

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Валерий В.Б. Затеев
«19» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01- Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХОЛИДИНСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ
ХАНТАЙКА.**

**ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ НА ПРИМЕРЕ
ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель

19. 06. 2017

подпись, дата

Толошин

должность, ученая степень

Т.Ю.Толошина

Выпускник

Пахмутов - 17.06.17

подпись, дата

И.В.Пахмутов

Саяногорск 2017

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Холидинского гидроузла на реке Хантайка. Пьезометрический контроль на примере проектируемой ГЭС

Консультанты
по разделам:

Общая часть

Болоуз 17.06.2017

Т.Ю.Толошинова

подпись, дата

Водно-энергетические
расчеты

Зад 13.06.17

Е.Ю.Затеева

подпись, дата

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

Масленников 16.06.17

А.В.Масленникова

подпись, дата

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

Зад 16.06.17

В.Б.Затеев

подпись, дата

Технология строительства
гидротехнических
сооружений

Эклер 10.06.17

Н.А. Эклер

подпись, дата

Мероприятия по охране природы

Байдар 15.06.17

В.А.Кадычегов

подпись, дата

Технико-экономические показатели

Лапасова 09.06.17

В.В.Лапасова

подпись, дата

Спецвопрос

Болоуз

17.06.17

Т.Ю.Толошинова

подпись, дата

Нормоконтролер

Чабанова 22.06.17

А.А.Чабанова

подпись, дата

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 В.Б.Затеев
«16 » 03 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Пахмутову Илье Владимировичу.
Группа ЗСБ12-01Б. Направление 08.03.01- Строительство.
Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование
Холидинского гидроузла на реке Хантайка. Пьезометрический контроль на
примере проектируемой ГЭС».

Утверждена приказом по университету № 41/17-С от 16 марта 2017 г.

Руководитель ВКР Т.Ю.Толошинова, старший преподаватель кафедры
ГТС Саяно-Шушенского филиала СФУ.

Исходные данные для ВКР:

1) гидрологические данные; 2) инженерно-геологические
характеристики; 3) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР:

1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное,
гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Компоновка и
сооружения гидроузла; 5) Организация и производство гидротехнических
работ; 6) Охрана окружающей среды; 7) Технико-экономические показатели;
8) Пьезометрический контроль на примере проектируемой ГЭС.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности
Холидинской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Холидинской
ГЭС; этапы строительства Холидинской ГЭС; расчётная схема бетонной
водосливной плотины Холидинской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений;
поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; поперечный разрез по
грунтовой плотине; генеральный план Холидинской ГЭС; организация и
технология строительства гидроузла; календарный план строительства;
технологическая карта; строительный генеральный план; основные технико-
экономические показатели строительства Холидинской ГЭС;

Руководитель ВКР

Толошина -
подпись

Т.Ю.Толошинова

Задание принял к исполнению

Пахмутов -
подпись

И.В.Пахмутов

«17» марта 2017 г.

Отзыв к дипломному проекту «Проектирование Холидинской ГЭС на реке Хантайка»

Студентом 5 курса группы ЗСБ 12-01 направление «Строительство» Пахмутовым Ильей Владимировичем разработан проект Холидинской гидроэлектростанции.

Холидинская ГЭС располагается на реке Хантайка – правый приток реки Енисей. Установленная мощность составляет 232,2 МВт.

Климат района расположения очень суровый, продолжительная зима и короткое лето, минимальная температура зимой до минус 64 °C, лето жаркое с температурами до плюс 33°C. Среднегодовая температура –минус 9,3 °C.

На территории района располагается Норильский горно-металлургический комбинат, то есть район характеризуется развитой промышленностью, которая будет являться потребителем электроэнергии гидроузла.

Максимальные зарегулированные расходы в створе Холидинской ГЭС при пропуске весеннего половодья составляют:

Максимальный расчетный расход основного расчетного случая обеспеченностью Р = 0,1%, $Q_{расч\ макс} = 5215 \text{ м}^3/\text{с}$

Максимальный расчетный расход основного поверочного случая обеспеченностью Р = 0,01%, $Q_{расч\ макс} = 6098 \text{ м}^3/\text{с}$

Пропуск расходов половодья и наводков предусмотрен через 6 гидроагрегатов ГЭС и эксплуатационный водосброс. При пропуске паводковых расчетных расходов учтено не использование одного гидроагрегата в соответствии с требованиями нормативно – технических документов.

Поверочный расход в створе Холидинской ГЭС, равный $6098 \text{ м}^3/\text{с}$, может быть пропущен при отметке ФПУ = 64,0 м через эксплуатационный водосброс – $5279,3 \text{ м}^3/\text{с}$ и все агрегаты ГЭС- $6 * 136,5 \text{ м}^3/\text{с} = 819 \text{ м}^3/\text{с}$. Других сооружений для пропуска паводковых вод не имеется.

Инженерно-геологические условия строительства сложные. В основании залегают скальные грунты. В районе строительства распространена вечная мерзлота.

В составе компоновки гидроузла предлагается строительство бетонной гравитационной с глухими левобережной и правобережной, станционной и водосливной частями. Все сооружения возводятся на скальном основании. Протяженность напорного фронта Холидинской ГЭС составляет 450 м.

Подъездные пути предусмотрены со стороны правого и левого берега. Около монтажной площадки располагается правобережная пристаничная площадка, на которой проложены подъездные пути и служебно-технологический корпус. Несколько выше на правом берегу расположено КРУЭ 220кВ, через гидроузел проходит дорога регионального значения.

Здание ГЭС с блоком монтажной площадки (приплотинного типа) расположено на правом берегу.

Бетонная водосливная плотина имеет 5 водосливных пролетов по 12 м в свету. Гашение энергии производится отбросом струи. Водосливные пролеты перекрываются плоскими затворами. Для обслуживания затворов на гребне плотины предусмотрены два козловых крана, что повышает надежность и безопасность работы гидромеханического оборудования во время пропуска половодий и паводков, снижает риск возникновения аварийной ситуации от отказа работы гидромеханического оборудования. Грузоподъемность козловых кранов 2*70 тн.

В соответствии с новыми требованиями в проекте предусмотрена возможность зимнего пропуска расходов через донные водосливные отверстия.

Подземный контур представлен цементационной завесой (глубиной - 27,72м) и системой дренажа глубиной -13,86 м. **В составе проекта имеются расчеты цементационной завесы и вертикального дренажа.** Для их устройства предусмотрена галерея, которая позволит при необходимости выполнить ремонт цементационной завесы в период эксплуатации, а также выполнять работы по чистке дренажной системы.

В составе спецвопроса студентом разработана система пьезометрических измерений, позволяющая контролировать противодавление в теле плотины, в основании и берегах, а также работу дренажных устройств в основании плотины, порядок контроля пьезометрических измерений и оценки технического состояния сооружения. С системой пьезометрических измерений студент до конца все таки не разобрался.

Возведение гидротехнических сооружений предусматривает устройство котлованов I и II очереди, путем возведения перемычек. В проекте представлена на чертеже только продольная грунтовая перемычка. В котловане первой очереди возводятся левобережная глухая и водосливная части бетонной гравитационной плотины, что позволяет обеспечить пропуск расходов через недостроенный водосброс и выполнять строительство всех сооружений полным фронтом во время второй очереди.

В технологической части проекта тип перемычек принят ряжевый. Выполнены расчеты пропуска строительных расходов через стесненное русло во время работ I очереди и расчеты пропуска расходов через гребенку водоосливной части для II очереди строительства. **Примененный способ строительства является наиболее опробованным в гидротехническом строительстве, позволяет «насухо», а следовательно качественно, подготовить основание и возвести сооружения.**

В проекте не рассмотрены вопросы возведения бетонных сооружений в зимний период и на вечной мерзлоте. Период положительных температур не позволит возводить бетонные сооружения без применения зимних технологий.

В составе гидроузла предложены надежные конструкции сооружений, хорошо зарекомендовавшие себя при эксплуатации на других гидроузлах.

Во время проверки и обсуждения дипломного проекта студент внимательно выслушивал предложения и замечания. Студент обладает спокойным характером. При этом желания заниматься проектной работой, расчетной деятельностью не выявляется.

Представленный дипломный проект Холидинской ГЭС на реке Хантайка оценивается выполненным с отметкой хорошо (67 баллов).

Руководитель проекта, преподаватель Т.Ю. *Болон -* Толошинова

Дата 20.06.2017 год.

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Холидинской ГЭС	6
Введение.....	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия	9
1.2 Климат	9
1.3 Гидрология.....	9
1.4 Энергоэкономическая характеристика района	9
2 Водноэнергетические расчёты.....	10
2.1 Исходные данные для бакалаврской работы.....	10
2.2 Выбор расчётных гидрографов для маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	13
2.3 Построение суточных графиков нагрузки.....	16
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	19
2.5 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы	22
2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году	24
2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году	26
2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	28
2.9 Баланс мощности.....	31
3 Основное и вспомогательное оборудование	33
3.1 Построение режимного поля	33
3.1.1 Выбор турбины по главным универсальным характеристикам	36
3.1.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	40
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспече- ния её бескавитационной работы	40
3.2.1 Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности.....	41
3.2.2 Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощно- сти	41
3.2.3 Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности	41
3.3 Подбор и контрольный расчет отсасывающей трубы.....	42
3.3.1 Выбор типа и габаритных маслонапорной установки	43
3.3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора	43
4 Компоновка гидроузла выбор типа и расчет основных сооружений	45
4.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	45

4.2 Гидравлический расчет	49
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта	49
4.2.2 Определение отметки гребня водослива	50
4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расчетного расхода при поверочном расчетном случае	52
4.2.4 Построение профиля водосливной плотины	53
4.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	55
4.2.6 Расчет гашения энергии способом свободного отброса струи	56
4.3 Определение ширины подошвы плотины	59
4.4 Разрезка бетонных платин швами	59
4.5 Быки	60
4.6 Устои	61
4.7 Дренаж тела бетонных плотин	61
4.8 Галереи в теле плотины	62
4.9 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .	63
4.9.1 Цементационная завеса и дренаж	63
4.10 Фильтрационные расчеты подземного контура	63
4.10.1 Построение эпюры фильтрационного давления	63
4.11 Обоснования надежности и безопасности бетонной плотины.....	65
4.11.1 Определение основных нагрузок действующих на плотину	65
4.11.2 Вес сооружения затворов	65
4.11.3 Сила гидростатического давления	67
4.11.4 Сила взвешивающего давления	68
4.11.5 Сила фильтрационного давления на подошву	68
4.11.6 Давление грунта	69
4.11.7 Волновое давление	70
4.12 Оценка прочности плотины	71
4.13 Критерии прочности	75
4.14 Расчет устойчивости и прочности плотины	77
5 Природные условия и исходные данные	80
5.1 Гидрологические данные	80
5.2 Компоновка гидроузла и состав сооружений	81
5.3 Организация строительства	81
5.3.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах	81
5.3.2 Первый этап	81
5.3.3 Тип и конструкция перемычек	83
5.3.4 Осушение котлована I очереди	86
5.3.5 Разработка котлована под водосливную плотину	86
5.3.6 Бетонные работы в нижней части водосливной плотины	88
5.3.7 Бетонные работы в нижней части разделительного устоя	88
5.3.8 Бетонирование глухих секций	89
5.3.9 Расчет пропуска расчетного строительного расхода через донные отверстия на втором этапе	89

5.4 Второй этап	90
5.5 Третий этап	93
5.6 Четвёртый этап	95
5.7 Пятый этап	96
5.8 Определение объемов работ	96
6 Мероприятия по охране окружающей среды	98
6.1 Период строительства.....	98
6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	99
6.3 Период эксплуатации.....	100
6.4 Мероприятия по защите растительного и животного мира.....	100
7 Оценка объёмов продаж электроэнергии и расчёт расходов на проект	102
7.1 Определение объёмов генерации производства	102
7.2 Текущие расходы по гидроузлу	102
7.3 Налоговые расходы	104
7.4 Оценка суммы прибыли	105
7.5 Показатели эффективности проекта	106
7.6 Анализ чувствительности.....	106
8 Контроль пьезометрических измерений на примере проектируемой ГЭС .	109
8.1 Технические характеристики объекта.....	109
8.2 Фильтрационный режим.....	111
8.3 Контроль за противодавлением в основании плотины	114
8.3.1 Пьезометрическая сеть	115
8.4 Контроль за противодавлением в теле плотины	115
8.5 Классификация и состав пьезометров.....	118
8.6 Контроль пьезометрических измерений	119
8.7 Оценка состояния сооружения	120
8.8 Состав и периодичность наблюдений по фильтрационной КИА	120
8.9 Фильтрационная КИА.....	121
8.9.1 Прилегающая территория	121
8.9.2 Раздельный устой правобережная подпорная стенка	121
8.10 Особенности контроля состояния основания правобережного примыкания Холидинской ГЭС на реке Хантайка	122
Заключение	123
Список использованных источников	124
Приложение А Проточная часть турбины ПЛ 40а-В	126
Приложение Б Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40а-В	127

Сокращенный паспорт Холидинского гидроузла на реке Хантайка

Наименование ГЭС Холидинская ГЭС на реке Хантайка,

Местонахождение ГЭС Красноярский край,

Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 581 м³/с,

б) всех турбин 819 м³/с,

в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 5215 м³/с,

г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 6098 м³/с.

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока многолетний,

б) отметки: НПУ 61 м; УМО 43,23 м

в) объемы водохранилища: полный 12,25 км³; полезный 6,7 км³.

Напоры ГЭС:

а) максимальный 38,0 м,

б) расчетный 31,0 м,

в) минимальный 20,3 м.

Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 232 МВт; гарантированная 224 МВт;

б) Среднемноголетняя выработка электроэнергии 1,4 млрд кВт.ч.

в) Число часов использования установленной мощности 6700 час.

Плотины:

а) гравитационная водосливная материал бетон,

б) левобережная гравитационная глухая материал бетон,

в) станционная русловая гравитационная материал бетон,

г) правобережная гравитационная глухая материал бетон,

д) общая длина 450 м, максимальная высота 47 м.

Водосбросные сооружения

а) тип гашение энергии способом свободно отброшенной струи,

б) число пролетов 5 отверстий,

в) общая длина 75 м,

Здание ГЭС:

а) тип здания русловое число агрегатов 6,

б) размеры: общая длина 81,4 м ширина 30,8 м.

Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ40а-В-400,
- б) тип генератора ВГС 650/130-32, его мощность 38,7 МВ·А,
- в) частота вращения 187,5 об/мин,

Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 6,3 лет,
- б) себестоимость энергии 0,08 коп/кВт·ч,
- в) удельные капитальные вложения 81254 руб/кВт

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 97%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

Река Хантайка – правый приток Енисея вытекает из Малого Хантайского озера. Длина реки 165 км, площадь водосбора 30700 кв.км. Бассейн реки Хантайки расположен за полярным кругом, в лесотундровой зоне с невысокой лесистостью и большими пространствами болот и тундры в районе распространения вечной мерзлоты.

В створе гидроузла берега реки крутые высотой до 70 метров, ширина реки по урезу воды в межень составляет 45-60 метров.

1.2 Климат

В районе створа проектируемого Холидинского гидроузла климат суровый, с продолжительной зимой, сравнительно теплым летом и неустойчивой погодой в переходные месяцы года, сильными ветрами и обилием осадков. Среднегодовая температура воздуха в районе проектируемого гидроузла составляет минус $-9,3^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум -64°C , абсолютный максимум $+33^{\circ}\text{C}$. Зима наиболее продолжительный сезон снежный покров держится 240-265 дней в году а безморозный период составляет 78 дней в году.

1.3 Гидрологические данные

Среднемесячные расходы воды имеются за 21 год и колеблются от 764 $\text{м}^3/\text{с}$ (1959-1960гг.) до 282 $\text{м}^3/\text{с}$ (1951-1952гг.) Среднемноголетний расход воды в створе ГЭС равен 567 $\text{м}^3/\text{с}$.

1.4 Энергоэкономическая характеристика района

В Таймырской энергосистеме работают две ГЭС Усть-Хантайская и Курейская .

Общая численность населения экономического района составляет 20000 тыс. чел.. Средняя плотность населения в районе - 7 чел./ км^2 .

Район располагает относительно развитой промышленностью. Основу промышленности экономического района составляет горнодобывающая (шахта Котум – добыча каменного угля), рыбная (Хатангский и Дудинский рыбозаводы). На территории округа – Норильский промышленный район (Норильский никель). Усть-Хантайская ГЭС предназначена для

энергоснабжения крупнейшего в мире Норильского горно-металургического комбината а так же Дудинского и Игарского промышленных районов.

2 Водно – энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:

1.1. Энергосистема Сибирь по типовым графикам энергосистемы для широты «Центр».

- 1.2. Годовой максимум нагрузки 35000 МВт.
- 1.3. Число часов использования установленной мощности 6700 ч.
- 1.4. Установленная мощность существующих ГЭС 23601 МВт.
- 1.5. Гарантированная мощность существующих ГЭС 14000 МВт.
- 1.6. Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%.

2. Координаты кривых связей Холидинского гидроузла.

Координаты кривых площадей и объемов Холидинского водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривой объемов и площадей

Zвб, м	F, км ²	V, км ³
20	0	0
31,08	12	2,4
32,8	14	2,8
34,84	16	3,2
37,27	19	3,8
40,16	23	4,6
43,52	28	5,6
47,36	34	6,8
51,6	41	8,2
56,21	50	10
61,04	61	12,2
65,08	75	15
70,08	92	18,4
73,64	114	22,8
76,72	141	28,2

На рисунке 2.1 изображена кривая связи объемов и уровней в верхнем бьефе гидроузла.

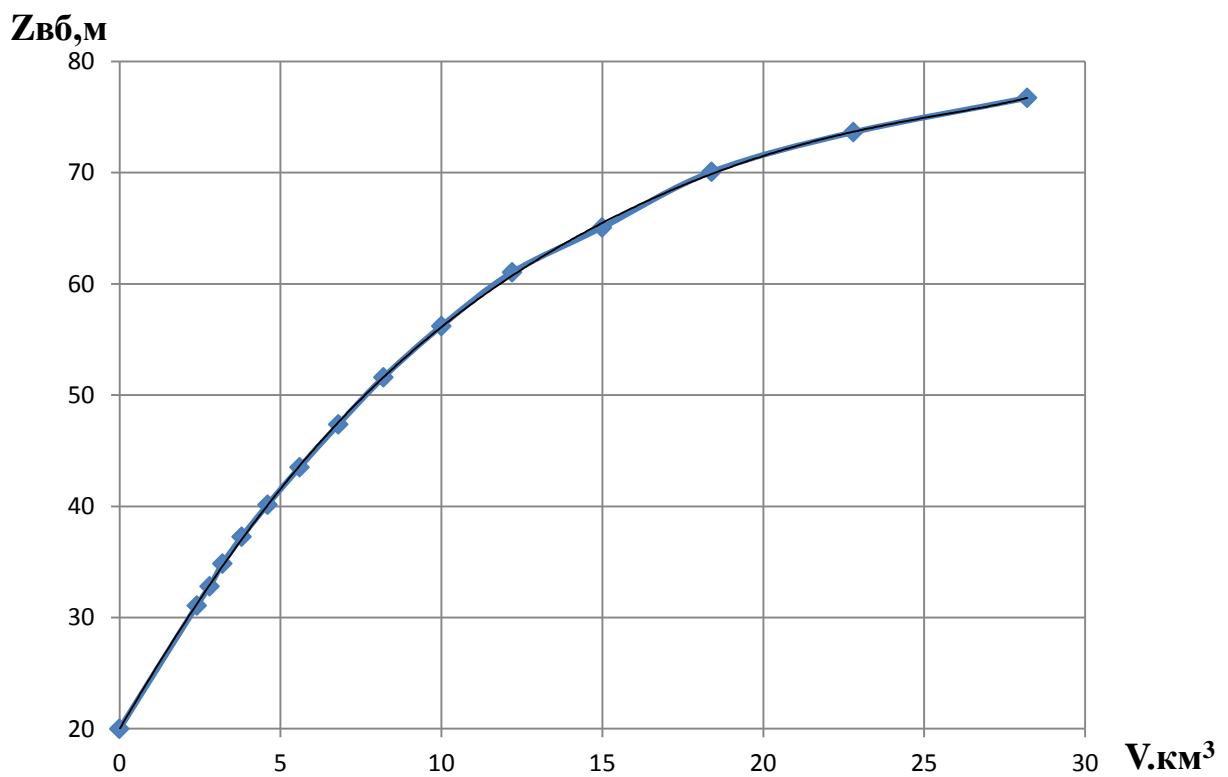


Рисунок 2.1 - График зависимости $Z_{\text{вб}} = f(V)$

Координаты кривых расходов Холидинского водохранилища представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Координаты кривой расходов

Qнб, лето $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб}}$, м	Qнб зима, $\text{м}^3/\text{с}$
0	20	0
90	20,57	79,2
180	21,14	158,4
280	21,71	246,4
420	22,16	369,6
550	22,61	484
760	23,36	668,8
950	23,95	836
1250	24,56	1100
1550	24,96	1364
1900	25,38	1672
2450	25,86	2156
2950	26,17	2596
3400	26,5	2992
3700	26,68	3256

Продолжение таблицы 2.2

Qнб, лето м ³ /с	Zнб, м	Qнб зима, м ³ /с
3900	26,8	3432
4300	27,04	3784
4600	27,2	4048
4900	27,4	4312
5200	27,57	4576
5500	27,76	4840
5900	27,96	5192
6200	28,1	5456

На рисунке 2.2 изображена кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла.

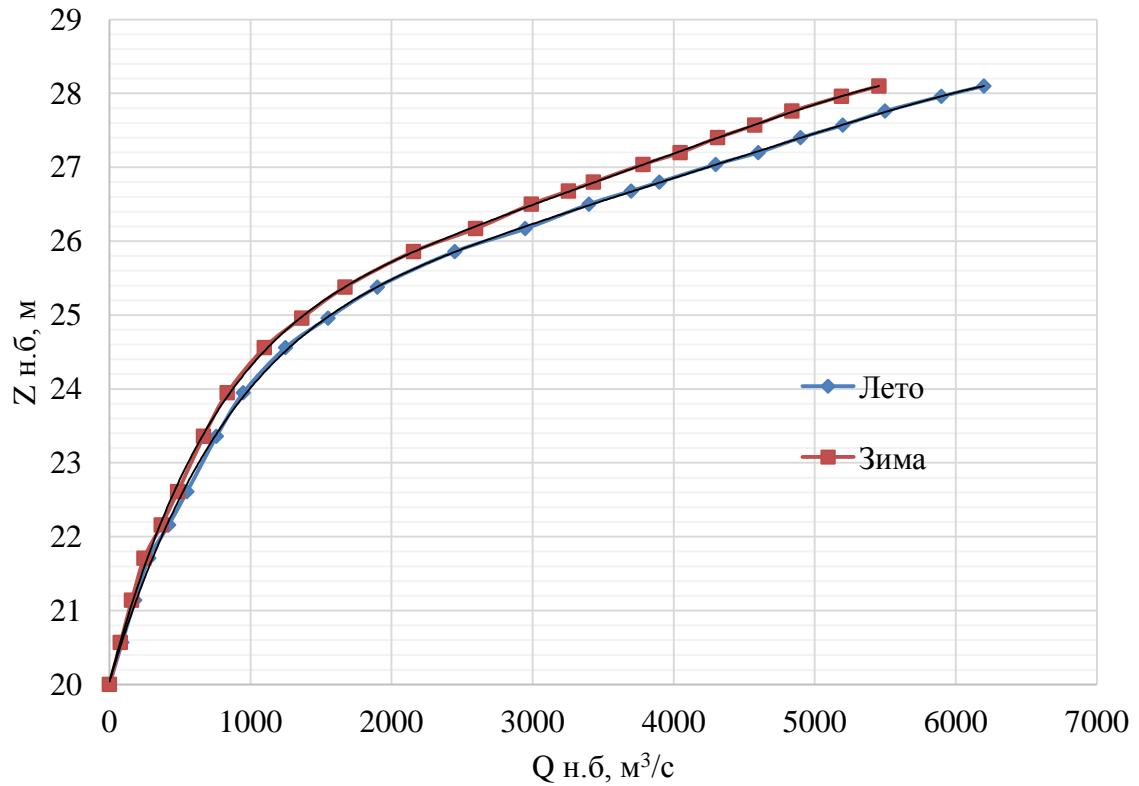


Рисунок 2.2 - График зависимости $Z_{\text{нб}} = f(Q)$

3. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ0,88.
4. Коэффициент мощности $k_N = 8,9$.
5. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h=0,83\text{м}$.
6. НПУ гидроузла =61,00м.
7. ДНО гидроузла = 20,00 м.
8. Гидрологический ряд среднемесячных расходов воды Хантайка в створе Холидинской ГЭС за период 1950-1971 гг. представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Гидрологический ряд реки Хантайка

Годы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Qср.год.
1950-1951	3597	1220	483	380	282	128	97	62	35	21	17	463	565
1951-1952	1471	519	403	325	158	142	89	66	52	44	44	66	282
1952-1953	1809	2540	999	730	362	206	109	69	56	50	45	48	585
1953-1954	2757	2003	871	581	296	167	119	79	49	44	39	37	587
1954-1955	2924	2013	907	640	404	171	112	75	58	45	44	142	628
1955-1956	1637	1777	1160	1190	599	284	159	99	68	53	48	79	596
1956-1957	1701	1993	834	539	421	149	99	64	45	28	22	37	494
1957-1958	1786	1480	865	816	414	250	148	109	84	70	69	292	532
1958-1959	3063	1547	649	601	814	324	238	151	101	77	62	70	641
1959-1960	2155	3377	1840	990	368	166	67	36	20	12	11	123	764
1960-1961	2653	1453	929	656	302	146	118	79	54	36	23	31	540
1961-1962	1801	1900	891	746	416	214	125	79	57	31	16	86	530
1962-1963	2708	2965	868	570	292	167	118	73	58	44	44	141	671
1963-1964	1842	1757	1150	1180	592	278	161	109	78	70	70	293	632
1964-1965	3030	1523	644	598	807	318	233	63	56	42	42	63	618
1965-1966	1808	2527	997	725	363	202	111	70	56	49	42	49	583
1966-1967	2729	2000	876	575	294	168	119	40	20	13	12	126	581
1967-1968	2733	1493	949	670	312	153	119	62	45	28	22	34	552
1968-1969	1680	1397	813	768	387	235	140	45	38	26	19	32	465
1969-1970	2640	953	838	1250	409	109	58	44	37	25	19	31	534
1970-1971	2560	928	814	1218	398	106	56	64	45	41	42	41	526
Среднее	2337	1779	894	770	394	194	124	73	53	40	36	109	567

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Хантайка в створе Холидинской ГЭС за период 1950-1971 гг. представлен в таблице 2.3.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются шестой, седьмой, восьмой и

девятый месяцы. Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

№	Р, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м ³ /с	год	Q, м ³ /с	год	Q, м ³ /с
1	4,5	1959-1960	764	1959-1960	2091	1963-1964	206
2	9,1	1962-1963	671	1962-1963	1778	1958-1959	203
3	13,6	1958-1959	641	1954-1955	1621	1957-1958	180
4	18,2	1963-1964	632	1953-1954	1553	1964-1965	177
5	22,7	1954-1955	628	1966-1967	1545	1955-1956	174
6	27,3	1964-1965	618	1952-1953	1520	1950-1951	138
7	31,8	1955-1956	596	1958-1959	1518	1954-1955	131
8	36,4	1953-1954	587	1965-1966	1514	1961-1962	128
9	40,9	1952-1953	585	1964-1965	1501	1952-1953	118
10	45,5	1965-1966	583	1963-1964	1482	1965-1966	118
11	50,0	1966-1967	581	1967-1968	1461	1962-1963	117
12	54,5	1950-1951	565	1955-1956	1441	1968-1969	115
13	59,1	1967-1968	552	1960-1961	1423	1956-1957	108
14	63,6	1960-1961	540	1969-1970	1420	1953-1954	104
15	68,2	1969-1970	534	1950-1951	1420	1959-1960	100
16	72,7	1957-1958	532	1970-1971	1380	1970-1971	99
17	77,3	1961-1962	530	1961-1962	1335	1966-1967	99
18	81,8	1970-1971	526	1956-1957	1267	1960-1961	99
19	86,4	1956-1957	494	1957-1958	1237	1967-1968	97
20	90,9	1968-1969	465	1968-1969	1165	1969-1970	92
21	95,5	1951-1952	282	1951-1952	680	1951-1952	83

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1956-1957 год.

