y_{\text{вв}}$=19,7 м.

Площадь $S_1^{\text{в}}$ и плечо $Y_{\text{вв}}$ вычисляется при помощи программы AutoCAD.

Вертикальная составляющая со стороны верхнего бьефа при особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{в}}^{\text{в}} = \gamma_w \cdot S_2^{\text{в}} = 10 \cdot 326{,}17 = 3261{,}7\text{кН}, \quad (4.104)$$

где $S_2^{\text{в}} = 326{,}17\text{м}^2$ - площадь тела давления со стороны верхнего бьефа.

Плечо силы : $Y_{\text{вв}}$=20,06 м.

Площадь $S_2^{\text{в}}$ и плечо $Y_{\text{вв}}$ вычисляется при помощи программы AutoCAD.

Вертикальная составляющая со стороны нижнего бьефа при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{н}}^{\text{в}} = \gamma_w \cdot S_1^{\text{в}} = 10 \cdot 188{,}4 = 1884\text{кН}, \quad (4.105)$$

где $S_1^{\text{в}} = 188{,}4\text{м}^2$ - площадь тела давления со стороны нижнего бьефа.

Плечо силы : $Y_{\text{вн}}$=22,2 м.

Площадь $S_1^{\text{в}}$ и плечо $Y_{\text{вн}}$ вычисляется при помощи программы AutoCAD.

Вертикальная составляющая со стороны нижнего бьефа при особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{н}}^{\text{в}} = \gamma_w \cdot S_2^{\text{в}} = 10 \cdot 222{,}54 = 2225{,}4\text{кН}, \quad (4.106)$$

где $S_2^{\text{в}} = 222{,}54\text{м}^2$ - площадь тела давления со стороны нижнего бьефа.

Плечо силы : $Y_{\text{вн}}$=19,08 м.

Площадь $S_2^{\text{в}}$ и плечо $Y_{\text{вн}}$ вычисляется при помощи программы AutoCAD.

4.7.4 Сила взвешивающего давления

Взвешивающая сила, направленная снизу вверх, определяется по эпюре с ординатами, равными глубине погружения рассматриваемой точки флютбета под уровень Н.Б.

Сила взвешивающего давления:

1) для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв,осн}} = S_{\text{взв,осн}} \cdot \gamma_w = 726 \cdot 10 = 7260\text{Кн}, \quad (4.107)$$

где $S_{\text{взв,осн}} = 496\text{м}^2$ - площадь эпюры взвешивающего давления со стороны нижнего бьефа.

Площадь $S_{\text{взв,осн}}$ вычислена при помощи программы AutoCAD.

2) для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв,особ}} = S_{\text{взв,особ}} \cdot \gamma_w = 1300{,}2 \cdot 10 = 13002\text{кН}, \quad (4.108)$$

где $S_{\text{взв,особ}} = 1035{,}4\text{м}^2$ - площадь тела давления со стороны нижнего бьефа.

Площадь $S_{\text{взв,особ}}$ вычислена при помощи программы AutoCAD.

4.7.5 Сила фильтрационного давления

Учитываем часть эпюры фильтрационного давления действующую только на подошву плотины (без учета анкерного понура).

Сила фильтрационного давления при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ф,осн}} = \gamma_w \cdot S_{\text{ф,осн}} = 10 \cdot 551 = 5510\text{кН}. \quad (4.109)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления под подошвой плотины вычислена при помощи программы AutoCAD.

Сила фильтрационного давления при особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ф,особ}} = \gamma_w \cdot S_{\text{ф,особ}} = 10 \cdot 517 = 5170\text{кН}. \quad (4.110)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления под подошвой плотины вычислена при помощи программы AutoCAD.

4.7.6 Определение давления наносов

Определим толщину слоя наносов:

$$h_{\text{н}} = \nabla\text{ЗВ} - \nabla\text{дна} = 130 - 127 = 3\text{ м}, \quad (4.111)$$

где $\nabla\text{ЗВ} = 130$ м $-$ уровень заиления водохранилища.

Удельный вес наносов во взвешенном состоянии будет равен:

$$\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{сух}} - (1-n)\gamma_0 = 19(1-0{,}35)10 = 12{,}5\text{кН/м}^3, \quad (4.112)$$

где $\gamma_{\text{н}}^{\text{сух}} = 19$ кН/м^3- удельный вес глинистых наносов в сухом состоянии;
n=0,35 - пористость глинистых наносов.

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$\text{Р}_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2}\right) = 12{,}5 \cdot 3 \cdot tg^2\left(45 - \frac{20}{2}\right) = 8{,}42\text{ кПа}, \quad (4.113)$$

где $\varphi_{\text{н}} = 20^{\circ}$ - угол внутреннего трения глинистых .

Равнодействующая давления наносов на 1п.м будет равна:

$$W_{\text{н}} = 0{,}5 \cdot \text{Р}_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} = 0{,}5 \cdot 8{,}42 \cdot 3 = 12{,}63\text{ кН}. \quad (4.114)$$

4.7.7 Определение активного давления грунта

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта , боковое давление грунта определяется дважды, так как считается, что эта точка принадлежит слою наносов и слою грунта, пригруженного весом наносов:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) = 12{,}5 \cdot 3 \cdot tg^2\left(45 - \frac{15}{2}\right) = 22{,}06\text{кН/м}^2,$$

где $\varphi_{\text{гр}} = 15^{\circ}$- угол внутреннего трения глины.

Так как глина обладает сцеплением с=50 кПа, то оно уменьшает боковое давление грунта на сооружение на постоянную величину P_c :

$$P_c = 2 \cdot c \cdot tg \quad \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = 2 \cdot 50 \cdot tg \quad \left(45 - \frac{15}{2}\right) = 76{,}7 кН/м^2. \quad (4.115)$$

В этом случае $p'_{гр}$ равняется:

$$p'_{гр} = \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_н \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot tg \quad \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = 22{,}06 - 76{,}7 =$$
$$= -54{,}64 кН/м^2. \quad (4.116)$$

В точке на отметке анкерного понура (слой грунта толщиной $h_{гр1}$=3м) , где действует и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{гр} = \left(\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_н + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр1}\right) \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot tg \quad \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) =$$
$$= (12{,}5 \cdot 3 + 12{,}5 \cdot 3) \cdot tg^2\left(45 - \frac{15}{2}\right) - 2 \cdot 50 \cdot tg \quad \left(45 - \frac{15}{2}\right) =$$
$$= -32{,}58 кН/м^2. \quad (4.117)$$

Далее расчет ведется с учетом анкерного понура.

В точке на границе анкерного понура и слоя грунта, где действуют верхние слои грунта и анкерный понур, давление равняется:

$$p''_{гр} = \left(\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_н + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр1} + \gamma_б^{взв} \cdot h_{пл}\right) \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) - p_c =$$
$$= (12{,}5 \cdot 3 + 12{,}5 \cdot 3 + (24 - 10) \cdot 0{,}5) \cdot tg^2\left(45 - \frac{15}{2}\right) - 76{,}7 =$$
$$= -28{,}46 кН/м^2. \quad (4.118)$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр2}$=6м давление равняется:

$$p''_{гр} = \left(\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_н + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр1} + \gamma_б^{взв} \cdot h_{пл} + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр2}\right) \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) - p_c$$
$$= (12{,}5 \cdot 3 + 12{,}5 \cdot 3 + (24 - 10) \cdot 0{,}5 + 6 \cdot 12{,}5) \cdot tg^2\left(45 - \frac{15}{2}\right) - 76{,}7 =$$
$$= 15{,}66 кН/м^2, \quad (4.119)$$

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на один погонный метр длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{акт} = S_{эп} = 24{,}2 \text{ кН}/м^2$$

Площадь эпюры активного давления грунта вычислена при помощи программы AutoCAD.

4.7.8 Определение пассивного давления грунта

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа под водобойной плитой:

$$P'_{пн} = \gamma_б^{взв} \cdot h_{пл} \cdot tg^2\left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = (24 - 10) \cdot 4{,}5 \cdot tg^2\left(45 + \frac{15}{2}\right) = \\ = 106{,}47 кН/м^2, \quad (4.120)$$

где $h_{пл}$=4,5 м - толщина водобойной плиты;

$\gamma_б^{взв}$- удельный вес взвешенного бетона плиты.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа на уровне подошвы плотины:

$$P'_{пн} = (\gamma_б^{взв} \cdot h_{пл} + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр})tg^2\left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = \\ = (24 - 10) \cdot 4{,}5 + 12{,}5 \cdot 4{,}5)tg^2\left(45 + \frac{15}{2}\right) = 201{,}53 кН/м^2, \quad (4.121)$$

где $h_{гр}$ - толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины $h_{гр}$=4,5м.

Так как грунт обладает сцеплением, интенсивность пассивного давления грунта увеличивается на постоянную величину P_c :

$$P_c = 2 \cdot c \cdot tg\left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = 2 \cdot 50 \cdot tg\left(45 + \frac{15}{2}\right) = 130 кН/м^2. \quad (4.122)$$

В этом случае $P'_{пн}$ и $P''_{пн}$ равняется:

$$P'_{пн} = 106{,}47 + 130 = 236{,}47 кН/м^2.$$

$$P''_{пн} = 201{,}53 + 130 = 331{,}53 кН/м^2.$$

Равнодействующая пассивного давления грунта:

$$E_{пас} = \frac{P'_{пн} + P''_{пн}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{236{,}47 + 331{,}53}{2} \cdot 4{,}5 = 1278кН, \quad (4.123)$$

4.7.9 Определение нагрузки от волнового давления

Равнодействующая волнового давления для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.П. Можевитинова.

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн,осн}} = 0{,}5 \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right) = 0{,}5 \cdot 10 \cdot 2{,}74 \left(\frac{31{,}43}{3{,}14} + \frac{0{,}75}{2}\right) = \\ = 139{,}55\text{кН}, \quad (4.124)$$

где $h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3{,}14 \cdot 2{,}74^2}{31{,}43} = 0{,}75\text{м}$;

$h_{1\%}$ - высота волны 1%-ной обеспеченности,

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны,

Плечо силы $W_{\text{волн,осн}}$ относительно НПУ:

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{31{,}43}{2 \cdot 3.14} - \frac{3}{8} 2{,}74 = 3{,}97\text{м}. \quad (4.125)$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0{,}5 \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right) = 0{,}5 \cdot 10 \cdot 0{,}98 \left(\frac{12{,}73}{3{,}14} + \frac{0{,}20}{2}\right) = \\ = 13{,}95\text{кН}, \quad (4.126)$$

где $h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}83^2}{12{,}72} = 0{,}20$ м.

$h_{1\%}$ - высота волны 1%-ной обеспеченности,

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны.

Плечо силы волны относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10{,}5}{2 \cdot 3.14} - \frac{3}{8} 0{,}83 = 1{,}36 \text{ м}. \quad (4.127)$$

4.7.10 Усилие в анкерном понуре

Усилие в анкерном понуре определяется из условия распределения полной сдвигающей силы между понуром и плотиной с учетом упругих деформаций грунта основания и арматуры понура.

Сила сдвига, воспринимаемая анкерным понуром (рисунок) определяется для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий по формуле:

$$Q = \frac{(G_п + W_п - W_ф) \cdot \text{tg}\varphi + cl}{\gamma_n}, \quad (4.128)$$

где $G_п$ - вес плиты анкерного понура с учетом взвешивания;

$W_п$ - гидростатическое давление воды на понур сверху;

$W_ф$ - фильтрационное давление воды на понур снизу;

с - удельное сцепление грунта основания понура, для твердой глины принимается с=50 кПа;

l - длина понура;

φ - угол внутреннего трения грунта, для твердой глины $\varphi = 15$;

$\gamma_п$ - коэффициент надежности по ответственности сооружения, для первого класса сооружения $\gamma_п$=1,25.

Вес плиты анкерного понура при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$G_п=(\gamma_б - \gamma_в)\cdot S_п = (24-10)0{,}5\cdot 31=217 \text{ кН}. \quad (4.129)$$

Гидростатическое давление воды на понур сверху при :

- основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_п= \gamma_в \cdot H\cdot l=10\cdot 33\cdot 31=10230 \text{ кН}, \quad (4.130)$$

где $H = \nabla НПУ - \nabla дна = 160 - 127 = 33$ м.

- особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_п= \rho_в\cdot H\cdot l=10\cdot 35\cdot 31=10850 \text{ кН}, \quad (4.131)$$

где $H = \nabla ФПУ - \nabla дна = 162 - 127 = 35$ м.

Фильтрационное давление воды на понур снизу при:

- основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_ф= \gamma_в \cdot S_ф =10 \cdot 763{,}685=7636{,}8 \text{ кН}, \quad (4.132)$$

где $S_ф$ - площадь эпюры.

$$S_ф = \frac{30{,}77+18{,}5}{2}\cdot 31 = 763{,}685 \text{ м}^2.$$

- особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_ф= \gamma_в \cdot S_ф =10 \cdot 598{,}45=5984{,}5 \text{ кН}, \quad (4.133)$$

где $S_ф$ - площадь эпюры.

$$S_ф = \frac{24,09+14,5}{2} \cdot 31 = 598,45 \text{ м}^2.$$

Сила сдвига, воспринимаемая анкерным понуром при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$Q = \frac{(217+10230-7636,85)\cdot tg15°+50\cdot 31}{1,25} = 1847 \text{ кН}.$$

Сила сдвига, воспринимаемая анкерным понуром при особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$Q = \frac{(217+10850-5984,5)\cdot tg15°+50\cdot 31}{1,25} = 2338,5 \text{ кН}.$$

4.8 Статический расчет водосливной плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации).

Составляется таблица В.2 , представленная в приложении В, в которую вносятся все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитываются с помощью программы AutoCad.

4.8.1 Расчёт прочности плотины

Основное сочетание нагрузок и воздействий

Результат расчёта краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1п.м. длины) сведен в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основное сочетание	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-148,87	-503
σ_x	-420	-110
τ_{xy}	0	0
σ_1	-148,87	-110
σ_3	-420	-503

Особое сочетание нагрузок и воздействий

Результат расчёта краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1п.м. длины) сведен в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Особое сочетание	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-63,77	-453,93
σ_x	-440	-197
τ_{xy}	0	0
σ_1	-63,77	-197
σ_3	-440	-453,93

После вычисления напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий, необходимо проверить условие в таблице 4.8:

1) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений;
2) В зоне верховой грани плотины;
3) Во всех точках плотины.

Принимаем бетон класса В25 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 8500\text{кН/м}^2$,

$\gamma_n = 1{,}25$ - коэффициент надежности по назначению;

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{lc} = 1{,}0$;
γ_{cd} - коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1{,}0$;

Особое сочетание нагрузок и воздействий:
$\gamma_{lc} = 0{,}9$
$\gamma_{cd} = 1{,}0$;

Таблица 4.8 - Проверка условий

Основное сочетание нагрузок и воздействий	Особое сочетание нагрузок и воздействий
$1.\sigma_y^u < 0$	
$-148{,}87\text{кПа} < 0$	$-63{,}77\text{кПа} < 0$
$2.\left\|\sigma_y^u\right\| \geq 0{,}25 * \gamma_0 * H_d^u$	
$148{,}87\text{кПа} \geq 0{,}25 * 10 * 42$ кПа $148{,}87\text{кПа} > 97{,}5$ кПа	$63{,}77\text{кПа} \geq 0{,}25 * 10 * 44$ кПа $63{,}77\text{кПа} > 57{,}2$ кПа
$3.\gamma_n * \gamma_{lc} * \sigma_3 \leq \gamma_{cd} * R_b$	
Для верховой грани: $1{,}25 * 1{,}0 * (-420) \leq 0{,}9 * 8500$ $-525\text{кПа} < 7650\text{кПа}$ Для низовой грани: $1{,}25 * 1{,}0 * (-503) \leq 0{,}9 * 8500$ $-628{,}75\text{кПа} < 7650\text{кПа}$	Для верховой грани: $1{,}25 * 0{,}9 * (-440) \leq 1 * 8500$ $-495\text{кПа} < 8500\text{кПа}$ Для низовой грани: $1{,}25 * 0{,}9 * (-453{,}93) \leq 1 * 8500$ $-488{,}173\text{кПа} < 8500\text{кПа}$

Условие для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий выполняется.

4.8.2 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \qquad (4.134)$$

где: γ_n - коэффициент надежности по назначению сооружения, $\gamma_n = 1{,}25$;

$\gamma_c = 0{,}9$ - коэффициент условий работы;

$\gamma_{lc} = 1$(основное сочетание нагрузок и воздействий),

$\gamma_{lc} = 0{,}9$ (особое сочетание нагрузок и воздействий) - коэффициент сочетания нагрузок.

Основное сочетание нагрузок и воздействий

R - расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R=\left(G_{пл} + G_Б + W_в + W_н - W_{взв} - W_ф + Q_з + Q_п\right) \cdot \tan\varphi + E_п \cdot \gamma_c' + c \cdot \omega =$$
$$= (14682{,}76 + 12705{,}58 + 3045{,}4 + 1884 - 5510 + 357{,}48 + 1846{,}99) \cdot$$
$$\cdot 0{,}27 + 1278{,}01 \cdot 0{,}7 + 50 \cdot 66 = 10197{,}73 \text{кН/м}, \qquad (4.135)$$

где $tg\varphi$ - внутреннее трение для грунта основания, для глины $\varphi = 20°$;

c - сцепление для глины, $c = 50$ кН/м^2;

ω - горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр, $\omega = B_п \cdot 1 = 66$ м^2.

Сдвигающая сила:

$$F = W_{ВБ} - W_{НБ} + W_{волн} + Ен + Еа = 8820 - 1940{,}45 + 139{,}55 +$$
$$+12{,}63 + 24{,}20 = 7055{,}93 \text{кН/м}. \qquad (4.136)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{10197{,}73 \cdot 0{,}9}{7055{,}93 \cdot 1{,}0} \geq 1{,}25,$$

$$1{,}30 > 1{,}25.$$

Условие против сдвига соблюдается.

Особое сочетание нагрузок и воздействий

$$R = (14682{,}76 + 12705{,}58 + 3261{,}7 + 2225{,}4 - 13002 - 5170 + \\ +357{,}48 + 2338{,}48) \cdot 0{,}27 + 1278{,}01 \cdot 0{,}7 + 50 \cdot 66 = 10304{,}099 \text{кН/м},$$

где $tg\varphi$ - внутреннее трение для грунта основания, для глины $\varphi = 20°$;

c - сцепление для глины, $c = 50$ кН/м^2;

ω - горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр,

$\omega = B_п \cdot 1 = 66$ м^2.

Сдвигающая сила:

$F = 9245 - 605 + 20 + 12{,}63 + 24{,}20 = 8696{,}83 \text{кН/м}$.

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{10304{,}099 \cdot 1{,}0}{8696{,}83 \cdot 0{,}9} \geq 1{,}25$$

$$1{,}31 > 1{,}25$$

Условие против сдвига для основного и особого сочетания нагрузок соблюдается.

Таким образом сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

4.9 Проектирование неоднородной грунтовой плотины

Заложение откосов песчаной плотины:

1. Заложение верхового откоса m_1 - 3,5;
2. Заложение низового откоса m_2 - 3,0.

Ширина по гребню зависит от класса дороги. Согласно СНиП 2.05.02-85* принимается II категория дороги с шириной по гребню $b = 15$ м.

В виде дренажного устройства, устанавливаем дренажный банкет. Согласно СНиП 2.06.05-84* превышение гребня дренажного банкета над максимальным уровнем нижнего бьефа следует определять с запасом на волнение, но не менее 0,5 м. Ширина банкета поверху равна 1 м.

При сопряжении тела плотины с дренажным банкетом должна быть обеспечена фильтрационная прочность сопряжения за счет устройства обратного фильтра по внутреннему откосу банкета. Обратный фильтр состоит из двух слоев: галечник 0,20 м и крупный песок 0,20 м.

В поперечном сечении дренажная призма имеет форму трапеции с заложением откоса со стороны плотины m_3=1,25, а со стороны нижнего бьефа m_4=1,5.

4.9.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины и гребня быка

Отметка гребня грунтовой плотины назначается с учетом возвышения его над расчетным уровнем воды.

Возвышение гребня h_s определяем для двух сочетаний нагрузок:

a) основного (в верхнем бьефе НПУ),

b) особого (в верхнем бьефе ФПУ).

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{НПУ} + h_s, \quad (4.137)$$

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{ФПУ} + h_s, \quad (4.138)$$

где $h_s -$ превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{run\,1\%} + \Delta h_{set} + a\,, \quad (4.139)$$

где $h_{run\,1\%} -$ высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%; $\Delta h_{set} -$ высота ветрового нагона воды в верхнем бьефе; $a -$ конструктивный запас, $a = (0{,}5 \div 2)$м.

Для сооружений I класса принимаем обеспеченности скорости ветра:

a) при основном сочетании нагрузок и воздействий – 2%($V_w = 20$ м/с);

b) при особом сочетании нагрузок и воздействий – 20%($V_w = 8$ м/с);

Определение высоты ветрового нагона

$$\Delta h_{set} = k\frac{V_w^2 L}{gd}\cos\alpha_w, \quad (4.140)$$

где α_w угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров (в курсовом проекте принимается $\alpha = 0$);

$V_w -$ расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды;

$L -$ разгон волны для заданной расчетной скорости ветра, определяемый по розе ветров района гидроузла (Ростовская область);

$d -$ условная расчетная глубина воды в водохранилище;

$k -$ коэффициент, принимаемый для скорости ветра 20 м/с равным $k = 21 * 10^{-6}$(таблица 2* [7])

а) Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\Delta h_{set} = 2{,}1 * 10^{-6} * \frac{20^2 * 18 * 10^3}{9{,}81 * 16{,}5} * 1 = 0{,}093\text{м},$$

где $d = \frac{\nabla НПУ - \nabla дно}{2} = \frac{160-127}{2} = 16{,}5$м.

b) Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\Delta h_{set} = 2{,}1 * 10^{-6} * \frac{8^2 * 18 * 10^3}{9{,}81 * 17{,}5} * 1 = 0{,}0045\text{м},$$

где $d = \frac{\nabla ФПУ - \nabla дно}{2} = \frac{162-127}{2} = 17{,}5$м

Определение высоты волны 1% обеспеченности

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$,

где $t -$ период развития волн на водохранилище($t = 21600$с.).

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9{,}81 * 18 * 10^3}{20^2} = 441{,}5,$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9{,}81 * 21600}{20} = 10594{,}8,$$

По рисунку 1 на странице 36 [7] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0{,}5\overline{\lambda_d}$, где дно не влияет на основные характеристики волн) и значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\overline{T^2}}{2\pi}$

При $\frac{gL}{V_w^2} = 441{,}5:\ \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}032\ ,\ \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2{,}2;$

При $\frac{gt}{V_w} = 10594{,}8:\ \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}08\ ,\ \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4;$

Принимаем наименьшие значения комплексов $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}032$, $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2{,}2$ и находим средний период волны $\bar{T}$(с) и среднюю высоту волны $\bar{h}$ (м):

$$\bar{T} = \frac{2{,}2 * V_w}{g} = \frac{2{,}2 * 20}{9{,}81} = 4{,}5\text{ с}, \qquad (4.141)$$

$$\bar{h} = \frac{0{,}032 * V_w^2}{g} = \frac{0{,}032 * 20^2}{9{,}81} = 1{,}3\text{ м}, \qquad (4.142)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g\overline{T^2}}{2\pi} = \frac{9{,}81 * 4{,}5^2}{2 * 3{,}14} = 31{,}43\text{ м}, \qquad (4.143)$$

Проверяем условие $d > 0{,}5\overline{\lambda_d}$, для глубоководной зоны.

$d = 16{,}5 > 0{,}5\overline{\lambda_d} = 0{,}5 * 31{,}43 = 15{,}71$ – условие выполняется.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} * K_i = 1{,}3 * 2{,}1 = 2{,}74 \text{ м}, \quad (4.144)$$

где $K_i -$ коэффициент, определяемый по графику ([4], Приложение 1,рис 2) в зависимости от значения $\frac{gL}{V^2}$ (для глубоководной зоны) $K_i = 2{,}1$.

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением.

$d = 16{,}5$ м $> 2h_{1\%} = 2 * 2{,}74 = 5{,}5$ м определяется по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} \quad (4.145)$$

где k_r и $k_p -$ коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по таблице 6 [7] для ж/б плит $k_r = 1$ и $k_p = 0{,}9$;

$k_{sp} = 1{,}5$ –коэффициент, в зависимости от заложения откоса. Заложение верхового откоса принимается m_1=3,0 (по таблице 7[7] при скорости ветра 20 м/с);

$k_{run} = 1{,}3 -$ коэффициент, принимаемый по рисунку 10* на странице 7[7] в зависимости от пологости волны $\frac{\overline{\lambda_d}}{h_{1\%}} = \frac{31{,}43}{2{,}74} = 11{,}5$ на глубокой воде.

$h_{run1\%} = 1 * 0{,}9 * 1{,}5 * 1{,}3 * 2{,}74 = 4{,}33$ м.

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$,

где $t -$ период развития волн на водохранилище, с (в курсовом проекте $t = 2600$с.).