Для 1956-1957 года:

$$K_m = \frac{Q_m 1967-68}{Q_m 1956-57} = \frac{97}{108} = 1,116 \quad (2.1)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi} 1957-58}{Q_{\Pi} 1956-57} = \frac{1238}{1267} = 0,976 \quad (2.2)$$

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1965-1966 и 1966-1967 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем год,

который имеет коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1966-1967 года:

$$K_m = \frac{Q_m 1965-66}{Q_m 1966-67} = \frac{117}{99} = 1,183 \quad (2.3)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi} 1967-68}{Q_{\Pi} 1966-67} = \frac{1461}{1545} = 0,946 \quad (2.4)$$

Для 1965-1966 года:

$$K_m = \frac{Q_m 1962-63}{Q_m 1965-66} = \frac{117}{118} = 0,979 \quad (2.5)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_m 1963-64}{Q_m 1965-66} = \frac{1482}{1415} = 1,022 \quad (2.6)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1965-1966, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты (таблица 2.5 и 2.6). Для большей наглядности гидрограф маловодного и средневодного года представлен на рисунке 2.4.

Таблица 2.5 - Маловодный год ($P=90\%$) с приведением и без приведения (1956-1957 год):

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{cp}, m^3/c$
$Q_{90\%, m^3/c}$	71	50	31	25	41	1661	1946	814	526	470	166	110	493
$Q_{pr. 90\%, m^3/c}$	138	55	47	39	46	1580	1746	914	826	212	152	157	493

Таблица 2.6 - Средневодный год ($P=50\%$) с приведением и без приведения (1965-1966 год):

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{cp}, m^3/c$
$Q_{50\%, m^3/c}$	70	56	49	42	200	1647	2582	1019	741	361	201	110	594
$Q_{pr., 50\% m^3/c}$	145	56	49	42	200	2000	2080	1167	941	220	203	172	594

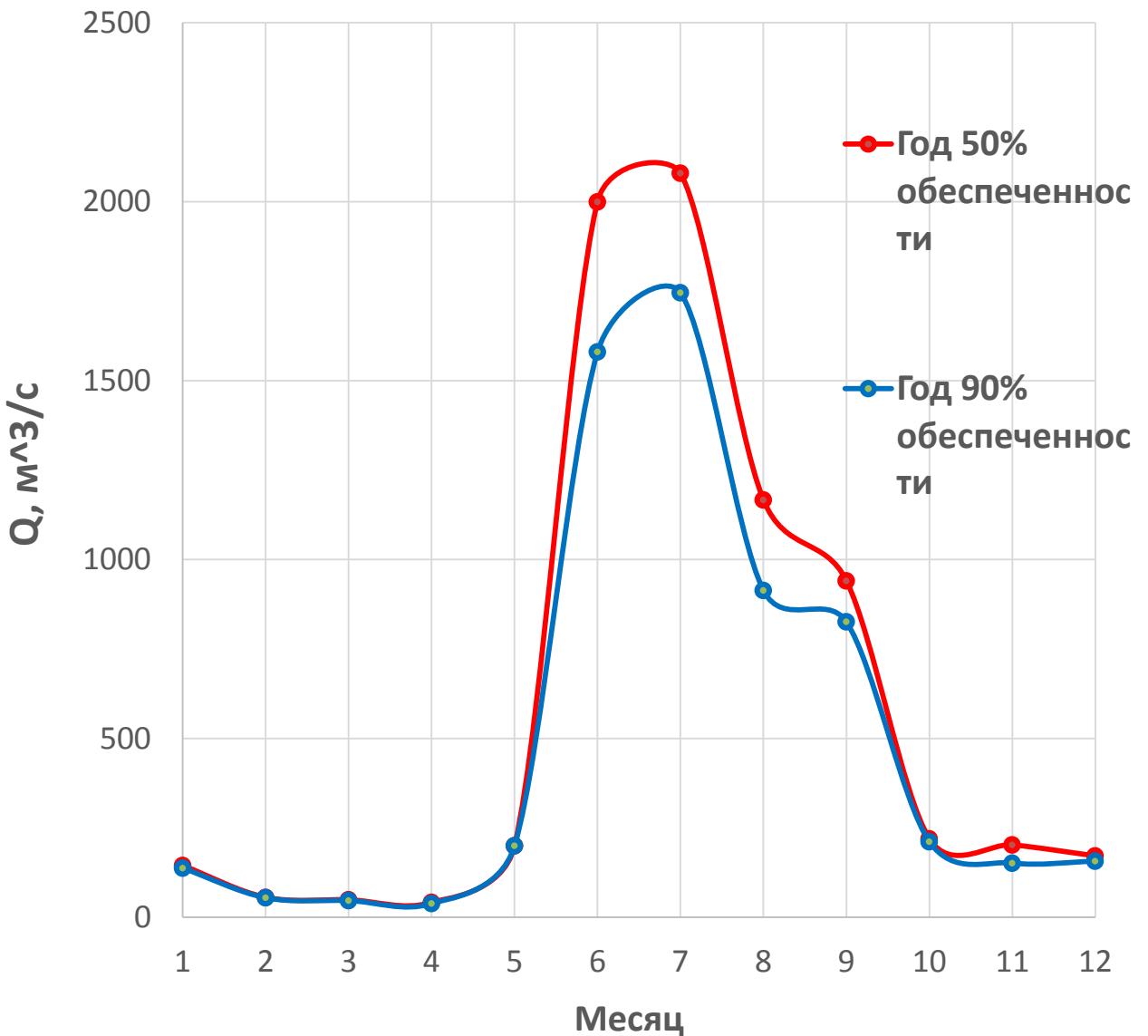


Рисунок 2.4 - Гидрографы маловодного и средневодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

В проекте рассматриваются характерные суточные графики нагрузки для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего.

Типичными летними сутками принимаем 10.07.2015, типичными зимними сутками 30.12.2015г. Данные для дальнейших расчетов берутся с сайта системного оператора[1] для заданного района расположения гидроузла: ОЭС Сибирь (таблица 2.7 и 2.8).

Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки 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.

Таблица 2.7 - Суточные графики нагрузки и ИКН для зимнего периода

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность потребления (ранжированная) (МВт)	ΔP_3 , тыс. МВт	$\Delta \mathcal{E}_3$, МВт·ч	$\sum P$, тыс. МВт	$\sum \mathcal{E}$, млн.кВт·ч
1	24471	27152	44	0,04	44	0,044
2	24625	27108	8	0,02	52	0,06
3	24894	27100	65	0,20	117	0,255
4	25048	27035	208	0,83	325	1,087
5	25498	26827	68	0,34	393	1,427
6	26027	26759	161	0,97	554	2,393
7	26362	26598	57	0,40	611	2,792
8	26469	26541	72	0,58	683	3,368
9	26160	26469	107	0,96	790	4,331
10	26105	26362	11	0,11	801	4,441
11	26246	26351	54	0,59	855	5,035
12	26351	26297	51	0,61	906	5,647
13	26598	26246	86	1,12	992	6,765
14	27035	26160	55	0,77	1047	7,535
15	27152	26105	78	1,17	1125	8,705
16	27100	26027	437	6,99	1562	15,697
17	26759	25590	92	1,56	1654	17,261
18	26827	25498	450	8,10	2104	25,361
19	27108	25048	100	1,90	2204	27,261
20	26541	24948	54	1,08	2258	28,341
21	26297	24894	170	3,57	2428	31,911
22	25590	24724	99	2,18	2527	34,089
23	24948	24625	154	3,54	2681	37,631
24	24724	24471	24471	587,30	27152	624,935

Таблица 2.8 - Суточные графики нагрузки и ИКН для летнего периода

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность потребления (ранжированная) (МВт)	$\Delta P_{\text{л}}$, МВт	$\Delta E_{\text{л}}$, МВт·ч	$\sum P$, тыс. МВт	$\sum E$, млн.кВт·ч
0	18061	19943	13	0,01	13	0,013
1	18310	19930	18	0,04	31	0,049
2	18628	19912	92	0,28	123	0,325
3	18908	19820	36	0,14	159	0,469
4	19520	19784	61	0,31	220	0,774
5	19617	19723	13	0,08	233	0,852
6	19912	19710	26	0,18	259	1,034
7	19943	19684	67	0,54	326	1,57
8	19930	19617	97	0,87	423	2,443
9	19820	19520	39	0,39	462	2,833
10	19784	19481	75	0,83	537	3,658
11	19723	19406	17	0,20	554	3,862
12	19481	19389	111	1,44	665	5,305
13	19389	19278	128	1,79	793	7,097
14	19278	19150	242	3,63	1035	10,727
15	19150	18908	195	3,12	1230	13,847
16	19710	18713	85	1,45	1315	15,292
17	19684	18628	149	2,68	1464	17,974
18	19406	18479	26	0,49	1490	18,468
19	18713	18453	128	2,56	1618	21,028
20	18479	18325	15	0,32	1633	21,343
21	18453	18310	155	3,41	1788	24,753
22	18325	18155	94	2,16	1882	26,915
23	18155	18061	18061	433,46	19943	460,379
24	18061	19943	13	0,01	13	0,013

2.4. Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяется следующим образом и заносится в таблицу 2.9:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.7)$$

где t - порядковый номер месяца в году (1- январь, 2- февраль и т. д.);
 a, b -коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.9)$$

Таблица 2.9 - Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Сибирь

Месяц	$(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	cos	a	b	$P_{t,max}$, Мвт
1	0,26	0,97	23548	3605	27029
2	0,79	0,71			26097
3	1,31	0,26			24483
4	1,83	-0,26			22618
5	2,36	-0,71			21002
6	2,88	-0,97			20067
7	3,40	-0,97			20064
8	3,93	-0,71			20994
9	4,45	-0,26			22607
10	4,97	0,26			24472
11	5,50	0,71			26089
12	6,02	0,97			27026

По данным строим график максимальных нагрузок энергосистемы, рисунок 2.5.

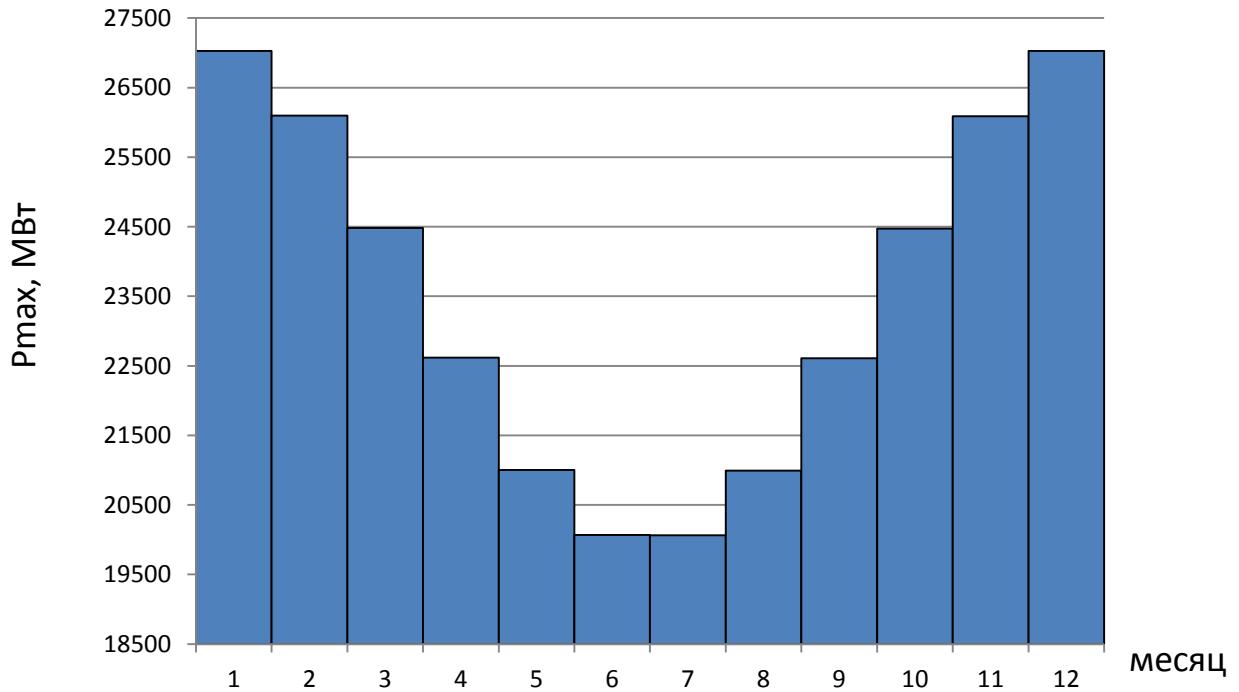


Рисунок 2.5 - График максимальных нагрузок энергосистемы

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца вычисляется по формуле и заносится в таблицу 2.10:

$$P_t^{\text{сред}} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца;

a, b – коэффициенты, вычисляются следующим образом:

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{сред}} + P_{\text{лето}}^{\text{сред}}}{2}, \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{сред}} - P_{\text{лето}}^{\text{сред}}}{2}. \quad (2.12)$$

Таблица 2.10 - Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Сибирь

Месяц	$(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	cos	a	b	Pt, средн, МВт
1	0,26	0,97	22611	3428	25922
2	0,79	0,71			25036
3	1,31	0,26			23500
4	1,83	-0,26			21726
5	2,36	-0,71			20189
6	2,88	-0,97			19301
7	3,40	-0,97			19298
8	3,93	-0,71			20182
9	4,45	-0,26			21716
10	4,97	0,26			23490
11	5,50	0,71			25028
12	6,02	0,97			25919

По данным таблицы строим график среднемесячных нагрузок энергосистемы, рисунок 2.6.

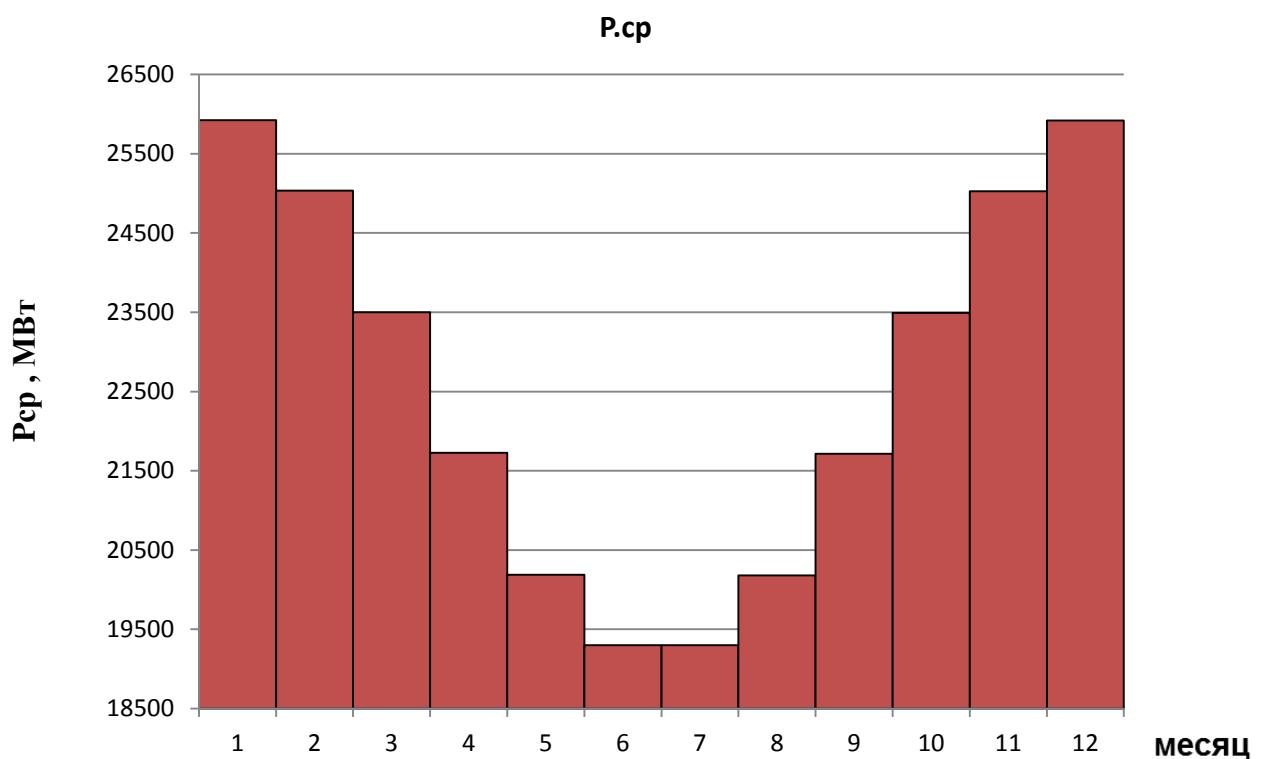


Рисунок 2.6 - График среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1956-1957) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{\text{пр90\%}} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.13)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N=8,9$;

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

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

$$H_{ГЭС}^{\text{подв}} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке $\nabla\text{НПУ}=415$ м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесечным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,83$ м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.15)$$

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

Результаты расчетов представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Режим работы без регулирования с учетом ВХК

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт90%	138	55	47	39	46	1561	1746	914	726	212	152	157
Qвхк	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Qфильтр	2	3	4	5	6	6	7	7	6	5	4	3
Qиспарен	0	0	0	0	0	1	2	1	0	0	0	0
Qпотреб из вдхр	24	31	15	10	25	45	52	45	40	35	30	22
Qлед	1	1	0	0	-9	0	0	0	0	2	2	3
сум.потерь	27	35	19	15	22	52	61	53	46	42	36	28
Qпол.быт	111	20	28	24	24	1509	1685	861	680	170	116	129
Zвб, м	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Zнб, м	21,4	20,6	20,6	20,5	20,6	25,8	26,0	25,0	24,6	22,0	21,5	21,5
Nпол, м	39,6	40,4	40,4	40,5	40,4	35,2	35,0	36,0	36,4	39,1	39,5	39,5

Окончание таблица 2.11

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Nводот(быт)	39	7	10	9	9	473	526	276	220	59	41	45
Qвхк	150	150	150	150	150	550	550	600	500	300	160	150
Zвб, м	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Zнб, м	21,47	21,47	21,63	21,63	21,63	24,06	24,06	24,25	23,86	22,54	21,55	21,47
Nвхк	83	83	83	81	81	81	81	81	81	81	83	83
Nвхк	52,8	52,8	52,7	52,6	52,6	180,8	180,81	196,27	165,28	102,68	56,18	52,78
Nводо-Nвхк	-13,6	-45,6	-42,5	-43,9	-43,9	291,9	344,7	79,27	54,9	-43,6	-15,4	-7,45

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Также по формуле (2.16) рассчитывается мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования. Рассчитав разность между суммарной бытовой мощностью и суммарной мощностью ВХК, можем судить о количестве «лишней» воды:

$$\Sigma N_{быт} - N_{вхк} = 224 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

Необходимо распределить получившуюся мощность таким образом, чтобы в каждый месяц мощность была бы не меньше мощности ВХК, данные сведены в таблицу 2.12 и для наглядности представлены на рисунке 2.7.

Таблица 2.12 - Данные для построение баланса энергии

t, мес.	Pср, МВт	Nсущ гэс, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт
1	25922	12000	39	53
2	25036	11800	7	53
3	23500	11600	10	53
4	21726	11400	9	53
5	20189	11200	9	53
6	19301	11000	473	181
7	19298	11000	526	181
8	20182	11200	276	196
9	21716	11400	220	165
10	23490	11600	59	103
11	25028	11800	41	56
12	25919	12000	45	53

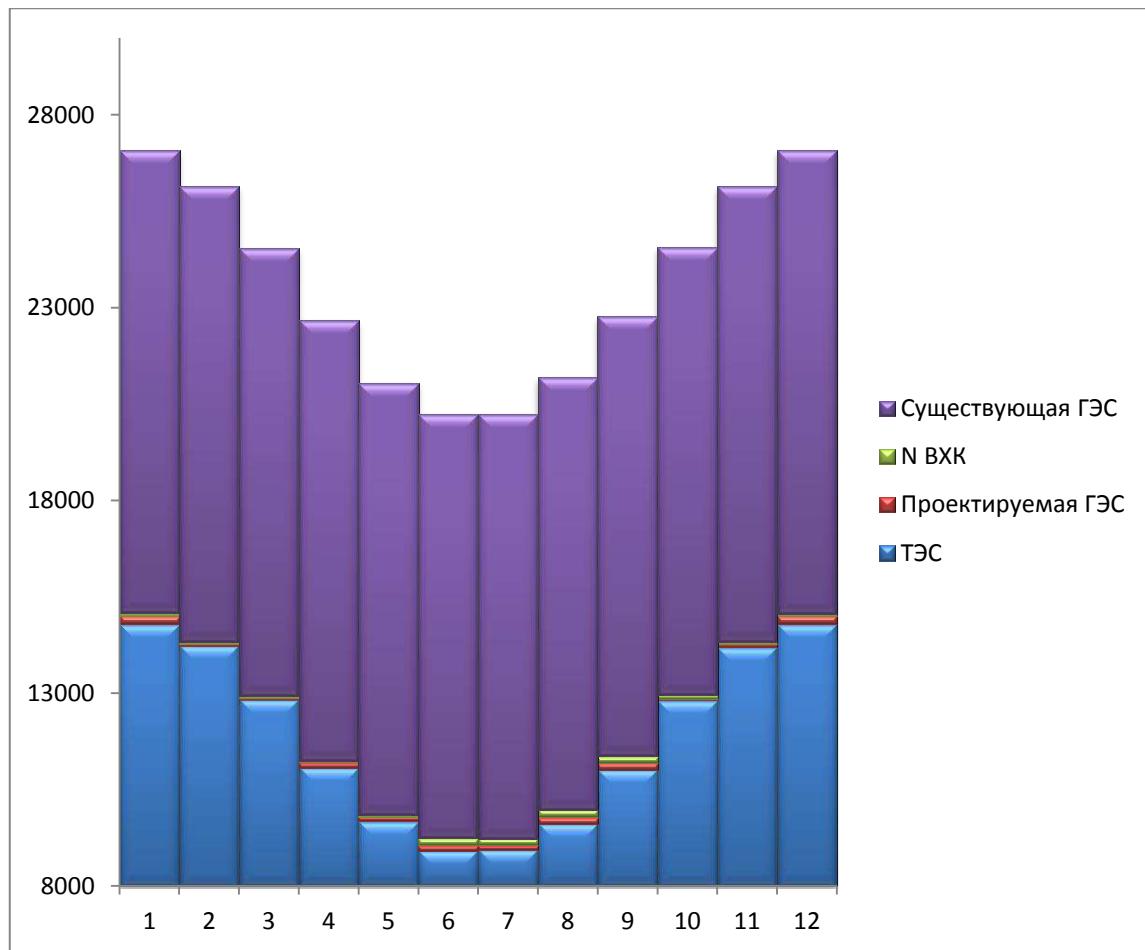


Рисунок 2.7 - Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Данный расчет сводится к определению периода и глубины сработки водохранилища в расчетный маловодный год.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla\text{НПУ} = 61$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это декабрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей, изображенных на рисунке 2.1 и 2.2.

На рисунке 2.8 представлен график сработки и накопления водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году

Результаты расчетов представлены в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 - Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяц	Qпол- быт, м ³ /с	Q Фил, м ³ /с	Qхол Сб, м ³ /с	Qвод- ща, м ³ /с	Qгэс, м ³ /с	Qвхк, м ³ /с	Qнб, м ³ /с	V, км ³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zсред, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгаран, МВт
								Vнач	ΔV	Vкон							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
IX	116	4	0	120	236	150	240	12,65	0,31	12,34	61,00	61,00	61	22,15	38,02	80	по BXK
X	129	3	0	560,0	689	150	692	12,25	1,45	10,80	61,00	57,90	59	24,28	34,34	211	211
XI	111	2	0	667,0	778	150	780	10,77	1,73	9,04	57,90	53,82	56	24,52	30,51	211	211
XII	20	3	0	147	167	150	170	9,04	0,38	8,66	53,82	52,82	53	21,63	30,86	46	по BXK
I	28	4	0	118	146	150	150	8,64	0,31	8,34	52,82	51,98	52	21,63	29,94	39	по BXK
II	24	5	0	525	549	550	554	8,32	1,36	6,96	51,98	48,04	50	24,08	25,10	123	по BXK
III	24	6	0	520	544	550	550	6,91	1,35	5,56	48,04	43,55	46	24,06	20,90	101	по BXK
IV	1509	6	0	-883	626	600	632	5,52	-2,29	7,81	43,23	50,53	47	24,35	21,86	122	по BXK
V	1685	7	0	-1192	493	500	500	7,78	-3,09	10,87	50,53	58,06	54	23,86	29,61	130	по BXK
VI	861	7	0	-439	422	300	429	10,84	-1,14	11,98	58,06	60,32	59	23,53	34,83	131	по BXK
VII	680	6	0	-180	500	160	506	11,91	-0,47	12,38	60,32	61,08	61	23,61	36,26	161	по BXK
VIII	170	5	0	-20	150	150	155	12,29	-0,05	12,34	61,08	61,00	61	21,51	38,70	52	по BXK

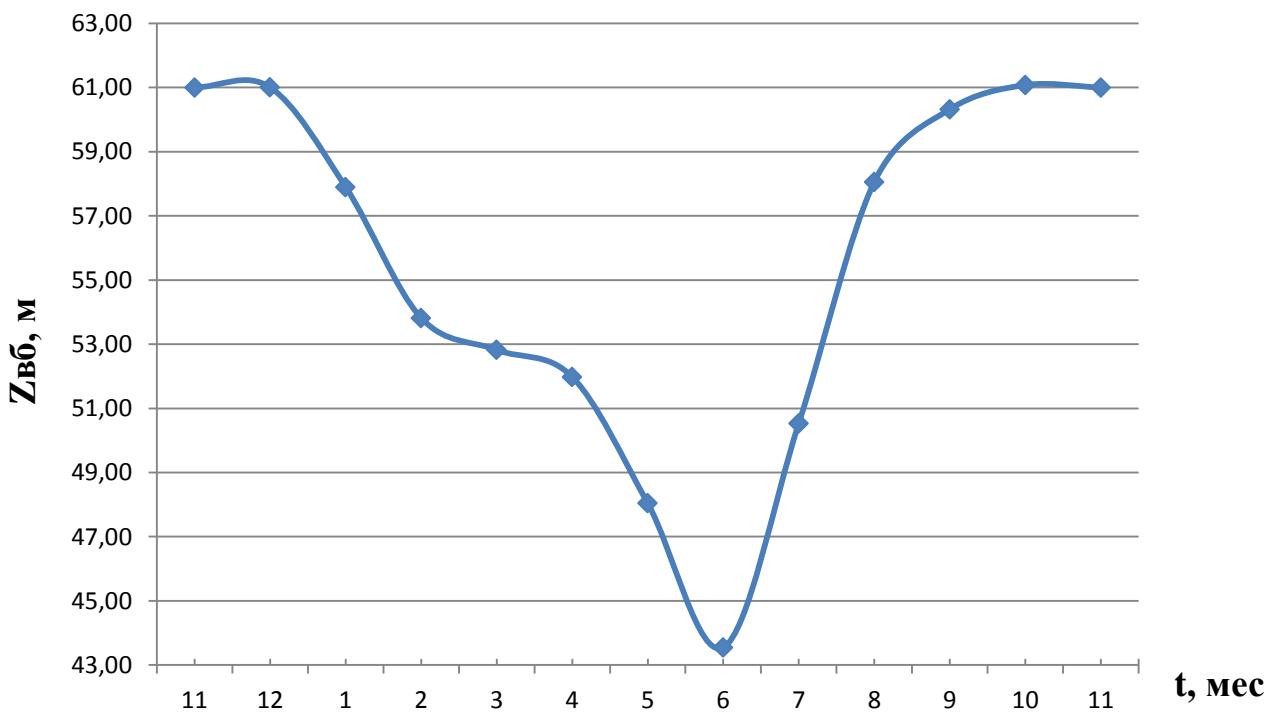


Рисунок 2.8 - График сработки и накопления водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году

2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет в среднем по водности году производится аналогично расчету в маловодном году и представлен в таблице 2.14 и на рисунке 2.9.

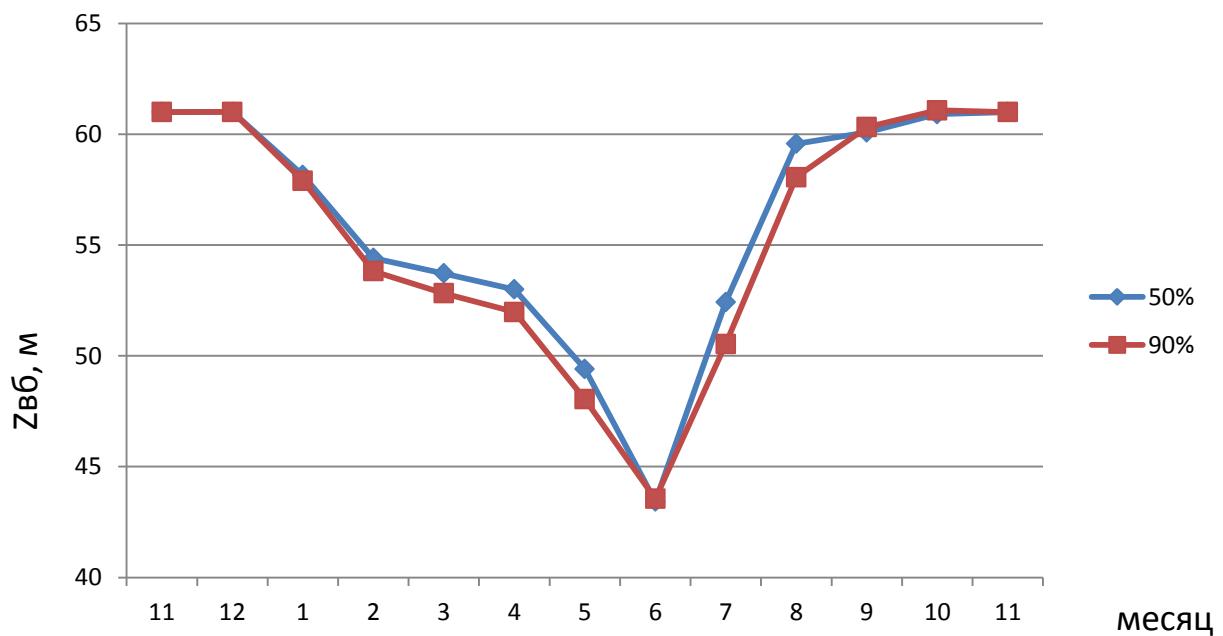


Рисунок 2.9 - График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном году

Таблица 2.14 - Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

месяц	Qпол- быт, м ³ /с	Q Фил, м ³ /с	Qхол Сб, м ³ /с	Qвод- ща, м ³ /с	Qгэс, м ³ /с	Qвхк, м ³ /с	Qнб, м ³ /с	V, км ³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zсред, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгаран, МВт	Э, млн.кВ т·ч
								Vнач	ΔV	Vкон								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
IX	203	4	0	120	323	150	327	12,65	0,31	12,34	61,00	61,00	61	22,71	37,46	108	202	78
X	172	3	0	515,0	687	150	690	12,25	1,33	10,91	61,00	58,15	60	24,27	34,48	211	202	157
XI	145	2	0	619,0	764	150	766	10,89	1,60	9,28	58,15	54,41	56	24,48	30,97	211	202	157
XII	56	3	0	105	161	150	164	9,28	0,27	9,00	54,41	53,71	54	21,58	31,65	45	202	31
I	49	4	0	105	154	150	158	9,00	0,27	8,72	53,71	53,00	53	21,70	30,82	42	202	31
II	42	5	0	500	545	550	550	8,71	1,30	7,42	53,00	49,40	51	24,06	26,31	128	202	92
III	49	6	0	506	555	550	561	7,38	1,31	6,07	49,40	45,23	47	24,11	22,38	111	202	82
IV	2000	6	0	-960	1040	600	1046	6,02	-2,49	8,51	43,23	52,43	49	25,26	22,74	211	202	152
V	2080	7	0	-1200	880	500	887	8,49	-3,11	11,60	52,43	59,57	56	24,99	30,18	236	202	176
VI	967	7	0	-120	847	300	854	11,55	-0,31	11,86	59,57	60,08	60	24,93	34,07	257	202	191
VII	791	6	0	-190	601	160	607	11,79	-0,49	12,28	60,08	60,90	60	24,00	35,66	191	202	137
VIII	235	5	0	-54	181	150	186	12,20	-0,14	12,34	60,90	61,00	61	21,75	38,4	62	202	46
																Сумма Э=1,4млрд кВт*ч		

2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: и проектируемой Холидинской ГЭС. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

Для наглядности график нагрузки и ИКН зимних и летних суток представлен на рисунках 2.10 и 2.11.

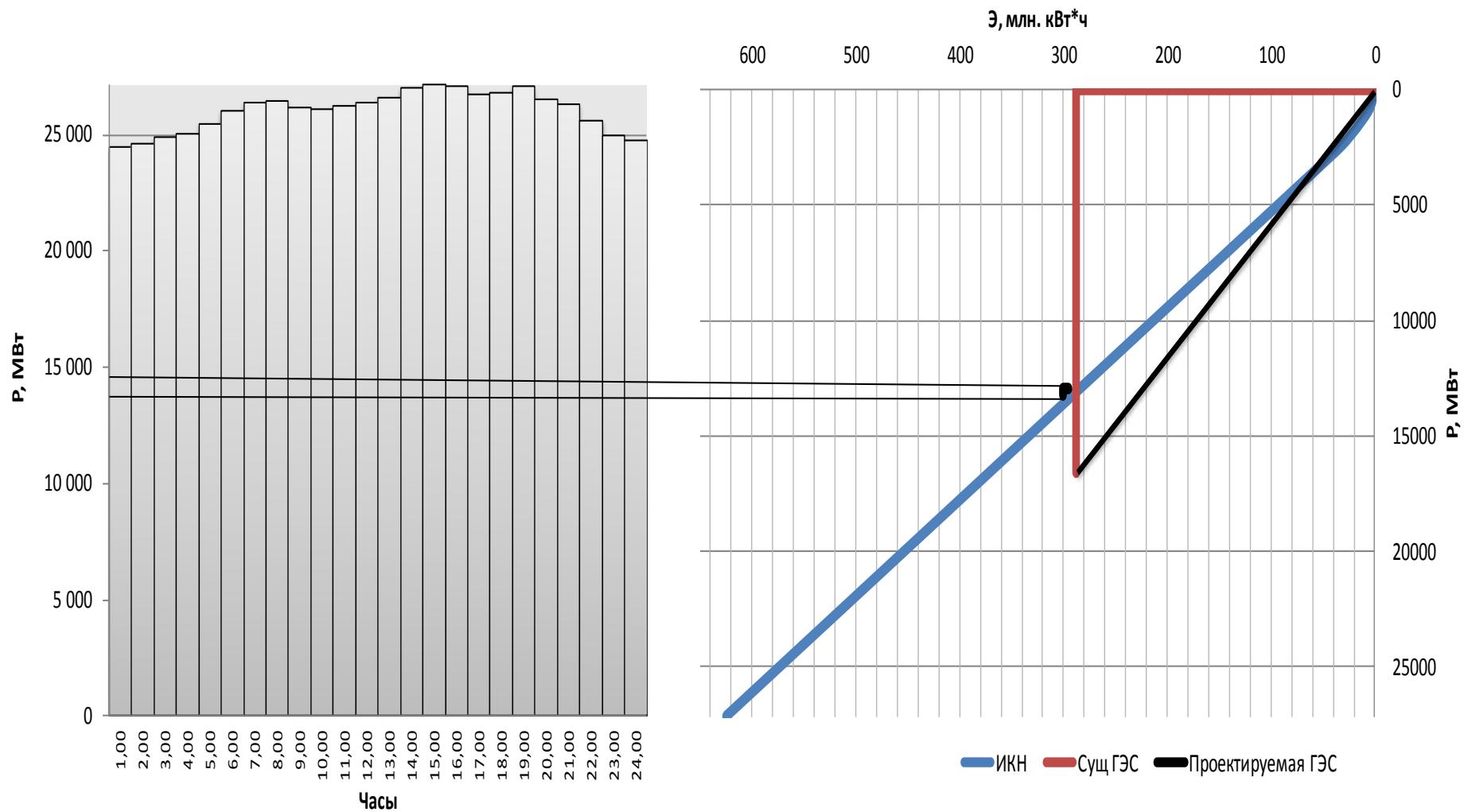


Рисунок 2.10 - График нагрузки и ИКН зимних суток

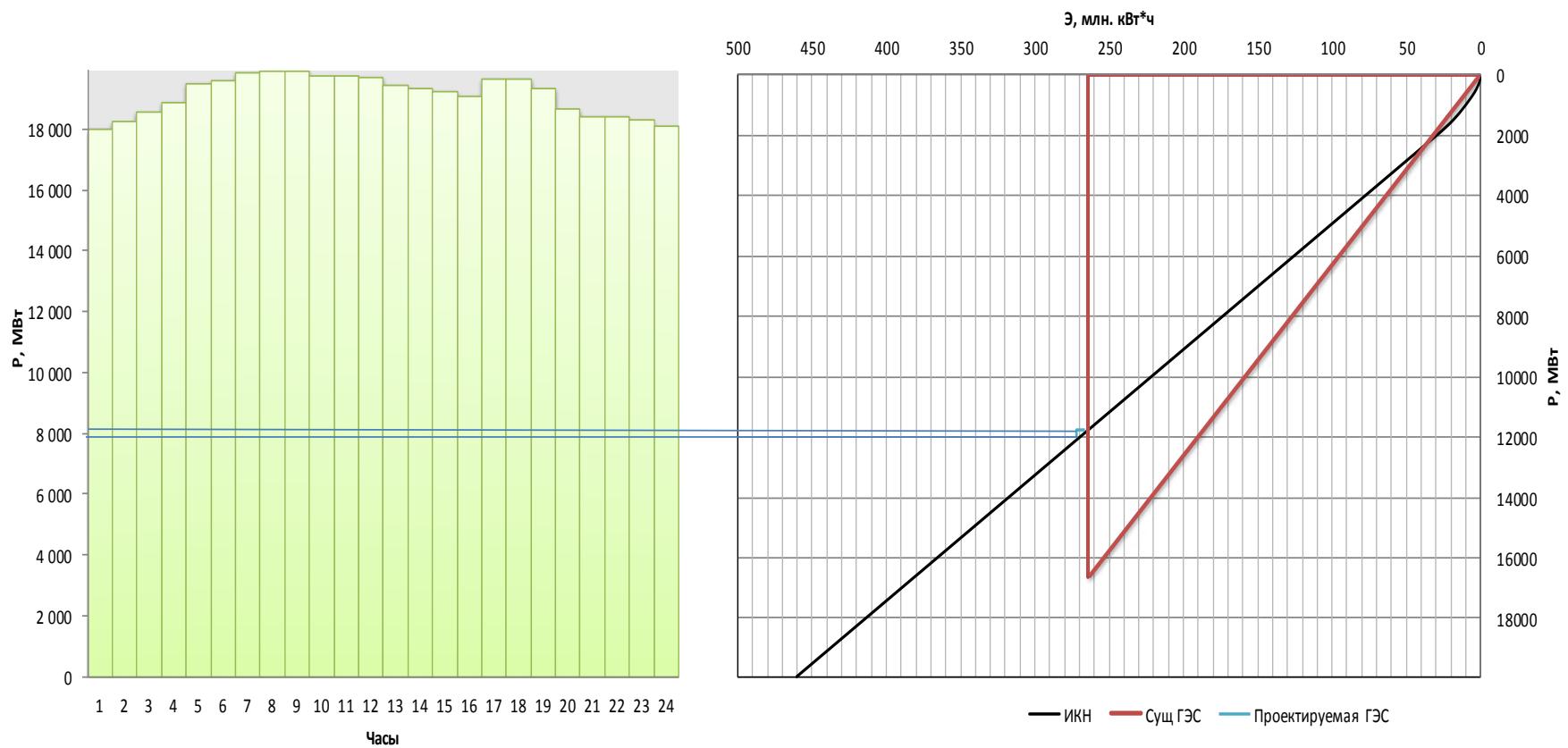


Рисунок 2.11 - График нагрузки и ИКН летних суток

2.9 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 2,5% P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{\text{ГЭС}} = N_{раб.}^{\text{ГЭС}} + N_{рез.}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.20)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна: $N_{уст.}^{\text{ГЭС}} = 232 \text{ МВт.}$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{\text{ТЭС}} = N_{раб.}^{\text{ТЭС}} + N_{a.p.}^{\text{ТЭС}} + N_{н.р.}^{\text{ТЭС}}. \quad (2.21)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Расчеты сведены в таблицу 2.15.

Баланс мощности и энергии представлен на рисунке 2.14.

Таблица 2.15 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС			сущ гэс			проект гэс			тэс		
	Ptmax	Нав	Nh	Нраб	Нав	Nh	Нраб	Nhr	Nh	Нраб	Нав	
1	27029	1892	405	12000	840	180	224	7	0	14806	1770	
2	26097	1827	391	11800	826	177	47	2	0	14250	1722	
3	24483	1714	367	11600	812	174	40	1	0	12842	1648	
4	22618	1583	339	11400	798	171	136	4	29	11082	1562	
5	21002	1470	315	11200	784	168	114	3	0	9688	1488	
6	20067	1405	301	11000	770	165	138	4	0	8929	1440	
7	20064	1404	301	11000	770	165	112	3	0	8952	1440	
8	20994	1470	315	11200	784	168	170	5	0	9624	1488	
9	22607	1582	339	11400	798	171	184	5	0	11023	1562	
10	24472	1713	367	11600	812	174	46	1	0	12826	1648	
11	26089	1826	391	11800	826	177	83	3	29	14207	1722	
12	27026	1892	405	12000	840	180	224	7	0	14802	1770	

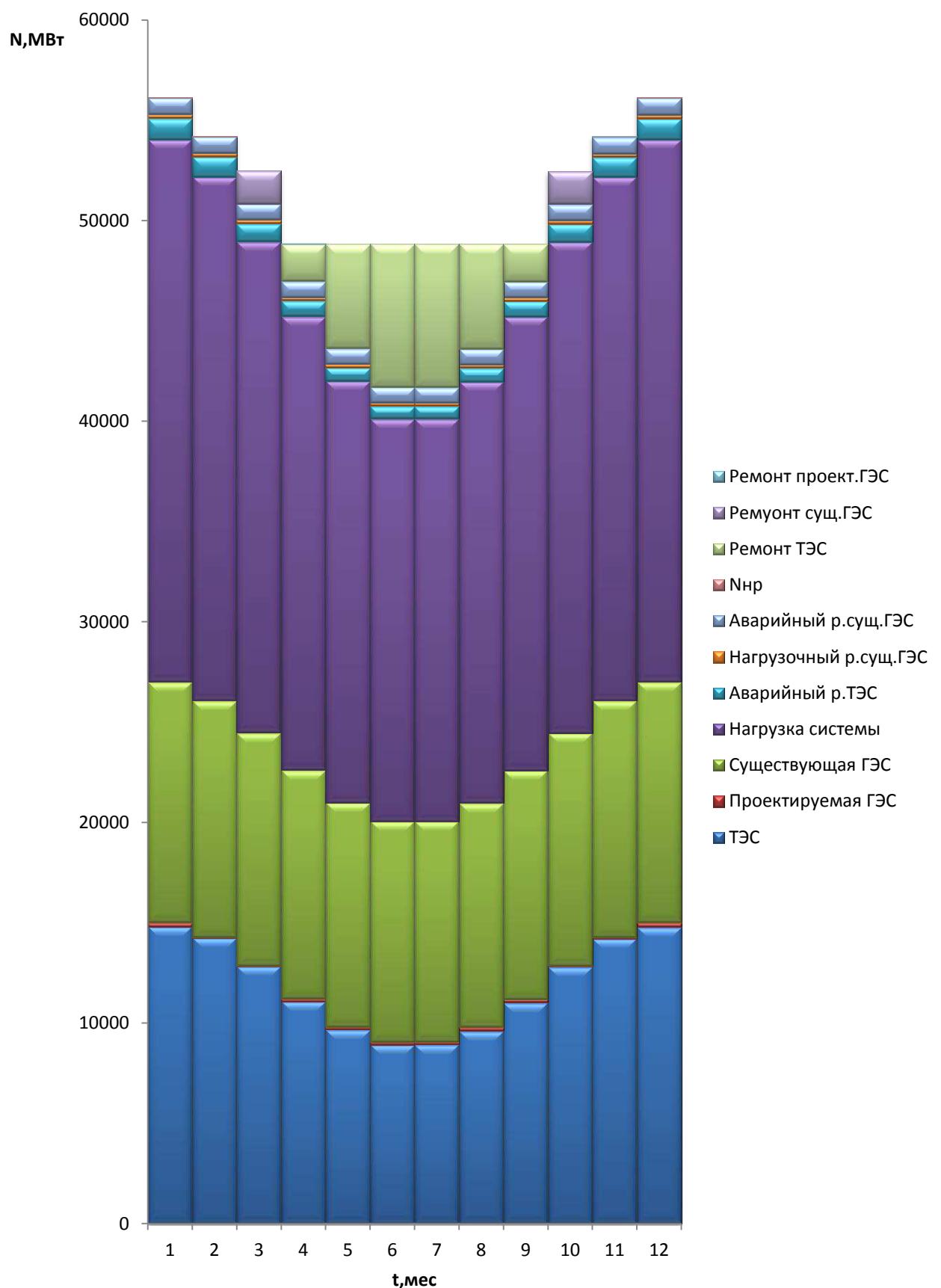


Рисунок 2.12 - Баланс мощности и энергии в маловодном году

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой Восточной ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ - отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$z_{нб}(Q_{нб})$ - отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода;

$\Delta h_{вс}$ - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}, \quad (3.2)$$

где k_N - коэффициент мощности ($k_N = 8,9$).

- ограничение по пропускной способности ГЭС:

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

где H_p - расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линий ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;

$Q_{ГЭС}^{max}$ - максимальная пропускная способность ГЭС.