$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9{,}81*10*10^3}{8^2} = 1532{,}8,$

$\frac{gt}{V_w} = \frac{9{,}81*21600}{8} = 26487,$

По рисунку 1 на странице 36 [7] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0{,}5\overline{\lambda_d}$, где дно не влияет на основные характеристики волн) и значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\overline{T^2}}{2\pi}$

При $\frac{gL}{V_w^2} = 1532{,}8$: $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}055$, $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3{,}18$;

При $\frac{gt}{V_w} = 26487$: $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}1$, $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4{,}6$;

Принимаем наименьшие значения комплексов $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}065$, $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3{,}56$ и находим средний период волны $\bar{T}$(с) и среднюю высоту волны $\bar{h}$ (м):

$$\bar{T} = \frac{3{,}18*V_w}{g} = \frac{3{,}18*8}{9{,}81} = 2{,}59 \text{ с}, \quad (4.146)$$

$$\bar{h} = \frac{0{,}055*V_w^2}{g} = \frac{0{,}055*8^2}{9{,}81} = 0{,}36 \text{ м}, \quad (4.147)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g\overline{T^2}}{2\pi} = \frac{9{,}81*2{,}59^2}{2*3{,}14} = 10{,}5 \text{ м}, \quad (4.148)$$

Проверяем условие $d > 0{,}5\overline{\lambda_d}$:

$d = 17{,}5 > 0{,}5\overline{\lambda_d} = 0{,}5 * 10{,}5 = 5{,}25 -$ условие выполняется.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} * K_i = 0{,}36 * 2{,}3 = 0{,}83 \text{ м}, \quad (4.149)$$

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности ля фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением $d = 17{,}5$ м $> 2h_{1\%} = 2 * 0{,}83 = 1{,}66$м определяется по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%}, \quad (4.150)$$

где k_r и $k_p -$ коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по таблице 6 [7], для ж/б плит $k_r = 1$ и $k_p = 0{,}9$;
$k_{sp} = 0{,}8 -$ коэффициент, в зависимости от заложения откоса. Заложение верхового откоса принимается m_1=3,0 (по таблице 7[7] при скорости ветра 8 м/с);

$k_{run} = 1{,}24 -$ коэффициент, принимаемый по рисунку 10* на странице 7[7] в зависимости от пологости волны $\frac{\overline{\lambda_d}}{h_{1\%}} = \frac{12{,}73}{1} = 12{,}73$ на глубокой воде.

$$h_{run1\%} = 1 * 0{,}9 * 0{,}8 * 1{,}24 * 0{,}83 = 0{,}74 \text{ м}$$

Возвышение гребня грунтовой плотины

1. Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$h_s = h_{run\,1\%} + \Delta h_{set} + a = 4{,}33 + 0{,}093 + 1{,}58 = 6\text{м}, \quad (4.151)$$

2. Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$h_s = h_{run\,1\%} + \Delta h_{set} + a = 0{,}74 + 0{,}0045 + 1{,}26 = 2\text{м}, \quad (4.152)$$

Определение отметки грунтовой плотины

a) Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{НПУ} + h_s = 160 + 6 = 166\text{м}, \quad (4.153)$$

b) Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{ФПУ} + h_s = 162 + 2 = 164\text{м}, \quad (4.154)$$

Принимаем $\nabla\text{ГГП} = 166\text{м}$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух:

$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГГП} = 166\text{м}$,

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1{,}6 * \text{Н}_{\text{ст}} = 152 + 1{,}6 * 8 = 164{,}8\ \text{м}, \quad (4.155)$$

Принимаем $\nabla\text{ГБ} = 166$ м

4.9.2 Расчет положения кривой депрессии

При расчете положения кривой депрессии будем использовать метод виртуальных длин, суть этого метода заключается в том, что ядро с коэффициентом фильтрации ($K_{\text{я}}$) и средней толщиной ($\delta_{\text{ср}}$), заменяется ядром виртуальной длины $\bar{\delta}_{\text{я}}$, а последующий расчет выполняется, как расчет однородной плотины с уширенным гребнем, коэффициентом фильтрации тела плотины ($K_{\text{т}}$) и принятыми дренажными устройствами.

Определение средней толщины ядра:

$$\delta_{\text{ср}} = \frac{\delta_{\text{в}} + \delta_{\text{н}}}{2} = \frac{3 + 9}{2} = 6\ \text{м}, \quad (4.156)$$

где $\delta_{\text{в}}$ =4 м - ширина ядра поверху;

$\delta_{\text{н}}$ =12 м - ширина ядра понизу.

Определяем виртуальную длину ядра:

$$\bar{\delta}_{\text{я}} = \delta_{\text{ср}} \cdot \frac{K_{\text{т}}}{K_{\text{я}}} = 6 \cdot \frac{10^{-5}}{10^{-8}} = 6000\ \text{м}, \quad (4.157)$$

где $K_т = 10^{-5}$ м/с - коэффициент фильтрации тела плотины (песок средний);

$K_я = 10^{-8}$ м/ с - коэффициент фильтрации ядра (суглинок).

Определяем расстояние на котором кривая депрессии выклинивается на поверхность воды в ВБ:

$$\lambda \mathrm{H}_1 = \frac{m_1}{1 + 2 \cdot m_1} \cdot H_1 = \frac{3{,}5}{1 + 2 \cdot 3{,}5} \cdot 33 = 14{,}44\text{м}, \quad (4.158)$$

где $m_1 = 3{,}5$ - заложение верхового откоса;

$H_1 = 33$ м - расстояние от ∇дна до ∇НПУ.

Расстояние от точки пересечения внутреннего откоса дренажной призмы с подошвой плотины до точки выклинивания кривой депрессии в дренаж:

$$l_{\text{др}} = \frac{m_3 \cdot \mathrm{H}_2}{3} = \frac{1{,}25 \cdot 10{,}7}{3} = 4{,}46 \text{ м}, \quad (4.159)$$

где $m_3 = 1{,}25$ - заложение откосов дренажной призмы;

$\mathrm{H}_2 = 10{,}7$ - расстояние от от ∇дна до $\nabla\text{УНБ}_{max}$.

Определяем расстояние от начала координат до точки пересечения внутреннего откоса дренажной призмы с подошвой плотины:

$$S = m_1 \cdot d + \frac{b}{2} - \frac{\delta_{\text{ср}}}{2} + \bar{\delta}_{\text{я}} + \left(\frac{b}{2} - \frac{\delta_{\text{ср}}}{2}\right) + m_2 \cdot \left(h_{\text{пл}} - h_{\text{пр}}\right) - m_3 \cdot h_{\text{пр}} =$$
$$= 3{,}5 \cdot 6 + \frac{15}{2} - \frac{6}{2} + 6000 + \left(\frac{15}{2} - \frac{6}{2}\right) + 3 \cdot (39 - 11{,}7) - 1{,}25 \cdot 11{,}7 =$$
$$= 6097 \text{ м}, \quad (4.160)$$

где $d = 6$ м - расстояние от ∇НПУ до ∇ГЗП;

$b = 15$ м - ширина гребня плотины;

$m_2 = 3$ - заложение низового откоса;

$h_{\text{пл}} = 39$ м - высота плотины;

$h_{\text{пр}} = 11{,}7$ м - высота призмы.

Удельный фильтрационный расход:

$$q = K_т \cdot \frac{H_1^2 - H_2^2}{2 \cdot \left(S + \lambda \mathrm{H}_1 + l_{\text{др}}\right)} = 10^{-5} \cdot \frac{33^2 - 10{,}7^2}{2 \cdot (6097 + 14{,}44 + 6{,}46)}$$
$$= 9{,}22 \cdot 10^{-7} \text{м}^2/\text{с}. \quad (4.161)$$

Определяем ординату точки выклинивания кривой депрессии в дренаж:

$$h_4 = h_3 + H_2 = 0 + 10{,}7 = 10{,}7 \text{ м}, \quad (4.162)$$

где $h_3 = f(m_3) \cdot \frac{q}{K_т} = 0{,}28 \cdot \frac{2{,}6 \cdot 10^{-4}}{40} = 0{,}03$,

$f(m_3)$ – определяется по таблице 4.9 в зависимости от заложения дренажной призмы.

Таблица 4.9 - Определение функции от заложения дренажной призмы

m_3	0	0,5	1	1,5	2	2,5
$f(m_3)$	0,74	0,51	0,36	0,28	0,22	0,18

При $h_3 < \text{H}_2 \rightarrow h_3 = 0$. (4.163)

Ординаты депрессионной кривой определяются по заданным значениям x с использованной зависимостью:

$$h_x = \sqrt{2 \cdot \frac{q}{K_т} \cdot \left(S - x + l_{др}\right) + {h_4}^2} = \sqrt{2 \cdot \frac{9{,}22 \cdot 10^{-7}}{10^{-5}} (6097 - x + 4{,}46) + 10{,}7^2}. \quad (4.164)$$

На участке до ядра задаемся x от 0 до

$$m_1 \cdot d + \frac{b}{2} - \frac{\delta_{ср}}{2} = 3{,}5 \cdot 6 + \frac{15}{2} - \frac{6}{2} = 25{,}5 \text{ м}. \quad (4.165)$$

На участке от ядра до точки пересечения внутреннего откоса дренажной призмы задаемся x в диапазоне от :

$$m_1 \cdot d + \frac{b}{2} - \frac{\delta_{ср}}{2} + \bar{\delta}_я = 3{,}5 \cdot 6 + \frac{15}{2} - \frac{6}{2} + 6000 = 6025{,}5 \text{ м}. \quad (4.166)$$

до S = 247 м.

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 - Ординаты для построения кривой депрессии на участке до ядра

x	0	6,5	12,8	19,1	25,5
hx	32,97	32,95	32,93	32,92	32,90

Построенная кривая депрессии представлена в приложение В, рисунок В.5.

4.9.3 Оценка фильтрационной прочности

Фильтрационная прочность плотины и основания обеспечивается если соблюдается:

(4.167)

$$I \leq \frac{I_{\text{кр}}}{\text{К}_{\text{н}}},$$

где I - градиент напора в расчетной области;

$I_{\text{кр}} = 8$ - критический градиент напора для суглинка ядра.

Для ядра плотины градиент напора равен:

$$I = \frac{\Delta H}{\delta_{\text{ср}}} = \frac{21{,}7}{6} = 3{,}61, \quad (4.168)$$

где $\Delta H = h_{\text{в}} - h_{\text{н}} = 32{,}90 - 11{,}25 = 21{,}7$ м - разность отметок.

Коэффициент надежности для сооружения II класса $\text{К}_{\text{н}} = 1{,}2$.

Условие соблюдается:

$$3{,}61 \leq 6{,}4. \quad (4.169)$$

4.9.4 Расчет устойчивости низового откоса методом круглоцилиндричекой поверхности скольжения

Задача расчета заключается в поиске этой поверхности и определении наименьшего коэффициента устойчивости, который должен превышать коэффициент надежности по ответственности не более чем на 10 %.

Устойчивость откоса обеспечивается если удовлетворяется условие:

$$\text{К}_{\text{у}} \geq \frac{\text{К}_{\text{н}}}{m} \cdot n, \quad (4.170)$$

где $\text{К}_{\text{н}} = 1{,}2$ - коэффициент надежности для сооружения II класса;

$n = 1$ - коэффициент сочетания нагрузок при основном случае,

$m = 1$ – коэффициент условия работы при методе расчета удовлетворяющем условиям равновесия.

Расчеты устойчивости носят вероятностный характер, так как заранее неизвестно положение наиболее опасной поверхности обрушения.

Основным расчетным случаем при определении устойчивости низового откоса является тот, при котором в ВБ отметка НПУ, в теле плотины установившаяся фильтрация, а глубина в НБ соответствует максимальному расходу для основного расчетного случая.

Так как в основании залегает глинистый грунт, то кривая будет захватывать часть основания.

Для нахождения области, в которой располагаются центры наиболее опасных в отношении устойчивости кривых скольжения, определяются радиусы $R_{\text{н}}$ и $R_{\text{в}}$, которые являются соответственно нижним и верхним пределом радиуса

поверхности скольжения R. Определяются в долях от высоты плотины $H_{пл} = 36{,}8$ м таблица 4.11.

Таблица 4.11- Определение радиуса R_1 и R_2

m_2	1	2	3	4	5
$R_н/H_{пл}$	1,1	1,4	1,9	2,5	3,3
$R_в/H_{пл}$	2,2	2,5	3,2	4,7	5,8

При заложении низового откоса $m_2 = 3$:
Радиусы равны:

$$R_н = 1{,}9 \cdot 39 = 74{,}1м, \quad (4.171)$$

$$R_в = 3{,}2 \cdot 39 = 124{,}8 \text{ м}. \quad (4.172)$$

$$r = \frac{CO}{2} = \frac{79{,}05}{2} = 39{,}525м \quad (4.173)$$

Область ограничения прямой сдвига и очертания плотины разбивается вертикальными прямыми на отсеки шириной:

$$b = (0.1 \div 0.2)R,$$

$$b = 0{,}1523 \cdot 99{,}45 = 14{,}35 \text{ м}.$$

Производится нумерация отсеков. Центр нулевого отсека размещается под центром кривой скольжения, нумерация отсеков отсчитывается от нулевого отсека, влево со знаком (+) и вправо от со знаком (-).

Чаще всего центры наиболее опасных поверхностей скольжения располагаются по линии bO, на которой выбирается 3 центра и рассчитываются для соответствующих им поверхностей скольжения значения коэффициентов устойчивости для нахождения минимального.

Физико – механические свойства грунтов:
Для тела плотины из песка :$\gamma_{ест} = 18$ кН/м^3, $\varphi_{ест} = 32°$,
$c_{ест} = 3$ кН/м^2, $n = 0{,}4$, $\varphi_{нас} = 26°$.

$$\gamma_1^{взв} = \gamma_{ест} - (1-n)\gamma_в = 18 - (1-0{,}4)10 = 12 \text{ кН/м}^3, \quad (4.174)$$

Для призмы из крупно-обломочного грунта (камень): $\gamma_{ест} = 23{,}5$ кН/м^3, $\varphi_{ест} = 45°$, $c_{ест} = 0$ кН/м^2, $n = 0{,}25$, $\varphi_{нас} = 45°$.

$$\gamma_2^{взв} = \gamma_{ест} - (1-n)\gamma_в = 23{,}5 - (1-0{,}25)10 = 16 \text{ кН/м}^3, \quad (4.175)$$

Для основания из глинистых грунтов: $\gamma_{ест} = 17{,}5$ кН/м^3, $\varphi_{ест} = 25°$, $c_{ест} = 50$ кН/м^2, $n = 0{,}45$, $\varphi_{нас} = 20°$.

$$\gamma_3^{взв} = \gamma_{ест} - (1 - n)\gamma_в = 17{,}5 - (1 - 0{,}45)10 = 12 \text{ кН/м}^3, \quad (4.176)$$

Расчет устойчивости низового откоса для 3 – х случаев представлен в приложении В, таблицы В.3 -В.5. Графически методом кругло - цилиндрической поверхности скольжения показан на рисунке В.6 в приложении В.

По итогам расчетов выбираем наименьший коэффициент устойчивости из трех случаев:

$К_у = 1{,}25 > К_н = 1{,}2$, что удовлетворяет условию устойчивости.

5 Организация и технология строительства

5.1 Расчет пропуска строительных расходов

Эксплуатационные расходы:
- Максимальный основной расход – 3216 м³/сек ;
- Максимальный поверочный расход – 3714 м³/сек .

Строительные расходы для 5% обеспеченности:
- при паводке – 2318 м³/сек ;
- при перекрытии реки – 1249 м³/сек ;

На данном гидроузле применяется русловая компоновка, при которой все бетонные сооружения (водосливная плотина, русловое здание ГЭС) располагаются в естественном русле реки. Для данной компоновки характерны пять этапов возведения.

У правого берега располагается водосливная плотина, а у левого берега русловое здание ГЭС. Сопряжение бетонной плотины со зданием ГЭС осуществляется с помощью раздельной стенки. Сопряжение бетонных частей гидроузла с грунтовой плотиной осуществляется с помощью сопрягающих устоев.

В связи с наличием в основании сильно размываемых грунтов (песков) применяется фронтальный способ перекрытия русла.

При фронтальном способе дополнительным элементом организации перекрытия прорана является необходимость устройства транспортных коммуникаций для возможности отсыпки материала одновременно по всей ширине прорана. Обычно для этих целей устраиваются стационарные мосты.

Строительство Сальского гидроузла разбито на 5 этапов:

1 этап – Осуществляется возведение перемычек первой очереди, пропуск строительных расходов производится по стесненному руслу реки. Внутри осушенного котлована первой очереди возводится нижняя часть водосливной бетонной плотины (выравнивающая бетонная подушка, фундаментная плита и быки на высоту необходимую для пропуска паводка, а также элементы нижнего бьефа (понур, водобойная плита, плиты рисбермы, концевой участок в виде ковша) до отметки напорного фронта ∇139 м Перекрытая часть русла перемычками составляет 50 % ширины русла в створе.

Для назначения отметок гребня продольной и верховой поперечной перемычек определяют повышение уровней воды перед верховой перемычкой :

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} \quad , \tag{5.1}$$

где φ – коэффициент скорости, φ = 0,8 – 0,85 для трапецеидальных перемычек , принимается равным 0,85 ;

V_0 и V_c – бытовая скорость реки и скорость в суженном русле.

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_c} = \frac{2318}{1603,2} = 1,4\ {}^{\text{м}}/_{\text{с}};, \quad (5.2)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_0} = \frac{2318}{3206,5} = 0,7\ {}^{\text{м}}/_{\text{с}}\ , \quad (5.3)$$

где w_c - площадь поперечного сечения суженной части русла при $Q_{\text{стр}}$ $w_c = 1603,2$ м^2 ;

w_0 - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при $Q_{\text{стр}}$ $w_0 = 3206,5$ м^2 .

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{ВП}} = h_{\text{нб}} + Z + a = 8,9 + 0,1 + 1 = 10,0\ ; \quad (5.4)$$

$$H_{\text{нП}} = h_{\text{нб}} + a = 8,9 + 1 = 9,9\ \text{м}; \quad (5.5)$$

где $h_{\text{нб}}$ - глубина воды в нижнем бьефе , соответствующая $Q_{\text{стр}}$; a – конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

Величина подпора:

$$Z = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{0,7^2}{2 \cdot 9,81} = 0,1\ \text{м};$$

Определение отметок перемычек первой очереди:

$$\nabla\text{УВП} = \nabla\text{дна} + H_{\text{ВП}} = 127 + 10,0 = 137\text{м}, \quad (5.6)$$

$$\nabla\text{УНП} = \nabla\text{дна} + \text{Н}_{\text{НП}} = 127 + 9,9 = 136,9\text{м}. \quad (5.7)$$

2 этап – В процессе перекрытия русла осуществляется постепенное переключение расходов из естественного русла на сооружение построенного во время I этапа.

Осуществляется перекрытие русла реки фронтальным способом. Перемычки первой очереди частично разбираются и возводится верховая перемычка второй очереди, для возведения станционной части плотины. Пропуск строительных расходов производится через построенную в котловане первой очереди гребенку. Сооружения наращиваются до отметки напорного фронта ∇ 146,77 м .

Отметка уровня НБ при $Q_{стр}$=2318 м/с при $\nabla УНБ = 135,5$ м;

$h_{нб} = \nabla УНБ - \nabla дна = 135{,}5 - 127 = 8{,}9$ м ; (5.8)

$l = b + \delta_б = 8 + 3 = 11$ м, (5.9)

где b – длина пролета, b = 8 м;
$\delta_б$ – толщина быка, $\delta_б$=3 м.

Число водосливных отверстий пролетов из условий закрытия гребенки:

$$n = \frac{Q_{стр}}{\upsilon_д \cdot l \cdot h_{нб}}, \quad (5.10)$$

где υд – допустимая неразмывающая скорость, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (глина– 3÷4 м/с, принимаем $[\upsilon_h]$=3 м/с);

$$n = \frac{2318}{3 \cdot 11 \cdot 8.9} = 7{,}9 \text{ пролетов}, \quad (5.11)$$

Принимается количество пролетов n=3 (в соответствии с расчетом в курсовом проекте по специальности ГТС)

Напор без учета сжатия и подтопления :

$$H01 = \left(\frac{Q_{стр}}{m \cdot n \cdot b \cdot \sqrt{2g}}\right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2318}{0{,}32 \cdot 3 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{\frac{2}{3}} = 16{,}68 \text{ м}. \quad (5.12)$$

Напор с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива :

$$H02 = \left(\frac{Q_{стр}}{m \cdot n \cdot b \cdot \varepsilon \sigma_n \sqrt{2g}}\right)^{\frac{2}{3}}, \quad (5.13)$$

где σ_n – коэффициент подтопления определяемый по таблице 6.24 в справочнике Киселева в зависимости от отношения $h_п/H_0$.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_B^{\,2}}{g \cdot (n \cdot b)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1.1 \cdot 2318^2}{9.81 \cdot (3 \cdot 8)^2}} = 10{,}15 м, \quad (5.14)$$

$h_п = h_{нб} – hпор = 8{,}9 - 0{,}5 = 8{,}4$ м. (5.15)

$h_п = 8{,}4 < h_{кр} = 10{,}15$ - неподтопленный

Коэффициент подтопления $\sigma_п$ зависимости от $h_п/H_0$ = 8,4/16,65=0,50, принимается равным $\sigma_п$= 1

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2\frac{\xi y+(n-1)\xi_б}{n}\cdot\frac{H_{01}}{b}, \qquad (5.16)$$

где ξу – коэффициент формы боковых устоев, принимаем ξу=0,7 для круглой формы устоя ;

$\xi_б$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимаем ξ_0=0,45 для круглой формы устоя.

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2\frac{0{,}7+(3-1)*0{,}45}{3}\cdot\frac{16{,}68}{8} = 0{,}78.$$

$$H02 = \left(\frac{2318}{0{,}32\cdot 3\cdot 8\cdot 0{,}78\cdot 1\cdot\sqrt{2\cdot 9{,}81}}\right)^{\frac{2}{3}} = 16{,}28 \text{ м}$$

Геометрический напор:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha\cdot\upsilon_0^2}{2\cdot g}, \qquad (5.17)$$

где α – коэффициент кинетической энергии (коэффициент Кориолиса), принимаем $\alpha = 1{,}1$;

υ_0 – скорость подхода потока к водосливу.

Скорость подхода потока к водосливу :

$$\upsilon_0 = \frac{Qccm}{(H02+0{,}5)(B+(n-1)\delta в)} = \frac{2318}{(16{,}28+0{,}5)(24+(3-1)3)} = 4{,}6 м/с, \qquad (5.18)$$

$$H = 16{,}28 - \frac{1{,}1\cdot 4{,}6^2}{2\cdot 9{,}81} = 15{,}1 м/с$$

Расход через гребенку при ее закрытии (заделке) :

$$Q = \left(m\cdot b\cdot\sqrt{2g}\,hгр^{\frac{3}{2}}\right) + \left(m\cdot b\cdot\sqrt{2g}\cdot 3^{\frac{3}{2}}\right) == \left(0,32\cdot 8\cdot\sqrt{2\cdot 9{,}81}\cdot\right.$$
$$\left.\cdot 1{,}5^{\frac{3}{2}}\right) + \left(0,32\cdot 8\cdot 3\sqrt{2\cdot 9{,}81}\cdot 3^{\frac{3}{2}}\right) = 79{,}8 \text{ м}^3/\text{с}, \qquad (5.19)$$

Высота бетонирования за затвором:

$$k \cdot h_{гр} = 3 \cdot 1{,}5 = 4{,}5\ м,$$

где к=3, так как гребенка трехступенчатая;

$h_{гр}$ =1,5÷3, принимаем 1,5 м.

Высота затвора:

$$h_{затв} = k \cdot h_{гр} + 0{,}5 = 3 \cdot 1{,}5 + 0{,}5 = 5м, \qquad (5.20)$$

При заделке гребенке часть расходов будет пропускаться через незаконченные турбинные блоки.

Пропускная способность незаконченных турбинных блоков определяется по формуле:

$$Q = m\pi D\sqrt{2g}h^{3/2} \cdot n = 0{,}24 \cdot 3{,}14 \cdot 6{,}7 \cdot 4{,}43 \cdot 15{,}10^{3/2} \cdot 2 = 3027{,}4\ м/с\ ,$$

где m – коэффициент расхода, принимаемый равным 0,24;

h- напор;

D- диаметр агрегата турбины ПЛ 30б-В равным 6,7 м

Высота перемычек второй очереди:

$$h_{перем}=H+h_{пор}+a\ , \qquad (5.21)$$

где a = 0,5+d;

$d = h_{нап}+\Delta h$;

$$h_{перем.В} = 15{,}1 + 0{,}5 + 1 = 16{,}6\ м,$$

$$h_{перем.Н} = 15{,}1 + 1 = 16{,}1\ м,$$

Определение отметок перемычек второй очереди:

$$\nabla УВП = \nabla дна\ + H_{ВП} = 127 + 16{,}6 = 143{,}6\ м\ ; \qquad (5.22)$$

$$\nabla УНП = \nabla дна\ + H_{НП} = 127 + 16{,}1 = 143{,}1\ м. \qquad (5.23)$$

<u>3 этап</u> - Возводится русловое здание ГЭС, а так же левобережная грунтовая плотина до отметки ∇ 146,77 м.. Происходит наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту: водосливная бетонная плотина до отметки ∇ 160 м, здание ГЭС до отметки ∇ 151,8 м.

В конце 3-го этапа разбираются перемычки второй очереди Расходы пропускаются через гребенку и незаконченные турбинные блоки.

4 этап – Данный этап предусматривает наращивание всех сооружений до проектных отметок ∇166 м, начинается постепенное наполнение водохранилища. Расходы пропускаются через водосливные отверстия бетонный водосливной плотины.

В конце 4-го этапа осуществляется пуск агрегатов первой очереди и построенные сооружения принимаются во временную эксплуатацию.

5 этап – Осуществляется доведение отметок сооружения до проектных и дальнейшее наполнение водохранилища и поочередный пуск всех агрегатов ГЭС.

5.2 Организация и технология работ по возведению перемычек

Выбор типа перемычки

При выборе типа и размеров перемычек, формы котлована учитываются следующие требования:

1) расстояние от перемычки до фундамента сооружения должно быть не менее 10 м, а иногда и более;

2) очертание котлована в плане должно быть таким, чтобы удобно разместить дороги на гребне перемычек, съезды в котлован, сопряжение со строительными дорогами;

3) формы котлована должны быть удобными для размещения кранов и другого строительного оборудования, размещения водопонизительных установок и поверхностного водоотлива.

Размеры перемычек:

Высота верховой и низовой перемычки:

$$H_{\text{ВП}} = h_{\text{нб}} + Z + a = 8{,}9 + 0{,}1 + 1 = 10{,}0 \text{ м}, \quad (5.24)$$

$$H_{\text{нП}} = h_{\text{нб}} + a = 8{,}9 + 1 = 9{,}9 \text{ м} \ . \quad (5.25)$$

Поперечные перемычки:

Заложение верхового откоса принята 1:2 ;

Низового откоса 1:1,55 (песок мелкий).

Схема размеров котлована представлена в приложении Г, рисунок Г.1

Первая очередь:

Поперечные перемычки

Размеры котлована для возведения поперечных перемычек:

a1-расстояние низового откоса перемычки.

$a1=h_{\text{перем}} \cdot m=10 \cdot 1{,}55=15{,}5$ м;

а2- предназначены для размещения механизмов, водосборных устройств и съездов в котлован, принимается не меньше 20-30 м.
а2=20м;
а3- расстояние откоса котлована.
а3=$h_{котл}$·m=9·1,55=14 м;
$h_{котл}$ = ∇ дна- ∇ подошвы = 127-118 = 9 м;
а4- определяется по производственным условиям проезда, размещение средств водоотлива.
а4=4м.

Продольные перемычки:
а1-расстояние низового откоса перемычки.
а1=$h_{перем}$· m=10·1,55=15,5 м;
а2- предназначены для размещения механизмов, водосборных устройств и съездов в котлован, принимается не меньше 5-6 м для продольной перемычки.
а2=5м;
а3- расстояние откоса котлована.
а3=$h_{котл}$·m=9·1,55=14м;
$h_{котл}$ = ∇ дна- ∇ подошвы = 127-118 = 9 м;
а4- определяется по производственным условиям проезда, размещение средств водоотлива.
а4=2м.