- ограничения по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{вхк} = 150 \text{ м}^3/\text{с.}$

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов. Результаты расчета приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Восточного гидроузла

Кривые связи нижнего бьефа для зимних условий		Напорные характеристики			Ограничение по расчетной установленной мощности ГЭС		Ограничение по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}^{Зима}$, м	$H^{НПУ}$, м	$H^{УМО}$, м	H^{ZB61} , м	Q , $\text{м}^3/\text{с}$	H , м	Q , $\text{м}^3/\text{с}$	H , м
0	20,06	20,06	0,83	61,0	45,2	56,0	40,1	24,3
200	22,06	21,86	0,83	61,0	45,2	56,0	38,3	22,5
400	23,38	23,11	0,83	61,0	45,2	56,0	37,1	21,3
600	24,25	23,98	0,83	61,0	45,2	56,0	36,2	20,4
800	24,81	24,57	0,83	61,0	45,2	56,0	35,6	19,8
1000	25,19	24,98	0,83	61,0	45,2	56,0	35,2	19,4
1200	25,45	25,27	0,83	61,0	45,2	56,0	34,9	19,1
1400	25,66	25,49	0,83	61,0	45,2	56,0	34,7	18,9
1600	25,84	25,67	0,83	61,0	45,2	56,0	34,5	18,7
1800	26,00	25,83	0,83	61,0	45,2	56,0	34,3	18,5
2000	26,15	25,97	0,83	61,0	45,2	56,0	34,2	18,4
2200	26,29	26,10	0,83	61,0	45,2	56,0	34,1	18,3
2400	26,43	26,23	0,83	61,0	45,2	56,0	33,9	18,1
2600	26,55	26,35	0,83	61,0	45,2	56,0	33,8	18,0
2800	26,66	26,47	0,83	61,0	45,2	56,0	33,7	17,9
3000	26,77	26,57	0,83	61,0	45,2	56,0	33,6	17,8
3200	26,89	26,67	0,83	61,0	45,2	56,0	33,5	17,7
3400	27,02	26,77	0,83	61,0	45,2	56,0	33,4	17,6
3600	27,18	26,87	0,83	61,0	45,2	56,0	33,3	17,5
3800	27,36	26,98	0,83	61,0	45,2	56,0	33,2	17,4
4000	27,56	27,11	0,83	61,0	45,2	56,0	33,1	17,3
4200	27,77	27,26	0,83	61,0	45,2	56,0	32,9	17,1
4400	27,94	27,43	0,83	61,0	45,2	56,0	32,7	16,9
4600	28,01	27,61	0,83	61,0	45,2	56,0	32,6	16,8
4800	27,88	27,79	0,83	61,0	45,2	56,0	32,4	16,6
5000	27,41	27,94	0,83	61,0	45,2	56,0	32,2	16,4

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

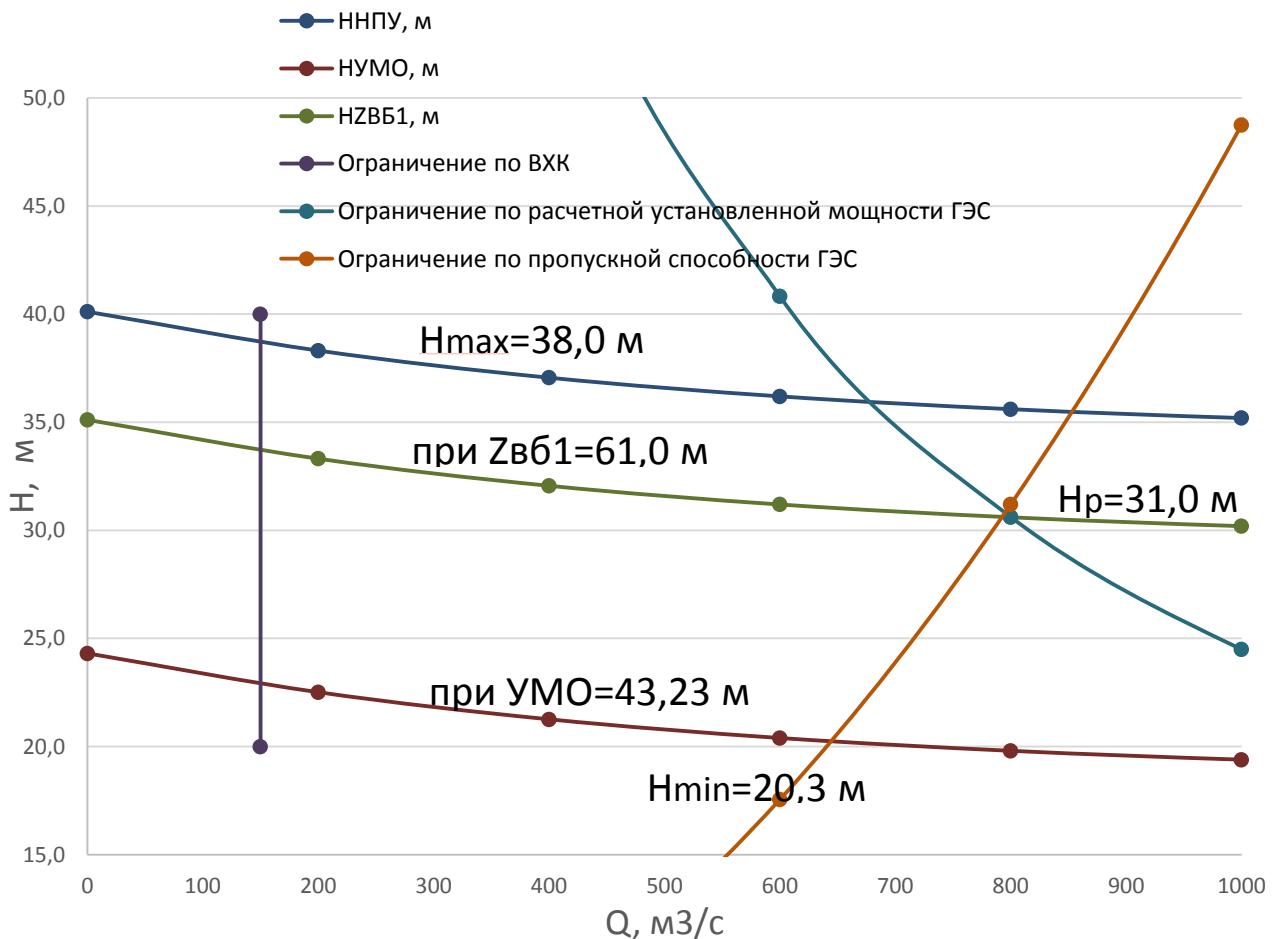


Рисунок 3.1 – Режимное поле Холидинского гидроузла

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 38,0 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{\min} = Q_{ВХК} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$;
- расчётный напор $H_{расч} = 33 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{\min} = 20,3 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

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

1. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного.
2. Отношение $\frac{H_{\min}}{H_{\max}}$ должно быть не меньше справочных данных.

3. Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбины должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

3.1.1 Выбор турбины по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального к предельному напору турбины.

Данный диапазон напоров соответствует ПЛ 40-А со следующими параметрами представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ 40-А
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	40
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1o}, \text{мин}^{-1}$	125
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{1o}, \text{л/с}$	1020
Оптимальный КПД модели	η_m	0,913
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{л/с}$	1250-1750
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	0,40-0,65
Приведенный диаметр РК	$D'_{1m}, \text{м}$	0,4660
Напор модельной турбины	$H_m, \text{м}$	4
Температура	$t_m, \text{С}$	10

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчет для ряда диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{V_h}{V_m}} \right), \quad (3.4)$$

где η_m, D_{1m}, H_m - КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p^N - диаметр и расчетный напор натурной турбины;

V_h, V_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды;

ε - коэффициент, выражющий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям.

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_t \cdot \eta_g^{cp}, \quad (3.5)$$

где Q'_{1p} - приведенный расход в расчетной точке;
 η_g^{cp} - средний КПД генератора (принимаем $\eta_g^{cp} = 0,91$).

Число установленных на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{ГЭС}^{уст}$ – расчетная установленная мощность ($N_{ГЭС}^{уст} = 232$ МВт).

Расчетное число агрегатов Z'_a округляем в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{1p} - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке (таблица 3.2);

Δ - поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины и КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение по стандартному ряду.

Для выбранного диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведенной частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p , H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H- напор на станции, соответствует H_{\max} , H_p , H_{\min} .

Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1.5} \cdot \eta_{\Gamma \text{ср}}}, \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчет режимного поля на координаты универсальной характеристики.

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{\min} - минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводиться параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строиться по формуле (3.10), подстановкой в формулу максимального напора.

Все расчеты для выбранной турбины сведены в таблицу 3.3 для ПЛ 40-А.

Таблица 3.3–Результат расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ 40-А

D1	3,55	3,75	4,0	4,25	4,50
η_T , %	0,9173	0,9179	0,9185	0,9191	0,9197
N'_a , кВт	32086,88	35826,58	40792,39	46081,89	51695,24
Z'_a , шт	7,2	6,5	5,7	5,0	4,5
Z_a , шт	8	6	6	5	5
N_a , кВт	29000	38667	38667	46400	46400
Δ	1,042	1,043	1,044	1,044	1,045
$n'c$, об/мин	200,2	189,5	177,8	167,4	158,1
$n'c \sinh$, об/мин	214,3	200,0	187,5	187,5	166,7
$n'min$, об/мин	165,4	163,0	162,9	173,1	162,9
$n'r$, об/мин	133,8	131,9	131,8	140,0	131,8
$n'max$, об/мин	120,9	119,1	119,1	126,5	119,0
$Q'_I \cdot \eta_p$	1,401	1,674	1,471	1,564	1,395
$Q'_I \cdot \eta_{max}$	1,032	1,234	1,084	1,152	1,028
Q_{max}	1,2937	1,1591	1,0183	0,9017	0,8041
Q_{min}	3,55	3,75	4,0	4,25	4,50

*: цветом обозначены значения параметров, выбранных вариантов гидротурбины ПЛ 40-А.

Выбираем турбину ПЛ 40-А с диаметром $D_1=4,00$ м, $Z_a= 6$ и $n_c=187,5$ об/мин, так как это турбина удовлетворяющая таким требованиям как:

- высоким значение КПД в расчетной точке;
- рабочая зона на универсальной характеристики расположена таким образом, что оптимум КПД попадает между линиями n'_{Ip} и n'_{Imin} .

На главной универсальной характеристике проводим линии n'_{Imax} , n'_{Ip} и n'_{Imin} . Определяем окончательно положение расчетной точки на линии n'_{Ip} с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на ГУХ на линии n'_{Ip} подбираем такое сочетание Q'_I и η_t , чтобы выполнялось равенство, приведенное в уравнении (3.10).

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по мощности генератора, для этого на линии n'_{Imin} , соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.10) вместо H_p максимальный напор.

Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии параллельной открытию направляющего аппарата, a_0 .

Далее переносим режимное поле на универсальную характеристику (рисунок 3.2).

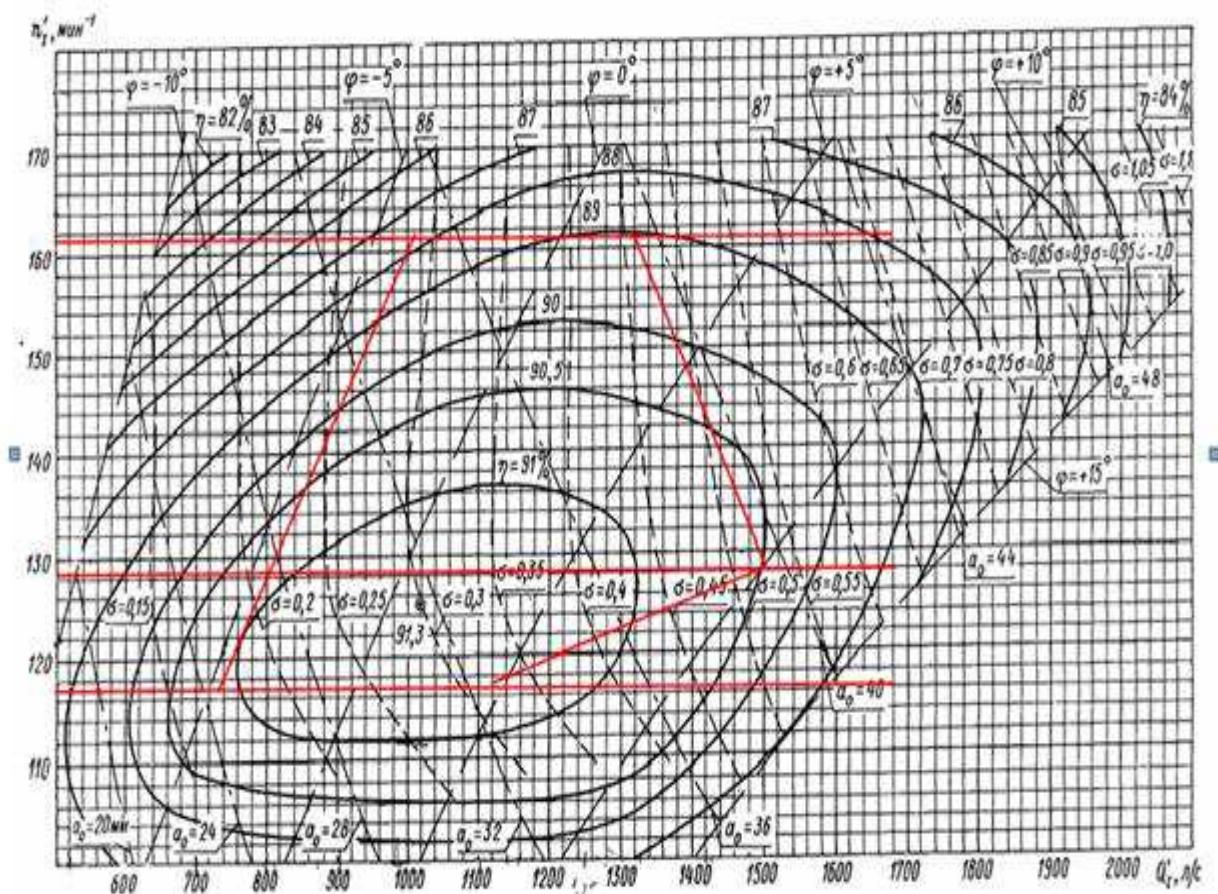


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40-А

3.1.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

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

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}} \quad (3.12)$$

Количество агрегатов, обеспечивающих минимальный расход равен трем, таким образом, линии ограничения рассчитываем:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{min}}} = \frac{150000}{6 \cdot 4.00^2 \cdot \sqrt{1.054 \cdot 20,8}} = 334 \text{ л/с}, \quad (3.13)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{max}}} = \frac{150000}{6 \cdot 4.00^2 \cdot \sqrt{1.054 \cdot 38}} = 247 \text{ л/с}. \quad (3.14)$$

При выбранных параметрах турбин^f может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствует приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (рис.3.2).

3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находим по формуле:

$$\nabla Z_{pk} = Z_{h6}(Q_{h6}) + H_s, \quad (3.15)$$

где $Z_{h6}(Q_{h6})$ -отметка уровня воды в НБ при Q_{h6} , соответствующая расчетному значению высоты отсасывания H_s .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитационных случаев, то есть требующая наибольшего заглубления рабочего колеса:

- работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_{max} ;
- работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения при H_{min} ;
- работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_p .

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{\text{Х.ПЛ}}, \quad (3.16)$$

где $B = 10,3$ м вод. ст. – барометрическое давление;

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

k_σ - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной турбины к натурной, принимаем равным 1,1;

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

$\Delta Z_{\text{Х.ПЛ}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ – турбин $\Delta Z_{\text{Х.ПЛ}} = B_0/2$, где $B_0 = 0,4 \cdot D_1$.

3.2.1Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку расчетного напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.16). В этой точке определяем $\sigma = 0,340$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 21,0$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,3 - \frac{21,0}{900} - 0,340 \cdot 20,3 - 1,5 + \frac{0,4 \cdot 4}{2} = 4,17 \text{ м.}$$

3.2.2Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку максимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.16). В этой точке определяем $\sigma = 0,470$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 21,35$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,3 - \frac{21,35}{900} - 0,470 \cdot 31,0 - 1,5 + \frac{0,4 \cdot 4}{2} = -3,49 \text{ м.}$$

3.2.3Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку минимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.16). В этой точке определяем $\sigma = 0,450$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 21,15$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,3 - \frac{21,15}{900} - 0,45 \cdot 38,0 - 1,5 + \frac{0,4 \cdot 4}{2} = -6,02 \text{ м.}$$

Полученные результаты сведены в таблицу 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 _{s1} , м	H _{s2} , м	H _{s3} , м
ПЛ 40-а	4,00	6	177,8	43	4,47	-3,49	-6,02

Из всех полученных расчетных значений H_s выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть H_s = -6,02 м.

3.3 Подбор и контрольный расчет отсасывающей трубы

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,615 \cdot D_1 = 2,615 \cdot 4 = 10,46 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 4 = 18,19 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 4 = 10,0 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала:

$$D'_{\text{в}} = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c} \right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{36000}{187,5} \right)^{0,35} = 661 \text{ мм.} \quad (3.20)$$

Полученное значение диаметра округляют до стандартизованного (кратное 50 мм при D'_{\text{в}} менее 1000 мм и кратное 100 мм при D'_{\text{в}} \geq 1000 мм).

$$D'_{\text{в}} = 700 \text{ мм.}$$

Для русловых зданий ГЭС ширина агрегатного блока:

$$B_{\text{бл}} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 2,8 \cdot 4 = 11 \quad (3.21)$$

Длина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = (1,25 \div 1,5) \cdot B_{\text{бл}} = 1,4 \cdot 11 = 15,4 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 6 \cdot 11 + 16 = 107 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Высота машинного зала определяется из условий переноса краном самой габаритной части гидроагрегата.

3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Маслонапорные установки (МНУ) предназначены для питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования гидротурбин. МНУ состоит из гидравлического аккумулятора, маслонасосного агрегата и аппаратуры автоматики. В гидроаккумуляторе содержится необходимый для регулирования объем масла, остальная часть аккумулятора заполнена сжатым воздухом.

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

По номограмме Я.Л. Духовного и Л.М. Шифрина для турбины ПЛ 40-а определим тип маслонапорной установки: МНУ 4/1-40-4-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 4/1-40 вместимостью 4 м³, состоящая из одного сосуда на давление 4 МПа=40 кгс/см².

3.3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{38,7}{0,9} = 43 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.24)$$

где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$.

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{187,5} = 32. \quad (3,25)$$

По справочным данным выбираем синхронный вертикальный гидрогенератор ВГС 650/130-32 [5].

4 Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

4.1 Определение отметки гребня бетонной плотины и гребня быка

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + a, \quad (4.1)$$

$$\nabla ГБП = \nabla ФПУ + h_{1\%} + a, \quad (4.2)$$

где a - величина запаса, для I класса сооружения $a= 0,5$ м;
 $h_{1\%}$ – высоты волны 1% обеспеченности.

- Основное сочетание нагрузок и воздействий:

Для определения высоты волны 1% обеспеченности, определяются безразмерные коэффициенты:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 14500}{20^2} = 356, \quad (4.3)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595, \quad (4.4)$$

где - период развития волн на водохранилище, принимается = 6 ч = 21600 с;
 L – разгон волны для заданной расчетной скорости ветра, определяемый по розе ветров района гидроузла, $L = 14500$ м;
 V_w – расчетная скорость ветра, соответствующая 2 % обеспеченности для сооружений первого класса, $V_w = 10$ м/с.

Из графика [1, рис. 1] по выше найденным значениям и верхней огибающей кривой для глубоководной зоны, определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ сведенные в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
2,3	0,03	3,21	0,075

Для определения периода волны \bar{T} и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения из таблицы 4.1.

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_W} = 1,25, \quad (4.5)$$

$$\bar{T} = \frac{2,48 \cdot v}{g} = \frac{2,48 \cdot 20}{9,81} = 4,69 \text{ с}, \quad (4.6)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_W^2} = 0,03, \quad (4.7)$$

$$\bar{h} = \frac{0,035 \cdot v^2}{g} = \frac{0,035 \cdot 20^2}{9,81} = 1,22 \text{ м}. \quad (4.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,69^2}{2 \cdot 3,14} = 34,3 \text{ м}. \quad (4.9)$$

Проверка условия на глубоководность:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d, \quad (4.10)$$

где d - условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{v_{\text{НПУ}} - v_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{61 - 20}{2} = 20,5 \text{ м}, \quad (4.11)$$

$$20,5 \text{ м} > 0,5 \cdot 34,3 \text{ м},$$

$$20,5 > 17,15 \text{ м}.$$

Условие выполняется, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,22 \cdot 2,15 = 2,6 \text{ м}, \quad (4.12)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [1, рис.2] в зависимости от $\frac{g \cdot L}{V_W^2}$ (для глубоководной зоны), $K_i = 2,15$.

Отметка гребня бетонной плотины:

$$\nabla \Gamma \text{БП} = \nabla \text{НПУ} + h_s = 61 + 3,69 = 64,69 \text{ м.} \quad (4.13)$$

- Особое сочетание нагрузок и воздействий:

Для определения высоты волны 1% обеспеченности, определяются безразмерные коэффициенты:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 14500}{10^2} = 1422, \quad (4.14)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21190, \quad (4.15)$$

где V_w – расчетная скорость ветра, соответствующая 20% обеспеченности для сооружений первого класса, $V_w = 20 \text{ м/с}$.

Из графика [1, рис. 1] по выше найденным значениям и верхней огибающей кривой определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ сведенные в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot t}{V_w}$		
$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$		
3,21	0,075	4,4	0,09

Для определения периода волны \bar{T} и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения из таблицы 4.2.

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 3,21, \quad (4.16)$$

$$\bar{T} = \frac{3,21 \cdot v}{g} = \frac{3,21 \cdot 10}{9,81} = 3,8 \text{ с.} \quad (4.17)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,075, \quad (4.18)$$

$$\bar{h} = \frac{0,075 \cdot v^2}{g} = \frac{0,075 \cdot 10^2}{9,81} = 0,75 \text{ м,} \quad (4.19)$$

Средняя длина волны:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,87^2}{2 \cdot 3,14} = 23,44 \text{ м.} \quad (4.20)$$

Проверка условия на глубоководность:

$$d > 0,5 \cdot \overline{\lambda_d}, \quad (4.21)$$

где d - условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla \Phi_{\text{ПУ}} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{64 - 20}{2} = 22 \text{ м,} \quad (4.22)$$

$$22,00 \text{ м} > 0,5 \cdot 23,44 \text{ м,}$$

$$22,00 > 11,72 \text{ м.}$$

Условие выполняется, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,76 \cdot 2,20 = 1,7 \text{ м.} \quad (4.23)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [1, рис.2] в зависимости от $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны), $K_i = 2,15$.

Отметка гребня бетонной плотины:

$$\nabla \Gamma_{\text{БП}} = \nabla \Phi_{\text{ПУ}} + h_s = 64 + 2,69 = 66,69 \text{ м.} \quad (4.24)$$

Из двух полученных отметок выбирается наиболее высокая, $\nabla \Gamma_{\text{БП}} = 66,69 \text{ м}$, и сравнивается с $\nabla \Gamma_{\text{Б}}$.

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla \Gamma_{\text{Б}} = \nabla \Gamma_{\text{Б}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 51 + 1,6 \cdot 10 = 67 \text{ м,} \quad (4.25)$$

где $\nabla \Gamma_{\text{Б}}$ - отметка гребня водослива (разд. 4.2.2);
 $H_{\text{ст}}$ - напор на водосливе (разд. 4.2.2).

За отметку гребня бетонной плотины принимается $\nabla \Gamma_{\text{Б}} = 67 \text{ м.}$

4.2 Гидравлический расчет

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем класс проектируемого сооружения по СНиП 33-01- 2003 «Гидротехнические сооружения. Основные положения», [2, таблица Б1 и Б2].

Примерная высота плотины:

$$H_{пл} = \nabla НПУ - \nabla дно = 61 - 20 = 41 \text{ м}, \quad (4.26)$$

Плотина бетонная высотой $H_{пл} = 41 \text{ м}$ на скальном основании относится к сооружениям II класса, по установленной мощности $N_{уст} = 232 \text{ МВт}$ к сооружениям III класса, по объему водохранилища $V_{вод} = 6,70 \text{ км}^3$ к I классу, следовательно, принимаем I класс.

Определяем максимальный расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более ($n_{ra} - 1$) при числе гидроагрегатов ГЭС $n_{ra} \leq 6$;

$$Q_{ГЭС} = Q_{ra} \cdot (n_{ra} - 1) = 136,5 \cdot (6 - 1) = 683 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.27)$$

где Q_{ra} – расход через один агрегат;

n_{ra} – количество гидроагрегатов.

$$Q_p = Q_{max.pac} - Q_{ГЭС} = 5215 - 683 = 4532 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.28)$$

где $Q_{max.pac}$ – максимальный расход для основного расчетного случая обеспеченностью 0,1% (для сооружения I класса) [2]. Принимаем по результатам гидрологического расчета.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{4532}{76,13} = 59,5 \text{ м} \approx 60 \text{ м}, \quad (4.29)$$

где q_b – удельный расход на водосливе.

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 43,7 = 54,6 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.30)$$

где q_p - удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{hb} = 7,0 \cdot 8,7 = 60,9 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.31)$$

где $[v_h]$ - допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки; для скальных принимаем $v_h = 7 \text{ м/с}$ [3];

h_{hb} - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой связи $\nabla \text{УНБ} = f(Q)$ при $Q_{\max, \text{рас}} = 5215 \text{ м}^3/\text{с}$ (рис. 2.2).

$$h_{hb} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 28,0 - 20,0 = 8,0 \text{ м}, \quad (4.32)$$

Так как ширина водосливного фронта должна быть целым числом, поэтому полученное значение следует округлить в большую сторону: $B \approx 60 \text{ м}$.

Кроме того $B = b \cdot n$, где n - число пролетов; b - стандартная ширина пролета, принимаемая в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования. Задаемся $b=12 \text{ м}$. Тогда число пролетов равно:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{60}{12} = 5 \text{ м}, \quad (4.33)$$

принимаем $n=5$. Тогда ширина водосливного фронта будет равна $B=12 \cdot 5=60 \text{ м}$.

4.2.2 Определение отметки гребня водослива

По формуле расхода для водослива всех типов, методом последовательных приближений определяется полный напор на гребне водослива сначала без учета бокового сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4552}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,69 \text{ м}, \quad (4.34)$$

где m - коэффициент расхода водослива, для водослива практического профиля типа А, принимается $m= 0,49$ (рис.4.1) [3].

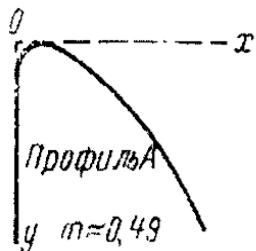


Рисунок 4.1 – Очертание водосливной стенки Кригера – Офицерова, тип А

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4552}{0,49 \cdot 0,85 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,9 \text{ м}, \quad (4.35)$$

где σ_n - коэффициент подтопления, принимаем равным 1, считая, что водослив в нижнем бьефе не затоплен [3];

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.36)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{10,69}{12} = 0,85.$$

где ξ - коэффициент формы боковых устоев учитывающий округление вертикальных ребер устоев, принимаем $\xi = 0,7$ [3];

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, принимаем $\xi_0 = 0,45$ [3].

Определяем геометрический напор на гребне водослива, предварительно проверив условия $\omega > 4BH_{02}$, где ω - площадь живого сечения потока:

$$\omega = (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_\delta], \quad (4.37)$$

$$\omega = 41 \cdot 75 = 3075 \text{ м}^2,$$

$$4BH_{02} = 4 \cdot 75 \cdot 10 = 3000 \text{ м}^2 \quad (4.38)$$

где δ_δ - толщина разрезного быка (разд.3.3).

$$3075 \text{ м}^2 > 3000 \text{ м}^2. \quad (4.39)$$

Данное условие $\omega > 4BH_{02}$ выполняется, значит скорость подхода потока не учитывается, то есть:

$$H_{\text{осн}} = H_{02} = 11,9 \text{ м.} \quad (4.40)$$

В соответствии с техническим регламентом принимаем напор на водосливе равным $H_{ct} = 12$ м.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\Gamma B = \nabla HPU - H_{ct} = 61 - 10 = 51,0 \text{ м.} \quad (4.41)$$

4.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется полный напор на гребне водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая без бокового сжатия и подтопления:

$$H_{01 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5279,3}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,80 \text{ м,} \quad (4.42)$$

$$Q_{\text{пов}} = Q_{\text{пов max}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_C = 6098 - 819 = 5279,3 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (4.43)$$

где $Q_{\text{пов max}}$ - максимальный расход для поверочного расчетного случая обеспеченностью 0,01% (для сооружения I класса) [2]. Принимаем по результатам гидрологического расчета.