Длина котлована в поперечном направлении:

L_k=(а1+а2+а3+а4)·2+b, (5.26)

где b - ширина плотины по основанию, совместно с глухой секцией равна 44 м.
L_k=(15,5+20+14+4)·2+44=151 м;

Длина котлована в продольном направлении:

L_k=(а1+а2+а3+а4)+b, (5.27)

где b – длина водосливного фронта в продольном направлении равная 312,27 м, с учетом понура, водобойной плиты и рисбермы;

L_k=(15,5+5+14+2)+312,27=349 м;

Для подсчета объема котлована, сначала вычисляется площадь отдельных частей котлована:

Площадь нижней части котлована:

S_1=(a2·2+b) (a4+b+n·$\delta_б$)=(20· 2 + 44) · (2 + 24 + 2 · 3) = 2688 м^2; (5.28)

S_2=(a3· 2 + a4 · 2+b)· (a3 + a4 + b + n · $\delta_б$)= (14· 2 +
4 · 2+44)· (14 + 2 + 24 + 2 · 3) =3671,5 м^2; (5.29)

Площадь верхней части котлована:
S_3=((a2+a3+a4) · 2+b) ·(a2+a3+a4+ b + n · $\delta_б$)=((20+14+4)·2+44)·
·(5+14+2+ 24+2·3)=6109 м^2; (5.30)

S_4=((a1 +a2+a3+a4) · 2+b) ·(a1+a2+a3+a4+b+n·δ)=
=((15,5+20+14+4)·2+44) ·(15,5+5+14+2+ 24+2·3)=10037 м^2. (5.31)

Вычисляем объём котлована по формуле объёма усеченной пирамиды:

V=1/3·h($S_{ниж}$+$S_{верх}$+$\sqrt{S_{ниж} \cdot S_{верх}}$); (5.32)

Объём нижней части котлована:

V_1=1/3·($h_{котл}$/
2) ·(S_1+S_2+$\sqrt{S_1 \cdot S_2}$)=1/3·(9/2)·(2688+3671,5+√(2688+3671,5))=14252 м^3;

Объём верхней части котлована:

V_2=1/3·($h_{котл}$) ·(S_3+S_4+$\sqrt{S_3 \cdot S_4}$)=1/3·9·(6109+10037+√(6109+10037))=
=71927 м^3;

Объём котлована:

V=V_1 + V_2=14252 + 71927=86178 м^3. (5.33)

5.3 Осушение котлована

Для осушения котлованов первой и второй очереди используется способ открытого водоотлива, который заключается в том, что откачка воды ведется непосредственно из котлована. Для водоотлива применяют насосы, пригодные для откачивания загрязненной воды с примесью грунтовых частиц.

На начальном этапе определяются допустимые скорости понижения уровня для нескальных грунтов:

L_0=0,5 м/сут. - средняя скорость

Определяется требуемое время для откачки котлованов:

$$T_0 = \frac{H_{отк}}{L_0}, \quad (5.34)$$

где $H_{отк}$ – глубина воды в котлованах, определяемая по формуле:

$$Н_{отк} = ∇УНБ - ∇дна = 133-127 = 6 м; \quad (5.35)$$

$$T_0 = \frac{6}{0,5} = 12 суток;$$

Требуемое время для откачки воды из котлованов 12 суток.
Выбирается насос с допустимым напором, подачей и потребляемой мощностью насоса.
Принимается насос марки 12НДс-Нм-б с подачей 700 м^3/час.

5.3.1 Котлован первой очереди

Длина котлована в поперечном направлении L_k= 151 м.
Длина котлована в продольном направлении L_k= 349 м.
Объём котлована второй очереди V = 71927 м^3

Общая производительность насосов:

$$ΣQ = \frac{2 \cdot V}{T_0} = \frac{2 \cdot 71927}{12} = 11987,8 м^3/с; \quad (5.36)$$

$$N = \frac{ΣQ \cdot 1,5}{Q_{насоса} \cdot 24} = \frac{11987,8 \cdot 1,5}{700 \cdot 24} = 1,1 = 2 насоса; \quad (5.37)$$

где 1,5 −50% резерв насосов;

Количество насосов требующееся для откачки воды из котлована первой очереди – 2 насоса марки 12НДс-Нм-б с подачей 700 м^3/час.

5.3.2 Котлован второй очереди

Длина котлована в поперечном направлении L_k= 292 м.
Длина котлована в продольном направлении L_k= 343,9м.
Объём котлована второй очереди V=103569 м^3.

Тогда общая производительность насосов:

$$ΣQ = \frac{2 \cdot V}{T_0} = \frac{2 \cdot 10569}{12} = 17261,5 м^3/с;$$

$$N = \frac{ΣQ \cdot 1,5}{Q_{насоса} \cdot 24} = \frac{17261,5 \cdot 1,5}{700 \cdot 24} = 1,54 = 2 насоса;$$

где 1,5 −50% резерв насосов;

Количество насосов требующееся для откачки воды из котлована второй очереди - 2 насоса марки 12НДс-Нм-б с подачей 700 м^3/час.

5.4 Определение объемов работ

5.4.1 Объем земляных работ

Объём перемычек первой очереди

Перемычки первой очереди изображены на рисунке 5.1

Верховая перемычка Низовая перемычка

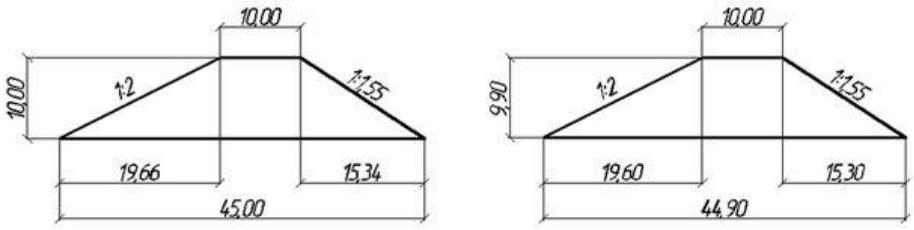


Рисунок 5.1 – Перемычки первой очереди

Продольная перемычка:

Перемычка представляет собой в разрезе трапецию средней высоты, её объем:

$$V = \frac{45+10}{2} \cdot 10 \cdot 312{,}27 = 91374 \text{ м}^3.$$

где 312,27 м – длина продольной перемычки.

Поперечная перемычка:

Верховая перемычка:

$$V = \frac{45+10}{2} \cdot 10 \cdot 274 = 75350 \text{ м}^3.$$

где 274 м - длина поперечной перемычки.

Низовая перемычка:

$$V = \frac{45+10}{2} \cdot 9{,}9 \cdot 274 = 74597 \text{ м}^3.$$

где 274 м - длина поперечной перемычки.

Общий объем перемычек первой очереди равен:

V=241321 м^3

Объём перемычек второй очереди

Перемычки второй очереди изображены на рисунке 5.2:

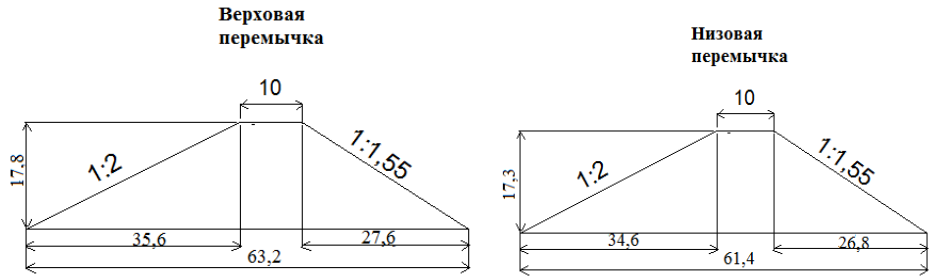


Рисунок 5.2 – Перемычки первой очереди

Поперечная перемычка:

Верховая перемычка:

$$V = \frac{63,2+10}{2} \cdot 17,8 \cdot 292 = 190232 \text{ м}^3.$$

где 292 м – длина поперечной перемычки

Низовая перемычка:

$$V = \frac{61,4+10}{2} \cdot 17,3 \cdot 292 = 180342 \text{ м}^3.$$

где 292 м – длина поперечной перемычки.

Общий объем перемычек второй очереди равен:

V = 370574 м^3

Объем грунтовой плотины:
Объем выемки котлована первой и второй очереди:

Объем выемки мягкого грунта котлована первой очереди:
$V = 151 \cdot 349 \cdot 2 = 105938 \text{ м}^3$

Объем выемки мягкого грунта котлована второй очереди:

$$V = 292 \cdot 343{,}9 \cdot 2 = 200838 \text{ м}^3$$

5.4.2 Объем бетонных работ

Объем бетонных работ определяется по геометрическим размерам сооружения и его частей.

1 этап – возводится бетонная водосливная плотина, понур, а так же элементы нижнего бьефа (водобойная плита, плиты рисбермы, ковш) до отметки ∇139 м.

Общий объем бетонных работ на 1 этапе строительства:

$$V = 202957 \text{ м}^3$$

2 этап - производится наращивание бетонной водосливной плотины до отметки ∇ 146,77 м.

Общий объем бетонных работ на 2 этапе строительства:

$$V = 71353 \text{ м}^3$$

3 этап – производится наращивание бетонной водосливной плотины до отметки ∇ 160 м. Параллельно возводится русловое здание ГЭС до отметки ∇ 151,8 м

Общий объем бетонных работ на 3 этапе строительства:

$$V = 235135 \text{ м}^3$$

4 этап - производится наращивание всех сооружений до проектной отметке ∇166 м.

Общий объем бетонных работ на 4 этапе строительства:

$$V = 113329 \text{ м}^3$$

Все площади бетонных и земляных работ вычислены при помощи программы AutoCAD.

Сводная таблица объемов работ по этапам строительства представлена в приложении Г, таблица Г.1

5.5 Определение способов производства основных видов работ

5.5.1 Выбор транспортной схемы бетонных работ

Транспортная схема бетонных работ представляет собой комплекс машин, механизмов, транспортных коммуникаций и приспособлений, обеспечивающих доставку бетонной смеси от бетонного завода до места укладки.

Транспортную схему можно разбить на две составные части:

- транспорт от бетонного завода до сооружения (горизонтальный транспорт);
- подача бетонной смеси в блоки бетонирования (вертикальный транспорт).

Для транспортировки бетонной смеси от бетонного завода до сооружения применяется автомобильный вид общестроительного транспорта – автобеновозы типа СБ-128.

Характеристики: Базовый автомобиль КрАЗ-6505; Вместимость кузова-6 $м^3$; Грузоподъемность-14 т.

Для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования применяются специальные башенные краны типа КБГС-450(кран) грузоподъемностью 10 т.

Автобетоновозы доставляют бетонную смесь к месту работы кранов, разгружают ее в бадьи Т-103 емкостью 3,2 $м^3$,которые затем кранами подаются в блок.

Уплотнение бетонной смеси в блоке бетонирования осуществляется методом виброуплотнения с применением глубинных вибраторов марки ИВ-59.

Характеристики:

- Частота колебаний 5700 кол/мин;
- Вибронаконечник: диаметр 114 мм, длина 520 мм;
- Масса 22 кг; Толщина вибрируемого слоя 50 см;
- Производительность 4-7 $м^3$/ч.

5.5.2 Выбор транспортной схемы земляных работ

В качестве ведущего механизма для разработки грунтов применяется гусеничный одноковшовый экскаватор ЭО – 6123, ковш – прямая лопата.

Характеристики:

- Вместимость ковшей 2,5 $м^3$;
- Наибольший радиус копания 10,2 м;
- Наибольшая высота копания 10,2 м;
- Наибольшая высота выгрузки 5,95 м;
- Радиус выгрузки при наибольшей высоте выгрузки 5,7 м.

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС-6890VO.

Характеристики:

- Грузоподъемность 19,4 тонн;
- Вместимость кузова 27 $м^3$.

В качестве уплотнения слоев грунта применяется способ уплотнения прицепными пневмошинными катками модели ДУ-30.

Характеристики:

- Масса без балл. 6 т/ с балл. 25 т. ;
- Ширина уплотняемой полосы 2,6 м;
- Рабочая скорость 1,4 м/с , транспортная 6,9 м.
- Количество проходок 6÷10 проходок.

Применяются бульдозеры марки Д-275 с Габаритами отвала: длина 3,36м, высота 1,7м

Для увлажнения грунта применяется поливочная машина ПМ-130Б.

Характеристики:

- Емкость основной цистерны 6000 л, прицепной 5000 л;
- Ширина захвата при поливке до 18 м;
- Расход воды при поливке 0,2-0,3 л/м^2;
- Рабочая скорость до 21 км/ч.

5.6 Строительный генеральный план Сальского гидроузла

Строительный генеральный план – план проектируемого объекта, на котором показано расположение возводимых постоянных и временных зданий и сооружений, а также определены рациональный состав и размещение объектов строительного хозяйства в целях максимальной эффективности их использования с учетом требований охраны труда . Он является основным проектным документом, регламентирующим организацию строительной площадки и объемы временного строительства.

5.7 Календарное планирование при строительстве Сальского гидроузла

Чтобы разработать модель будущего строительства Сальского гидроузла с учетом времени и возможных ограничений технологического процесса работ применяем календарное планирование, итоговым документом которого является календарный план. Он отображает основные этапы строительства, объемы и продолжительности работ.

Начало строительства Сальского гидроузла начинается в апреле 2016 года. В общем длительность строительства Сальского гидроузла составляет 5 лет.

5.7.1 Продолжительность и время выполнения работ

Перемычки котлованов. Перемычки строятся в течение одной межени с завершением всех работ к очередному паводку. Темпы отсыпки земляных перемычек принимаем 150 тыс. м^3/мес.

Разработка котлованов. Продолжительность разработки котлованов зависит от грунта, для глинистого основания составляет 2-3 м/мес по высоте.

Бетонные работы . Продолжительность и темпы бетонирования в большей мере, чем выполнение других работ, зависят от характера механизации и технологии. Бетонирование водосливной плотины и здания ГЭС начинается после полной выемки грунта. Общая продолжительность бетонирования водосливной плотины и здания ГЭС составляет 36 месяцев. Темпы возведения подводной части здания ГЭС 2 м/мес, по объему на 1 агрегатный блок 2 тыс $м^3$/мес.

5.8 Составление комплексного укрупнённого сетевого графика строительства Сальского гидроузла.

Комплексный укрупненный сетевой график служит основой для разработки комплексных сетевых графиков в составе проектов производства работ.

Комплексный укрупненный сетевой график составляется с ограниченным количеством работ и событий со степенью детализации, достаточной для определения отдельных этапов проектирования и строительства, сроков поставки технологического оборудования, а также для проведения оптимизации графика по использованию основных ресурсов.

Сетевой график строительства Сальского гидроузла представлен в приложении Г, рисунок Г.2.

5.9 Зональное распределение бетона в здании ГЭС

Распределение бетона по зонам для станционной части показано в приложении Г, рисунок Г.3.

На рисунке обозначены:

- Зона А – водостойкий, водонепроницаемый бетон;
- Зона Б – кавитационностойкий бетон;
- Зона В – морозостойкий бетон;
- Зона Г – бетон без особых требований.

5.9.1 Состав бетона для различных зон

Для гидротехнических сооружений ведущие требования по водонепроницаемости, морозостойкости и прочности устанавливаются по зонам (в зависимости от зональной разрезки: зоны А, Б, В, Г) и представлены в приложении Г, таблица Г.2.

Принимаем бетоносмесители:

-гравитационные, марки СБ-161*, объем по загрузке 500 л., объем готового замеса 330 л., максимальная крупность заполнителя 70 мм, производительность 8,25 $м^3$/с;

- непрерывного действия с принудительным перемешиванием, марки СБ-80, объем по загрузке 250 л., объем готового замеса 165 л. .

5.9.2 Технологические мероприятия по обеспечению трещиностойкости и прочности сооружения

Выбор системы разрезки сооружения.

Для станционной части выбираем разрезку на блоки деформационными швами. Ширину блока принимаем равными ширине агрегатного блока.

Принимаем ярусную схему бетонирования. Высоту блоков принимаем 2,5 метра.

Особенности производства бетонных работ в зимний период

Производство работ в этот период должно обеспечивать, как и в обычных условиях, нормальный набор прочности, водонепроницаемости, морозостойкости в установленные сроки; сохранение монолитности сооружения.

Для этого необходимо выдерживать надлежащий температурный режим и не допускать замораживания бетона до набора им определенной прочности. Температурный режим в блоках должен обеспечивать ограничение температурных перепадов между ядром и поверхностью блоков. Для обеспечения необходимого температурного режима в блоках обычно применяется теплая опалубка.

Температура бетонной смеси на выходе из бетонного завода должна обеспечивать поступление бетонной смеси в блок с температурой бетонной смеси не менее 5-7°С.

Температура бетонной смеси на выходе регулируется подогревом составляющих. Вода подогревается в электробойлерах, песок – в бункерах бетонного завода и на складах паровыми регистрами, горячим воздухом или горячим газами.

5.9.3 Опалубка и основные требования к ней

Для бетонирования фундаментной плиты используем мелкощитовую и стационарную опалубку.

Требования к опалубке:

1) Опалубка должна обладать прочностью, жесткостью, неизменяемостью формы и устойчивостью в рабочем положении;
2) Конструкция опалубки должна обеспечивать проектную точность геометрических размеров, быструю сборку и разборку;
3) Минимальное сцепление с бетоном.

5.9.4 Календарный график производства бетонных работ

Срок строительства фундаментной плиты принимаем 14 дней, следовательно $J_{\text{ср}}^{\text{год}} = 22173$ тыс. м^3/год.Среднемесячная интенсивность производства бетонных работ с учетом коэффициентов неравномерности определяется как:

$$J_{\text{расч}}^{\text{среднем}} = J_{\text{среднем}} \cdot k_{\text{год}} \cdot k_{\text{н,сез}}, \quad (5.38)$$

$$J_{\text{среднем}} = \frac{J_{\text{ср}}^{\text{год}}}{12} = 1847{,}75 \text{ тыс.м}^3/\text{мес} \quad (5.39)$$

$$J_{\text{расч}}^{\text{среднем}} = 1847{,}75 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}3 = 2882{,}5 \text{ м}^3/\text{мес}, \quad (5.40)$$

где $k_{\text{год}}$ = 1,2 – коэффициент неравномерности работы ;

$k_{\text{н,сез}}$ = 1,3 – коэффициент неравномерности при переходе от среднемесячной годовой к среднемесячной сезонной.

Максимальная месячная интенсивность с учетом коэффициента неравномерности определяется:

$$J_{max} = J_{\text{рас}} \cdot k_{\text{мес,н}}, \quad (5.41)$$

$$J_{max} = 2882{,}5 \cdot 1{,}1 = 3170{,}75 \text{ м}^3/\text{мес}. \quad (5.42)$$

5.9.5 Определение мощности бетонного завода

Мощность бетонного завода рассчитывается по интенсивности бетонных работ в расчетный период. За расчетный период, согласно рекомендациям, принимается теплый период года с максимальным объемом бетонных работ.

Необходимая часовая производительность завода Пз :

$$\text{П}_\text{з} = \frac{I_{\text{расч}} \cdot q_c}{T_\text{ч}}, \quad (5.43)$$

где Тч – число расчетных часов работы бетонного завода в месяц при нормальном режиме работы (фонд рабочих часов в месяц), определяемое по годовому режиму работы оборудования бетонного завода.

По расчетам института «Гидропроект» Тч колеблется в пределах 440-380 ч/мес. в зависимости от климатической зоны. Для данной зоны принимается 400 ч/мес;

q_c – расход бетонной смеси на 1 м^3 бетона, по нормативам равный 1,02

$$\text{П}_\text{з} = \frac{J_{\text{расч}} \cdot 1{,}02}{400} = \frac{17{,}3 \cdot 1{,}02}{400} = 44 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Выбранная расчетная мощность должна быть проверена на удовлетворение максимальной интенсивности ведения бетонных работ в форсированном режиме.

$$\text{П}_{\text{з,мес}}^{max} = \text{П}_\text{з} \cdot \text{Т}_\text{ч}^{\text{мес}} = 44 \cdot 577 = 25388 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (5.44)$$

где $\text{Т}_\text{ч}^{\text{мес}}$-максимальное число часов работы бетонного завода в месяц при

форсированном режиме работы. По расчетам института «Гидропроект» принимаем 577 ч.

Должно выполняться условие:

$$П_{з,мес}^{max} \geq J_{расч} \cdot q_c \quad (5.45)$$

Из полученных выше значений имеем:

$$25388 > 17646 \quad (5.46)$$

Условие выполняется.

5.9.6 Арматурные и опалубочные работы. Применяемые типы армирования. Определение мощности арматурного завода. Доставка и установка арматуры

Для каждого сооружения применяются различные типы армирования. Станционная часть со стороны напорной грани и в тех местах, где проходят водовыпуски.

Общая сменная производительность завода по выпуску арматуры определяется по формуле:

$$П_{см}^{а} = \frac{I_{мес} \cdot q_a}{n \cdot 1000} \cdot k_{нер}\ , \quad (5.47)$$

где $I_{мес}$- расчетная месячная интенсивность бетонных работ;

$q_a = 15$ кг/м^3 - удельный расход арматуры на 1м^3 бетона;

$n = 22 \cdot 2 = 44$ - число рабочих смен в месяц;

$k_{нер} = 1{,}2$.

$$П_{см}^{а} = \frac{17{,}3 \cdot 15}{44 \cdot 1000} \cdot 1{,}2 = 7{,}85 \frac{т}{см}. \quad (5.48)$$

Вес армоконструкций определяется как:

$$P_{ар} = V_б \cdot q_a = 622774 \cdot 15 = 93441610 \text{ кг} = 9341{,}6 \text{ т}. \quad (5.49)$$

Погрузка и разгрузка армоконструкций осуществляется башенными кранами.

5.9.7 Тип опалубки. Определение мощности опалубочного цеха. Доставка и установка опалубки

Для данного гидроузла используется мелкощитовая и стационарная опалубка.

Общий вес опалубки определяется как:

$$P_{оп} = V \cdot q_{опт}\ , \quad (5.50)$$

где $q_{опт}$ – удельный расход опалубки в м^2 на 1 м^3 бетона; принимаем $q_{опт} =$

0,4 м^2 для блоков здания ГЭС.

$$P_{\text{оп}} = 622774 \cdot 0{,}4 = 249109 \text{ м}^2. \quad (5.51)$$

Производительность опалубочного цеха определяется по формуле:

$$\text{П}_{\text{смен}}^{\text{опал}} = \frac{I_{\text{сред}} \cdot q_{\text{оп}}}{n} k_{\text{н}}, \quad (5.52)$$

$$\text{П}_{\text{смен}}^{\text{опал}} = \frac{17{,}3 \cdot 0{,}4}{44} \cdot 1{,}2 = 19 \text{ м}^2/\text{смен}. \quad (5.53)$$

5.9.8 Уход за бетоном

Основные требования по уходу за бетоном по уходу за бетоном является:

- Обеспечение тепловлажностного режима определяющего заданное нарастание прочности и предотвращающие значительные температурно-усадочные деформации и трещины;
- получение температурного режима и температурных перепадов в блоках бетонирования, гарантирующих отсутствие трещинообразования;
- предохранение твердеющего бетона от ударов и других воздействий, снижающих качество бетона в сооружении.

Уход за свежеуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей во влажностном состоянии, что осуществляется следующими способами: распылением воды, заливкой водой, укрытием пленкой.

Обеспечение температурного режима в блоках осуществляется при затворении, охлаждении крупного заполнителя. При необходимости осуществляют искусственное охлаждение путем поверхностного полива.

Механическое удаление цементной пленки может производиться после набора прочности не менее 1,5 Мпа, установка опалубки – при прочности не менее 2,5 Мпа.

В зимнее время недопустимо промерзание бетона.

5.10 Технологическая карта на возведение блока фундаментной плиты

Размеры блока фундаментной плиты принимаем 17х14,25х2м, $V_{\text{блока}}$ =484,5м^3

Состав работ:

1. Подготовка блока к бетонированию;
2. Установка опалубки;
3. Установка арматуры;
4. Укладка и уплотнение бетонной смеси.

Установка опалубки производится автокраном КС-55713-1.
Бетонирование производится башенным краном в бадьях. Объем бадьи составляет 3,2 м^3.

Техническая характеристика принятого механизма:
- грузоподъемность 25т на не полном вылете стрелы;
- длина стрелы 21,7м;

Параметры автокрана достаточны для бетонирования блока.

Определение числа машин для перевозки бетонной смеси.

Для транспортировки бетонной смеси порционным способом применяем автосамосвалы марки Камаз-53605-6010-23 (А4).

Параметры принятого механизма:
- средняя скорость 20 км/ч;
- объем кузова 6,4 м^3

Количество автосамосвалов определяем по формуле:

$$N = \frac{П}{W}\left(\frac{2L}{V} + t_в + t_з\right) + 1 = \frac{1848}{3,2}\left(\frac{2 \cdot 0,5}{20} + 0,15 + 0,20\right) + 1 = 2,31, \quad (5.54)$$

где П - среднемесячная интенсивность;

W- объем бетонной смеси в автосамосвале;

L – расстояние от бетонного завода до блока бетонирования, в км;

V – средняя скорость машин, в км/ч;

$t_в, t_з$ – время выгрузки и загрузки в долях часов.

Принимаем 3 автосамосвала.

Для уплотнения бетонной смеси будем использовать ручные вибраторы марки ИВ-59 с частотой колебаний 5700 кол/мин, предельной толщиной слоя бетонирования 50 см, и производительностью 12-16 м^3/час.

Продолжительность отдельных видов работ, входящих в комплекс по блоку, число рабочих по профессиям, трудозатраты по видам работ, зарплату рабочим определяем по ЕНиР. Все показатели приводятся в табличной форме. Далее разрабатываем график работ по блоку бетонирования, для работы бригады звеньями в 6 человек.

Принимается состав бригады 6х3=18 человек. Работы ведутся круглосуточно в 3 смены.

График и схема производства работ по блоку представлены на чертеже №9.

6 Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность

6.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектирований, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплутационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

6.2 Охрана труда

6.2.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Сальского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;

- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

− создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

− подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;

− выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

− образование и обращение с отходами;

− опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

− переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Сал в нижнем бьефе Сальского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

− очистка территории от остатков строений и мусора;

− вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;

− санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

− засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

6.2.2 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho,\ m, \qquad (6.1)$$

где N- объем бетонных работ, м^3 (622774 м^3)

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%)

ρ- плотность бетона, т/м^3 (ρ =2,5 т/м^3)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{622774 \cdot 1{,}8}{100\%} \cdot 2{,}5 = 28023 \text{ т}$$

6.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m, \qquad (6.2)$$

где N- количество арматуры, т (95 т)

q- удельный норматив образования, % (q =1,0%)

ρ- удельный вес арматуры, т/м^3 (ρ =2,0 т/м^3),

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{95 \cdot 1{,}0}{100\%} \cdot 2{,}0 = 1{,}9 \text{ т}$$

6.2.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Сальского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5 км от ГЭС находится населенный пункт – г.Семикаракорск, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Сал от сбросов Сальской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Семикаракорск, в пределах промплощадок объектов Сальской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02.

6.3 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

– организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

– обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

– установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

– установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

– назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

– о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

– обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

– обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

– организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

– вводный инструктаж по пожарной безопасности;

– регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;

– специальная подготовка;

– проведение противопожарных тренировок;

– повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

– изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7 Технико-экономические показатели

7.1 Оценка объектов продаж электроэнергии

Продажа электроэнергии поддерживается и регулируется государством. Для этого разработаны определенные правила, которые говорят о том, что производитель энергии имеет право осуществлять продажу электрической энергии на оптовом и розничном рынке. Кроме того, принимающие энергию устройства должны быть присоединены к генерирующему объекту (газовой или дизельной электростанции), либо к сети гарантирующего поставщика.
Объемы продаж электроэнергии представлены в таблице 7.1.

Таблице 7.1 - Оценка объемов продаж энергии

Годы	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	400	400	400	400
Число часов использования установленной мощности,	4000,00	4000,00	4000,00	4000,00
Выработка электроэнергии, МВт*ч	1599840,00	1599840,00	1599840,00	1599840,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч	15998,40	15998,40	15998,40	15998,40
Объем реализации электроэнергии, МВт*ч	1583841,60	1583841,60	1583841,60	1583841,60
Тариф электроэнергии, Руб/МВт*ч	4793,64	7277,15	12063,26	22141,53
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб	6,33	9,60	15,92	29,22
НДС к выручке, млн.руб	9,65	14,65	24,29	44,58

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании«Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 - 2041гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.16г.№ 92) с учетом реализованной электроэнергии. Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования и средней ставки амортизационных отчислений 2,5% в год.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов– 0,084%), целевой вариант–0,21%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2016 года представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Значение	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб
Расходы на оплату труда	226	90,4
Прочие расходы	56	22,4
Итого		227,2

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций.

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из тарифов (без НДС).

Текущие затраты по гидроузлу в период эксплуатации приведены в таблица 7.3.

Таблица 7.3 – Текущие затраты по гидроузлу млн.руб.

Годы	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	631,31	630,90	618,63	600,11
Расходы на страхование	34,74	33,15	31,58	30,05
Эксплуатационные затраты	203,09	203,09	203,09	203,09
Расходы на ремонт производственных фондов	99,28	94,73	90,23	85,86
Расходы на услуги регулирующих компаний	48,01	48,01	48,01	48,01
Налог на воду	16,58	16,58	16,58	16,58
Итого	100,17	996,66	979,73	956,68

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности ГЭС.

В рассматриваемом проекте следует учесть следующие виды налогов:

- Налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от стоимости имущества;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт. ч – 4,8 руб. в соответствии с налоговым кодексом.

Налог на воду входит в текущие затраты.Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период с 2021 по 2024 в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Налоговые расходы млн.руб.

Наименование	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль	641, 18	2 238, 26	3 960, 88	6 741, 62
НДС	1 135, 82	2 518, 67	3 801, 25	6 254, 94
Взносы в социальные фонды	25 214, 06	25 463, 28	25 463, 28	25 463, 28
Налог на имущество	67 301, 07	377 754, 07	307 407, 99	293 521, 51

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта

Отчет о прибылях и убытках является основной формой отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта. Структура отчета позволяет определить такие показатели как: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль.

Годовая прибыль представлена в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации млн.руб

Годы	2019	2020	2021	2022
Выручка(нетто), млн.руб	6086,6	6367,6	6656,9	6954,5
Текущие расходы, млн.руб	1009,3	1401,5	2096,6	3567,4
EBITDA(Валовая прибыль), млн. руб	5077,3	4966,1	4560,3	3387,1
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб	1015,4	993,2	912,1	677,4
NOPAT(Чистая прибыль), млн. руб	4061,8	3972,8	3648,2	2709,6
Ставка налога на прибыль Т, %	240	240	240	240

7.5 Показатели эффективности проекта

Показатели эффективности представлены в таблице 7.6

Таблица 7.6 – Показатели эффективности

Показатели	Значение
Ставка дисконтирования	15
Период окупаемости–PB, мес	82
Средняя норма рентабельности–ARR,%	34,33
Индекс прибыльности–PI	51,34
Удельные капиталовложения, руб./кВт	38044,23
Себестоимость, руб.(руб/кВт*ч)	0,31

7.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

Предполагаемые налоговые поступления в Федеральный и региональный бюджеты сводятся в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 - Предполагаемые налоговые поступления в Федеральный и Региональный бюджет млн. руб.

Годы	2021	2022	2023	2024
Налоговые поступления	1 880, 13	5 176, 90	8 111, 75	13 332, 29
В Федеральный бюджет	1 812, 68	4 799	7 804, 19	13 038, 62
Предполагаемые налоговые поступления в Федеральный бюджет	67, 301	377, 75	307, 40	293, 52

7.7 Анализ чувствительности

Цель анализа чувствительности состоит в оценке того, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного из исходных параметров проекта. Чем сильнее эта зависимость, тем выше риск реализации проекта, т.е. не значительное отклонение от первоначального замысла окажет серьезное влияние на успех всего проекта.

Анализ чувствительности проекта может применяться для определения факторов, в наибольшей степени оказывающих влияние на эффективность проекта.

Ставка дисконтирования — это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

Ставка дисконтирования применяется при расчёте дисконтированной стоимости будущих денежных потоков. Чувствительность PI от ставки дисконтирования представлена на рисунке 7.1.

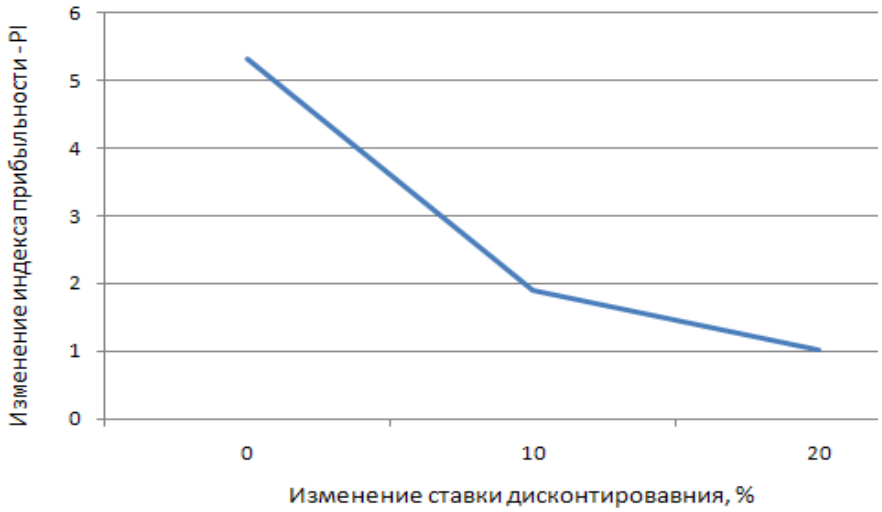


Рисунок 7.1 - ЧувствительностьPI от ставки дисконтирования

Зависимость PI от изменения объема инвестиций представлена на рисунке 7.2

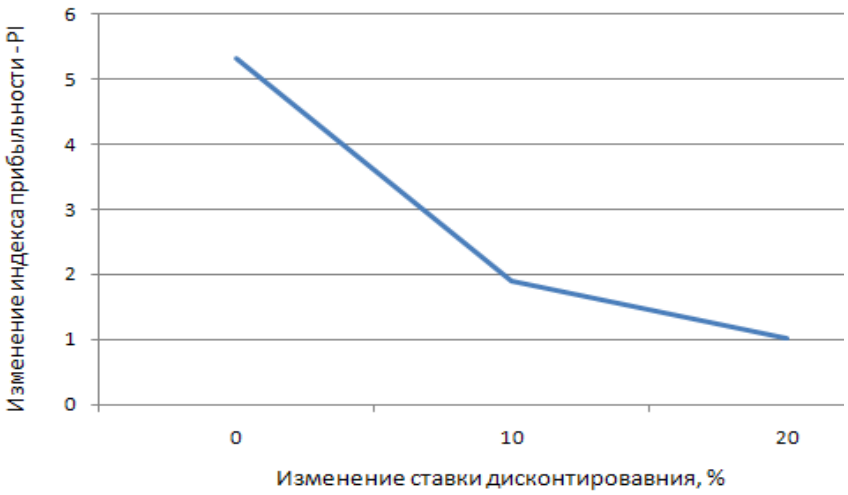


Рисунок 7.2 – Чувствительность PI от ставки дисконтирования

Цена продаж – это яркое доказательство того, на сколько успешной является компания, по сколько под выручкой от продаж подразумевается определенная сумма денежных средств, которая поступила на счета компании за проданную электроэнергию за определенный отрезок времени.

8 Техническое освидетельствование ГТС Сальского гидроузла

Техническое освидетельствование ГТС - это комплекс мероприятий по выявлению дефектов конструкций, зданий и сооружений в период строительства и эксплуатации для выявления аварийно-опасных изменений и организации в дальнейшем внеочередного обследования специализированной организацией. Все перечисленные мероприятия проводятся для оценки технического состояния и мер по повышению безопасности.

Периодичность проведения централизованного освидетельствования гидротехнических сооружений указана в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Периодичность проведения централизованного освидетельствования гидротехнических сооружений

Гидротехнические сооружения	Периодичность
Строящиеся	Не реже одного раза в 2 года
Эксплуатируемые	Не реже одного раза в 5 лет

Централизованное освидетельствование должно проводиться не реже, чем за 1 год до составления и обновления декларации безопасности. Оно проводится при положительных температурах наружного воздуха, т.е. в весенне-летний период (при отсутствии снежного покрова).

8.1 Программа технического освидетельствования состояния гидротехнических сооружений

При освидетельствовании гидротехнических сооружений проверке подлежат:

- оснащенность гидротехнических сооружений средствами контроля;
- организация надзора за гидротехническими сооружениями;
- состояние гидротехнических сооружений;
- выполнение мероприятий по ремонту и реконструкции гидротехнических сооружений;
- состояние технической документации;
- выполнение мероприятий по обеспечению надежности и безопасности гидротехнических сооружений;
- готовность к локализации аварийных и чрезвычайных ситуаций.

8.2 Состав комиссии

В комиссии для централизованных освидетельствований гидротехнических сооружений, как правило, следует привлекать специалистов (экспертов) высокой квалификации. Состав и работа комиссий осуществляется под руководством председателя комиссии, назначаемого компанией (организацией). Персональный состав специалистов, включаемых в комиссии,

следует формировать с учетом компоновки и конструктивных особенностей гидротехнических сооружений и механического оборудования освидетельствуемого объекта, инженерно-геологических, гидрологических, криологических, климатических и других условий их эксплуатации.

В состав комиссий для централизованных освидетельствований гидротехнических сооружений энергетических объектов в обязательном порядке необходимо включать:

- представителей гидрогенерирующей компании и специалистов гидроэлектростанций, отвечающих за безопасность гидротехнических сооружений;
- представителя генеральной проектной организации;
- представителя научно-исследовательской организации, выполняющей работы по оценке состояния гидротехнических сооружений;
- представителей владельцев гидротехнических сооружений, входящих в состав гидроузла, но не являющихся активами компании (организации);
- представителей государственных надзорных органов (по согласованию).

Работа комиссии должна быть организована в соответствии с программой, составленной председателем комиссии.

- Программа должна предусматривать распределение освидетельствования отдельных видов сооружений и механического оборудования между членами комиссии, объем и сроки выполнения работ, включая подготовку материалов для составления акта освидетельствования.

Компания (организация) обеспечивает необходимые условия для работы комиссии: предоставление проектной и другой технической документации, материалов ранее выполненных освидетельствований и натурных наблюдений и исследований; обеспечение оргтехникой; размещение в гостинице, предоставление транспорта, спецодежды, рабочих помещений и др.

Члены комиссии имеют право беспрепятственного доступа на гидротехнические сооружения для их освидетельствования. Осмотр сооружений членами комиссии осуществляется с обязательным сопровождением ответственного лица (лиц) из персонала гидроэлектростанции.

8.3 Порядок проведения технического освидетельствования

8.3.1 Подготовительный этап к освидетельствованию

8.3.1.1 Подготовка объекта

На объекте, подлежащем освидетельствованию, необходимо заблаговременно предусмотреть безопасные подходы к сооружениям, проверить состояние основного и дополнительного освещения в галереях и потернах, обеспечить возможность осмотра измерительных устройств, отремонтированных или поврежденных конструкций, а также подготовить плав-

средства, измерительный инструмент и инвентарь, которые могут понадобиться для проведения контрольных замеров и выборочных измерений.

На обследуемом гидроузле должны быть созданы условия для осуществления кратковременных попусков воды через водосливы и другие водосбросные сооружения при их частичных или полных открытиях.

8.3.1.2 Изучение документов и аналитических материалов

Заблаговременно, не позднее, чем за 1-1,5 месяца до установленной даты освидетельствования, компания (организация) в случае необходимости высылает председателю комиссии:

- справку о состоянии гидротехнических сооружений, содержащую заключение компаний (организаций) о состоянии гидротехнических сооружений;
- копию декларации безопасности гидротехнических сооружений объекта за предыдущий период (при ее отсутствии - проект Заключения о состоянии подготовленных к освидетельствованию гидротехнических сооружений и соответствии их нормативным критериям безопасности);
- годовые отчеты о состоянии сооружений за период после предыдущего освидетельствования, содержащие материал, необходимый для составления акта освидетельствования.

Непосредственно на объекте члены комиссии:

- с проектом гидроузла и гидротехнических сооружений;
- с техническими паспортами гидротехнических сооружений;
- с документами, утвержденными в установленном порядке, об изменении в процессе эксплуатации сооружения сейсмологической характеристики створа сооружения или гидрологических условий района его расположения;
- с актами и заключениями комиссий, проводивших предыдущие освидетельствования;
- с инструкциями и другой технической документацией, предусмотренными стандартами, и результатами их практической реализации;
- с графиком нагрузки электростанции, режимами ее работы и условиями эксплуатации сооружений в составе гидроузла (каскада гидроузлов);
- со схемой размещения КИА, данными о состоянии КИА на момент обследования;
- со сведениями об авариях, отказах и неполадках, имевших место во время эксплуатации, вызвавших их причинах и мерах по их устранению;
- с вероятными сценариями возможных аварий и их обоснованиями;
- с результатами испытаний материала конструктивных элементов сооружения и основания, выполненных во время эксплуатации;
- с материалами по натурным данным (визуальным, инструментальным, специальным исследованиям), представленным в виде научной исследовательской разработкой, отчетов электростанции, заключений и т.п.;

- с системой и результатами проверок работоспособности механического оборудования сооружений на освидетельствуемом объекте.

Перечисленные документы и информационно-аналитические материалы должны быть подготовлены и представлены для рассмотрения в распоряжение комиссии эксплуатирующей организацией (собственником гидротехнического сооружения). При недостаточности или спорности этой информации комиссия вправе привлечь исходные материалы в более широком объеме (отчеты, журналы наблюдений и т.д.).

При изучении проекта гидроузла (сооружения) и указанной выше технической документации особое внимание комиссии должно быть уделено анализу:

- принятых при проектировании критериев безопасности сооружений и их отличию от значений, принятых в действующих нормативных документах;
- принятых при проектировании нагрузок, воздействий и их сочетаний и отличий от реально действующих;
- изменений, внесенных в конструкции сооружений в процессе строительства, эксплуатации, ремонтов и реконструкций;
- изменений гидрологических и водохозяйственных показателей гидроузла от принятых в проекте;
- пропускной способности водопропускных сооружений;
- выявленных в процессе эксплуатации изменений свойств основных строительных материалов и грунтов основания;
- аномальных показаний КИА и признаков снижения прочности и устойчивости системы;
- выявленных в процессе эксплуатации дефектов и недостатков строительных конструкций и механического оборудования;
- обоснованности вероятных сценариев возможных аварий.

В результате подготовительного этапа освидетельствования гидротехнического сооружения, на основе визуальных, инструментальных и специальных исследований проектных и исследовательских организаций, комиссией должны быть установлены:

- фактическая схема его возведения и нагружения и отличие ее от принятой в проекте;
- реально действующие нагрузки и воздействия на сооружение и их отличие от принятых при его проектировании;
- состояние сооружения по данным КИА и натурным наблюдениям, выполненным компанией (организацией);
- причины имевших место аварий, отказов, неполадок и эффективность принятых мер по их ликвидации;
- элементы сооружения и основания, а также элементы механического оборудования, надежность которых сомнительна и состояние которых подлежит более детальному обследованию.

8.3.2 Осмотр сооружений и оборудования при освидетельствовании

Основной задачей осмотра является выявление дефектов и повреждений сооружений, неисправностей конструкций и механического оборудования сооружений, снижающих их безопасность.

В задачи осмотра гидротехнических сооружений также входят: выявление признаков неблагоприятных для сооружения процессов, аномально больших осадок, деформаций, перемещений, а также зон и участков разрушения материала конструктивных элементов, открытых выходов фильтрационного потока и т.п.; оценка состояния установленной КИА, оценка эффективности выполненных ремонтных мероприятий.

Для осмотра комиссия может разделиться на ряд специализированных секций (групп), каждая из которых занимается осмотром определенного типа сооружений.

Осмотр может сопровождаться поверочными измерениями, а при необходимости - контрольными испытаниями и расчетами, цели и объем которых определяются программой работы комиссии.

В ходе осмотра должна быть также выборочно проверена работоспособность контрольно-измерительной аппаратуры.

Результаты осмотра оформляются в виде актов с приложением при необходимости карт осмотра, чертежей, схем, рисунков и фотографий дефектов и повреждений строительных конструкций и механического оборудования с выделением дефектов и повреждений, представляющих угрозу для надежности и безопасности сооружений.

8.3.2.1 Объекты осмотра Сальского гидроузла

Объектами осмотра должны быть все основные конструктивные элементы сооружений, от состояния каждого из которых может зависеть безопасность сооружения, а также близлежащая территория и береговые примыкания.

В общем случае на гидроузле, имеющем в составе напорного фронта бетонные и грунтовые плотины, здание ГЭС, водосбросные сооружения и т.п., в число объектов осмотра следует включать:

- гребень, бермы, откосы (грани) плотин;
- дренажные устройства;
- водосливные поверхности водосбросных сооружений;
- конструктивные элементы этих сооружений со стороны нижнего бьефа, включая водобойный колодец и стенки, гасители энергии, рисберму и ковш (в пределах, доступных для осмотра);
- турбинные водоводы, включая анкерные опоры; уравнительные резервуары;
- бычки, раздельные стены, устои, подпорные стенки;
- зоны примыкания бетонных сооружений к грунтовым сооружениям и к берегам;

- галереи, устроенные в теле плотины, в берегах и в основании;
- подводящие и отводящие каналы;
- подземные сооружения и выработки;
- участки береговых склонов и территории, примыкающие к низовому откосу (грани) плотины, зданию ГЭС, низовым порталам туннелей, судоходным сооружениям и др.;
- абразивные зоны берегов в верхнем и нижнем бьефах в пределах 500 м от береговых примыканий;
- противоволновые и другие крепления откосов;
- механическое оборудование гидротехнических сооружений.

Для конкретных сооружений объекты и объем осмотра уточняются комиссией на месте с учетом класса сооружения, его конструктивных особенностей, природно-климатических и технологических условий, требований эксплуатации, наличия и характера дефектов в сооружении.

8.3.2.2 Бетонные части гидротехнических сооружений

В бетонных частях гидротехнических сооружений (плотины, подпорные стены) при осмотре фиксируются места дефектов бетонной кладки и ее несплошности, обусловленные как недостатками технологии укладки бетона, так и различного рода воздействиями в период эксплуатации.

К числу выявляемых и регистрируемых основных видов повреждений бетонной кладки относятся:

- коррозия бетона, обусловленная контактом с агрессивной средой или фильтрацией воды;
- наличие в бетонной кладке сквозных трещин, являющихся очагами сосредоточенной фильтрации (при этом необходимо дать оценку раскрытий таких трещин и расходов профильтровавшейся через них воды);
- интенсивное выщелачивание бетона (вымывание из него извести фильтрующейся водой);
- коррозия бетона надводных частей конструкций вследствие попеременного замораживания-оттаивания зимой и нагревания-охлаждения в теплое время года, включая воздействие солнечной радиации;
- коррозия водонасыщенного бетона в зоне переменного уровня воды вследствие попеременного замораживания и оттаивания;
- разрушение бетона водопропускных сооружений вследствие кавитации или гидроабразивного износа, часто сочетающегося с воздействием замораживания-оттаивания;
- механическое повреждение бетонной кладки (сколы углов элементов, раздробление бетона в отдельных зонах и т.п.);
- необратимое раскрытие швов вследствие температурных и других воздействий (просадки основания, землетрясения и др.);
- трещины, вызванные силовыми нагрузками, неравномерными осадками или температурными воздействиями;

- трещины, вызванные реакцией щелочей цемента с заполнителями, содержащими активный кремнезем.

8.3.2.3 Железобетонные и сталежелезобетонные конструкции гидротехнических сооружений

В железобетонных и сталежелезобетонных конструкциях гидротехнических сооружений (плотины, здания ГЭС, водоводы и туннели с железобетонной обделкой, подпорные стены, раздельные устои, пирсы, плиты крепления откосов грунтовых сооружений и др.) кроме повреждений, характерных для бетонных конструкций могут иметь место следующие повреждения:

- вертикальные, горизонтальные и наклонные трещины в растянутой зоне элемента с величиной раскрытия больше допускаемой нормами;
- трещины вдоль сжатой зоны элемента;
- потеря бетоном защитных свойств по отношению к арматуре;
- трещины в защитном слое бетона вдоль стержней арматуры и отслоение защитного слоя бетона;
- коррозия арматуры;
- механические повреждения арматуры;
- повреждения стальной облицовки (коррозия металла и швов, трещины, вырывы, уменьшение толщины вследствие истирания, контакта с окружающим железобетонным массивом и др.).

8.3.2.4 Грунтовые плотины

На грунтовых плотинах и основаниях гидротехнических сооружений выявляются и оцениваются:

- места открытых выходов фильтрационных вод в нижнем бьефе, включая основание и береговые склоны, с оценкой возможности их промерзания зимой;
- суффозионные выносы грунта из плотины, основания, береговых и пойменных массивов, примыкающих к плотине;
- состояние пьезометрической сети;
- состояние дренажей плотины, водоотводящих выпусков, канав и кюветов;
- заболачивание территории, примыкающей к подошве низового откоса плотины;
- местные деформации откосов гребня и берм плотины, а также береговых склонов в примыканиях;
- наличие трещин и дождевых промоин на гребне, откосах и бермах;
- состояние креплений верхового и низового откосов, а также креплений берегов (если таковые имеются);
- образование проталин и наледей на низовом откосе и на прилегающей территории;

- морозное выветривание (солифлюкция) откосов плотины;
- зоны размыва плотины и берегов в нижнем бьефе;
- изменение во времени профиля плотины, включая его подводные части (по данным эксплуатирующей организации).

8.3.2.5 Механическое оборудования гидротехнических сооружений

При осмотре механического оборудования гидротехнических сооружений оценивается его общее техническое состояние и регистрируются следующие его дефекты:

- механические повреждения металлоконструкций (вмятины, изгибы, разрывы, трещины и т.п.);
- старение антикоррозионного покрытия металлоконструкций;
- трещины в местах концентрации напряжений;
- разрывы сварных швов, разрывы и ослабление болтовых и заклепочных соединений;
- износ трущихся пар (ходовых колес и путей затворов, зубьев шестерен, втулок и т.п.);
- коррозионный и механический износ тяговых канатов и пластинчатых цепей;
- люфты в подшипниках колесных затворов и приводных механизмах;
- протечки в уплотнениях затворов и гидроприводов;
- нарушения работы системы обогрева сороудерживающих решеток, пазов затворов и прилегающего к пазам бетона;
- разрушения бетона в местах заделки опорных конструкций затворов, пазовых конструкций и уплотнений;
- неисправности кранового и электротехнического оборудования, подъемных механизмов и систем электрообогрева.

По решению комиссии может быть выборочно проверена работа отдельных затворов и механизмов.

8.4 Результат технического освидетельствования

8.4.1 Оценка технического состояния и уровня безопасности сооружений

Оценка уровня технического состояния безопасности конкретного сооружения гидроузла должна осуществляться путем сопоставления имеющих место на момент освидетельствования значений контролируемых нагрузок и воздействий с принятыми в проекте. Значения контролируемых показателей, определяющих прочность, устойчивость и водопропускную способность сооружения, а также его долговечность, должен сопоставляться с соответствующими нормативными критериями безопасности для отдельных видов гидротехнических сооружений.

Значения контролируемых параметров, накопленные в результате натурных наблюдений, должны быть сопоставлены с предельно допустимыми значениями (ПДЗ) этих показателей, установленными для конкретного сооружения.

Комиссия, проводящая освидетельствование сооружения, проверяет правильность выбора исходных данных, методики расчетов и принятых нормативных критериев безопасности.

8.4.2 Оформление акта освидетельствования

Результаты освидетельствования гидротехнических сооружений оформляются комиссией в форме Акта освидетельствования

Акт освидетельствования гидротехнических сооружений утверждает руководитель компании (организации)-декларанта, после чего акт направляют в установленном порядке органам государственного контроля (надзора), региональным органам ГО и ЧС, на освидетельствованную гидроэлектростанцию, в адрес комиссии для реализации внесенных в них рекомендаций и контроля.

По результатам освидетельствования объекта компания (организация) разрабатывает и выполняет организационные и технические мероприятия, направленные на устранение выявленных дефектов и повреждений сооружений, повышение уровня контроля за их состоянием, увеличение эксплуатационной надежности и безопасности сооружений.

8.5 Особенности освидетельствования строящихся гидротехнических сооружений, сооружений после их капитального ремонта или реконструкции

8.5.1 Освидетельствование строящихся гидротехнических сооружений

Порядок проведения освидетельствования устанавливается Заказчиком строительства гидросооружений или компанией (организацией).