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через агрегаты здания ГЭС, участвующие в пропуске воды;
 Q_C – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения; $Q_C = 0 \text{ м}^3/\text{с.}$

Напор на водосливе с учетом бокового сжатия и подтопления ($\sigma_n = 1$, т.е водослив не подтоплен) [3]:

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5279,3}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 12,64 \text{ м,} \quad (4.44)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01 \text{ пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{11,80}{12} = 0,90. \quad (4.45)$$

Определим геометрический напор на водосливе, предварительно проверив условие $\omega > 4BH_{02}$, где ω - площадь живого сечения потока:

$$\omega = (\nabla\Phi PU - \nabla\text{дна}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_\delta], \quad (4.46)$$

$$\omega = (64 - 20) \cdot [60 + (5 - 1) \cdot 3] = 3096 \text{ м}^2,$$

$$4BH_{02} = 5 \cdot 50 \cdot 12,64 = 3060 \text{ м}^2, \quad (4.47)$$

$$3096 \text{ м}^2 > 3060 \text{ м}^2. \quad (4.48)$$

Так как условие $\omega > 4BH_{02}$ выполняется, то геометрический напор на гребне водослива принимается равным полному напору, то есть:

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} = 12,64 \text{ м.} \quad (4.49)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\Phi_{\text{ПУр}} = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}} = 51 + 12,64 = 63,64 \text{ м.} \quad (4.50)$$

Расчетная отметка ФПУ меньше заданной, это означает, что пропускная способность водослива при заданном ФПУ, равном 64 м, обеспечивается.

4.2.4 Построение профиля водоливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А строится по координатам Кригера – Офицерова [3].

Координаты для построения оголовка плотины практического профиля определяются путем умножения табличных координат на стандартный напор $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$. Данные занесены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водоливной стенки при $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$

№точки	x	y	№точки	x	y
1	0	1,26	21	24	12,35
2	1,2	0,36	22	25,2	13,69
3	2,4	0,07	23	26,4	15,08
4	3,6	0	24	27,6	16,53
5	4,8	0,06	25	28,8	18,94
6	6	0,27	26	30	19,6
7	7,2	0,6	27	31,2	21,22
8	8,4	1	28	32,4	22,89
9	9,6	1,16	29	33,6	24,62
10	10,8	1,98	30	34,8	26,1
11	12	2,56	31	36	28,24
12	13,2	3,21	32	37,2	30,13
13	14,4	3,94	33	38,4	32,07
14	15,6	4,75	34	39,6	34,05
15	16,8	5,64	35	40,8	36,09
16	18	6,61	36	42	38,18

Продолжение таблица 4.3 – Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки при $H_{ст}=12$ м

№точки	x	y	№точки	x	y
17	19,2	7,64	37	43,2	40,31
18	20,4	8,73	38	44,4	42,49
19	21,6	9,87	39	45,6	44,71
20	22,8	11,08	40	46,8	46,98

По данным таблицы строим начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицерова, рисунок 4.2.

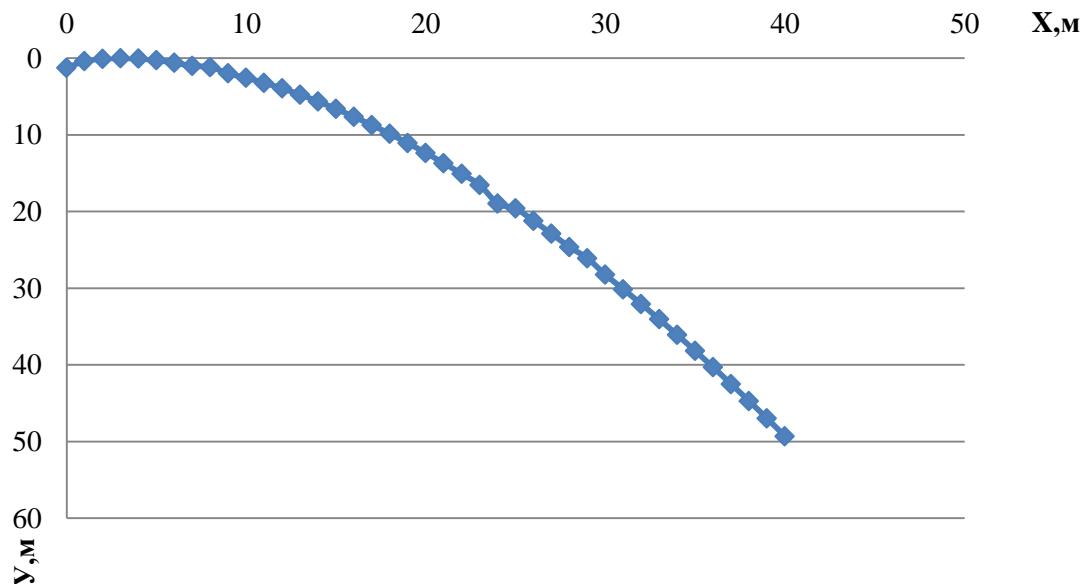


Рисунок 4.2 – Начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицерова

Высота водосливной плотины со стороны нижнего бьефа:

$$C_H = \nabla \Gamma B - \nabla \text{дно} = 51 - 20 = 31 \text{ м}, \quad (4.51)$$

где $\nabla \Gamma B$ – определен по формуле 4.41.

Сопрягающий радиус водосливной грани с водобоем:

$$R = 0,2 \cdot (H_{ст} + C_H) = 0,2 \cdot (12 + 31) = 8,6 \text{ м}. \quad (4.52)$$

4.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

В зависимости от соотношения глубины h''_c и бытовой глубины $h_{нб}$ устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов [5]:

- $h''_c > h_{нб}$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- $h''_c = h_{нб}$ – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- $h''_c < h_{нб}$ – сопряжение в виде затопленного прыжка.

Определяются параметры гидравлического прыжка для прямоугольного русла.

Полная удельная энергия потока:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} + \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g} \quad (4.53)$$

Скоростная составляющая напора $\frac{\alpha \cdot v_0}{2 \cdot g}$ может не учитываться при условии: $\omega > 4B \cdot H$, где H – напор на водосливе.

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] = 41 \cdot 75 = 3075 \text{ м}^2,$$

$$4BH = 4 \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] \cdot H_{ct} = 4 \cdot 75 \cdot 10 = 3000$$

Следовательно, для нахождения полной удельной энергии скоростной составляющей напора можно пренебречь и считать $H_{ct} = H_0$

Если $H_{ct} = H_0$, то $T = T_0$:

$$T_0 = 61 - 20 = 41 \text{ м},$$

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{[B + (n - 1) \cdot \delta_6]^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4532^2}{9,81 \cdot (75)^2}} = 7,43 \text{ м.} \quad (4.54)$$

Коэффициент скорости φ_c при определении сжатой глубины h'_c принимается по рекомендации Павловского Н.Н [3].

При высоте плотины больше 40 м (высота плотины 43 м), коэффициент скорости принимается равным $\varphi_c = 0,90$.

Относительная полная энергия:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{kp}} = \frac{41}{7,43} = 5,54. \quad (4.55)$$

По графику М.Д. Чертоусова [6] в зависимости от коэффициента скорости φ_c и ξ_0 определяем $\xi_c = 0,35$ и $\xi''_c = 5,54$.

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,35 \cdot 7,43 = 2,6 \text{ м.} \quad (4.56)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 2,3 \cdot 7,43 = 17,1 \text{ м.} \quad (4.57)$$

Так как $h''_c = 17,1 \text{ м} > h_{NB} = 7,2 \text{ м}$ следовательно, прыжок отогнанный.

Как правило, отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью специальных устройств – гасителей энергии.

Для водосбросной плотины на скальном основании целесообразно осуществлять гашение энергии способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяют при определенных условиях:

1. Высота плотины больше 40 м; высота проектируемой плотины 47 м (фор. 4.51).

2. Относительная ширина русла на уровне гребня плотины, достаточная для того чтобы, отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу генераторов, должна быть:

$$\frac{l_{ch}}{h} > 3, \quad (4.58)$$

$$\frac{450}{47} = 9,6 > 3,$$

где l_{ch} – ширина створа по хорде на отметке гребня водослива;
 h – высота проектируемой плотины.

4.2.6 Расчет гашения энергии способом свободно отброшенной струи

Дальность отброса струи от сооружения увязывается с возможностью обеспечения его безопасной эксплуатации при достижении проектных максимальных размеров ямы размыва.

Отметка уступа (носка-трамплина):

$$\nabla_{уст} = \nabla_{УНБ}_{Q_{пов}} + 1,1 = 28,2 + 1,1 = 29,3 \text{ м,} \quad (4.59)$$

где $\nabla_{УНБ}_{Q_{пов}}$ – отметка нижнего бьефа, соответствующая расходу для поверочного расчетного случая, определяется по кривой связи $\nabla_{УНБ} = f(Q)$ и $Q_{max, пов} = 6098 \text{ м}^3/\text{с.}$

Высота уступа над дном:

$$a = \nabla_{\text{уст}} - \nabla_{\text{дно}} = 29,3 - 20 = 9,3 \text{ м.} \quad (4.60)$$

Превышение отметки уровня ВБ над уровнем НБ с учетом скорости подхода:

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 61 - 28 = 33 \text{ м,} \quad (4.61)$$

где Z_0 - полная удельная энергия потока (форм. 4.53).

Превышение отметки уровня ВБ над отметкой носка – трамплина:

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 61 - 29.3 = 31.7 \text{ м.} \quad (4.62)$$

Скорость потока на носке:

$$v_h = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 31,7} = 24,94 \text{ м/с.} \quad (4.63)$$

где φ – коэффициент скорости, для истечения в атмосферу при свободном отете струи принимаем 1,0 [3].

Удельный расход:

$$q_p = \frac{Q_p}{[B + (n-1) \cdot \delta_s]} = \frac{4532}{75} = 60,43 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (4.64)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_h = \frac{q_p}{v_h} = \frac{60,43}{24,94} = 2,42 \text{ м.} \quad (4.65)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_h^2}{g \cdot h_h} = \frac{24,94^2}{9,81 \cdot 2,42} = 26,17. \quad (4.66)$$

Так как число Фруда $Fr > 35$, то коэффициент аэрации принимаем равным $k_a = 0,8$ [5].

Дальность отлета струи:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(\sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} + 1 \right), \quad (4.67)$$

$$L = 0,88 \cdot 31.7 \cdot 0.9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{33}{31.7} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 50.64 \text{ м},$$

где α - угол отлета струи с трамплина, $\alpha = 30^\circ$.

Для безопасного расстояния отлета струи на основании из прочной скалы необходимо выполнение условия $L > 0,4 \cdot Z_0$:

$$0,4 \cdot Z_0 = 0,4 \cdot 33 = 13,2 \text{ м}, \quad (4.68)$$

$$50.64 > 13.2 \quad (4.69)$$

Так как данное условие соблюдается, то подмыв сооружений гидроузла не ожидается.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{нб}} = 23.30 - 8.0 = 15,3 \text{ м}, \quad (4.70)$$

где $t = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна ямы размыва}$ определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}}, \quad (4.71)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{26.17}) \cdot \sqrt{26.17} \cdot \sqrt[4]{\frac{8.0}{1}} \cdot 2.42 = 23.30 \text{ м},$$

где d - средняя крупность отдельностей в скале, для расчета принимается 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1} = 50.64 + \frac{23.30}{0.66} = 86.1 \text{ м}, \quad (4.72)$$

где α_1 - угол входа струи в воду, который определяется по формуле:

$$\tan \alpha_1 = \sqrt{\tan^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0.5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{нб}})}{v_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (4.73)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,42 \cdot \cos 30^\circ + 8,0 - 7,2)}{24,94^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,66.$$

Длина горизонтального участка по дну ямы размыва:

$$b'_p = 2,5 \cdot h_{kp} = 2,5 \cdot 7,43 = 18,58 \text{ м.} \quad (4.74)$$

где h_{kp} – критическая глубина потока (форм. 4,54).

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне неразмытого русла равна:

$$b_p = b'_p + 3,7 \cdot h_{разм} = 18,58 + 3,7 \cdot 15,3 = 75,17 \text{ м.} \quad (4.75)$$

Уклон верхового откоса ямы размыва принят 1:2,2; уклон низового откоса 1:1,5.

4.3 Определение ширины подошвы плотины

Отметка подошвы:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 3 = 20 - 3 = 17 \text{ м,} \quad (4.76)$$

где 3 м – толщина поверхностного слоя грунта, подверженного удалению.

Высота плотины :

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 61 - 17 = 44 \text{ м.} \quad (4.77)$$

При соотношении $\frac{B_{\text{пл}}}{h} = 0,7$ плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости[2].

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 44 = 30,8 \text{ м.} \quad (4.78)$$

4.4 Разрезка бетонных плотин швами

На секции:

Бетонная плотина разрезается по длине поперечными постоянными швами на отдельные секции:

- глухая левобережная плотины (секции 1 – 11);

- водосливная плотина (секции 11 – 17);
- станционная плотина (секции 17 – 23);
- глухая правобережная плотина (секции 24 – 31).

В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций. Разрезка швами производится по осям быков.

Ширина секции равна:

$$B_{\text{сек}} = \delta_6 + b = 3 + 12 = 15\text{м}. \quad (4.79)$$

На столбы:

Разрезка вдоль потока образует в сочетании с секционной разрезкой столбчатую разрезку. Разрезка на столбы служит не только целям технологии возведения, но и позволяет более эффективно осуществлять меры по предотвращению температурного трещинообразования бетона. С учетом ширины подошвы, равной 30,8 м, назначается 3 столба: первый столб шириной 10 м, второй и третий – 10,4 м.

Омоноличиваниемежстолбчатых и межсекционных швов будет производиться объемными швами шириной 2 м в весенний период года при их наибольшем раскрытии.

4.5 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений. Схема быка приведена на рисунке 4.3.

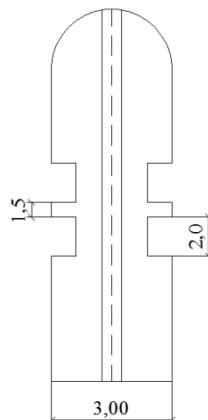


Рисунок 4.3- Схема быка

В проектируемой плотине принят разрезной бык толщиной 3 м.

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий. При ширине пролёта $b=12$ м по рекомендации Березинского А.Р.[4] ширина неразрезного быка равна:

$$\delta'_\delta = 0,25 \cdot b = 0,25 \cdot 12 = 3,0 \text{ м.} \quad (4.80)$$

При наличии деформационного шва по оси быка его толщину увеличиваем на 0,5 м, тогда толщина разрезного быка равна:

$$\delta_\delta = 2,5 + 0,5 = 3,5 \text{ м.} \quad (4.81)$$

Толщина пазового перешейка быка назначается 0,8 м[6].

Отметка гребня быка:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ct} = 51 + 1,6 \cdot 12 = 67 \text{ м,} \quad (4.82)$$

где $\nabla ГВ$ - отметка гребня водослива (разд. 4.2.2);
 H_{ct} - напор на водосливе (разд. 4.2.2).

На отметке гребня быка предусматривается двухсторонняя полоса движения, для I категории дорог шириной 7 м. Общая ширина быка по гребню принимается 20 м.

На проектируемой плотине был выбран рабочий и ремонтный плоский тип металлических затворов. Пролёт затвора составляет 12 м, высота 12 м.

Пазы рабочего затвора располагают на линии гребня водослива, ширина паза составляет 2 м[5]. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещают на расстоянии 1,5м от рабочего затвора[5].

4.6 Устои

В проектируемой плотине был принят раздельный устой длиной 100м, для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

Устой предназначен для защиты берегов от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе.

4.7 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин 200 мм с шагом 3м [8].

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа a_{dp} , а также до верховой грани продольной галереи назначают при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{kp,m}}, \quad (4.83)$$

где $J_{kp,m}$ – критический средний градиент напора, для гравитационных плотин $J_{kp,m} = 25$ [8];

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения, для I группы предельных состояний и сооружений I класса $\gamma_n = 1,25$ [2].

H_d – напор над расчетным сечением:

$$H_d = НПУ - УНБ_{min} = 61 - 21,4 = 39,6 \text{ м}, \quad (4.84)$$

где $\nabla\text{УНБ}_{min}$ - отметка уровня нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода $Q_{сан} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$, $\nabla\text{УНБ}_{min} = 21,4 \text{ м}$.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{kp,m}} = \frac{(61-19)}{25} = 1,68 \text{ м}. \quad (4.85)$$

Принимаем $a_{dp} = 2 \text{ м}$.

4.8 Галереи в теле плотин

В теле плотины предусматриваются продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем ($\nabla 42.10, \nabla 29.10 \nabla 19.00$). Сухие галереи проектируются выше максимального уровня нижнего бьефа на отметке 29,10 и 42,10 м, с размерами 3x3 м, для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Цементационная галерея проектируется на отметке 19,00м, с размерами 3,5x3,5 м. Дренажная галерея проектируется на отметке 19,00 м, с размерами 3,5x3,5 м для сбора воды и откачки с помощью насосов. Другая галерея предусмотрены для осмотра, расположения КИА и других коммуникаций.

Вода из дренажной галереи будет откачиваться насосами и сливаться в нижний бьеф.

4.9 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

4.9.1 Цементационная завеса и дренаж

Для снижения противодавления на подошву проектируемой плотины предусматривается вертикальная цементационная завеса и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = 0,1 \cdot B_{пл} = 0,1 \cdot 30,8 = 3,08 \text{ м}, \quad (4.86)$$

где $B_{пл}$ - ширина подошвы плотины (разд. 4.3).

Расстояние от завесы до дренажа принимают $l_2 = 5$ м.

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min}) = 0,7 \cdot 39,6 = 27,72 \text{ м}, \quad (4.87)$$

где $\nabla \text{УНБ}_{min}$ - отметка уровня нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода, $\nabla \text{УНБ}_{min} = 21,4$ м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{15} = \frac{23,76}{15} \cdot 1,15 = 5 \text{ м}, \quad (4.88)$$

где ΔH – потери напора на завесе (разд. 4.10.1);

$J_{кр}$ – критический градиент напора на завесе, $J_{кр} = 15$ [8];

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для I группы предельных состояний и сооружений I класса $\gamma_n = 1,25$ [2].

Так как толщина цементационной завесы 5 м, то принимается 2 ряда скважин. Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду назначается 1,5 м.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 27,72 = 13,86 \text{ м}. \quad (4.89)$$

4.10 Фильтрационные расчеты подземного контура

4.10.1 Построение эпюры фильтрационного давления

Расчет фильтрации производится в соответствии с СНиП 2.06.06.-85 [8].

Эпюра фильтрационного давления для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий приведена на рисунке 4.4 и 4.5.

- Основное сочетание нагрузок и воздействий:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}_{min} = 61 - 21 = 40,0 \text{ м.} \quad (4.90)$$

Напор на цементационной завесе:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 40,0 = 16,0 \text{ м.} \quad (4.91)$$

Потери напора на завесе:

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 40,0 - 16,0 = 24,0 \text{ м.} \quad (4.92)$$

Напор на дренаже:

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 40,0 = 8,0 \text{ м.} \quad (4.93)$$

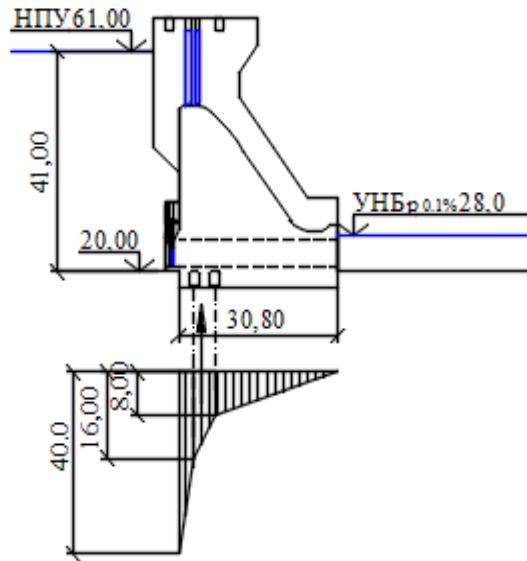


Рисунок 4.4 - Эпюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий

- Особое сочетание нагрузок и воздействий:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \Phi \text{ПУ} - \text{УНБ}_{max} = 64,00 - 28,00 = 36,00 \text{ м.} \quad (4.94)$$

Напор на цементационной завесе:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 36,00 = 14,4 \text{ м.} \quad (4.95)$$

Потери напора на завесе:

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 36,00 - 14,4 = 21,6 \text{ м.} \quad (4.96)$$

Напор на дренаже:

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 36,0 = 7,2 \text{ м.} \quad (4.97)$$

4.11 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.11.1 Определение основных нагрузок, действующих на плотину

Расчеты на общую прочность и устойчивость выполняются по I группе предельных состояний – потеря несущей способности и полная непригодность сооружения, их конструкций и оснований к эксплуатации.

Расчет прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

Площади поперечного сечения плотины и быка, а также эпюры давления, точки приложения равнодействующих сил, и их плечи относительно центра подошвы плотины определяются в программе AutoCAD.

4.11.2 Вес сооружения и затворов

Схема к расчёту собственного веса плотины и точки его приложения относительно середины контактного сечения (O) представлена на рисунке 4.6.

Весводосливной части плотины на единицу длины:

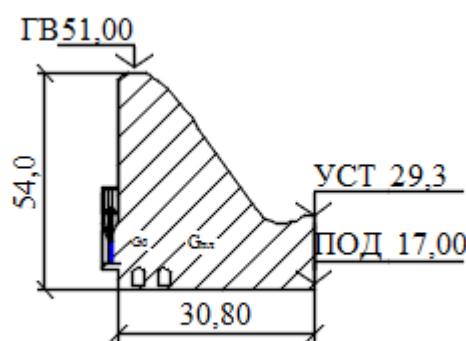


Рисунок 4.6 - Схема к расчёту собственного веса плотины и точки его приложения относительно середины контактного сечения (O)

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6 \cdot \gamma_f}{(b + \delta_6)} = \frac{672,25 \cdot 12 \cdot 24}{12 + 3} = 12907 \text{ кН}, \quad (4.98)$$

где $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины, $S_{\text{пл}} = 672,25 \text{ м}^2$;
 γ_6 -удельный вес бетона, $\gamma_6 = 24 \text{ кН/м}^3$;
 γ_f - коэффициент надежности по нагрузке, $\gamma_f = 0,95[1]$.
 $(b + \delta_6) = 15 \text{ м}$ - ширина секции.

Схема к расчёту собственного веса быка и точки его приложения относительно середины контактного сечения (O) приведена на рисунке 4.7.

Вес быка на единицу длины:

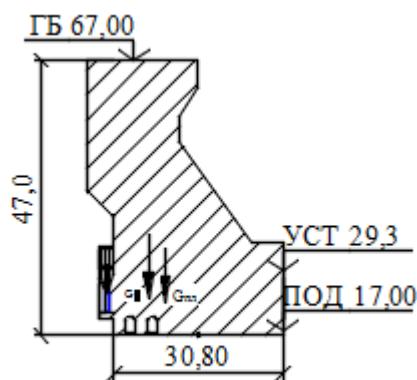


Рисунок 4.7- Схема к расчёту собственного веса быка и точки его приложения относительно середины контактного сечения (O)

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6 \cdot \gamma_f}{(b + \delta_6)} = \frac{1180,43 \cdot 3 \cdot 24}{12 + 3} = 5664 \text{ кН}, \quad (4.99)$$

где S_6 - площадь поперечного сечения быка, $S_6 = 1180,43 \text{ м}^2$.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 162 \cdot \sqrt{162} \cdot 9,81 = 1113 \text{ кН}, \quad (4.100)$$

где f –площадь плоского затвора:

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (64 - 51 + 0,5) \cdot 12 = 162 \text{ м}^2, \quad (4.101)$$

Вес затвора на 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_6} \cdot \gamma_f = \frac{1113}{12+3} = 74,17 \text{ кН/м.} \quad (4.102)$$

4.11.3 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

- Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа:

$$W_B^r = \frac{1}{2} \cdot \gamma_B \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под})^2 \cdot \gamma_f, \quad (4.103)$$

$$W_B^r = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot (61 - 17)^2 \cdot 1 = 9496,1 \text{ кН,}$$

где γ_B - удельный вес воды, $\gamma_B = 9,81 \text{ кН/м}^3$;
 γ_f - коэффициент надежности по нагрузке, $\gamma_f = 1,0[1]$.

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа:

$$W_H^r = \frac{1}{2} \cdot \gamma_B \cdot (\nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под})^2 \cdot \gamma_f, \quad (4.104)$$

$$W_H^r = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot (21,4 - 17)^2 \cdot 1 = 94,96 \text{ кН,}$$

где $\nabla \text{УНБ}_{min}$ - отметка уровня нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода, $\nabla \text{УНБ}_{min} = 21,4 \text{ м.}$

- Особое сочетание нагрузок и воздействий.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа:

$$W'_B^r = \frac{1}{2} \cdot \gamma_B \cdot (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \text{под})^2 \cdot \gamma_f, \quad (4.105)$$

$$W'_{\text{в}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot (416 - 327)^2 \cdot 1 = 39605 \text{ кН.}$$

Плечо силы горизонтальной составляющей гидростатического давления со стороны верхнего бьефа относительно центра подошвы $Y_{W'_{\text{в}}} = 29,67 \text{ м.}$

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа:

$$W'_{\text{н}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (\nabla \text{УНБ}_{max} - \nabla \text{под})^2 \cdot \gamma_f, \quad (4.106)$$

$$W'_{\text{н}} = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot (28 - 17)^2 \cdot 1 = 593,51 \text{ кН,}$$

где $\nabla \text{УНБ}_{max}$ - отметка уровня нижнего бьефа при пропуске поверочного расхода, $\nabla \text{УНБ}_{max} = 28 \text{ м.}$

4.11.4 Сила взвешивающего давления на подошву плотины

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы для основного сочетания нагрузок и воздействий.