Следует учитывать особенность, обусловленную необходимостью оценки состояния и безопасности возведенной части сооружения и прогнозной оценки состояния и безопасности сооружения после завершения его строительства и ввода в эксплуатацию, основываясь на проектных решениях, имеющихся результатах натурных наблюдений, визуального и инструментального обследований построенной части сооружения.

Особенности организации освидетельствований строящихся гидротехнических сооружений:

- освидетельствования должны проводиться с интервалами не более 2—3 лет;

- в состав комиссий, наряду с другими специалистами, следует включать высококвалифицированных специалистов-технологов по материалам и производству основных видов работ;

- целесообразно включать в состав комиссии представителей государственного строительного надзора (по согласованию);

- при поэтапном вводе сооружений в эксплуатацию (на промежуточных напорах и т.п.) освидетельствования должны проводиться рабочими комиссиями перед приемкой сооружений во временную или постоянную эксплуатацию, акты освидетельствования с оценкой их состояния и безопасности должны включаться в состав основных документов, прилагаемых к Заключению приемочной комиссии.

Специфическими задачами освидетельствования строящихся гидротехнических сооружений являются:

- оценка достаточности пропускной способности временных водопропускных сооружений;

- оценка используемой технологии строительно-монтажных работ и организации строительства;

- анализ причин, имевших место во время строительства, аварий и дефектных работ, способов их ликвидации и мер, предупреждающих их повторение;

- анализ данных КИА строительного контроля;

8.5.2 Освидетельствование гидротехнических сооружений после капитального ремонта, реконструкции

1) Целесообразно проводить приемочными комиссиями непосредственно перед приемкой сооружения от генерального подрядчика, руководствуясь положениями настоящего стандарта.

2) Необходимо учитывать влияние выполненных работ на напряженно-деформированное состояние, прочность и устойчивость сооружений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте запроектирован Сальский гидроузел энергетического назначения, расположенный в Ростовской области на реке Сал, протяжённостью 980 км с площадью водосбора –21 300 км².

При возведении средненапорной русловой ГЭС решаются народно-хозяйственные задачи:

- развитие рыболовства;
- появление новых рабочих мест;

Строительство Сальского гидроузла не нарушает экологическое равновесия в регионе и позволяют получать дешевую, "экологически чистую" электроэнергию.

В добавок Сал станет чище, шуга и мусор не будут забивать водозабор.

В результате анализа топографических и геологических условий для строительства Сальского гидроузла был выбран оптимальный вариант расположения створа на расстоянии 26 км от устья и в 4 км вверх по течению реки от от хутора Новоиловлиновского.

Ширина створа $\frac{l}{h} = \frac{1550}{42} = 36{,}9 > 3$, что позволяет отнести его к категории широких створов. Берега реки в местерасположения гидроузла пологие и симметричные.

В районе гидроузла залегают глинистые грунты, пески и суглинки, которые в дальнейшем будут использоваться для строительства основных сооружений гидроузла. Для бетонной смеси понадобится щебень и гравий, эти породы залегают в карьере от 1,5 км створа Сальской ГЭС.

Климат района строительства Сальского гидроузла относится к умеренно - континентальному. Средняя годовая температура составляет +8,7°С, абсолютный минимум -33°С, абсолютный максимум +40°С. Тип питания реки снеговой.

Сезон наименьшей водности в створе гидроузла наблюдается с октября по март и характеризуется минимальным расходом $Q_{min} = 381\ м^3/с$. Сезон набольшей водности с апреля по июль характеризуется максимальным расходом $Q_{max} = 1482\ м^3/с$.

Расчетная глубина промерзания глинистого грунта Ростовской области равна 0,96 м.

Годовая сумма осадков около 555 мм (от 321 до 760 мм).

Расчетные скорости ветра – 2% и 20%, особенности и превышения отметки грунтовой плотины над расчетным уровнем составляет $V_w = 20\ м/с$ и $V_w = 10\ м/с$ соответственно.

В результате дипломного проектирования на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного расчетного случая, обеспеченностью 0,1% - $Q_{0,1\%}$ = 3246 м^3/с, для поверочного, обеспеченностью 0,01% - $Q_{0,01\%}$ = 3714 м^3/с и строительного, обеспеченностью 5% - $Q_{5\%} = 2318$ м^3/с.

По результатам водно - энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии установленная мощность Сальской ГЭС составила 400 МВт, отметка уровня мертвого объема 151,8 м. Среднемноголетней выработка электроэнергии 1,6 млн. МВт·ч.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный H_{max} = 30,0 м;
- расчетный $H_{расч}$ =18 м;
- минимальный H_{min} = 15,8 м.

Максимальный расход через восемь агрегатов с диаметром рабочего колеса 6,7 м, соответствующий расчетному напору, составляет 2500 $м^3/с$.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины ПЛ30б-В с синхронной частотой вращения 88,2 об/мин был рассчитан гидрогенератор СВ 149/136-68 с полной мощностью 62,5 МВт.

Согласно СНиП 33-01-2003 в зависимости от высоты плотины ($h_{пл}$ = 42 м), типа основания (глина) и социально экономических последствий в случае разрушения или неправильной эксплуатации назначается I класс будущих гидротехнических сооружений .

Напорный фронт Сальского гидроузла образуют :

– водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля с шириной водосливного фронта – 44 м;

Отметка гребня водослива – 46 м. На гребне водослива в верхнем бьефе располагается дорога II категории равная 15 м для обеспечения транспортных связей между берегами.

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины – 166 м.

– правобережная и левобережная насыпные грунтовые плотины из песка, с противофильтрационным устройством в виде центрального ядра из суглинка. Правобережная грунтовая плотина длиной по гребню 528 м и левобережная грунтовая плотина длиной по гребню 386 м .

– здание ГЭС с монтажной площадкой руслового типа длиной 185м.

У правого берега располагается водосливная плотина, а у левого русловое здание ГЭС. Сопряжение бетонной плотины со зданием ГЭС осуществляется с помощью раздельной стенки, которая в сторону нижнего бьефа продлевается за водобой. Сопряжение бетонных частей гидроузла с грунтовой плотиной осуществляется с помощью сопрягающих устоев.

Бетонная гравитационная массивная водосбросная плотина с 3 пролетами шириной в свету 8 м каждый и шириною водосливного фронта 24 м.

Расчетная пропускная способность водопропускного сооружения с 3 водосливными пролетами составляет 1026 $м^3/с$.

Оптимальный удельный расход воды, определяющий конструкцию водосбросного сооружения, сопряжение бьефов и их крепления, равен $q = 46{,}8\ м^3/с$.

Профиль плотины с максимальной высотой 42 м, возводимой на глинистом основании представлен треугольником с вершиной на отметке НПУ и вертикальной напорной гранью при заложении низовой грани, равном (1,2-1,7) для плотин на нескальном основании.

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на глинистом основании, для которого характерно длительное деформирование под нагрузкой и большая вероятность неравномерности осадок, плотина разрезается межсекционными сквозными швами по быкам. Ширина секции 11м.

В плотине располагается одна продольная галерея отметке ∇129,7 м размером 2 × 3 м, предназначенная не только для сбора профильтровавшейся воды, но и для производства ремонтных работ, выполнения визуальных осмотров в эксплуатационный период и размещения контрольно- измерительной аппаратуры.

В качестве противофильтрационных устройств используется анкерный понур, предназначенный не только для снижения фильтрационного давления в основании, но и для восприятия части силы, сдвигающей плотину в сторону нижнего бьефа, и подплотинные зубья, расположенные в фундаментной плите с верховой и низовой стороны.

Предусмотрено устройство горизонтального дренирования под всей площадью водобоя и рисбермы, плотины , а также под анкерным понуром, так же утраивается вертикальный дренаж для сбора и отвода профильтровавшейся воды.

В качестве гасителя запроектирован водобойный колодец с максимальной глубиной: $d_{max} = 2{,}25$. Отметка пола водобоя $\nabla ПВ = 124{,}75$ м. Водобойная плита длинной 44,4 м и толщиной 4 м., подтверждена проверкой устойчивости против всплытия.

На рисберме крепление в направлении потока облегчается, уменьшаясь от 2,5 до 1,5 м.

Концевой участок рисбермы выполнен в виде ковша глубиной 9,1 м.

Правильность запроектированных параметров гравитационной плотины на нескальном основании и подземного контура обоснована расчетами на общую прочность и устойчивость по первой группе предельных состояний на сокращенный состав нагрузок и воздействий для основного и особого их сочетания.

В результате расчетов было установлено, что все условия прочности гравитационной плотины при действии эксплуатационных нагрузок соблюдаются, коэффициент устойчивости плотины против плоского сдвига по основанию составляет 1,25 при нормативном коэффициенте надежности по ответственности 1,25.

При выполнении статических расчетов и построения чертежей использовалась программа AvtoCAD.

Основные параметры грунтовой плотины назначены с учетом успешной работы под действующими нагрузками эксплуатационного периода плотин - аналогов. Откосы принимаются с постоянным уклоном по высоте плотины: верховой 1:3, низовой 1:2.5.

Для защиты верхового откоса от волнового воздействия и льда выполняется крепление в виде железобетонных сборных плит толщиной 0,35 м.

Под креплением из сборных плит на откосах из песчаных грунтов предусматривается однослойный обратный фильтр.

Верхней границей основного крепления является отметка гребня плотины. Нижняя граница облегченного крепления назначается от минимального уровня водохранилища и состоит из слоя щебня толщиной 0,20 м,

Крепление низовых откосов выполняют с целью их защиты от атмосферных осадков и ветра. При низовой призме из песчаных грунтов применяется способ крепления – залужение толщиной 0,15 м, заключающийся в создании искусственного дернового покрова за счет посева многолетних трав.

По высоте грунтовой плотины располагаются бермы, на верховом откосе устраивается одна берма, для создания упора. На низовом откосе устраивается одна берма для надзора и ремонта, проезда, выводов КИА.

Толщина ядра грунтовой плотины в верхней части 3 м, увеличивается к подошве до 9 м. Это делается для того чтобы градиенты напора, принимаемые для суглинков, удовлетворяли фильтрационной прочности.

Ширина гребня плотины (∇ГГП 166 м) равная 15 м, принята из условий расположения на нем автомобильной дороги II категории. Проезжая часть гребня плотины укрепляется одеждой. Ограждение на гребне располагаются на расстоянии не более 0,5 м от бровки гребня.

Для исключения фильтрационной деформации грунта тела и основания плотины и повышения устойчивости откосов, предусмотрено устройство на низовом откосе дренажного банкета из каменной наброски в русле, наслонного дренажа - в затапливаемой пойменной части, трубчатого - в пределах береговых участках реки.

Ширина дренажного банкета поверху составляет 3 м, по основанию 35,2 м. Гребень банкета возвышается над максимальным уровнем нижнего бьефа на 1 м. По внутреннему откосу банкета и в основании укладывается обратный фильтр из двух слоев.

Сопряжение противофильтрационного устройства плотины с основанием осуществляется с помощью замка глубиной 3 м.

Расчет низового откоса против оползания по методу кругло-цилиндрической поверхности скольжения подтвердил верность предварительно назначенных основных параметров поперечного профиля грунтовой плотины.

Минимальный коэффициент устойчивости составляет 1.25, что не превышает нормативного коэффициента надежности по ответственности.

На данном гидроузле применяется русловая компоновка, при которой все бетонные сооружения (водосливная плотина, русловое здание ГЭС) располагаются в естественном русле реки. Для данной компоновки характерны пять этапов возведения. Срок строительства составляет 5 лет.

Строительный расход 2318 м³/сек, при возведении Сальского гидроузла, пропускается через гребенку. При заделке гребенки часть расходов будет пропускаться через незаконченные турбинные блоки.

Для перекрытия русла выбран фронтальный способ перекрытия, заключающийся в одновременной отсыпке банкета по всей ширине прорана со специальных мостов.

Для перекрытия русла применяются перемычки из местного материала-песка, добываемого в месте расположения створа.

Для осушения котлованов первой и второй очереди используется способ открытого водоотлива, который заключается в том, что откачка воды ведется непосредственно из котлована.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты и др.;

По результатам технико-экономическим расчетам были определены следующие показатели эффективности:

Показатели	Итог
Ставка дисконтирования	15
Период окупаемости, мес	82
Средняя норма рентабельности, %	34,33
Индекс прибыльности	51,34
Удельные капиталовложения, руб./кВт	38044
Себестоимость, руб/кВт*ч	0,31

Таким образом, влияние Сальского гидроузла на социально - экономические условия Ростовской области заключается в максимальном использовании гидроэнергетических ресурсов реки Сал, что позволит существенно сократить дефицит электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.

2. Орахелашвили Б.М. Гидромашины. Методические указания по курсовому проектированию/сост.Б.М.Орахелашвили. – 2-е изд., испр. Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т;Саяно-Шушенский филиал, 2011. - 28 с.

3. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : Справочное пособие : В 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. / Л. Ф. Абдурахманов, Б. Н. Ананьин [и др.] – Москва :Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.

4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : Справочное пособие : В 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.

5. Бальзанников М. И. Сооружение деривационной ГЭС. Выбор основных параметров и их расчет. Издательство: МЭИ, 2007 год – 64 стр.

6. Гидроэлектрические станции/Н.Н. Аршневский, М.Ф.Губин, В.Я.Карелин и др; Под ред. В.Я.Карелина, Г.И.Кривченко.-3-е изд., перераб.и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-464.:ил

7.Речные гидротехнические сооружения. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла : методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы/ сост. Т.А.Лыбина, Н.П.Ульянова, В.Б.Затеев.- Саяногорск;Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал.2015.-88с.

8.Чертоусов, М. Д. Специальный курс гидравлики: учебник / М.Д. Чертоусов. - 2-е изд., перераб. и доп. - Л. : Госэнергоиздат, 1949. - 407.00 с. - 21.00 тг.

9.Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам: учебное пособие для вузов /П. Г. Киселев, А. Д. Альтшуль, Н. В. Данильченко, А. А. Каспарсон, Г. И. Кривченко, Н. Н. Пашков, С. М. Слисский. – Москва : Издательство «Энергия», 1972, - 312 с.

10. Гидротехнические сооружения. Часть 1 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 576 с.

11.СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные/Госстрой России.-М.:ГУП ЦПП,2000.-40 с.

12. СНиП 2.06.05-84*. Плотины из грунтовых материалов/ Госстрой России.-М.:ГУП ЦПП,1998.-56 с.

13.СНиП 2.06.04 – 82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46с.

14. Телешев В.И. Организация, планирование и управление гидротехническим строительством (учебник для ВУЗов) М.: стройиздат, 1989. – 416 с.

15. СНиП 2.06.08-87 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

16. ГОСТ 26663-85 – Бетон тяжелый, технические условия [Электронный ресурс] .// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

17. СНиП 2.01.01-82 – Строительная климатология [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

18. Телешев В.И. Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть I: Теоретические основы требований к технологии бетонных работ (учебное пособие). СПбГТУ, 1992. 108 с.

19. Правила производства бетонных работ при возведении гидротехнических сооружений ВСН81-83 Минэнерго-СССР. .

20. Галузин В.М., Комаринский М.В., Телешев В.И. – Выбор машин и оборудования для производства бетонных работ (учебное пособие). - СПбГТУ, 1995. 80 с.

21. Производство гидротехнических работ (учебник) под общей редакцией Чуракова А.И.- М. стройиздат, 1985 -623 с.

22. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] :федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

23.Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] :федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

24. О животном мире [Электронный ресурс] :федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

25. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] :федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

26. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов[Электронный ресурс] :федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

27. СП. Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ от 01.07.1985 №3907-85.

28 . Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.16 г. №92)

29. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.

30. СТО РусГидро 05.02.061-2011 Гидроэлектростанции. Организация системы надзора за безопасностью гидротехнических сооружений в гидрогенерирующих компаниях. Нормы и требования.

31. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 117-ФЗ "О безопасности гидротехнических сооружений" (с изменениями и дополнениями) – Режим доступа: http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=15265

32. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – Режим доступа: http://energ2010.ru/Doc/Elektro/PTEES/

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные

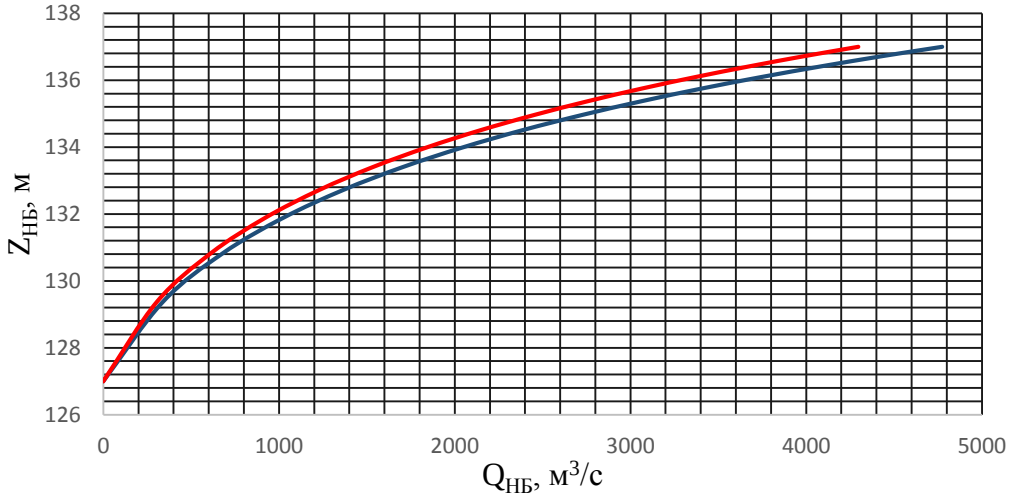


Рисунок А.1 - Кривые зависимостей расходов воды в створе ГЭС

Таблица А.1 - Координаты кривых площадей и объемов Сальского водохранилища

Zвб	V	F
127	0	0
135,7	1,23	8
141,1	2,46	15
145,1	3,69	23
148,3	4,92	31
151,0	6,15	38
153,3	7,38	46
155,4	8,61	53
157,2	9,84	61
158,8	11,07	69
160,3	12,3	76
161,7	13,53	84
163,0	14,76	92
164,2	15,99	99
165,4	17,22	107

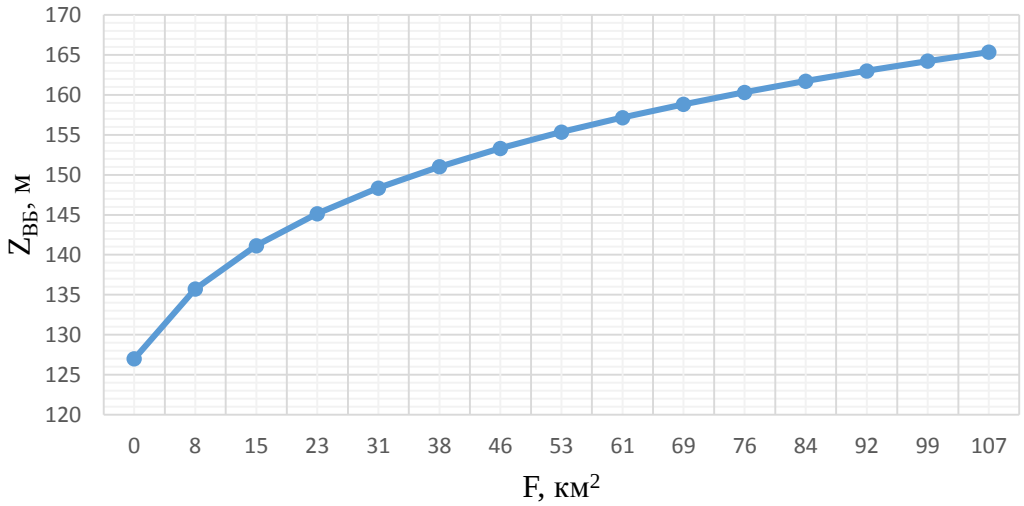


Рисунок А.2 - Кривая зависимости площадей водохранилища от уровня воды

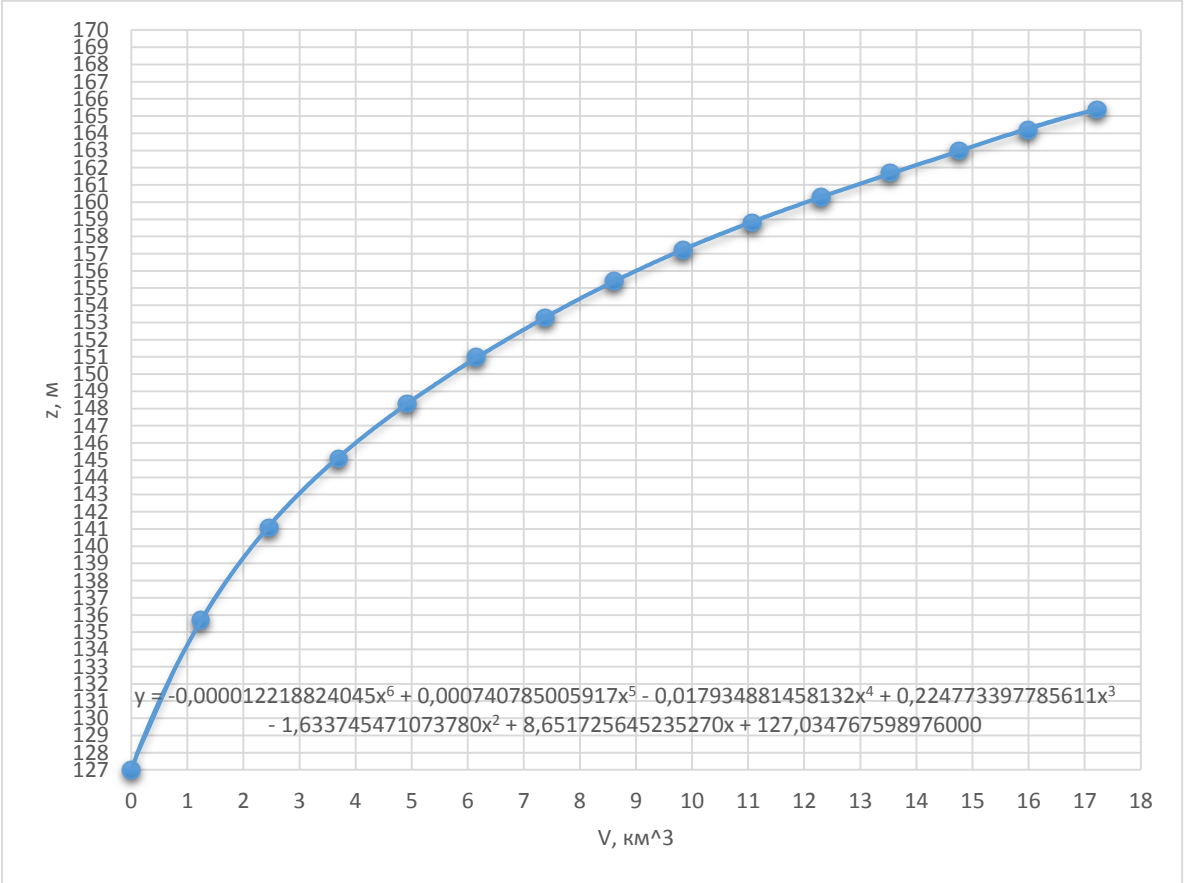


Рисунок А.3 - Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды

Таблица А.2 - Гидрологический ряд

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1931	519	461	564	648	925	870	1172	1272	730	538	416	400
1932	518	462	568	654	927	871	1179	1270	743	536	415	402
1933	517	462	571	661	929	873	1187	1268	756	535	414	404
1934	517	463	575	667	931	874	1194	1267	768	533	413	406
1935	516	464	579	674	933	875	1202	1265	781	531	412	408
1936	515	465	582	680	935	877	1210	1263	793	529	412	410
1937	514	465	586	687	937	878	1217	1262	806	527	411	411
1938	513	466	589	693	939	879	1225	1260	819	526	410	413
1939	513	467	593	700	941	880	1232	1258	831	524	409	415
1940	512	468	596	706	943	882	1240	1257	844	522	408	417
1941	511	468	600	713	945	883	1247	1255	857	520	407	419
1942	510	469	603	719	947	884	1255	1253	869	518	406	421
1943	509	470	607	726	949	886	1263	1252	882	516	406	423
1944	509	470	610	732	951	887	1270	1250	895	515	405	424
1945	508	471	614	739	953	888	1278	1248	907	513	404	426
1946	507	472	617	745	955	890	1285	1247	920	511	403	428
1947	506	473	621	752	957	891	1293	1245	933	509	402	430
1948	505	473	624	759	959	892	1300	1244	945	507	401	432
1949	504	474	628	765	961	893	1308	1242	958	506	400	434
1950	504	475	631	772	963	895	1315	1240	971	504	400	436
1951	503	475	635	778	965	896	1323	1239	983	502	399	437
1952	502	476	638	785	967	897	1331	1237	996	500	398	439
1953	501	477	642	791	969	899	1338	1235	1008	498	397	441
1954	484	545	615	695	799	905	1126	1270	762	553	411	426
1955	485	541	621	708	813	907	1149	1266	794	548	409	430
1956	486	536	627	722	827	909	1172	1261	827	542	408	433
1957	486	532	633	735	842	911	1195	1257	859	536	406	436
1958	487	527	639	749	856	913	1218	1253	892	531	405	439
1959	488	523	645	762	870	915	1241	1248	924	525	403	442
1960	489	518	651	776	885	917	1264	1244	957	520	402	445
1961	490	514	657	790	899	920	1287	1240	989	514	400	449
1962	491	509	663	803	914	922	1310	1235	1022	509	399	452
1963	491	504	669	817	928	924	1333	1231	1055	503	397	455
1964	492	500	675	830	942	926	1356	1227	1087	497	396	458
1965	493	495	681	844	957	928	1379	1222	1120	492	394	461
1966	494	491	687	858	971	930	1403	1218	1152	486	392	465
1967	495	486	693	871	985	932	1426	1214	1185	481	391	468