Ординаты эпюор определим как:

- для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$p_{63e} = \gamma_w \cdot (\nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под}) = 9,81 \cdot 4 = 39,24 \text{ кН,} \quad (4.107)$$

- для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$p'_{63e} = \gamma_w \cdot (\nabla \text{УНБ}_{max} - \nabla \text{под}) = 9,81 \cdot 10 = 98,1 \text{ кН.}, \quad (4.108)$$

- Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = p_{63e} \cdot B = 39,24 \cdot 30,8 = 1208,59 \text{ кН,} \quad (4.109)$$

- Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{взв}} = p'_{63e} \cdot B = 98,1 \cdot 30,8 = 3021,48 \text{ кН.} \quad (4.109)$$

4.11.5 Сила фильтрационного давления на подошву плотины

Определяем фильтрационное давление по формуле:

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\phi}^{\phi} \quad (4.110)$$

где S – площадь эпюры фильтрационного давления.

Площади фильтрационного давления определены с помощью программы AutoCad.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\phi} = 9,81 \cdot 429 = 4208 \text{ кН.}$$

где W_{ϕ} - площадь эпюры фильтрационного давления, $S_{\phi} = 193 \text{ м}^2$.

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W'_{\phi} = 9,81 \cdot 418 = 4101 \text{ кН.}$$

где $S_{\phi}' = 185 \text{ м}^2$.

4.11.6 Давление грунта

Давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p_h = \gamma_h h_h \operatorname{tg}^2(45^\circ - \varphi_h/2) = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{20}{2}\right) = 9,79 \text{ кПа}, \quad (4.111)$$

где $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$\varphi_h = 20$ – угол внутреннего трения наносов;

$h_h = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов

Равнодействующая сила на один погонный метр:

$$E_h = (p_h h_h)/2 = (9,81 \cdot 2)/2 = 9,79 \text{ кН.} \quad (4.112)$$

Активное и пассивное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяют следующим образом.

В точке, принадлежащей границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяется дважды: считая эту точку принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

$$p_{gp} = (\gamma_h \cdot h_h + \gamma_{gp}^{B3B} \cdot h_{gp}) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_{gp}}{2}\right) - 2 \cdot C \cdot \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi_{gp}}{2}\right). \quad (4.113)$$

где γ_{gp}^{B3B} – удельный вес взвешенного грунта, $\gamma_{gp}^{B3B} = 31,2 \text{ кН/м}^3$;

h_{gp} – толщина слоя грунта, $h_{gp} = 3 \text{ м}$;

C – коэффициент сцепления грунта, $C = 200 \text{ кН/м}^2$;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{гр}} = 39^\circ$,

$$p_{\text{гр}} = (10 \cdot 2 + 31,2 \cdot 3) \cdot \tan^2 \left(45^\circ - \frac{39^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 200 \cdot \tan \left(45^\circ - \frac{39^\circ}{2} \right) = -149,5 \text{ кПа.}$$

$$E_{\text{гр}} = \frac{p_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2}; \quad (4.114)$$

$$E_{\text{гр}} = \frac{-149,5 \cdot 3}{2} = -225.$$

Активное давление грунта отсутствует, в связи с большим сцеплением.

4.11.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий определяется по формуле А.П. Можевитинова [6].

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \gamma_w h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (4.115)$$

где γ_w – удельный вес воды, $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$;

- Основное сочетание нагрузок и воздействий.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,6^2}{34,4} = 0,63 \text{ м}, \quad (4.116)$$

Равнодействующую волновое давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 2,6 \cdot \left(\frac{34,4}{3,14} + \frac{0,63}{2} \right) = 146,5 \text{ кН.} \quad (4.117)$$

Плечо силы волны относительно НПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{34,4}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,6 = 4,48 \text{ м.} \quad (4.118)$$

- Особое сочетание нагрузок и воздействий.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,68^2}{23,44} = 0,38 \text{ м}, \quad (4.119)$$

Равнодействующую волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,68 \cdot \left(\frac{23,44}{3,14} + \frac{0,38}{2} \right) = 64,37 \text{ кН}. \quad (4.120)$$

Плечо силы волны относительно ФПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{23,44}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,68 = 3,10 \text{ м}. \quad (4.121)$$

4.12 Оценка прочности плотины

Расчет плотины производится на сокращённый состав нагрузок.

В расчете принимаются сжимающие напряжения, как господствующие со знаком «-», а растягивающие со знаком «+».

Все нагрузки, подсчитанные ранее, сведены в таблицу 4.4 с учетом коэффициентов надежности по нагрузке [1], а так же отображены в приложении Б и В.

Для каждой силы указывается направление действия силы и плечо силы (если момент силы по часовой стрелке, то знак «плюс», если против – «минус»).

Таблица 4.4 – Нагрузки, действующие на плотину

Нагру́зка	γ_f	Направле́ние силы	Основной случай			Проверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тв	1	→	9496,1	14,67	139307,79	10835,	15,67	169787,58
Тн	1	←	94,96	1,33	-126,29	593,51	3,67	-2178,18
Gб	0,9	↓	5381	7,2	-38743	5381	7,2	-38743
Gпл	0,9	↓	12262	9,18	-112565	12262	9,18	-112565
Wвзв	1	↑	1209	0	0	3022	0	0
Wφ	1	↑	4208	3,65	15359	4101	3,8	15584
Ен	1,2	→	11,75	3,65	11,75	11,75	3,8	11,75
Ен.п.	0,8	←	225	1	0	225	1	0
Wвол	1	→	146,5	44	6446	64,37	48	3025
Qз	0,9	↓	66,75	15	-1001	66,75	15	-1001
ΣN				16489			14676	
ΣM			8689,25			33921,15		

Краевые напряжения, действующие по горизонтальным площадкам плотины для основного сочетания нагрузок и воздействий:

- для верховой грани:

Сумма всех вертикальных сил:

$$N = G_{\text{пл}} + G_6 - W_{\phi} - W_{\text{взб}} + q_3, \quad (4.122)$$

$$N = 61525 + 19522 - 8900 - 3100 + 59 = 69135 \text{ кН.}$$

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{пл}}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\text{пл}}^2} = -\frac{16489}{30,8} + \frac{6 \cdot 8690}{30,8^2} = -480 \text{ кПа,} \quad (4.123)$$

где $B_{\text{пл}}$ – ширина подошвы плотины (разд.4.3);

ΣM – сумма моментов всех действующих сил относительно центра тяжести.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.124)$$

$$\sigma_x^u = -9,81 \cdot 44 = -431,64 \text{ кПа,}$$

где m_u - заложение верховой грани на уровне расчетного сечения, $m_u = 0$;

H_d^u - напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 61 - 17 = 44 \text{ м.} \quad (4.125)$$

Касательные напряжения:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа.} \quad (4.126)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_b \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -480 \text{ кН/м}^2 \quad (4.127)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 44 = -431,64 \text{ кПа.} \quad (4.128)$$

- для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{пл}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{пл}^2} = -\frac{16489}{30,8} - \frac{6 \cdot 8689,25}{30,8^2} = -590 \text{ кПа.} \quad (4.129)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_{в} \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.130)$$

где m_t - заложение низовой грани на уровне расчетного сечения, $m_t = 0$;
 H_d^t - напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под} = 26,4 - 17 = 9,4 \text{ м.} \quad (4.131)$$

$$\sigma_x^t = -590 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 9,4 \cdot (1 - 0,7^2) = -282 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t. \quad (4.132)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 4,0 - 590) \cdot 0,7 = 349 \text{ кПа.}$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_{в} \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (4.133)$$

$$\sigma_3^t = -590 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 9,4 \cdot 0,7^2 = -834 \text{ кПа.}$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_{в} \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 9,4 = -92,21 \text{ кПа.} \quad (4.139)$$

Краевые напряжения, действующие по горизонтальным площадкам плотины для особого сочетания нагрузок и воздействий:

- для верховой грани:

Сумма всех вертикальных сил:

$$N = G_{пл} + G_6 - W_{ф} - W_{взв} + q_3, \quad (4.134)$$

$$N = 61525 + 19552 - 7910 - 9424 + 59 = 63801 \text{ кН.}$$

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{пл}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{пл}^2} = -\frac{14676}{30,8} + \frac{6 \cdot 33921,15}{30,8^2} = -262 \text{ кПа}, \quad (4.135)$$

где ΣM – сумма моментов всех действующих сил относительно центра тяжести.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.136)$$

$$\sigma_x^u = -10 \cdot 47 = -461,07 \text{ кПа},$$

где m_u - заложение верховой грани на уровне расчетного сечения, $m_u = 0$;
 H_d^u - напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \text{под} = 64 - 17 = 47 \text{ м}. \quad (4.137)$$

Касательные напряжения:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 47 - 739,4) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (4.138)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_b \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -262 \quad (4.139)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u = -10 \cdot 47 = -461,07 \text{ кПа}. \quad (4.140)$$

- для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{пл}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{пл}^2} - \frac{14676}{30,8} - \frac{6 \cdot 33921,15}{30,8^2} = -691 \text{ кПа}. \quad (4.141)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_b \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.142)$$

где m_t - заложение низовой грани на уровне расчетного сечения, $m_t = 0$;
 H_d^t - напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{max} - \nabla \text{под} = 28,0 - 17 = 11 \text{ м.} \quad (4.143)$$

$$\sigma_x^t = -691 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 11 \cdot (1 - 0,7^2) = -184 \text{ кПа.} \quad (4.144)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (4.145)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 11 - 691) \cdot 0,7 = 407 \text{ кПа.}$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (4.146)$$

$$\sigma_3^t = -691 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 11 \cdot 0,7^2 = -976 \text{ кПа.}$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^t = -10 \cdot 11 = -110 \text{ кПа.} \quad (4.147)$$

Полученные напряжения сведены в таблицу 4.5 и представлены для основного и поверочного случаев в приложениях Г и Д.

Таблица 4.5 – Напряжения в теле плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок и воздействий

Напряжения, кПа	Основное сочетание нагрузок и воздействий кПа		Особое сочетание нагрузки воздействий кПа	
	Верховая грань	Низовая грань	Верховая грань	Низовая грань
σ_y	-480	-590	-262	-691
σ_x	-431.64	-282	-461.07	-184
τ_{xy}	0	0	0	0
σ_1	-480	-92.21	-262	-110
σ_3	-431.64	-834	-461.07	-976

4.13 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетаний нагрузок и воздействий необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b , \quad (4.148)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности для сооружений I класса [2];

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1,0$ для основного сочетания нагрузок и воздействий; $\gamma_{lc} = 0,9$ для особого сочетания нагрузок и воздействия) [2];

σ_3 – главное максимальное сжимающее напряжение;

γ_{cd} – коэффициент условия работы для сжатия ($\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок; $\gamma_{cd} = 1,0$ – при особом сочетании нагрузок) [8].

$R_b = 11,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20 [9];

для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot (-431,64) \leq 0,9 \cdot 11500 \text{ кПа}, \quad (4.149)$$

$$539 \text{ кПа} \leq 10350 \text{ кПа}.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot (-262) \leq 1,0 \cdot 11500 \text{ кН/м}^2, \quad (4.150)$$

$$-295 \text{ кПа} \leq 11500 \text{ кПа}.$$

Анализируя полученные значения, делают вывод, что условие прочности выполняется.

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений $\sigma_y^u < 0$:

- для основного сочетания нагрузок и воздействий: $-480 < 0$;
- для особого сочетания нагрузок и воздействий: $-262 < 0$.

Сжимающие силы и напряжения приняты со знаком «минус», следовательно, условие прочности выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u, \quad (4.151)$$

- для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$|-480| > 0,25 \cdot 1 \cdot 44; \quad (4.152)$$

$$480 \text{ кПа} > 11 \text{ кПа.}$$

- для особого сочетания нагрузки воздействий:

$$|-262| > 0,25 \cdot 1 \cdot 46; \quad (4.153)$$

$$262 \text{ кПа} > 11,5 \text{ кПа.}$$

Анализируя полученные значения, делают вывод, что условие прочности выполняется.

4.14 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию

Устойчивость бетонных плотин на скальном основании определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения.

Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.154)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения ($\gamma_n = 1,25$);

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1,0$ для основного сочетания нагрузок и воздействий; $\gamma_{lc} = 0,9$ для особого сочетания нагрузок и воздействия);

γ_{cd} – коэффициент условия работы ($\gamma_{cd} = 0,9$).

- для основного сочетания нагрузки воздействий:

Силы удерживающие:

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_{\phi} - W_{\text{взв}}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot \omega, \quad (4.155)$$

$$R = 14676 \cdot 0,7 + 100 \cdot 30,8 = 14622,3 \text{ кН/м},$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент трения для грунта основания (скала-диорит), $\operatorname{tg}\varphi = 0,7[5]$;

c - коэффициент сцепления грунта основания, $c = 100 \text{ кПа}$ [5];

ω - горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м:

$$\omega = B_{\text{пл}} \cdot 1 = 30,8 \cdot 1 = 30,8 \text{ м}^2, \quad (4.156)$$

где $B_{\text{пл}}$ - ширина подошвы плотины (разд. 3.1).

Сила сдвигающие:

$$F = W_B^r - W_H^r + W_{\text{волн}} + E_H + E_{\text{ак}} - E_{\text{пп}}, \quad (4.157)$$

$$F = 10329,64 \text{ кН}.$$

Тогда:

$$\frac{14622,3 \cdot 0,95}{10329,64 \cdot 1} 1,25, \quad (4.158)$$

$$1,27 \geq 1,25.$$

Расчетный коэффициент не превышает 10% номинального значения, условие устойчивости плотины против сдвига выполняется.

- для особого сочетания нагрузок воздействий:

Силы удерживающие:

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_{\phi} - W_{\text{взв}}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot \omega, \quad (4.159)$$

$$R = 14676 \cdot 0,7 + 100 \cdot 30,8 = 13353,2 \text{ кН/м},$$

Сила сдвигающие:

$$F = W_B^r - W_H^r + W_{\text{волн}} + E_H + E_{\text{ак}} - E_{\text{пп}}, \quad (4.160)$$

$$F = 9952,32 \text{ кН}.$$

Тогда:

$$\frac{13353,2 \cdot 0,95}{9952,3 \cdot 1,0} \geq 1,25, \quad (4.161)$$

$$1,29 \geq 1,25.$$

Расчетный коэффициент не превышает 10% номинального значения, условие устойчивости плотины против сдвига выполняется.

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

5Природные условия и исходные данные

5.1Гидрологические данные

1. Максимальные расчетные расходы:

- Основной $Q_{max} = 5215 \text{ м}^3/\text{с};$
- Проверочный $Q_{max} = 6098 \text{ м}^3/\text{с}.$

2. Кривая связи уровня нижнего бьефа и расходов Холидинского гидроузла на реке Хантайка (рис.5.1).

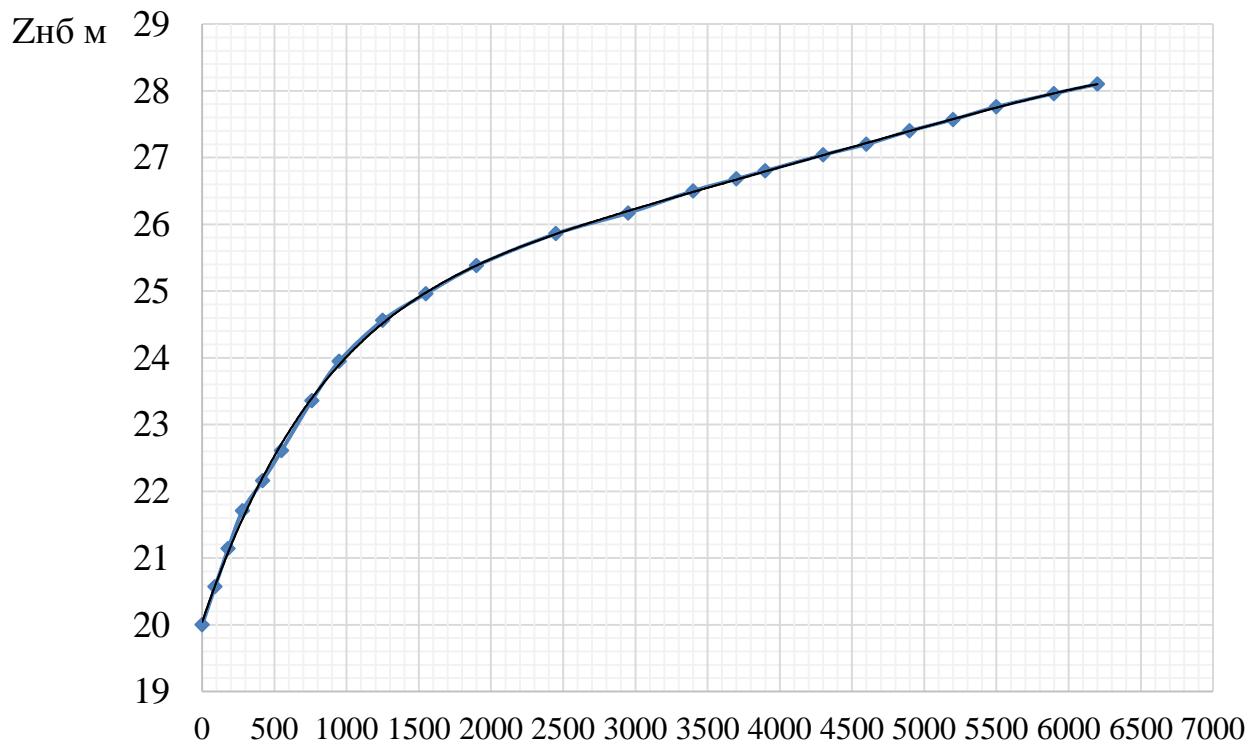


Рисунок 5.1 – Зависимости отметок уровня нижнего бьефа от расхода

3. Максимальные расходы соответствующей обеспеченности приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Значения максимальных расходов различной обеспеченности

P, %	0,01	0,1	1,0	3,0	5,0	10,0
$Q_{стп.} \text{ м}^3/\text{с}$	6098	5215	2115	1588	764	665

5.2 Компоновка гидроузла и состав сооружений

Гидроузел представляет собой русловое здание ГЭС, водосбросную плотину и здание КРУЭ 220 кВ. Холидинская ГЭС является средним по мощности и напору гидроузлом русового типа.

Напорный фронт состоит из водосливной части плотины длиной 75 м; станционной части 81,5 м; левобережной и правобережной бетонных частей длиной 166,0 и 112,6 м соответственно. Высота плотины составляет 47 м.

Установленная мощность Холидинской ГЭС составляет 232,2 МВт; длина и ширина машинного зала составляет 81,5 м и 13,00 м соответственно; в здании ГЭС установлено 6 гидроагрегатов с диаметром рабочего колеса 4,0 м; максимальный расход через 1 агрегат составляет $136,5 \text{ м}^3/\text{с}$; ширина агрегатного блока составляет 11 м, длина монтажной площадки 16 м; по гребню плотины возможен автомобильный проезд.

5.3 Организация строительства

5.3.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

Так как гидроэлектростанция является средней по напору (44 м), принято решение применить русловую компоновку гидроузла, соответственно все бетонируемые части сооружения находятся в русле реки.

Пропуск строительных расходов на начальном этапе осуществляется через стесненное русло реки, на заключительных этапах через донные отверстия. Возможно в данном случае рациональней будет гребенка

В связи с тем, что расход довольно большой и высота сооружения относительно не маленькая принимаем донные отверстия.

Строительство гидроузла разбито на 5 основных этапов:

- 1 этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;
- 2 этап – перекрытие русла;
- 3 этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;
- 4 этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;
- 5 этап - наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.3.2 Первый этап

Строительство плотины начинается с перекрытия русла реки, создания котлована, в котором возводится водосливная плотина и разделительный устой. Пропуск расхода на данном этапе осуществляется через стесненное русло реки со стороны правого берега.

Для создания котлована, в котором будут производится основные работы

по возведению сооружения, необходимо возвести грунтовые перемычки.

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 60 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы 1 этапа:

- возвведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- откачка воды из котлована первой очереди;
- бетонирование тела водосбросной плотины до отм. 28,7 м.
- бетонирование сопрягающего устоя до отметки 28,7 м;
- устройство глубокой цементационной завесы;
- бурение дренажных скважин в основании плотины.

Расчет перемычек с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло:

цель расчета – обеспечить безопасный пропуск строительных расходов и определить оптимальные размеры перемычек.

Перемычки относятся к времененным сооружениям IV класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 3-х лет принимаем равной –10% [1, п.8.3].

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности, рассчитанные ранее в курсовой работе по ИВЭ, приведены в таблице 1.2.

По данным таблицы 1.1 расчетный строительный расход 10 % обеспеченности составляет $Q_{cmp} = 665 \text{ м}^3/\text{с}$, в таблице это значение соответствует 1% при этом глубина воды в реке равна 3,1 м.

Отметка гребней продольной и верховой перемычек напрямую зависит от повышения уровня воды перед верховой перемычкой.

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{cmp}}{w_0} \quad (5.1)$$

где w_0 - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при Q_{cmp} .

$$V_0 = \frac{Q_{cmp}}{w_0} = \frac{665}{444} = 1,5 \text{ м/с.}$$

$$V_c = \frac{Q_{cmp}}{w_c} \quad (5.2)$$

где w_c - площадь поперечного сечения суженной части русла при Q_{cmp} принимаем 60% от w_0 ;

$$V_c = \frac{Q_{cmp}}{w_c} = \frac{665}{266} = 2,5 \text{ м/с.} \quad (5.3)$$

$$w_c = 266 \text{ м}^2. \quad (5.4)$$

Площади рассчитаны в автокаде по схеме рисунка 4 в автокаде.

Значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой можно вычислить по формуле:

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.5)$$

где φ – коэффициент скорости, для трапецидальных перемычек $\varphi = 0,8 - 0,85$, принимаем равным 0,85;

V_0 – бытовая скорость воды в реке;

V_c – бытовая скорость воды в реке и скорость потока в суженном русле.

$$Z = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{2,5^2}{19,62} - \frac{1,5^2}{19,62} = 0,3 \text{ м.} \quad (5.6)$$

Отметки гребней продольной и верховой перемычек можно определить по формулам:

для верховой перемычки:

$$H_{vn} = H_{n\bar{o}} + Z + a, \quad (5.7)$$

$$H_{vn} = H_{n\bar{o}} + Z + a = 3,1 + 0,3 + 1 = 4,4 \text{ м.}$$

для продольной перемычки:

$$H_{nn} = H_{n\bar{o}} + Z, \quad (5.8)$$

$$H_{nn} = H_{n\bar{o}} + Z = 3,1 + 0,3 = 3,4 \text{ м.}$$

где $H_{n\bar{o}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая Q_{cmp} ; Z – значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой; a – конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

По плану определяем длины верховой перемычки L_v и продольной перемычки L_n ($L_v = 100,5$ м, $L_n = 41,8$ м).

Размер котлована определяем с учетом организации строительной площадки
В продольном направлении – 15 м.

В поперечном направлении – 5 м.

5.3.3 Тип и конструкция перемычек

Принимаем каменно-набросные с асфальтобетонным ядром перемычки, с шириной по гребню 6 м. Низовой откос верховой перемычки 1:2, верховой 1:2;

для продольной перемычки верховой и низовой откос составляет 1:1. На рисунке 5.1 изображена схема поперечного сечения верховой перемычки

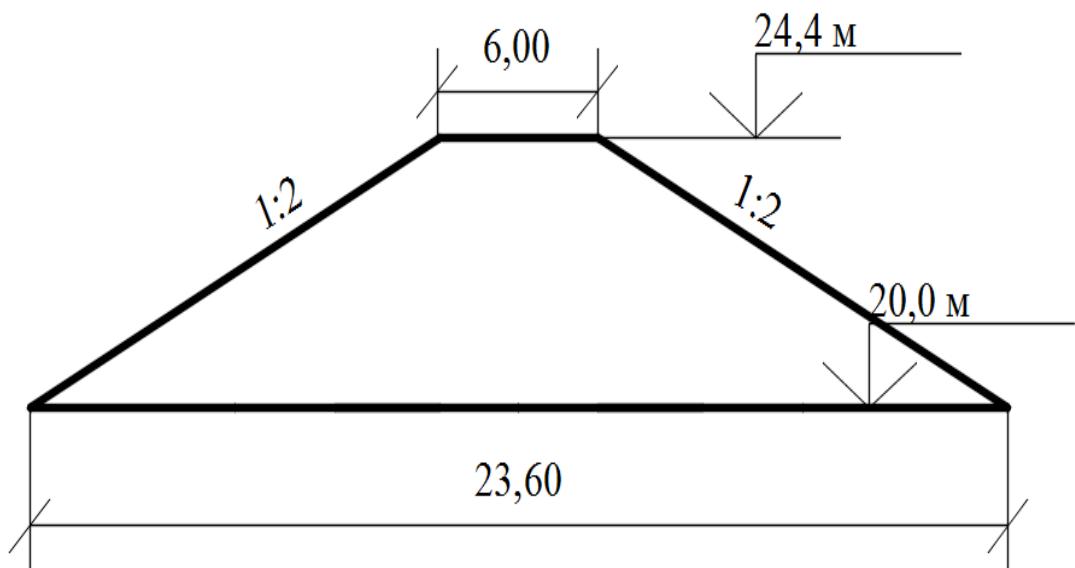


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение верховой перемычки
Откос верховой принимается от 1:2-1:4, низовой 1:1-1:1,25.