Продолжение таблицы А.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1968	550	540	555	1333	1019	885	1760	1302	1161	520	473	320
1969	690	560	1050	1170	1342	1084	1820	1078	1647	605	424	560
1970	380	410	555	832	599	805	830	1071	837	240	341	450
1971	350	370	510	572	872	955	950	952	792	390	374	260
1972	290	330	705	663	768	738	1270	749	936	360	336	440
1973	610	520	660	917	1133	1083	2260	1792	1881	630	319	750
1974	270	270	645	832	909	649	1340	1211	1215	400	336	410
1975	620	470	1110	956	1479	1440	2300	1722	1467	535	369	720
1976	610	500	675	683	1184	1014	1590	763	1656	395	440	490
1977	300	520	600	975	783	795	920	784	1512	225	242	370
1978	690	480	795	969	1559	1158	1650	1652	2313	530	413	570
1979	810	570	630	1528	1699	898	1840	1085	1647	405	402	710
1980	420	430	1020	793	1334	790	2370	1099	2061	375	462	650
1981	440	500	885	1365	1071	711	1680	1428	1476	520	292	350
1982	830	520	1275	1300	1283	1363	2000	1918	2043	685	649	660
1983	290	320	585	741	836	864	1330	728	1035	260	220	290
1984	580	420	825	1515	1595	1082	2540	1064	2205	420	490	530
1985	420	320	735	943	986	915	1440	966	1602	305	226	490
1986	400	320	510	1053	1004	890	1580	875	1206	270	330	470
1987	610	940	1215	1476	1359	1358	2650	2198	1647	455	512	530
1988	360	330	675	1105	1143	708	1780	1218	1818	405	352	550
1989	260	300	645	637	812	752	1030	819	684	315	297	420
1990	580	400	615	767	1019	678	1550	931	1629	285	248	630
1991	250	320	585	819	806	690	930	546	693	210	171	310
1992	390	630	795	819	1309	868	1170	1526	1134	310	374	340
1993	500	690	1065	1580	1181	1211	2650	973	1890	500	479	520
1994	290	430	570	592	1094	544	1670	882	1044	325	259	320
1995	320	600	675	1242	1149	819	1550	994	1449	450	440	540
1996	700	780	930	1755	1120	1077	2200	1526	2853	755	468	880
1997	370	340	435	1066	972	587	900	861	1260	335	220	500
1998	560	740	765	982	1224	885	2450	1771	2493	500	413	810
1999	670	600	975	1528	990	687	2120	1652	1584	580	264	580
2000	450	580	1185	1697	1052	1438	2150	1169	1818	570	319	700
2001	340	370	870	1053	890	703	1080	700	891	290	215	480
2002	530	710	585	1066	1081	1359	1530	1393	1143	570	440	510
2003	450	290	570	930	721	810	1320	896	1044	285	198	400
2004	470	530	570	956	616	829	1350	819	1206	325	336	320
2005	380	380	465	572	896	612	950	791	1071	205	176	270
2006	390	590	765	1177	1093	618	1960	1113	1665	325	435	390
2007	380	460	825	943	1103	1402	1760	1120	1800	520	303	460

Окончание таблицы А.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2008	430	530	1035	1151	1443	994	1330	1064	1782	330	407	690
2009	530	360	540	1112	729	1010	1410	1239	1359	540	407	600
2010	570	950	1320	1229	1099	1303	2320	1316	2286	520	501	760
2011	420	350	810	910	843	1044	1350	1295	1215	410	374	400
2012	484	565	969	1076	1050	1146	1790	1314	1898	474	450	596
2013	490	575	1004	1088	1065	1175	1840	1355	1980	488	468	616

Таблица А.3 - Данные для вычисления параметров кривой обеспеченности

Годы	Q max	K=Q/Qср	K-1	(K-1)^2	(K-1)^3	P, %
1996	2853	1,85	0,85	0,72	0,61	1,19
1987	2650	1,72	0,72	0,51	0,37	2,38
1993	2650	1,72	0,72	0,51	0,37	3,57
1984	2540	1,65	0,65	0,42	0,27	4,76
1998	2493	1,61	0,61	0,38	0,23	5,95
1980	2370	1,53	0,53	0,29	0,15	7,14
2010	2320	1,50	0,50	0,25	0,13	8,33
1978	2313	1,50	0,50	0,25	0,12	9,52
1975	2300	1,49	0,49	0,24	0,12	10,71
1973	2260	1,46	0,46	0,22	0,10	11,90
2000	2150	1,39	0,39	0,15	0,06	13,10
1999	2120	1,37	0,37	0,14	0,05	14,29
1982	2043	1,32	0,32	0,10	0,03	15,48
2013	1980	1,28	0,28	0,08	0,02	16,67
2006	1960	1,27	0,27	0,07	0,02	17,86
2012	1898	1,23	0,23	0,05	0,01	19,05
1979	1840	1,19	0,19	0,04	0,01	20,24
1969	1820	1,18	0,18	0,03	0,01	21,43
1988	1818	1,18	0,18	0,03	0,01	22,62
2007	1800	1,17	0,17	0,03	0,00	23,81
2008	1782	1,15	0,15	0,02	0,00	25,00

Продолжение таблицы А.3

Годы	Q max	K=Q/Qср	K-1	(K-1)^2	(K-1)^3	P, %
1968	1760	1,14	0,14	0,02	0,00	26,19
1981	1680	1,09	0,09	0,01	0,00	27,38
1994	1670	1,08	0,08	0,01	0,00	28,57
1976	1656	1,07	0,07	0,01	0,00	29,76
1990	1629	1,06	0,06	0,00	0,00	30,95
1985	1602	1,04	0,04	0,00	0,00	32,14
1986	1580	1,02	0,02	0,00	0,00	33,33
1995	1550	1,00	0,00	0,00	0,00	34,52
2002	1530	0,99	-0,01	0,00	0,00	35,71
1992	1526	0,99	-0,01	0,00	0,00	36,90
1977	1512	0,98	-0,02	0,00	0,00	38,10
1967	1426	0,92	-0,08	0,01	0,00	39,29
2009	1410	0,91	-0,09	0,01	0,00	40,48
1966	1403	0,91	-0,09	0,01	0,00	41,67
1965	1379	0,89	-0,11	0,01	0,00	42,86
1964	1356	0,88	-0,12	0,01	0,00	44,05
2004	1350	0,87	-0,13	0,02	0,00	45,24
2011	1350	0,87	-0,13	0,02	0,00	46,43
1974	1340	0,87	-0,13	0,02	0,00	47,62
1953	1338	0,87	-0,13	0,02	0,00	48,81
1963	1333	0,86	-0,14	0,02	0,00	50,00
1952	1331	0,86	-0,14	0,02	0,00	51,19
1983	1330	0,86	-0,14	0,02	0,00	52,38
1951	1323	0,86	-0,14	0,02	0,00	53,57
2003	1320	0,85	-0,15	0,02	0,00	54,76
1950	1315	0,85	-0,15	0,02	0,00	55,95
1962	1310	0,85	-0,15	0,02	0,00	57,14
1949	1308	0,85	-0,15	0,02	0,00	58,33

Продолжение таблицы А.3

Годы	Q max	K=Q/Qср	K-1	(K-1)^2	(K-1)^3	P, %
1948	1300	0,84	-0,16	0,02	0,00	59,52
1947	1293	0,84	-0,16	0,03	0,00	60,71
1961	1287	0,83	-0,17	0,03	0,00	61,90
1946	1285	0,83	-0,17	0,03	0,00	63,10
1945	1278	0,83	-0,17	0,03	-0,01	64,29
1931	1272	0,82	-0,18	0,03	-0,01	65,48
1944	1270	0,82	-0,18	0,03	-0,01	66,67
1972	1270	0,82	-0,18	0,03	-0,01	67,86
1954	1270	0,82	-0,18	0,03	-0,01	69,05
1932	1270	0,82	-0,18	0,03	-0,01	70,24
1933	1268	0,82	-0,18	0,03	-0,01	71,43
1934	1267	0,82	-0,18	0,03	-0,01	72,62
1955	1266	0,82	-0,18	0,03	-0,01	73,81
1935	1265	0,82	-0,18	0,03	-0,01	75,00
1960	1264	0,82	-0,18	0,03	-0,01	76,19
1936	1263	0,82	-0,18	0,03	-0,01	77,38
1943	1263	0,82	-0,18	0,03	-0,01	78,57
1937	1262	0,82	-0,18	0,03	-0,01	79,76
1956	1261	0,82	-0,18	0,03	-0,01	80,95
1938	1260	0,82	-0,18	0,03	-0,01	82,14
1997	1260	0,82	-0,18	0,03	-0,01	83,33
1939	1258	0,81	-0,19	0,03	-0,01	84,52
1957	1257	0,81	-0,19	0,03	-0,01	85,71
1940	1257	0,81	-0,19	0,03	-0,01	86,90
1941	1255	0,81	-0,19	0,04	-0,01	88,10
1942	1255	0,81	-0,19	0,04	-0,01	89,29
1958	1253	0,81	-0,19	0,04	-0,01	90,48
1959	1248	0,81	-0,19	0,04	-0,01	91,67

Окончание таблицы А.3

Годы	Q max	K=Q/Qср	K-1	(K-1)^2	(K-1)^3	P, %
2001	1080	0,70	-0,30	0,09	-0,03	92,86
1970	1071	0,69	-0,31	0,09	-0,03	94,05
2005	1071	0,69	-0,31	0,09	-0,03	95,24
1989	1030	0,67	-0,33	0,11	-0,04	96,43
1971	955	0,62	-0,38	0,15	-0,06	97,62
1991	930	0,60	-0,40	0,16	-0,06	98,81

Таблица А.4 - Результаты расчета кривой обеспеченности

p,%	Ф	MS	KS	Q
0,01	5,039	1,405355	2,405355	3713,869
0,1	3,952	1,102196	2,102196	3245,79
1	2,777	0,774493	1,774493	2739,818
3	2,118	0,590701	1,590701	2456,042
5	1,798	0,501454	1,501454	2318,246
10	1,329	0,370652	1,370652	2116,287
20	0,8	0,223117	1,223117	1888,492
30	0,441	0,122993	1,122993	1733,901
40	0,16	0,044623	1,044623	1612,898
50	-0,099	-0,02761	0,972389	1501,369
60	-0,34	-0,09482	0,905175	1397,591
70	-0,589	-0,16427	0,83573	1290,368
80	-0,85	-0,23706	0,762939	1177,977
90	-1,201	-0,33495	0,665046	1026,831
95	-1,452	-0,40496	0,595043	918,7471
97	-1,613	-0,44986	0,550141	849,4181
99	-1,884	-0,52544	0,474561	732,7215
99,9	-2,275	-0,63449	0,365512	564,351

Расход воды заданной обеспеченности будет равен:

$Q_{0,1\%} = 2740$ м^3/с;

$Q_{1\%} = 3246$м^3/с.

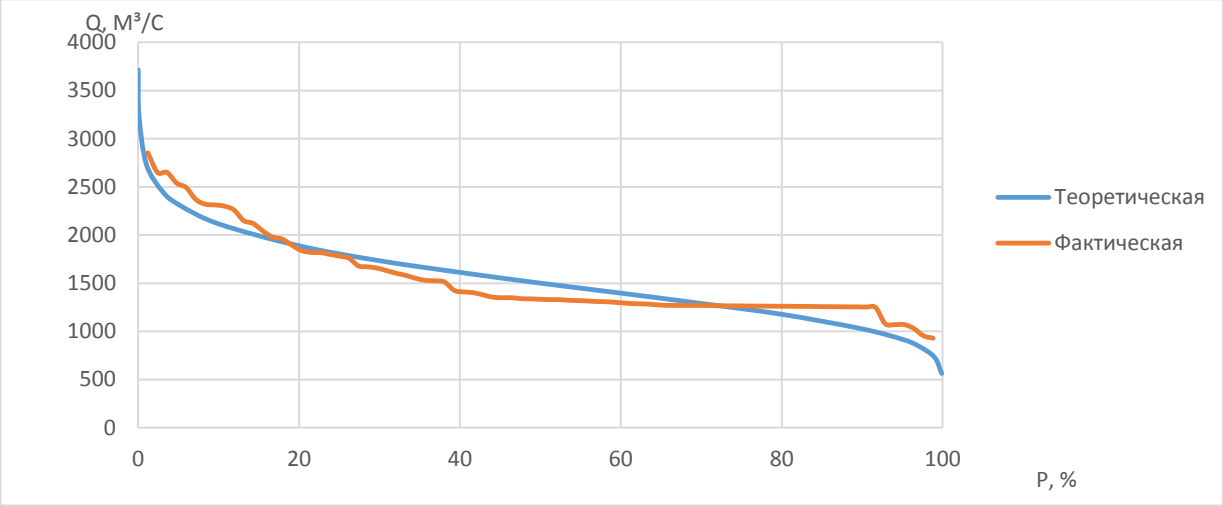


Рисунок А.4 - Теоретическая кривая обеспеченности

Таблица А.5 - Координаты интегральной кривой нагрузки для зимнего периода

Зима					
P_t^3, МВт	ΔP_t^3, МВт	Δt, ч	$\Delta Э$, МВт.ч	$P_{□}^3$, МВт	$Э_{□}$, МВт.ч
12822	197	1	197	197	197
12625	165	2	330	362	527
12460	25	3	75	387	602
12435	518	4	2072	905	2674
11917	375	5	1875	1280	4549
11542	132	6	792	1412	5341
11410	7	7	49	1419	5390
11403	141	8	1128	1560	6518
11262	93	9	837	1653	7355
11169	456	10	4560	2109	11915
10713	112	11	1232	2221	13147
10601	546	12	6552	2767	19699
10055	230	13	2990	2997	22689
9825	26	14	364	3023	23053
9799	316	15	4740	3339	27793
9483	255	16	4080	3594	31873
9228	49	17	833	3643	32706
9179	140	18	2520	3783	35226
9039	185	19	3515	3968	38741
8854	86	20	1720	4054	40461
8768	85	21	1785	4139	42246
8683	44	22	968	4183	43214
8639	393	23	9039	4576	52253

Таблица А.6 - Координаты интегральной кривой нагрузки для летнего периода

Лето					
$P_t^л$, МВт	$\Delta P_t^л$, МВт	Δt, ч	$\Delta Э$, МВт.ч	$Р_□^л$, МВт	$Э_□$, МВт.ч
10493	46	1	46	46	46
10447	110	2	220	156	266
10337	194	3	582	350	848
10143	71	4	284	421	1132
10072	40	5	200	461	1332
10032	61	6	366	522	1698
9971	108	7	756	630	2454
9863	22	8	176	652	2630
9841	47	9	423	699	3053
9794	306	10	3060	1005	6113
9488	41	11	451	1046	6564
9447	3	12	36	1049	6600
9444	9	13	117	1058	6717
9435	161	14	2254	1219	8971
9274	633	15	9495	1852	18466
8641	327	16	5232	2179	23698
8314	569	17	9673	2748	33371
7745	55	18	990	2803	34361
7690	73	19	1387	2876	35748
7617	48	20	960	2924	36708
7569	125	21	2625	3049	39333
7444	2	22	44	3051	39377
7442	101	23	2323	3152	41700
7341	7341	24	176184	10493	217884

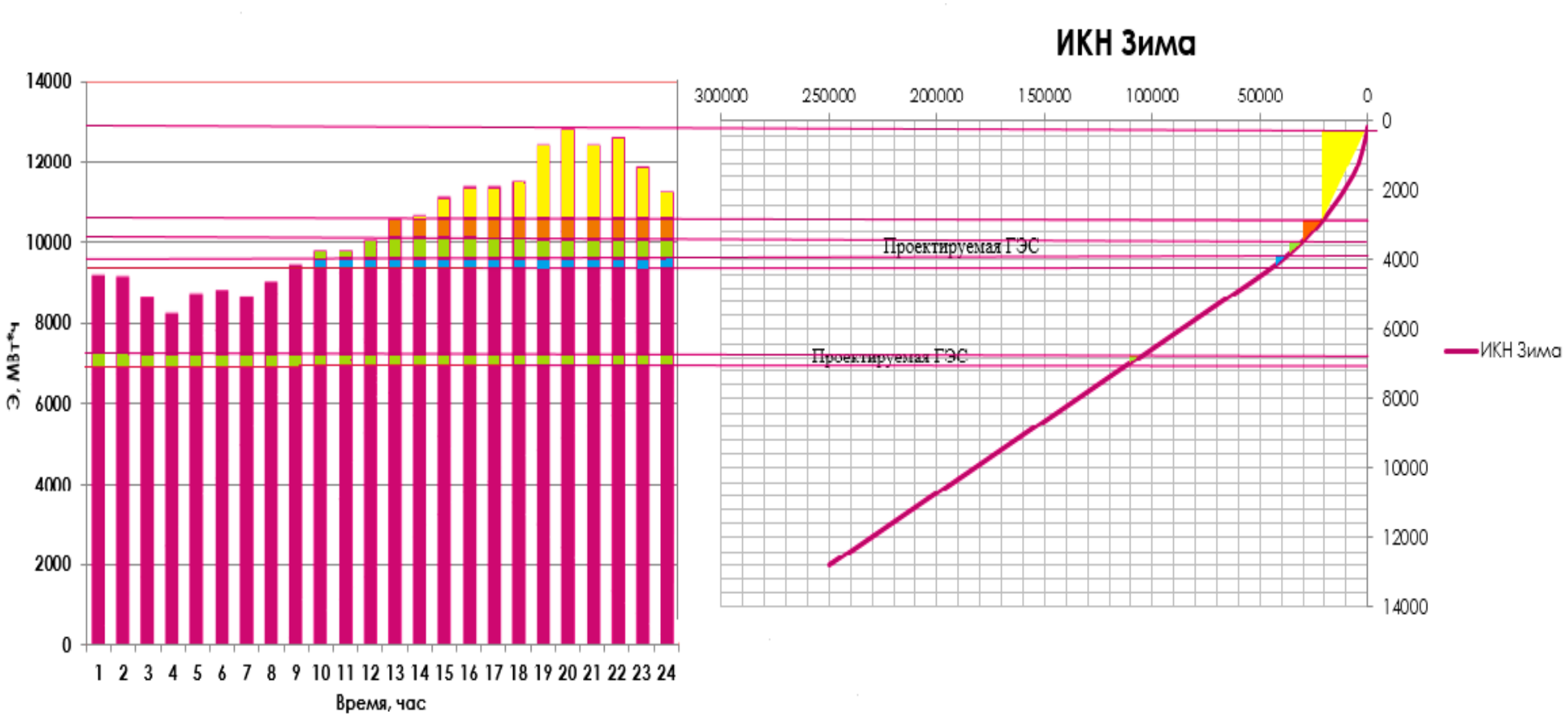


Рисунок А.5а - Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

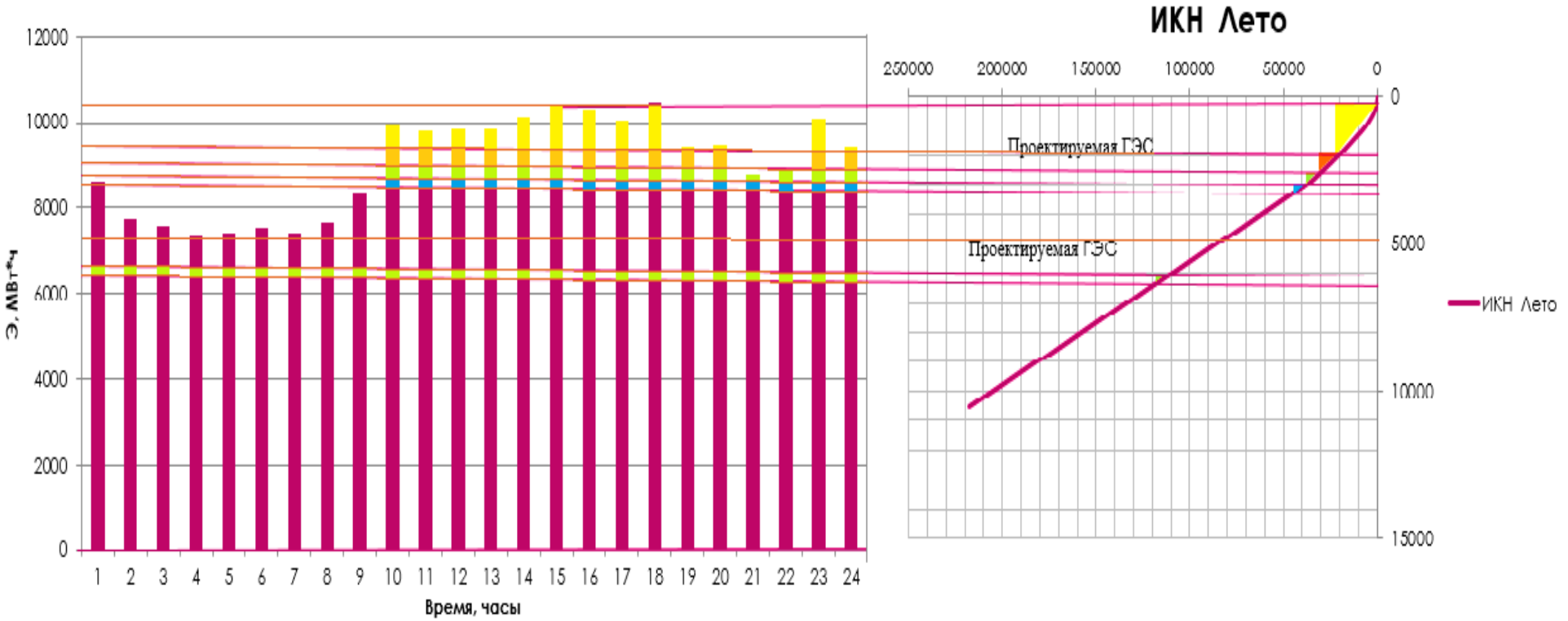


Рисунок А.5б - Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Таблица А.7 - Расчет сработки и наполнения водохранилища в средневодном году

Месяц	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q быт 50%	564,30	435,60	504,90	524,70	702,90	579,15	1055,34	1070,09	1345,61	1514,70	1379,07	1131,57
Q фильтр	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4
Потребл	10	10	10	10	10	10	20	20	20	20	20	20
Испарение	0	0	0	0	0	0	4	6	8	8	8	2
Льдообразов	0	-6	-10	-12	-6	0	6	10	10	8	0	0
Q полезный	552	418	483	501	685	567	1033	1050	1324	1491	1347	1106
Q вхк	660	350	300	300	300	300	660	660	660	660	660	660
Q вдх	300	190	638,5	907	-300	-120	-200	-300	-310	-400	-220	-230
Q гэс	852	608	1121	1408	385	447	833	750	1014	1091	1127	876
Q нб	854	610	1123	1410	387	449	837	754	1018	1095	1131	880
ΔVкм3	0,80	0,51	1,65	2,43	-0,78	-0,32	-0,54	-0,73	-0,83	-1,04	-0,59	-0,60
V нач	12,00	11,20	10,69	9,03	6,60	7,38	7,70	8,24	8,96	9,79	10,83	11,42
V конеч	11,20	10,69	9,03	6,60	7,38	7,70	8,24	8,96	9,79	10,83	11,42	12,02
z вб нач	160,0	159,0	158,4	156,1	151,8	153,3	153,9	154,8	155,9	157,2	158,6	159,3
Z вб конеч	159,0	158,4	156,1	151,8	153,3	153,9	154,8	155,9	157,2	158,6	159,3	160,0
вб среднее	159,5	158,7	157,2	153,9	152,6	153,6	154,3	155,4	156,6	157,9	158,9	159,6
Z нб	131,47	130,98	133,26	134,78	129,85	129,90	131,41	131,13	131,95	132,17	132,26	131,54
H гэс	27,6	27,3	23,6	18,8	22,3	23,3	22,5	23,8	24,2	25,3	26,3	27,7
N гарант	по ВХК	по ВХК	237,7	237,7	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК
N ГЭС МВ	212,0	149,3	237,7	237,7	77,3	93,7	168,9	160,9	220,8	248,3	266,3	218,1
Э	157735,6	111098	176837	176847,7	51947,3	69694,17	121579	119700,7	159008,4	184768,53	198128,86	157046,8

Таблица А.8 - Расчет сработки и наполнения водохранилища в маловодном году

Месяц	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q быт 90%	408,75	318,73	354,00	446,50	603,50	441,50	907,73	777,16	1011,68	1185,00	1000,90	995,70
Q фильтр	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4
Потребл	10	10	10	10	10	10	20	20	20	20	20	20
Испарение	0	0	0	0	0	0	4	6	8	8	8	2
Льдообразов	0	-6	-10	-12	-6	0	6	10	10	8	0	0
Q полезный	397	301	332	423	586	430	886	757	990	1161	969	970
Q вхк	660	350	300	300	300	300	660	660	660	660	660	660
Q вдх	261	47	764	969	-288	-132	-200	-300	-310	-400	-220	-230
Q гэс	658	348	1096	1392	298	298	686	457	680	761	749	740
Q нб	660	350	1098	1394	300	300	690	461	684	765	753	744
ΔVкм3	0,70	0,13	1,98	2,60	-0,75	-0,35	-0,54	-0,73	-0,83	-1,04	-0,59	-0,60
V нач	12,00	11,30	11,18	9,19	6,60	7,35	7,70	8,24	8,96	9,79	10,83	11,42
V конеч	11,30	11,18	9,19	6,60	7,35	7,70	8,24	8,96	9,79	10,83	11,42	12,01
z вб нач	160,0	159,1	159,0	156,3	151,8	153,2	153,9	154,8	155,9	157,2	158,6	159,3
Z вб конеч	159,1	159,0	156,3	151,8	153,2	153,9	154,8	155,9	157,2	158,6	159,3	160,0
Zвб среднее	159,6	159,1	157,6	154,1	152,5	153,5	154,3	155,4	156,6	157,9	158,9	159,6
Z нб	130,79	129,63	133,14	134,69	129,33	129,12	130,91	129,96	130,88	131,17	131,13	131,10
H гэс	28,4	29,0	24,1	19,0	22,8	24,0	23,0	25,0	25,3	26,3	27,4	28,1
N гарант	по ВХК	по ВХК	237,7	237,7	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК	по ВХК
N ГЭС МВ	168,0	90,8	237,7	237,7	61,1	64,3	142,0	102,9	154,6	180,1	184,6	187,2
Э	124964	67581	2E+05	176827	41026	47858	1E+05	76534	111317	133964	137316	134800

Таблица А.9 - Работа ГЭС по водотоку

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90% бытовой сток	446,50	603,50	441,50	907,73	777,16	1011,68	1185,00	1000,90	995,70	408,75	318,73	354,00
Потребление	10	10	10	20	20	20	20	20	20	10	10	10
Фильтрация	2	2	2	4	4	4	4	4	4	2	2	2
Испарение	0	0	0	4	6	8	8	8	2	0	0	0
Льдообразование	-12	-6	0	6	10	10	8	0	0	0	-6	-10
Q полезный	423	586	430	886	757	990	1161	969	970	397	301	332
z вб	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
z нб	130,0	130,8	129,9	132,2	131,6	132,7	133,6	132,6	132,4	129,9	129,3	129,5
H	29	28	29	27	28	27	26	27	27	29	30	30
N гэс быт МВт	111	150	114	216	189	237	269	233	235	105	81	89

Таблица А.10 - Режим работы ГЭС по ВХК

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q ВХК	300	300	300	660	660	660	660	660	660	660	350	300
Z вб	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Z нб	129,3	129,3	129,1	131,1	131,1	131,1	131,1	131,1	131,2	131,2	129,6	129,3
H	30	30	30	28	28	28	28	28	28	28	30	30
N гэс ВХК МВт	81	81	81	168	168	168	168	168	167	167	94	81

Таблица А.11 - Сравнение режимов

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N разницы	30	69	32	48	21	69	101	65	68	-62	-12	8

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Выбор оборудования

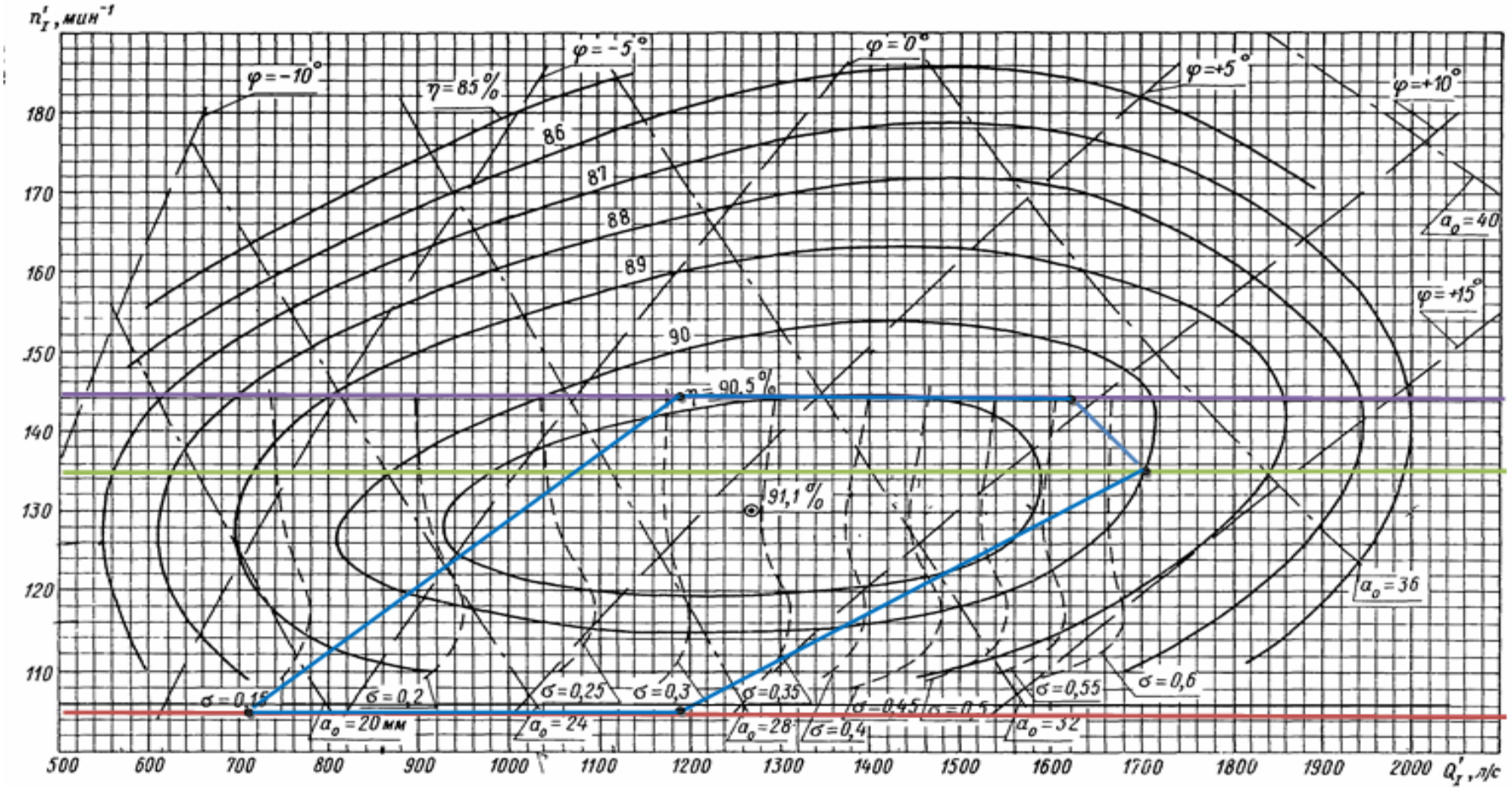
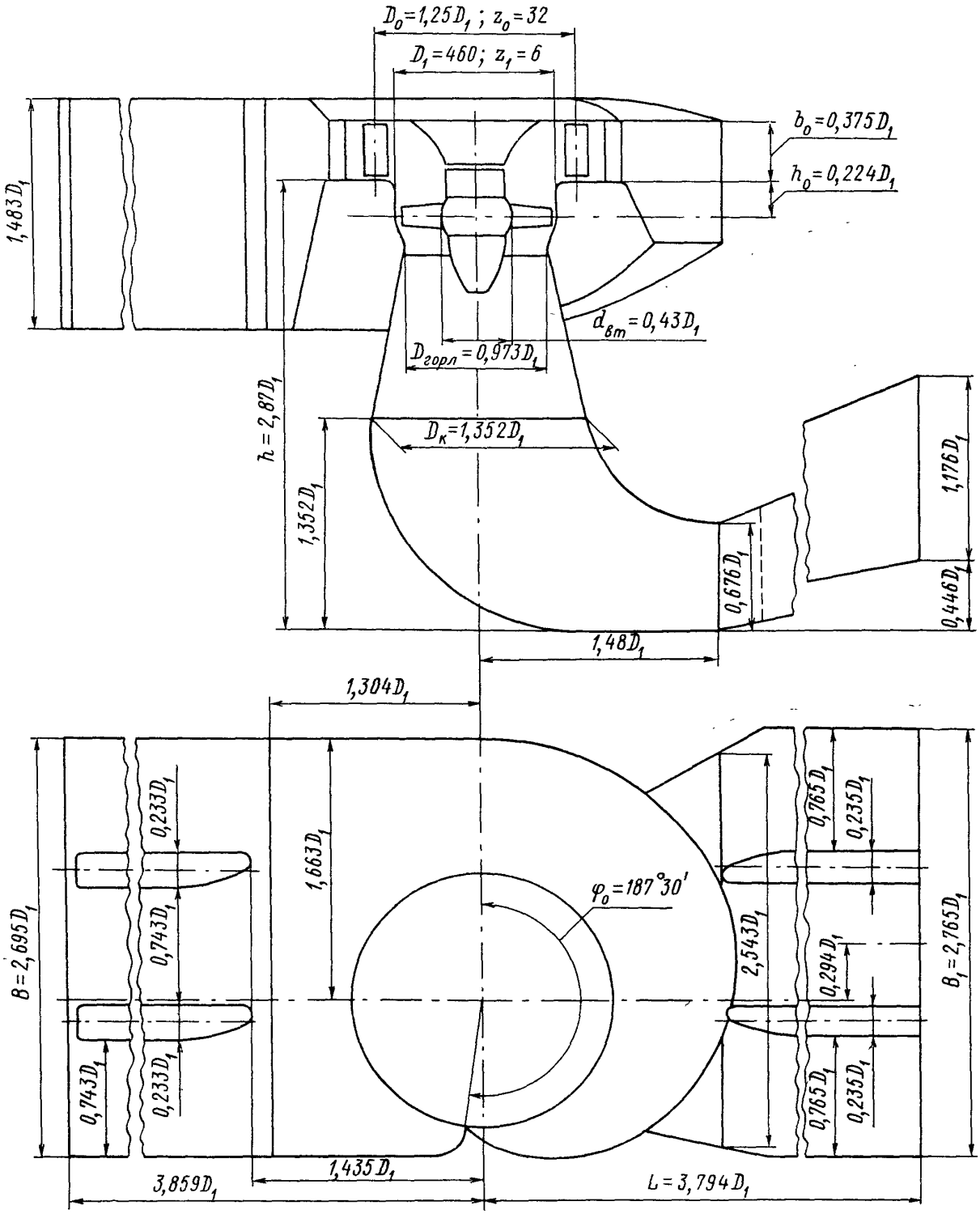


Рисунок Б.1 - Рабочая зона турбины ПЛ30б - В - 670



Черт. 9

Рисунок Б.2 - Проточная часть гидротурбины ПЛ30б - В - 670

Таблица Б.1 - Расчет спиральной камеры

Величина	Сечение											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	11,14	10,53	9,93	9,32	8,71	8,10	7,49	6,89	6,28	5,67	5,06	4,45
bi	11,24	10,45	9,65	8,86	8,07	7,28	6,48	5,69	4,90	4,10	3,31	2,52
ai	6,69	6,08	5,48	4,87	4,26	3,65	3,04	2,44	1,83	1,22	0,61	0,00
rk	7,79	7,58	7,36	7,15	6,94	6,73	6,51	6,30	6,09	5,88	5,66	5,45
rk/ra	1,43	1,39	1,35	1,31	1,27	1,23	1,20	1,16	1,12	1,08	1,04	1,00
ln (rk/ra)	0,36	0,33	0,30	0,27	0,24	0,21	0,18	0,15	0,11	0,08	0,04	0,00
ri/ra	2,04	1,93	1,82	1,71	1,60	1,49	1,38	1,26	1,15	1,04	0,93	0,82
ln (ri/ra)	0,72	0,66	0,60	0,54	0,47	0,40	0,32	0,23	0,14	0,04	-0,07	-0,20
b*ln (ri/ra)	8,04	3,91	5,79	4,75	3,78	2,88	2,06	1,33	0,69	0,16	-0,24	-0,51
rk*ctgϕ	29,07	28,28	27,48	26,69	25,90	25,10	24,31	23,52	22,72	21,93	21,14	20,34
rk*ctgϕ*ln(rk/ra)	10,38	9,32	8,27	7,25	6,26	5,28	4,34	3,41	2,52	1,65	0,81	0
mi	8,73	7,93	7,14	6,35	5,56	4,76	3,97	3,18	2,38	1,59	0,80	0,0
Ji	6,89	6,01	5,17	4,36	3,59	2,87	2,21	1,60	1,07	0,61	0,25	0,0
φi	187,50	163,55	140,53	118,55	97,72	78,17	60,07	43,60	29,01	16,61	6,78	0,0
Qi	163,86	142,93	122,82	103,61	85,40	68,32	52,49	38,10	25,36	14,52	5,92	0,0

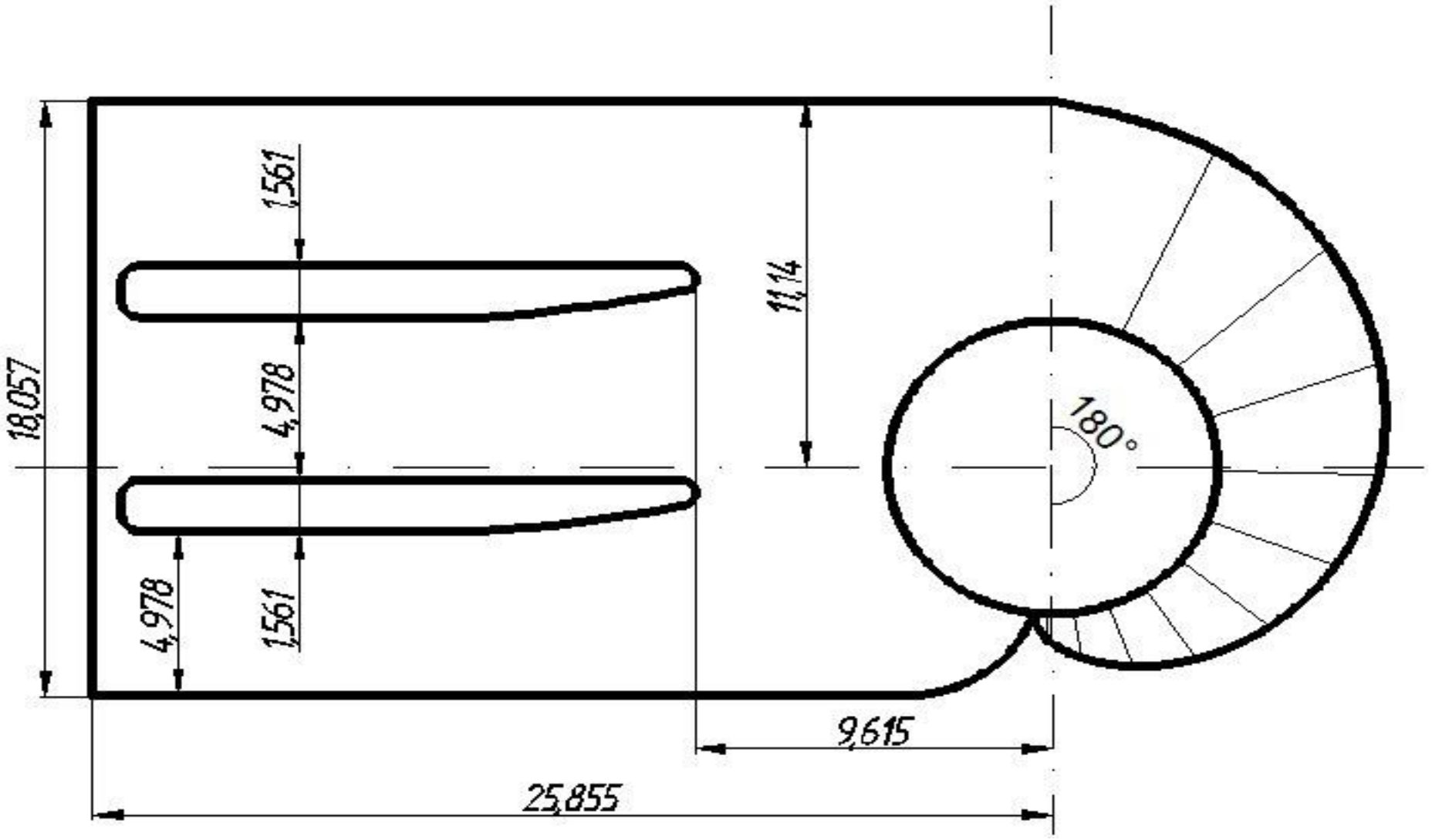


Рисунок Б.3 - План бетонной спиральной камеры турбины ПЛ30б - В - 670

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Компоновка и сооружения гидроузла

Таблица - В.1 Координаты для построения оголовка водослива проектируемого профиля при $H_{ст}$=8 м

№ точки	X	Y	№ точки	X	Y
1	0,0	1,008	22	16,8	10,952
2	0,8	0,288	23	17,6	12,064
3	1,6	0,056	24	18,4	13,224
4	2,4	0,000	25	19,4	14,870
5	3,2	0,048	26	20,0	15,680
6	4,0	0,216	27	20,8	16,976
7	4,8	0,480	28	21,6	18,240
8	5,6	0,800	29	22,4	19,696
9	6,4	1,200	30	23,1	21,000
10	7,2	1,584	31	24,0	22,592
11	8,0	2,048	32	24,8	24,104
12	8,8	2,568	33	25,6	25,656
13	9,6	3,152	34	26,4	27,240
14	10,4	3,800	35	27,2	28,872
15	11,2	4,512	36	28,0	30,544
16	12,0	5,288	37	28,8	32,248
17	12,8	6,112	38	29,6	33,992
18	13,6	6,984	39	30,4	35,768
19	14,4	7,896	40	31,2	37,584
20	15,2	8,864	41	32,0	39,200
21	15,9	9,730			

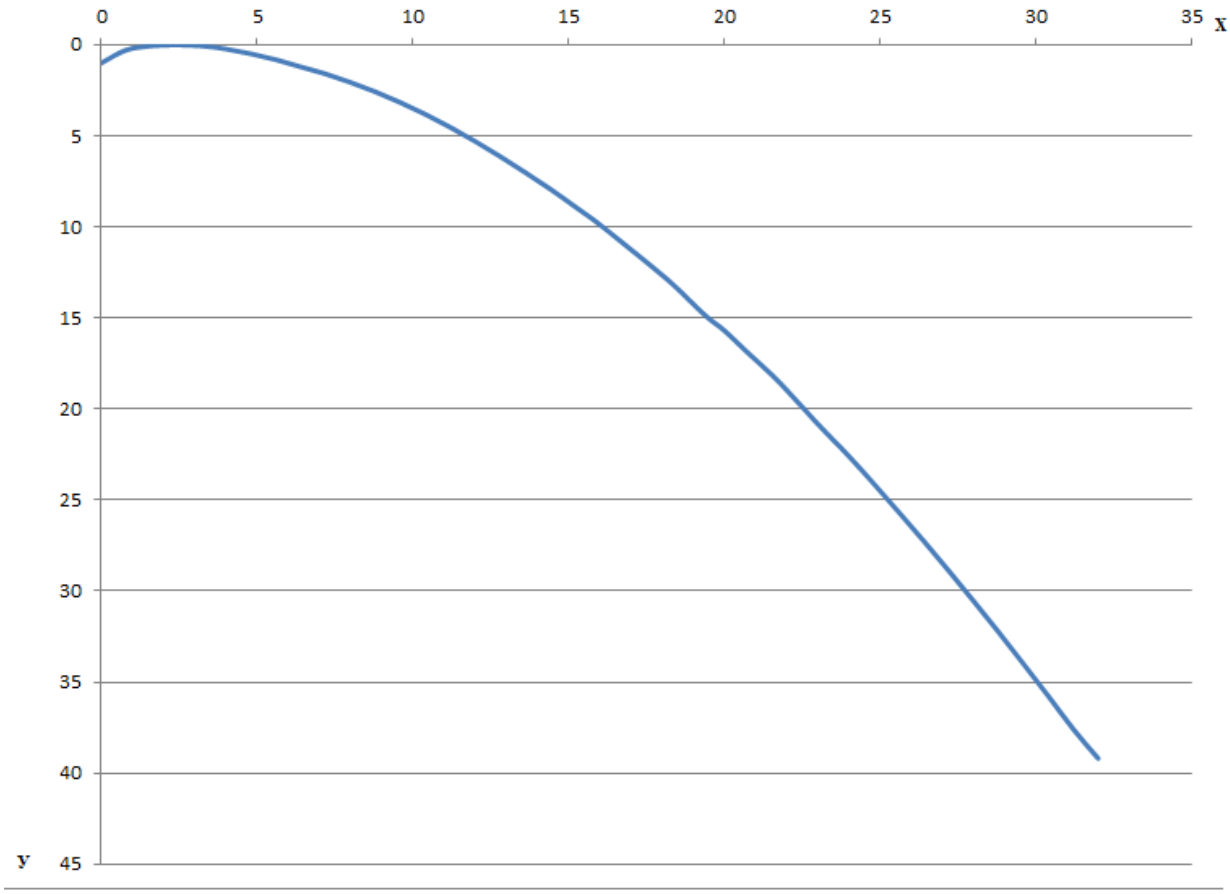


Рисунок В.1 - Очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера - Офицерова) типа А

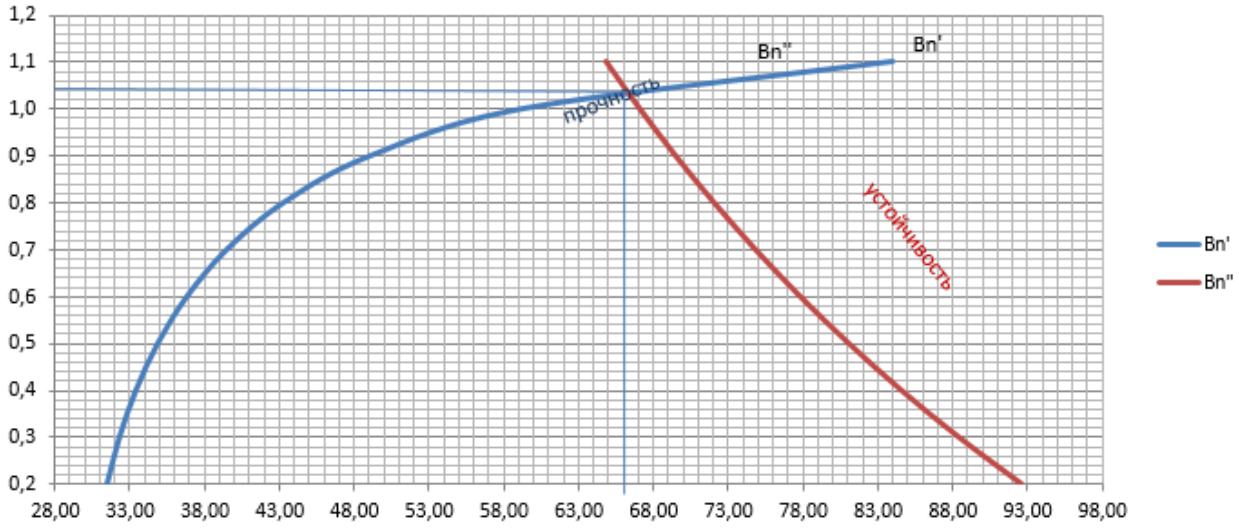


Рисунок В.2 - График зависимости $B_n = f(n)$.

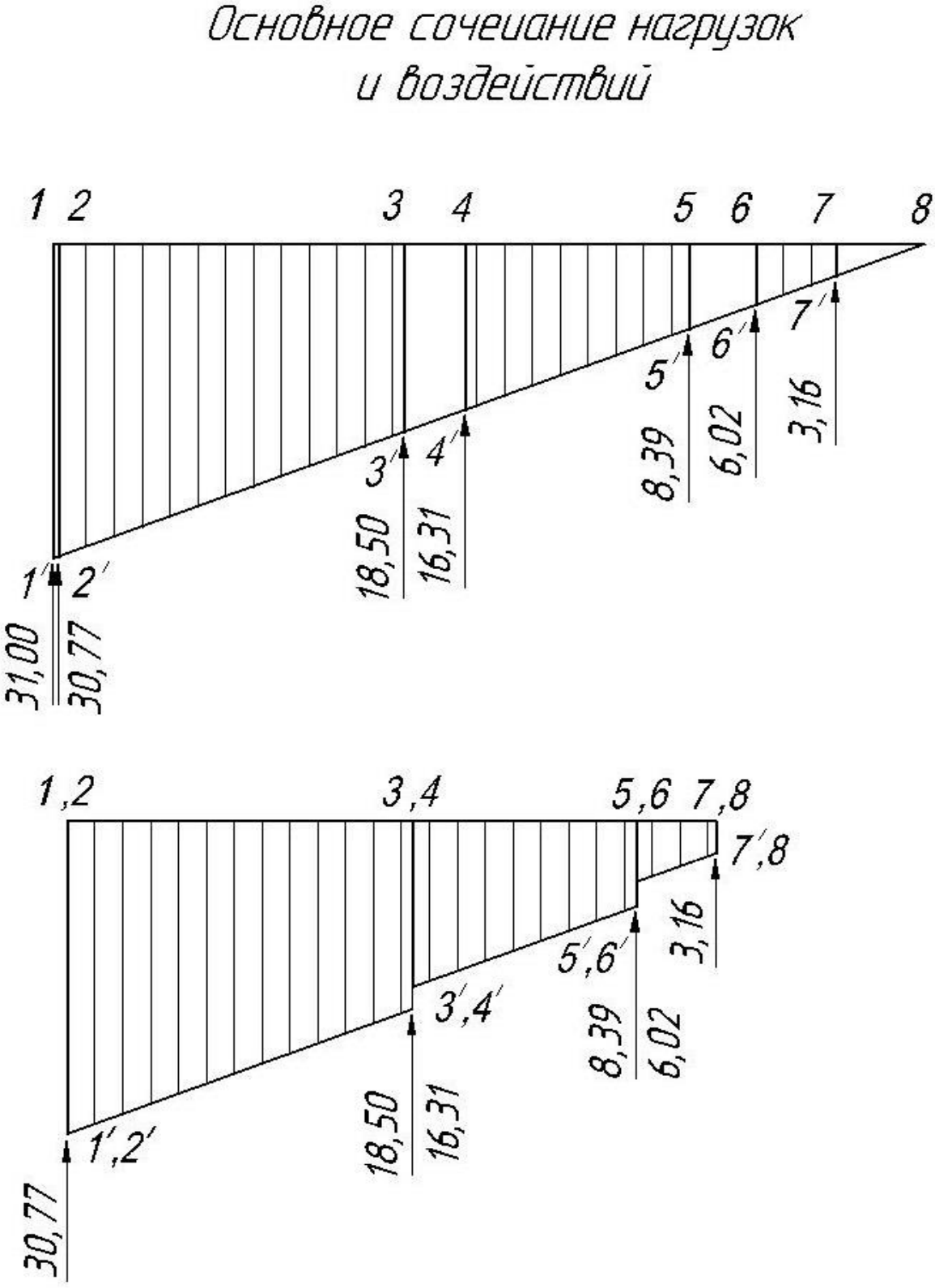


Рисунок В.3 - Эпюра фильтрации подземного контура для основного сочетания нагрузок и воздействий