На рисунке 5.2 изображена схема поперечного сечения продольной перемычки

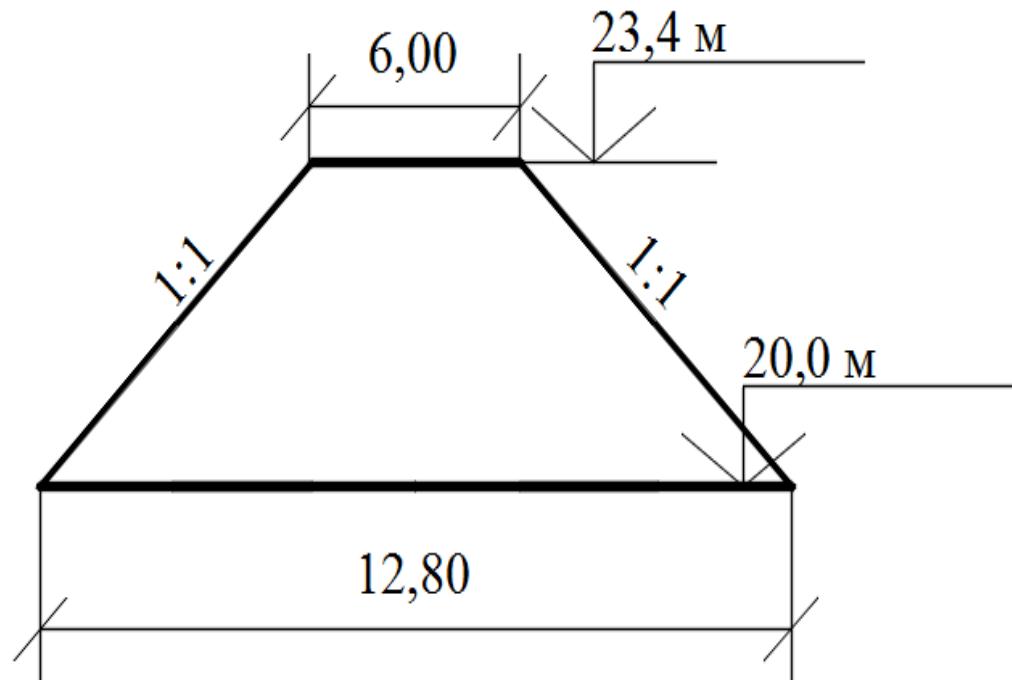


Рисунок 5.2 – Поперечное сечение продольной перемычки

Площади поперечного сечения перемычек.

Определяем площади поперечного сечения перемычек $\omega_{nn} = 21,76 \text{ м}^2$;

$$\omega_{\text{нп}} = 51,92 \text{ м}^2.$$

Определяем суммарный объём верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V = \omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} L_{\text{вп}}, (\text{м}^3); \quad (5.9)$$

$$V = \omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} L_{\text{вп}} = 21,76 \cdot 41,8 + 51,92 \cdot 100,5 = 6128 \text{ м}^3.$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{\text{нп}} = H_{\text{нб}} + a(m); \quad (5.10)$$

$$H_{\text{нп}} = H_{\text{нб}} + a = 3,1 + 1 = 4,1 \text{ м.}$$

На рисунке 5.3 изображена схема поперечного сечения низовой перемычки

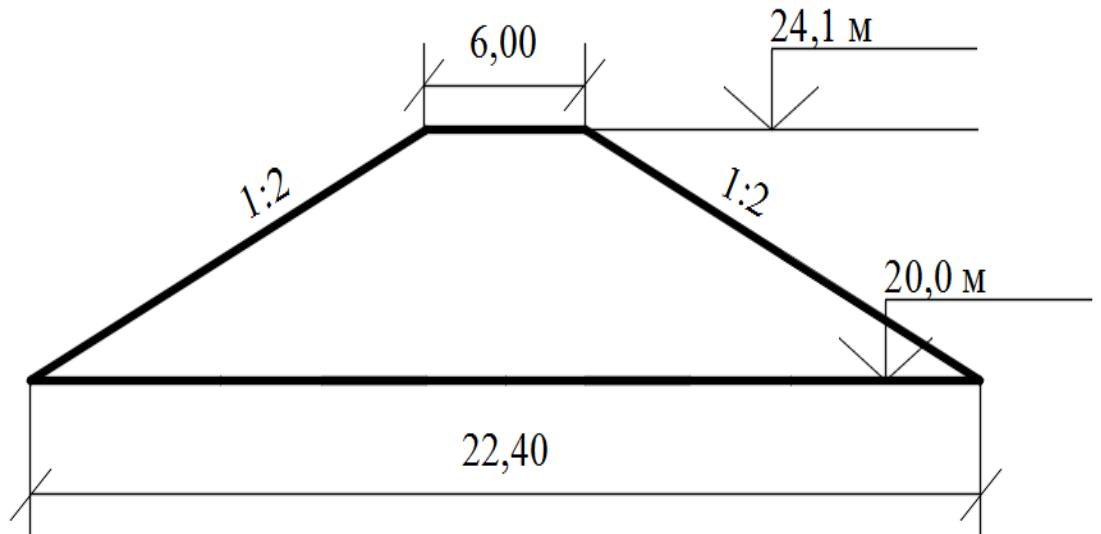


Рисунок 5. 3 – Поперечное сечение низовой перемычки

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки: $\omega_{\text{пп}} = 45,92 \text{ м}^2$.

Определяем объём низовой перемычки:

$$V = \omega \cdot L_{\text{нп}} = 45,92 \cdot 100,5 = 4615 \text{ м}^3; \quad (5.11)$$

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}}, \quad (5.12)$$

где $\Sigma V_{\text{пер}}$ – суммарный объем всех перемычек, $J_{\text{пер}}$ – интенсивность возведения

грунтовой перемычки, принимаем $900 \text{ м}^3/\text{сут}$. (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = \frac{6128 + 4615}{900} = 1,19 \text{ мес.} \quad (5.13)$$

Время необходимое на отсыпку перемычек 1,19 месяца.

5.3.4 Осушение котлована 1-й очереди

Определяем площадь котлована $S=4200,06 \text{ м}^2$ с помощью программы AutoCaD.

Определяем глубину воды в котловане $H=3,1 \text{ м}$.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = H \cdot S; \quad (5.14)$$

$$V = 3,1 \cdot 4200,06 = 13020,19 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (3К-13, имеющие производительность $W=40 \text{ м}^3/\text{час}$ в количестве 3 шт. + один резервный).

Рассчитываем время откачки с использованием 3 насосов.

$$\approx t = \frac{V}{W \cdot n}; \quad (5.15)$$

$$t = \frac{13020,19 / (40 * 3)}{24} = 4,5 \text{ смен.}$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{H}{t} = \frac{3,1}{4,5} = 0,69 \frac{\text{м}}{\text{смен}}$$

$$(5.16)$$

Интенсивность откачки не превышает допустимую величину $0,7 \text{ м}/\text{сут}$. Условие выполняется.

5.3.5 Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане $100,5 \text{ м}$ и $41,8 \text{ м}$ соответственно, глубина 3 м .

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \quad (5.17)$$

$$V = 100,5 \cdot 41,8 \cdot 3 = 12602,7 \text{ м}^3.$$

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется экскаватор ЭО4124, вместимость ковша $q_{ков} = 1 \text{ м}^3$ глубина копания 6 м.

Производительность цикла экскаватора:

$$\Pi_{\text{ч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} = 0,62 \cdot 133 \cdot 0,75 = 61,8 \text{ м}^3/\text{час} \quad (5.18)$$

Где $q_{\text{ц}} = q_{ков} \cdot k_{\text{н}} / k_{\text{р}}$

$$q_{\text{ц}} = 1 \cdot \frac{0,9}{1,45} = 0,62$$

$k_{\text{н}} = 0,9$ - коэффициент наполнения ковша;

$k_{\text{р}} = 1,45$ коэффициент разрыхления грунта;

$k_{\text{в}} = 0,75$ - коэффициент использования внутрисменного рабочего времени;

$q_{ков}$ - геометрическая емкость ковша экскаватора;

$n_{\text{ц}} = 3600 / t_{\text{цек}} = 3600 / 27 = 133$ - число циклов в час.

где $t_{\text{ц}}$ - продолжительность цикла экскаватора 27 сек.

Определяем время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{ч}}} = \frac{12602,7}{61,8} = 203,9 = 26 \text{ смен} \quad (5.19)$$

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал КамАЗ-65201 со следующими характеристиками: вместительность кузова 5 м³.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженый $V_{gp} = 20 \text{ км/ч}$;

- порожний $V_{nop} = 30 \text{ км/ч}$.

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 2 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{q_{\text{ков}}} = \frac{5}{1} = 5 \text{ ковшей}, \quad (5.20)$$

где $q_{ков}$ - коэффициент наполнения ковша;

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{\text{ч}} = \frac{L_m}{V_{gp}} + \frac{L_m}{V_{nop}} + (t_p + t_{\text{мау}}) = \frac{2}{20} + \frac{2}{30} + (0,032 + 0,021) = 0,21 \text{ ч.} \quad (5.21)$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{a/c} = \frac{t_{ua}}{t_u \cdot n_{кови}} = \frac{0,21 \cdot 3600}{27 \cdot 5} \approx 6 \text{ машин.} \quad (5.22)$$

5.3.6 Бетонные работы в нижней части водосливной плотины

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины $B=30,8 \text{ м}$;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=9,5 \text{ м}$; до отметки $-26,5 \text{ м}$.

Длина бетонируемого участка плотины с учетом сопрягающего устоя $L=75 \text{ м}$;

Размеры донного отверстия $3,5 \times 2 \text{ м}$

Площадь донного отверстия $\omega_{do}=7 \text{ м}^2$;

Количество донных отверстий, $n_{do}=10$.

Находим суммарный объем всех донных отверстий:

$$V_{do} = n_{do} \cdot B \cdot \omega_{bo}, \text{ м}^3 \quad (5.23)$$

$$V_{do} = 10 \cdot 30,8 \cdot 7 = 2156 \text{ м}^3.$$

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{6.p.} = B \cdot L \cdot h - V_{do}, \text{ м}^3; \quad (5.24)$$

$$V_{6.p.} = 30,8 \cdot 75 \cdot 9,5 - 2156 = 19789 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{6.p.}=4000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{6.p.} / J_{6.p.}; \quad (5.26)$$

$$t = 8085 / 4000 = 4,9 \text{ мес.}$$

5.3.7 Бетонные работы в нижней части разделительного устоя

Основные характеристики сопрягающего устоя плотины:

Ширина устоя $B=15 \text{ м}$;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=9,5 \text{ м}$;

Длина бетонируемого участка плотины $L=50 \text{ м}$;

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{6.p.} = B \cdot L \cdot h, \text{ м}^3; \quad (5.27)$$

$$V_{6.p.} = 15 \cdot 50 \cdot 9,5 = 7125 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{6.p.}=1000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{б.p.} / J_{б.p.}; \quad (5.28)$$

$$t = 7125 / 1000 = 7,1 \text{ мес.}$$

5.3.8 Бетонирование глухих секций

Бетонирование секций №10, №11:

Ширина секции $B=15 \text{ м}$;

Высота бетонируемой части глухих секций $h=9,5 \text{ м}$; до отметки 29,5м

Длина бетонируемого участка плотины $L=30 \text{ м}$;

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{б.p.} = B \cdot L \cdot h, \text{ м}^3; \quad (5.29)$$

$$V_{б.p.} = 15 \cdot 30,8 \cdot 9,5 \cdot 2 = 8550 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.p.}=600 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{б.p.} / J_{б.p.}; \quad (5.30)$$

$$t = 8550 / 600 = 14,2 \text{ сут.}$$

На рисунке 5.4 изображена схема вид плотины с нижнего бьефа на первом этапе строительства

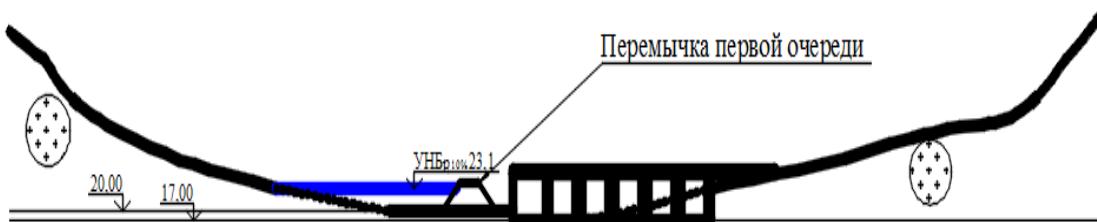


Рисунок 5.4- Вид плотины с нижнего бьефа на первом этапе строительства

5.3.9 Расчет пропуска расчетного строительного расхода через донные отверстия на втором этапе

Количество донных отверстий назначается в зависимости от величины пропускаемого расхода, напора, высоты и ширины отверстий.

Предварительно задаемся размерами и количеством донных отверстий с учетом геометрии водосливной плотины. Отметку порога донных отверстий (∇II) примем на 2 м выше дна –22 м.

В этом случае верхняя выходная кромка донного отверстия будет находиться на отметке 27 м, а отметка НБ составляет 23,1 м.

Выходное сечение донного отверстия не затоплено, следовательно, справедливо выражение:

$$Q_{cnp} = \mu \omega n \sqrt{2gH_0}, \quad (5.31)$$

где Q_{cnp} – расчетный строительный расход; μ – коэффициент, учитывающий все сопротивления;

ω – площадь поперечного сечения донного отверстия;

H_0 – напор над центром сечения отверстия.

Коэффициент μ находим по графику на рис.5.18 [2].

Определяем напор над центром сечения отверстия:

$$H_0 = \frac{Q_{cnp}^2}{\mu^2 \omega^2 n^2 2g} \quad (5.32)$$

$$H_0 = \frac{665^2}{0,82^2 \cdot 7^2 \cdot 10^2 \cdot 19,62} = 6,9 \text{ м.}$$

Находим необходимую отметку ВБ по формуле:

$$\nabla \text{УВБ} = \nabla \Pi + H_0; \quad (5.33)$$

$$\nabla \text{ВБ} = 22 + 6,9 = 28,9 \text{ м.}$$

Определяем отметку гребня банкета при перекрытии с учетом запаса в 1 м (29,9 м).

5.4 Второй этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 5 донных отверстий в построенной в котловане первой очереди бетонной плотине.

Основные работы второго этапа:

- разбирают низовую перемычку первой очереди и затапливают котлован;
- разбирают верховую перемычку первой очереди (вода пропускается через донные отверстия);
- отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения станционной части плотины;
- возводят станционную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте;
- устраивают глубокую цементационную завесу;
- бурят дренажные скважины в основании плотины;
- разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС.

Возведение перемычек второй очереди

Верховую перемычку – банкет, выполняем трапециевидного сечения с заложением откосов: верхового 1:2; низового 1:2.

Ширина по гребню принимаем 6 м.

Площадь поперечного сечения банкета составляет $\omega = 85,09 \text{ м}^2$,

Длина банкета составляет $L_{бан}=72,04 \text{ м.}$

На рисунке 5.5 изображена схема поперечного сечения банкета

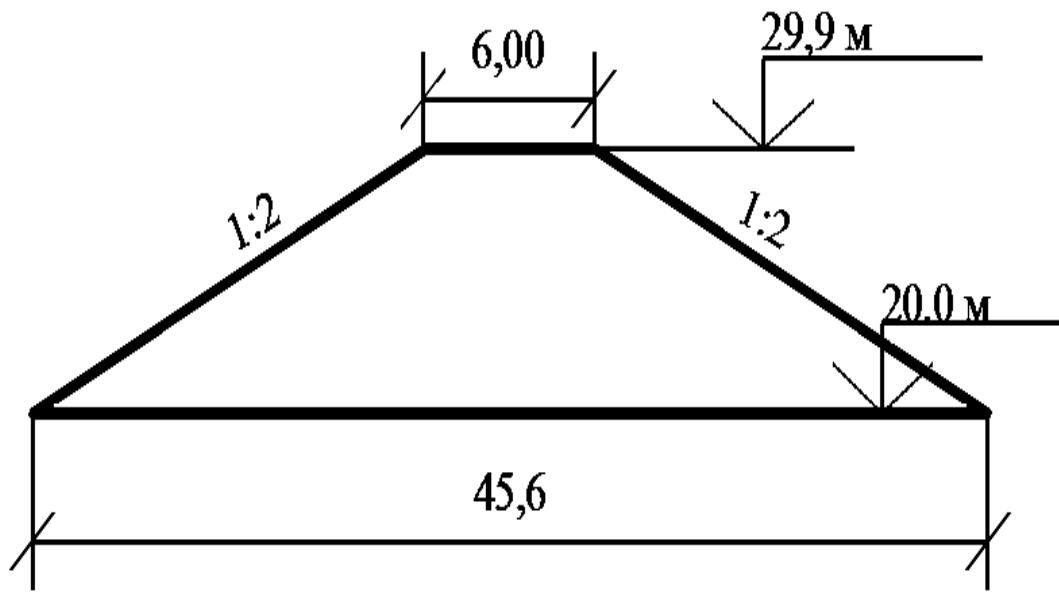


Рисунок 5.5 – Поперечное сечение банкета

Таким образом, объем банкета равен

$$V=L_{\text{бан}} \cdot \omega, \text{ м}^3; \quad (5.34)$$

$$V=72,04 \cdot 225 = 16200 \text{ м}^3. \quad (5.35)$$

Конструкция низовой перемычки второй очереди аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее $L_{\text{нз}} = 73$ м. Объем низовой перемычки равен:

$$V= \omega \cdot L_{\text{нз}}; \quad (5.36)$$

$$V= 228 \cdot 73=16644,8;$$

Определим время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки раздельно:

$$t_{\text{бан}} = V_{\text{бан}} / J_{\text{бан}} = 16200 / 2000 = 8,1 \text{ сут.} \quad (5.37)$$

$$t_{\text{пер}} = V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 16644 / 2000 = 8,3 \text{ сут.} \quad (5.38)$$

Осушение котлована 2-й очереди

Определяем площадь котлована

Глубина воды в котловане при среднем расходе воды в реке $Q = 581 \text{ м}^3/\text{с}$ равна $h = 2,8 \text{ м.}$

Находим объем воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = h \cdot S; \quad (5.39)$$

$$V = h \cdot S;$$

$$V = 2,8 \cdot 5454 = 15271 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована используем те же, что и на котловане первой очереди консольные насосы ЗК-13.

Проведем расчет времени откачки с использованием 3 насоса + один резервный. Время откачки составит:

$$t = \frac{15271 / (40 \cdot 3)}{24} = 5,3 \text{ смен.}$$

Интенсивность откачки воды составит:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{2,8}{5,3} = 0,5 \text{ м/смен.} \quad (5.40)$$

В дальнейшем для поддержания котлована в осушеннем состоянии будут применяться эжекторные и глофильтровые насосы ЭИ-4А типа 6НДс4К-18 с производительностью 18 м³/час.

Разработка котлована под здание ГЭС

Определим объемы разрабатываемого грунта в котловане второй очереди.

Размеры котлована под станционную часть плотины и глухие секции № 25÷26 в плане составляют 72 x 75,7, глубина 3 м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен $V = a \cdot b \cdot c = 16351,2 \text{ м}^3$.

Для разработки грунта основания используем экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла $\Pi_{\text{эч}} = 61,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, была определена выше).

Определим время разработки котлована под станционную часть плотины:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{эч}}}; \quad (5.41)$$

$$t_{\text{выем}} = \frac{16351,2}{61,8} = 264,6 \text{ сут.}$$

Количество машин для транспортировки грунта необходимо такое же, как и для котлована первой очереди.

Бетонные работы в нижней части станционной плотины и глухих секций

Нижняя часть станционной плотины - секции №№ 20÷24 и глухих секций №№ 25÷26, имеет форму параллелепипеда.

Ширина нижней части станционной плотины и глухих секций $B = 68 \text{ м}$.

Высота бетонируемого участка станционной плотины $h = 9,5 \text{ м}$.

Длина бетонируемого участка плотины $L = 138,8 \text{ м}$.

$$\text{Объем } V = B \cdot L \cdot h = 68 \cdot 138,8 \cdot 9,5 = 89664,8 \text{ м}^3.$$

Время бетонирования:
 $t=89664,8/24000=3,7$ мес.

Бетонные работы в подводной части здания ГЭС

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.
 Ширина подводной части здания ГЭС $B = 67,83$ м
 Высота подводной части здания ГЭС $h = 6,7$ м
 Длина подводной части здания ГЭС $L_{ГЭС} = 115,87$ м.
 В здании ГЭС размещено 6 агрегатов, объем проточной части агрегата в нижней части здания ГЭС $V_{пч} = 7 \cdot 10 \cdot 30 \cdot 6 = 12600\text{м}^3$.
 Объем $V = B \cdot L \cdot h - V_{пч} = 67,83 \cdot 6,7 \cdot 115,87 - 12600 = 40058,4\text{м}^3$.

Время бетонирования:

$$t = V_{б.р.} / J_{б.р.}; \quad (5.42)$$

$$t = 40058,4 / 24000 = 1,6 \text{ мес.}$$

На рисунке 5.6 изображена схема вид плотины с нижнего бьефа на втором этапе строительства

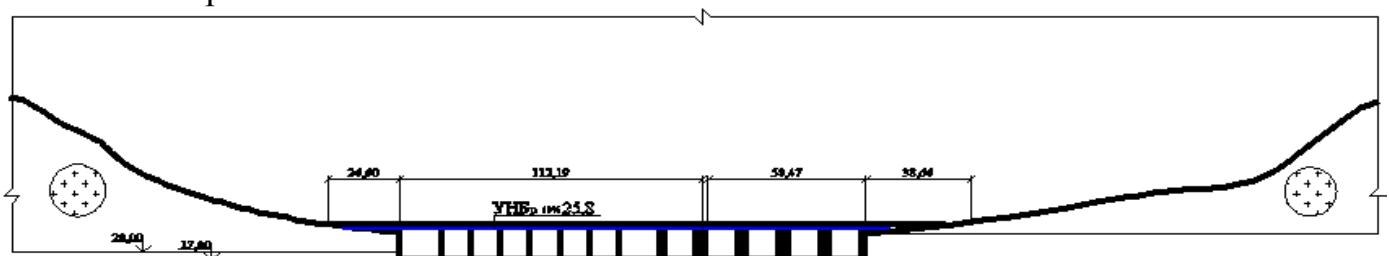


Рисунок 5.6 – Вид плотины с нижнего бьефа на втором этапе строительства

5.5 Третий этап

На третьем этапе разбирают низовую и продольную перемычки 2-й очереди. Разрабатывают котлованы под право- и левобережные глухие плотины - секции №№ 1-9 и 27-32. Проводят наращивание плотины повсему напорному фронту до отметки 43,5 м. Устраивают глубокую цементационную завесу в основании секций №5 и №18. Под этими же секциями бурят дренажные скважины в основании плотины.

Наполняют водохранилище до отметки $H_3=41$ м, при этом напор для донных отверстий увеличивается до значения $H = H_3 - H_{ц.о}$,

где $H_{ц.о}$ - напор над центром сечения отверстия.

$$H = 43,5 - 4,7 = 38,8 \text{ м.}$$

Определяем пропускную способность одного донного отверстия:

$$q = \mu \omega \sqrt{2gH_0}; \quad (5.43)$$

$$q = 0,82 \cdot 45 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot 38,8} = 1018,10 \text{ м}^3/\text{с};$$

Количество донных отверстий:

$$n = \frac{Q_{\text{ср}}}{q}. \quad (5.44)$$

$$n = \frac{4293,2}{1018,10} = 4,21 \approx 6 \text{ шт.}$$

Пропуск расходов в этот период строительства осуществляется через 6 донных отверстий, расположенные в 12, 13 и 14 секциях. В секциях №15, 16, донные отверстия бетонируются и демонтируются затворы.

На данном этапе производится разработка грунта под отводящий канал здания ГЭС, разбирается перемычка, возводится надводная часть здания ГЭС и начинается монтаж агрегатов. Также постепенно происходит наращивание правобережной и левобережной бетонной плотины.

Разработка котлованов под береговые участки плотины.

Определяем объем грунта при разработке котлованов.

Правобережный котлован, секции 26÷31:

Длина 110,8 м, характерная ширина 18 м, глубина 3 м.

Объем правобережного котлована составляет $V = 5875,2 \text{ м}^3$.

Время на разработку грунта:

$$V/\Pi_{\text{зч}} = 5875,2 / 61,8 = 95 \text{ суток.} \quad (5.45)$$

Левобережный котлован, секции 1÷11:

Длина 166 м, характерная ширина 18 м, глубина 3 м.

Объем левобережного котлована составляет $V = 8964 \text{ м}^3$.

Время на разработку грунта:

$$V/\Pi_{\text{зч}} = 8964 / 61,8 = 145,04 \text{ суток.} \quad (5.46)$$

Бетонные работы по всему напорному стационарной и водосливной плотины между отметками 29,5 м и 43,5 м.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Наибольшая высота участка бетонирования 14 м.

Длина бетонируемого участка плотины $L_{\text{пл}} = 172,6 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 18 м; ширина сечения в верхней части 19 м.

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины $\omega_{\text{п}} = 831 \text{ м}^2$.
Объем бетона $V = \omega_{\text{п}} \cdot L_{\text{пл}} = 342 \cdot 172,6 = 59029,2 \text{ м}^3$.

Принимаем интенсивность бетонирования 30000м^3 .

Время бетонирования $t=1,9$ мес.