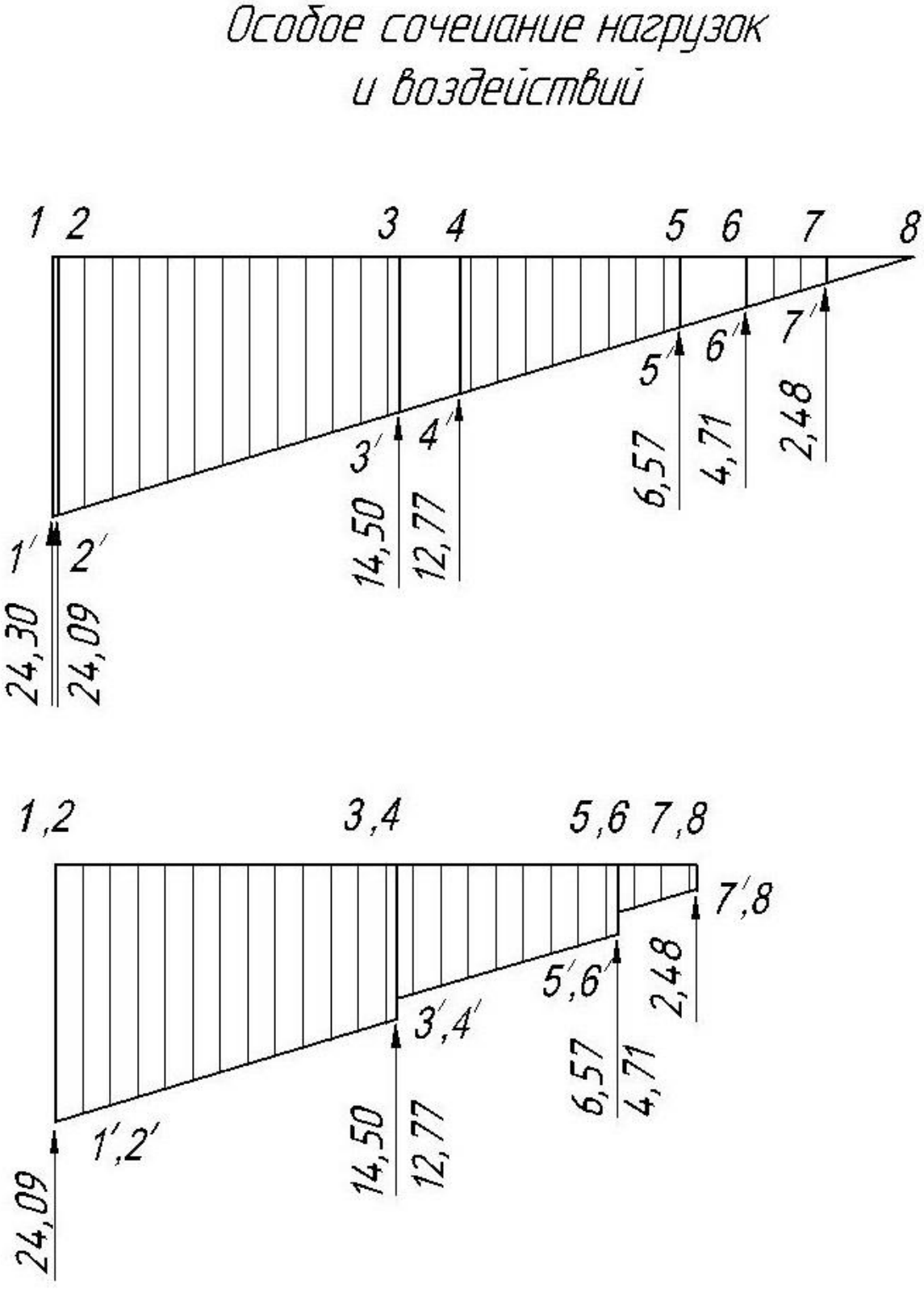


Рисунок В.4 - Эпюра фильтрации подземного контура для особого сочетания нагрузок и воздействий

Таблица В.2 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	Y_f	Направление	Основное сочетание			Особое сочетание		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Wг.в	1	→	8820,00	12,67	111749	9245,00	13,34	123328,30
Wг.н	1	←	1940,45	2,9	-5627,3	605,00	5,17	-3127,85
Wв.в	1	↓	3045,40	19,7	-59994	3261,70	20,06	-65429,70
Wв.н	1	↓	1884,00	22,2	41824,8	2225,40	19,08	42460,63
Gб	0,95	↓	12705,58	2,3	-27762	12705,58	2,3	-27761,69
Gпл	0,95	↓	14682,76	0,25	-3487,2	14682,76	0,25	-3487,16
Wвзв	1	↑	7260,00	0	0	13002,00	0	0,00
Wф	1	↑	5510,00	10,56	58185,6	5170,00	10,58	54698,60
Ен	1,2	→	12,63	8,12	123,067	12,63	8,12	123,07
Еа	1,2	→	24,20	2,31	67,0824	24,20	2,31	67,08
Еп	0,8	←	1278,01	0,76	-777,03	1278,01	0,76	-777,03
Wволн	1	→	139,55	3,97	554,014	13,95	1,36	33,20
Qп	0,9	↓	302,95	2,38	-648,91	367,99	2,38	-788,23
Qз	0,9	↓	357,48	2,38	-765,72	357,48	2,38	-765,72
Qп	0,9	→	1847	0	0	2338,48	13,34	0,00
N	-	↓↑	20208,17			15428,91		
M	-	-	113441,77			118573,50		

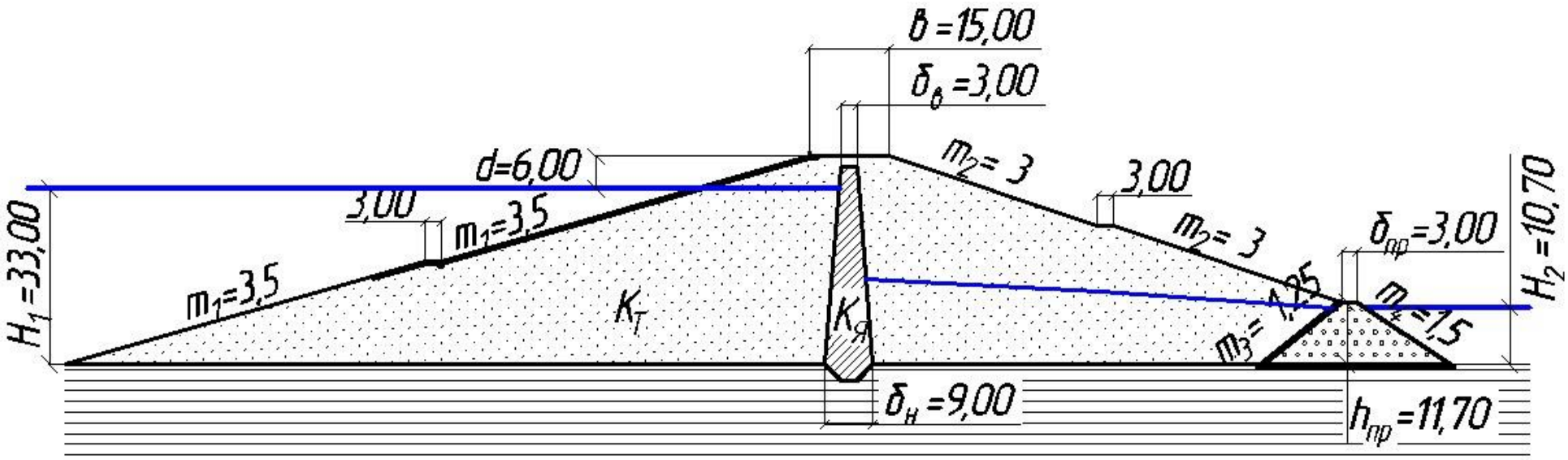


Рисунок В.5 - Кривая депрессии грунтовой плотины

Таблица В.3 - Расчет устойчивости низового откоса в 1-ой точке

№отсека	h1	h2	h3	Gn	cosα	sinα	Gncosα	Gnsinα	Pn	Cn	Cnbn/cosα	8-10	13·tgα	14+12
-1	0	4,65	2,01	1492,21	0,9877	-0,2	1473,85	-233,38	1021,30	50	766,74	452,55	586,09	1352,83
0	0	10,8	3,5	3253,41	1	0,0	3253,41	0,0	2165,91	50	757,31	1087,50	819,11	1576,42
1	6,46	10,81	2,58	4146,32	0,9877	0,2	4095,32	648,48	2053,34	50	766,74	2041,98	780,44	1547,18
2	11,37	10,23	0	5578,96	0,9397	0,3	5242,55	1908,01	1648,89	3	48,35	3593,66	2216,83	2265,19
3	15,31	4,45	0	4982,81	0,8660	0,5	4315,11	2491,40	778,30	3	52,47	3536,81	2188,41	2240,88
4	15,71	0	0	4283,05	0,7071	0,7	3028,55	3028,12	0,0	3	64,26	3028,55	2327,98	2392,24
5	7,01	0	0	2495,12	0,5	0,9	1247,56	2160,77	0,0	3	90,88	1247,56	1205,96	1296,84
-1	0	4,65	2,01	1492,21	0,9877	-0,2	1473,85	-233,38	1021,30	50	766,74	452,55	586,09	1352,83
0	0	10,8	3,5	3253,41	1	0,0	3253,41	0,0	2165,91	50	757,31	1087,50	819,11	1576,42
1	6,46	10,81	2,58	4146,32	0,9877	0,2	4095,32	648,48	2053,34	50	766,74	2041,98	780,44	1547,18
2	11,37	10,23	0	5578,96	0,9397	0,3	5242,55	1908,01	1648,89	3	48,35	3593,66	2216,83	2265,19
K	1,267	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица В.4 - Расчет устойчивости низового откоса во 2-ой точке

№отсека	h1	h2	h3	Gn	cosα	sinα	Gncosα	Gnsinα	Pn	Cn	Cnbn/cosα	8-10	13·tgα	14+12
-1	0	4,65	10,26	2991,7	0,9877	-0,1564	2954,89	-467,90	2286,4	50	766,74	668,46	1365,32	2132,07
0	0	12,23	12,48	5232,1	1	0	5232,12	0,00	3742,6	50	757,31	1489,48	1666,64	2423,95
1	6,46	10,81	12,36	5972,5	0,9877	0,1564	5899,00	934,09	3553,1	50	766,74	2345,92	1980,95	2747,69
2	11,37	10,95	10	6907,6	0,9397	0,342	6491,06	2362,40	3376,8	50	805,91	3114,31	2677,15	3483,06
3	15,31	11,06	4,9	7074,8	0,866	0,5	6126,78	3537,40	2791,4	50	874,49	3335,40	2787,70	3662,19
4	20,23	8,11	0	6989,4	0,7071	0,707	4942,19	4941,49	1737,2	3	64,26	3205,01	3139,16	3203,42
5	21,42	0	0	5839,8	0,5	0,866	2919,89	5057,25	0,0	30	908,77	2919,89	2959,53	3868,31
6	5,37	0	0	1464,0	0,342	0,934	500,70	1367,41	0,0	-10,4	-461,85	500,70	1303,76	841,90
-1	0	4,65	10,26	2991,7	0,9877	-0,1564	2954,89	-467,90	2286,4	50	766,74	668,46	1365,32	2132,07
0	0	12,23	12,48	5232,1	1	0	5232,12	0,00	3742,6	50	757,31	1489,48	1666,64	2423,95
1	6,46	10,81	12,36	5972,5	0,9877	0,1564	5899,00	934,09	3553,1	50	766,74	2345,92	1980,95	2747,69
K	1,261	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица В.5 - Расчет устойчивости низового откоса в 3-й точке

№отсека	h1	h2	h3	Gn	cosα	sinα	Gncosα	Gnsinα	Pn	Cn	Cnbn/cosα	8-10	13·tgα	14+12
-1	0	9,71	20,04	5995,5	0,9877	-0,1564	5921,7	-937,69	4562,1	50	766,74	1359,6	2274,862	3041,60
0	3,4	10,81	21,86	7210,8	1	0	7210,8	0,0	4948,3	50	757,31	2262,5	2603,498	3360,8
1	8,9	10,95	21,35	8960,5	0,9877	0,1564	8850,3	1401,4	4953,2	50	766,74	3897,1	3198,442	3965,2
2	13,82	11,03	18,48	9131,4	0,9397	0,342	8580,7	3122,9	4756,5	50	805,908	3824,3	3171,92	3977,8
3	17,71	11,19	13,06	9235,9	0,866	0,5	7998,3	4617,9	4241,3	50	874,49	3757,0	3147,424	4021,9
4	22,72	11,23	4,44	9042,3	0,7071	0,707	6393,8	6392,9	3356,5	50	1071,01	3037,3	2885,473	3956,5
5	27,65	2,97	0	8078,1	0,5	0,866	4039,0	6995,6	899,7	3	90,87741	3139,4	3349,68	3440,6
-2	0	0	15,6	2835,4	0,933	0,358	2645,4	1015,1	2532,5	50	811,6953	112,9	1821,098	2632,8
6	6,06	4,43	0	7300,8	0,342	0,934	2496,9	6818,95	1961,9	3	132,86	534,9	2047,475	2180,3362
-3	0	2,2597	0	1627,0	0,98	0,358	1594,5	582,466	349,2	50	772,77	1245,2	1782,56	2555,3
K	1,256	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

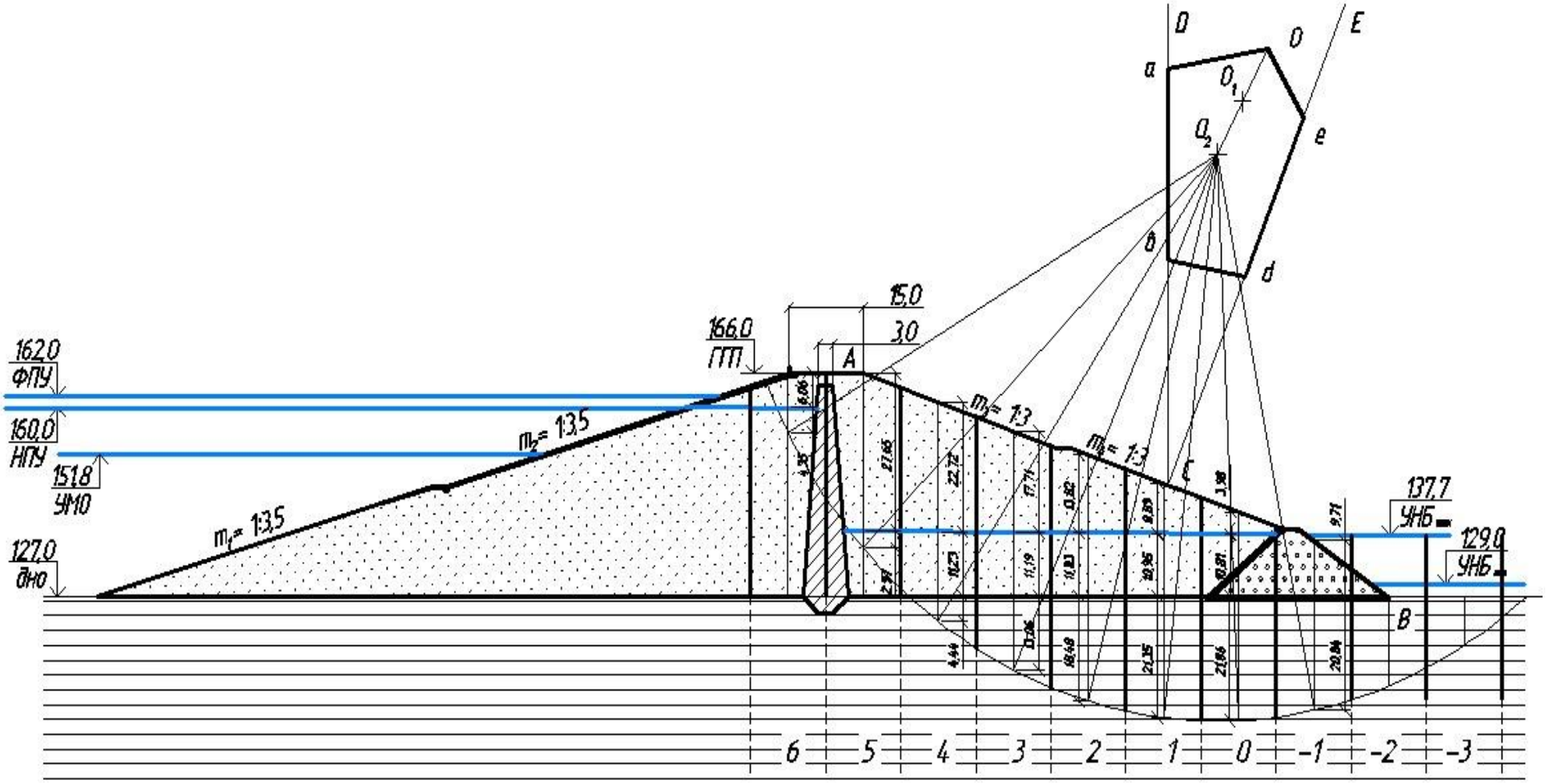


Рисунок В.6 - Кривая обрушения низового откоса

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Организация и технология строительства

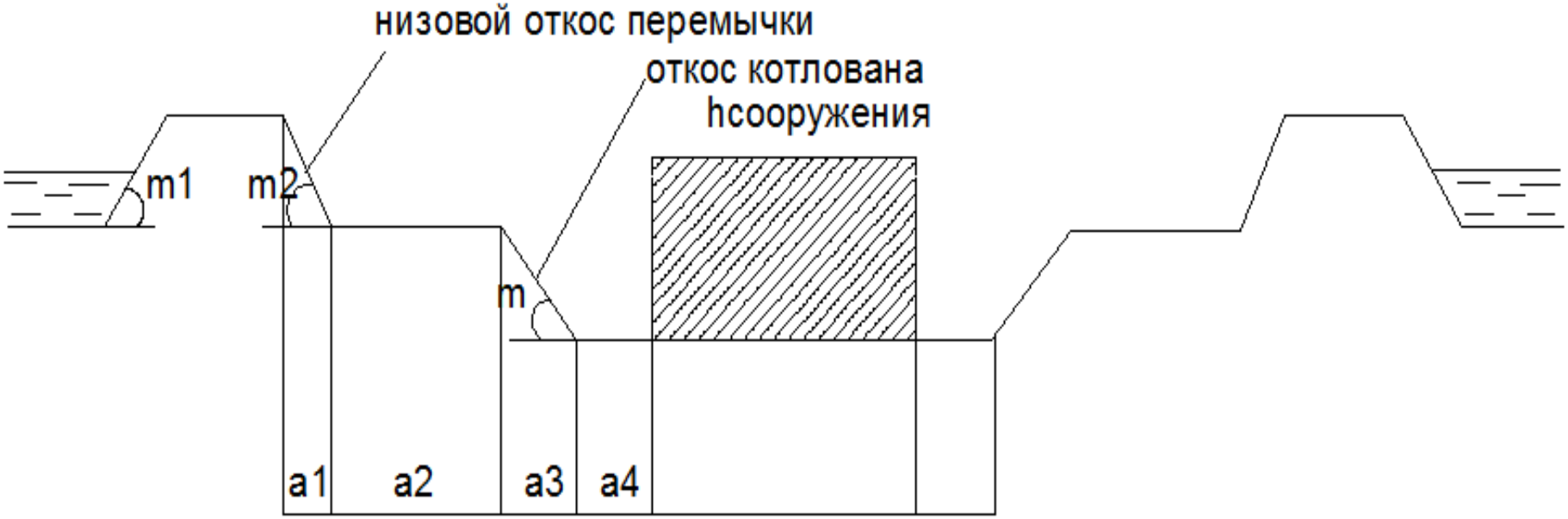
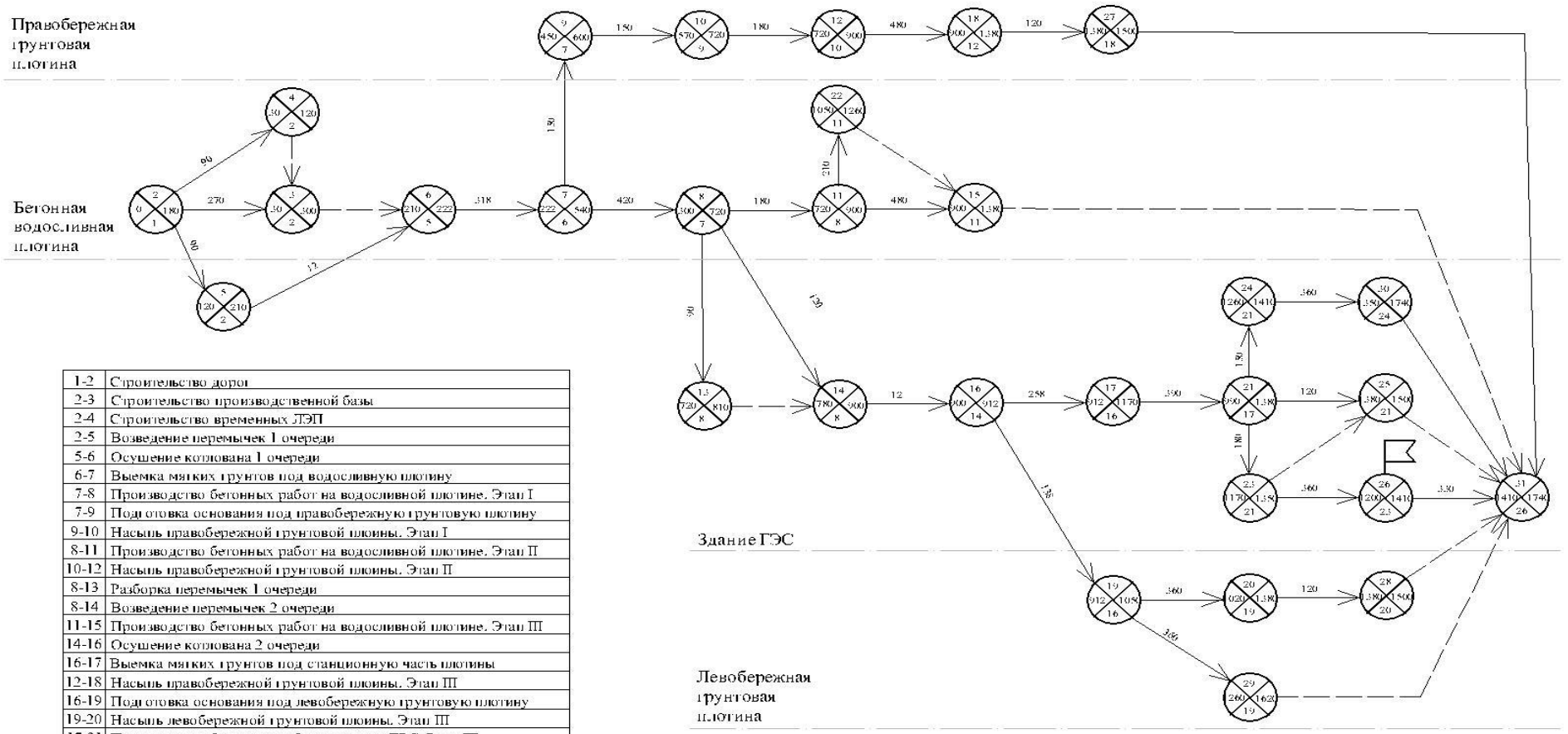


Рисунок Г.1 - Схема размеров котлована

Таблица Г.1 - Сводная таблица объемов работ по этапам строительства

Этап	Сооружение	Наименование работ	Объем, м3
1	Перемычки 1-ой очереди	отсыпка	241321
	Водосливная плотина	выемка котлована	105938
		укладка бетона	202957
	Грунтовая плотина	насыпь	103659
2	Перемычки 1-ой очереди	разборка	245989
	Перемычки 2-ой очереди	отсыпка	370574
	Водосливная плотина	укладка бетона	71353
	Грунтовая плотина	насыпь	45663
3	Перемычки 1-ой очереди	разборка	123633
	Перемычки 2-ой очереди	отсыпка	352655
	Водосливная плотина	укладка бетона	195445
	Здание ГЭС	выемка котлована	200838
		укладка бетона	104887
	Грунтовая правобережная плотина	насыпь	136546
	Грунтовая левобережная плотина	насыпь	98458
4-5	Перемычки 2-ой очереди	разборка	724650
	Водосливная плотина	укладка бетона	90256
	Здание ГЭС	укладка бетона	214565
	Грунтовая правобережная плотина	насыпь	35995
	Грунтовая левобережная плотина	насыпь	38447



1-2	Строительство дорог
2-3	Строительство производственной базы
2-4	Строительство временных ЛЭП
2-5	Возведение перемычек 1 очереди
5-6	Осушение котлована 1 очереди
6-7	Выемка мягких грунтов под водосливную плотину
7-8	Производство бетонных работ на водосливной плотине. Этап I
7-9	Подготовка основания под правобережную грунтовую плотину
9-10	Насыпь правобережной грунтовой плотины. Этап I
8-11	Производство бетонных работ на водосливной плотине. Этап II
10-12	Насыпь правобережной грунтовой плотины. Этап II
8-13	Разборка перемычек 1 очереди
8-14	Возведение перемычек 2 очереди
11-15	Производство бетонных работ на водосливной плотине. Этап III
14-16	Осушение котлована 2 очереди
16-17	Выемка мягких грунтов под станционную часть плотины
12-18	Насыпь правобережной грунтовой плотины. Этап III
16-19	Подготовка основания под левобережную грунтовую плотину
19-20	Насыпь левобережной грунтовой плотины. Этап III
17-21	Производство бетонных работ на здании ГЭС. Этап III
11-22	Монтаж гидромеханического оборудования на водосливной плотине
21-23	Монтаж гидромеханического оборудования на здании ГЭС
21-24	Разборка перемычек 2 очереди
21-25	Производство бетонных работ на здании ГЭС. Этап IV-V
23-26	Монтаж гидросилового оборудования на здании ГЭС. Пуск первых агрегатов
18-27	Насыпь правобережной грунтовой плотины. Этап IV-V
20-28	Насыпь левобережной грунтовой плотины. Этап IV-V
19-29	Строительство ОРУ и монтаж ЛЭП
24-30	Наполнение водохранилища
26-31	Пуск всех агрегатов

Рисунок Г.2 - Сетевой график строительства Сальского гидроузла

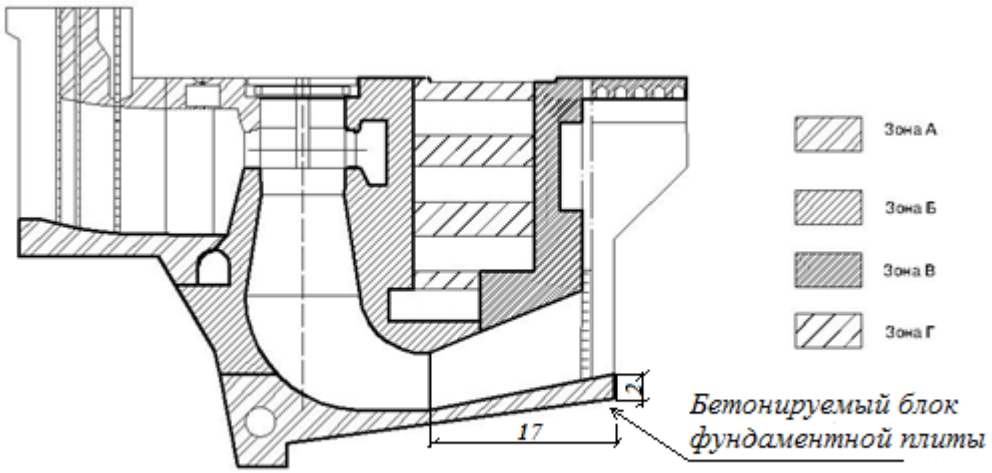


Рисунок Г.3 - Зонирование бетона станционной части

Таблица Г.2 - Ведущие требования к бетону различных зон

Зоны	Требования к качеству бетона						
	Водостой-кость	Водонепро-ницаемость	Морозос-тойкость	Прочно-сть	Малые объемные деформации при твердении	Стойкость против истирания	Факторы, определяю-щие ширину зоны
Зона А	+	+	+	+	+	+	глубина промерзания
Зона Б	+	+	-	+	+	-	действующий напор
Зона В	+	+	+	+	+	+	конструкт.со-ображения
Зона Г	-	-	-	+	+	-	конструкт.со-ображения