На рисунке 5.7 изображена схема вид плотины с нижнего бьефа на третьем этапе строительства

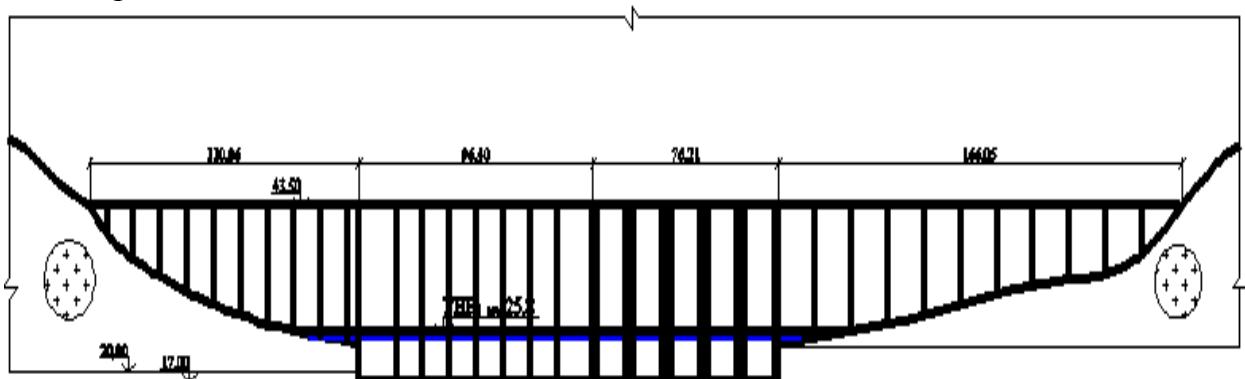


Рисунок 5.7 – Вид плотины с нижнего бьефа на третьем этапе строительства

5.6 Четвертый этап

На данном этапе проводят бетонные работы:

Нарашивание водосливной плотины до отметки 48 м. Производится монтаж поверхностных затворов на секциях № 12-15. Длина бетонируемого фронта составляет 172,6м.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 43 м и 48 м.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Бетонирование проводят на участке между отметками 43 м и 48 м. Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=48030\text{м}^3$. Время бетонирования $t=1,6$ мес.

На рисунке 5.8 изображена схема вид плотины с нижнего бьефа на четвертом этапе строительства

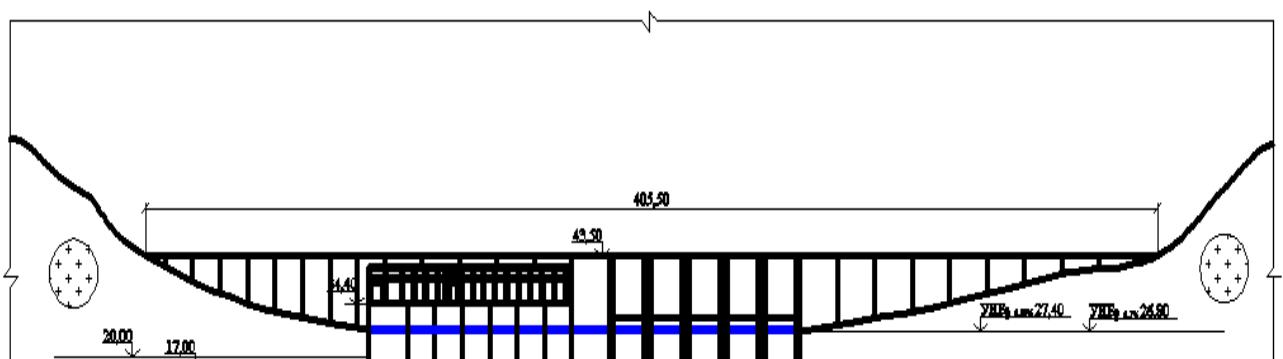


Рисунок 5.8 – Вид плотины с нижнего бьефа на четвертом этапе строительства

5.7 Пятый этап

На данном этапе возводят плотину до проектных отметок.

В секции № 12-13 бетонируют донные отверстие и демонтируют затвор. Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №№ 12-16.

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 48 м и 67 м.

Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=38560\text{м}^3$. Время бетонирования $t=1,2$ мес.

На рисунке 5.9 изображена схема вид плотины с нижнего бьефа на пятом этапе строительства

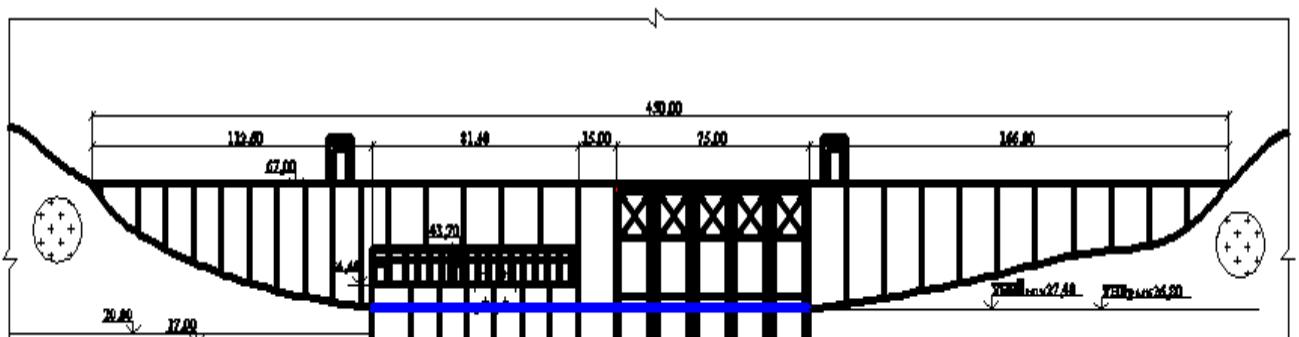


Рисунок 5.9 – Вид плотины с нижнего бьефа на пятом этапе строительства

5.8 Определение объемов работ

Строительство гидротехнических сооружений отличается по сравнению со строительством других промышленных сооружений выполнением больших объемов земляных работ, которые в свою очередь определяют достаточно высокую стоимость и длительные сроки строительства. Определение объемов работ по сооружениям выполняется как на стадии проектирования, так и в процессе строительства.

Аналитический способ расчёта представляет собой математический метод, включающий в себя определение объёмов простых геометрических фигур. В том случае, когда форма объекта представляет собой сложное очертание поверхности выемки или насыпи, последние разбивают на ряд более простых геометрических тел, определяют объёмы полученных фигур и затем суммируют их полученные значения сведены в таблице 5.4 определение объемов работ.

Таблица 5.4 –Определение объемов работ

№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м ³)
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	8747,52
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	8904,3
		Отсыпка верховой перемычки первой очереди	4497,68
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	27300,41
	Земляные	Разработка котлована под водосбросную плотину	12602,7
	Бетонные	Бетонирование нижней части водосбросной плотины	21420
2	Земляные	Отсыпка банкета	6129,8
	Земляные	Отсыпка низовой перемычки второй очереди	6467,8
	Откачка воды	Осушение котлована	31633,2
	Земляные	Разработка котлована второй очереди	16351,2
	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	89664,8
	Бетонные	Бетонирование подводной части здания ГЭС	40058,4
3	Земляные	Разработка котлованов под право- и левобережную части плотины	5875,2
	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 29,5 м и 43,5 м	59029,2
	Земляные	Разборка низовой перемычки второй очереди	6467,8
4	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 43 и 48 м	48030
5	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 48 м и 67 м	38560

6 Мероприятия по охране окружающей среды

Холидинский гидроузел проектируется в Красноярском крае России на реке Хантайка. Бассейн реки Хантайки расположен за полярным кругом, в лесотундровой зоне с невысокой лесистостью и большими пространствами болот и тундры в районе распространения вечной мерзлоты.

Река Хантайка – правый приток Енисея вытекает из Малого Хантайского озера. Длина реки 165 км, площадь водосбора 30700 кв.км.

В районе створа проектируемого Холидинского гидроузла климат суровый, с продолжительной зимой, сравнительно теплым летом и неустойчивой погодой в переходные месяцы года, сильными ветрами и обилием осадков. Среднегодовая температура воздуха в районе проектируемого гидроузла составляет минус -9,30 С, абсолютный минимум -64,0 С, абсолютный максимум +33,0 С. Зима наиболее продолжительный сезон снежный покров держится 240-265 дней в году а безморозный период составляет 78 дней в году.

Качество воды в реке Хантайка в створе строительства обусловлено наличием плавающей древесины, оставшейся от проводившихся ранее лесозаготовок, вследствие этого в воде присутствуют фенолы.

По речным долинам встречаются виды флоры и фауны занесенные в Красную книгу РФ.

Растительность в районе строительства ГЭС очень разнообразна, соответствует климатическому и высотному (в лесо-тундре) поясу, зависит от количества осадков, тепла и почвы. По берегам Хантайки произрастают сосны, берёзы, ели.

Фауна также многообразна. В районе строительства гидроузла можно встретить редких животных: северные олени, лоси, бурого медведя. По речным долинам встречается большое количество птиц: рябчики, каменный глухарь, куропатки.

Воды реки Хантайка богаты различными рыбами, которые представлены следующими видами: пескарём, жерехом, гольяном, тайменем, ленком, хариусом, сигом, а также встречается щука и стерлядь.

В связи с тем, что в районе строительства Холидинского гидроузла находятся виды растений и животных (птиц) занесенных в Красную книгу РФ, с начала строительства необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных видов с целью разработки мероприятий. Воздействие на растительный и животный мир при строительстве и в процессе дальнейшей эксплуатации станции, а также для разработки мероприятий причиненного ущерба при реализации проекта создания Холидинской ГЭС.

6.1 Период строительства

В период строительства в районе гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и

поселка резко возрастет уровень шума. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Она загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка. В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Для обеспечения надлежащего качества воды в зоне водохранилищ предусматривается полная лесоочистка и санитарная очистка ложа водохранилища до его затопления. Лесоочистка производится с максимально возможным хозяйственным использованием древесины. Санитарная очистка производится с целью уменьшения загрязнения поверхностного стока [1].

6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Мероприятия по инженерной защите, предусматривающие:

- 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;
- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;

При создании водохранилищ предусматривается организация водоохранной зоны, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия.

В пределах водоохранных зон устанавливают прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводят дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Для обеспечения соблюдения режима водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос необходимо проведение следующих мероприятий:

- закрепление на местности границ водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос специальными информационными знаками осуществляется в соответствии с земельным законодательством;
- запрещается проведение авиационно-химических работ;
- использование навозных стоков для удобрения почв;

В границах водоохранных зон допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод. Использование, охрана, защита, воспроизводство лесов, расположенных в водоохранных зонах, осуществляется в соответствии с лесным законодательством [2]. Но соблюдение режима водоохранных зон не

говорит о том, что запрет на проведение берегоукрепительных работ по берегам водных объектов.

При разработке строительных планов необходимо рационально выбирать карьеры, местоположение строительной базы, дорог и т.п.

К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных земель и озеленение территории. Для предотвращения или уменьшения переработки берегов их укрепляют.

В связи с тем, что при подготовке ложа водохранилища необходима очистка от древесной и кустарниковой растительности, в процессе лесосводки будет образовано большое количество древесных отходов.

6.3 Период эксплуатации

В период эксплуатации происходит разностороннее влияние на окружающую среду. Гидротехнические сооружения должны эксплуатироваться с соблюдением требований законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды.

В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС необходимо организовать наблюдения за:

- протечками и утечками технологических масел;
- качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- качеством сбрасываемых сточных вод.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

6.4 Мероприятия по защите растительного и животного мира

Будет произведено лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей, вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений.

Биологическая мелиорация реки Хантайка и строительство рыболоводных хозяйств в качестве компенсационных мероприятий в счет компенсации ущерба ценным породам рыбы (тайменю), причиненным при строительстве ГЭС.

Согласно статьи 65 Водного кодекса РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ размер водоохранной зоны реки Хантайка составляет 200 м. В соответствии с режимом охраны водоохраных зон при эксплуатации станции требуется выполнение водоохраных мероприятий. Основные природоохранные мероприятия в период эксплуатации станции приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Основные природоохранные мероприятия

№	Мероприятия	Срок исполнения
1. Организационные		
1.1	Разработка и согласование проекта нормативов предельно - допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (ПДВ)	1 раз в 5 лет
1.2	Разработка и утверждение проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР)	1 раз в 5 лет
1.3	Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
1.4	Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух	1 раз в 5 лет
1.5	Организация и проведение производственного экологического контроля	Постоянно
1.6	Разработка и осуществление природоохранных мероприятий	Ежегодно
2. Технологические		
2.1	Модернизация оборудования с заменой на оборудование с меньшими шумовыми характеристиками	При проведении реконструкции
2.2	Оборудование маслозаводства маслоочистительной установкой	При проведении реконструкции
2.3	Перенос шумопроизводящего оборудования с открытых площадок в закрытые помещения	При проведении реконструкции
3. Санитарно - технические		
3.1	Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности	-
3.2	Организация контроля за соблюдением природоохранных нормативов	Постоянно
3.3	Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне реки Хантайка	Постоянно

7 Оценка объёмов продаж электроэнергии и расчет расходов на проект

7.1 Определение объёмов генерации производства

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами или издержками производства. В том случае, если создание продукции связано с обслуживанием технических устройств, текущие затраты называют эксплуатационными расходами. При этом экономическая сущность всех определений едина – это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса, осуществления строительства ГЭС и производства электроэнергии. Оценка объёмов продаж представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объёмов продаж в первые годы выпуска электроэнергии

Наименование показателя	Ед.изм	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	225	225	225	225	225
Число часов использования установленной мощности	Часы	8640	8640	8640	8640	8640
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1944000	1944000	1944000	1944000	1944000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	38880	38880	38880	38880	38880
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	1905120	1905120	1905120	1905120	1905120
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	170,98	176,22	181,46	186,54	191,46
НДС к выручке	млн.руб	26,08	26,88	27,68	28,46	29,21

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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 рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 300 месяцев, период окупаемости 80 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла впервые годы эксплуатации

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	71,72
Прочие	274,0	77,00
Итого по ГЭС		148,73

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9), таблица 7.3.

Таблица 7.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	132,38 тыс.руб./МВт	38,05
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	2,66
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	0,77
Итого		41,48

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	49,58	71,08	71,50	71,50	71,50
Расходы на страхование, млн.руб.	15,95	25,89	25,21	24,52	23,83
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	148,73	148,73	148,73	148,73	148,73
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	11,96	29,13	28,36	27,59	26,81
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	41,48	41,48	41,48	41,48	41,48
Налог на воду, млн.руб.	10,68	11,65	11,65	11,65	11,65
Итого, млн.руб.	278,38	327,97	326,93	325,47	324,01

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

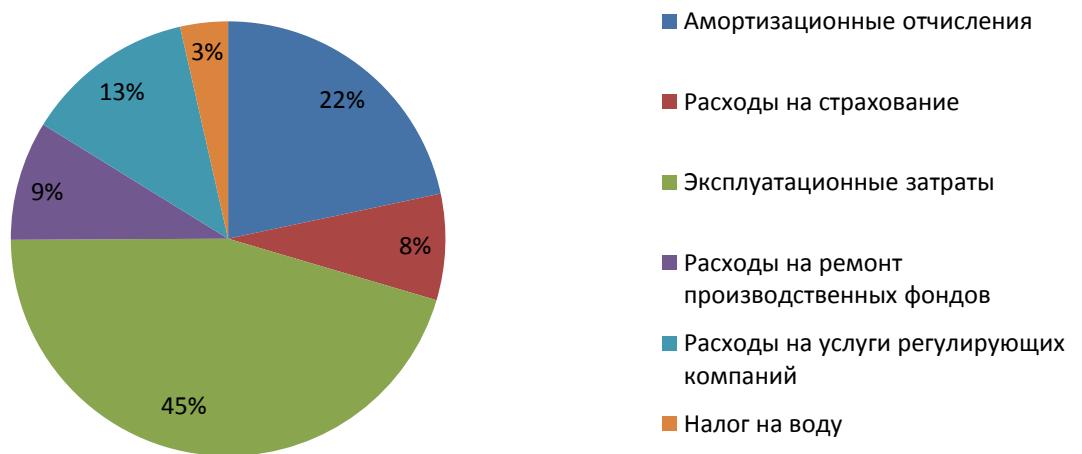


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС-18% (от добавленной стоимости);
- взносы в социальные фонды - 34% (от фонда оплаты труда);
- налог на имущество - 2,2 % (от остаточной стоимости проекта);
- налог на прибыль - 20 % (от налогооблагаемой прибыли);
- налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	294,89	410,55	423,90	439,10	294,89
НДС, млн.руб.	364,79	410,25	422,84	436,14	364,79
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12
Налог на имущество, млн.руб.	23,81	53,81	56,14	54,08	23,81
Итого, млн.руб.	2021	2022	2023	2024	2025

Налоги на прибыль, НДС и взносы в социальные фонды отчисляются в федеральный бюджет. Налог на имущество отчисляется в бюджет региона, где производится строительство.

7.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является одним из основных результатов промышленной деятельности. Поддержание необходимого уровня прибыльности — объективная закономерность нормального функционирования предприятия. Систематический недостаток прибыли и ее неудовлетворительная динамика свидетельствуют о неэффективности и рискованности деятельности.

В отчете о прибыли определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль, накопленная нераспределенная прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена для целевого варианта в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	2210,87	2285,39	2354,88	2429,21	2496,59
Текущие расходы, млн.руб.	278,38	327,97	326,93	325,47	324,01
ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1932,49	1957,42	2027,95	2103,74	2172,58
ЕБИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1932,49	1957,42	2027,95	2103,74	2172,58
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	386,50	391,48	405,59	420,75	434,52
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1545,99	1565,94	1622,36	1682,99	1738,07
Ставка налога на прибыль, %	2210,87	2285,39	2354,88	2429,21	2496,59

Объём чистой прибыли зависит от объёма валовой прибыли и величины налогов, и растёт по мере увеличения выработки электроэнергии, что показано на рисунке 7.2.

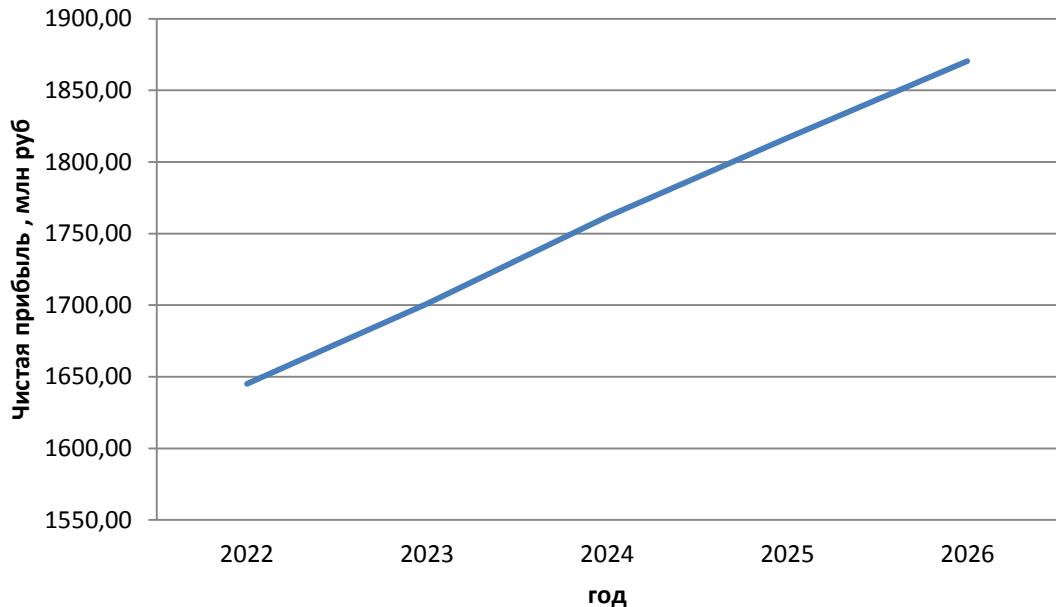


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

7.5 Показатели эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Критерии эффективности инвестиций приведены в таблице 7.7.
Таблица 7.7 – Эффективность инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	75
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	5258,00
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,07
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,08
Удельные капиталовложения, руб/Квт	81254

7.6 Анализ чувствительности

Инвестиции–вложения капитала с целью получения прибыли. Инвестиции являются неотъемлемой частью современной экономики. От кредитов инвестиции отличаются степенью риска для инвестора (кредитора) — кредит и проценты необходимо возвращать в оговорённые сроки независимо от прибыльности проекта, инвестиции (инвестированный капитал) возвращаются и приносят доход только в прибыльных проектах. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Выручка (оборот, объём продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности, в основном за счёт продажи товаров или услуг своим клиентам.

Влияние выбранных показателей на изменение чистого приведенного дохода показано на следующих рисунках 7.3 – 7.4.

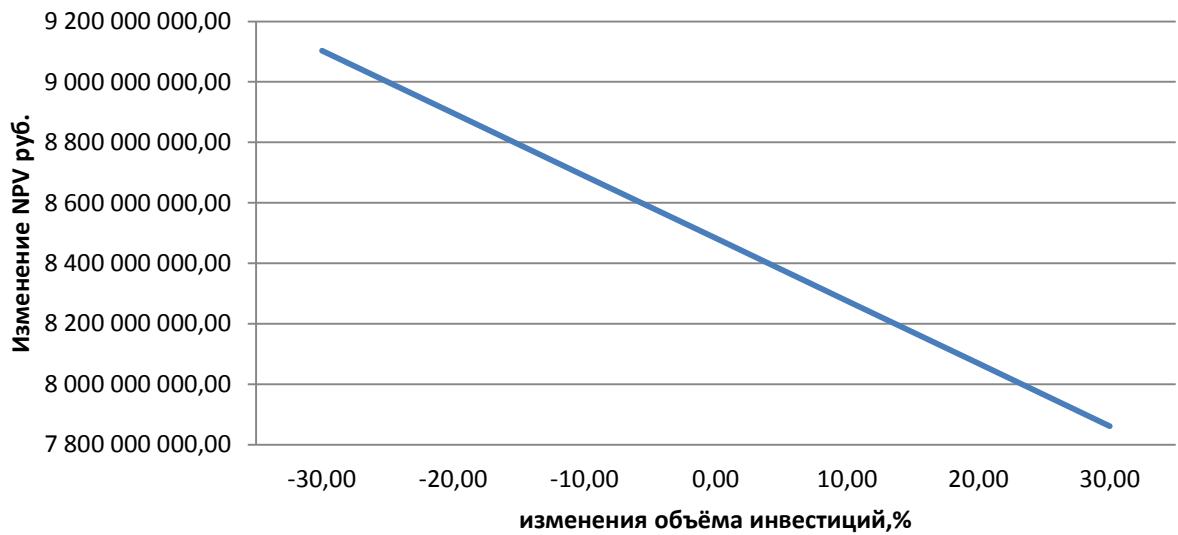


Рисунок 7.3- Изменение суммы NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.

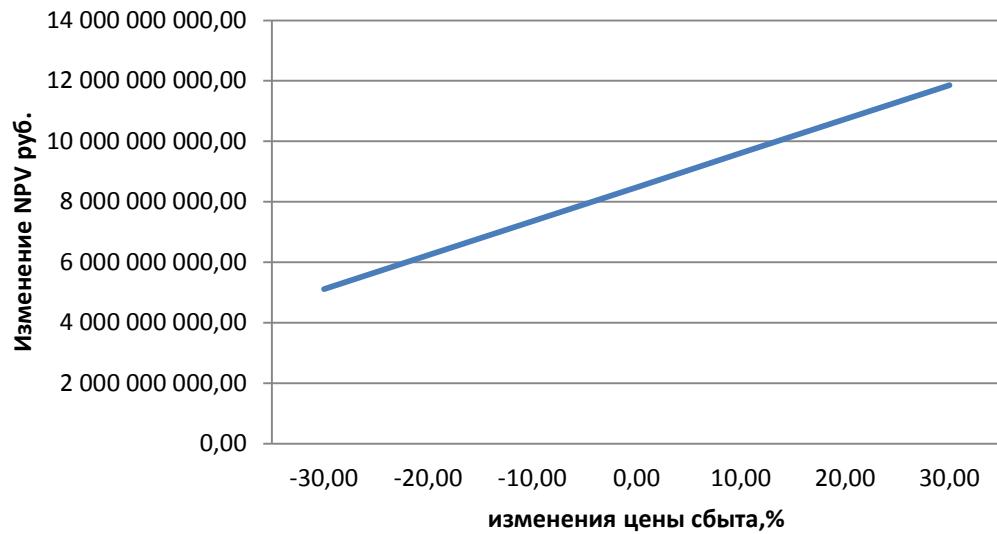


Рисунок 7.4- Изменение суммы NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта –увеличение величины NPV.

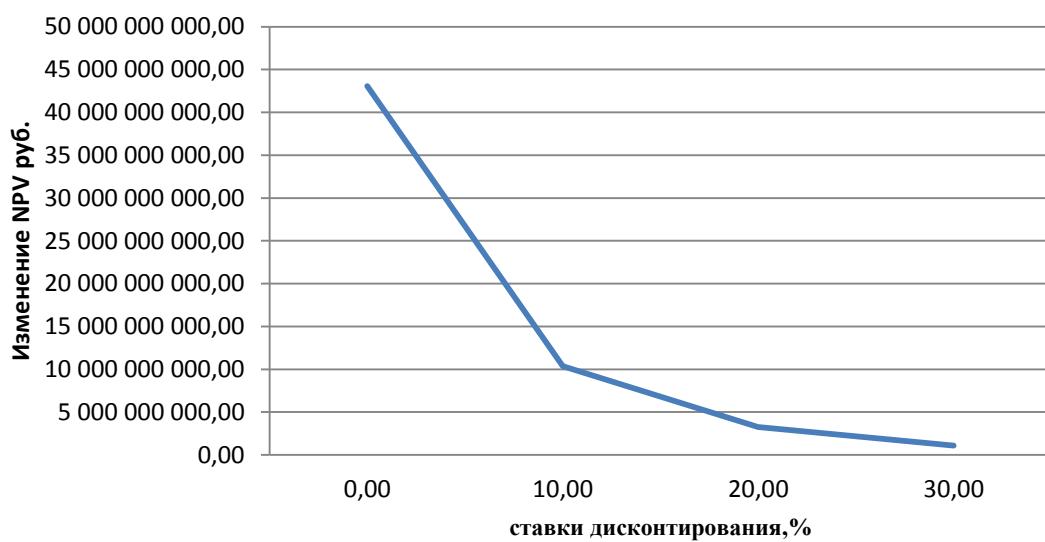


Рисунок 7.5 – Изменение сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: рост ставки дисконтирования ведет к снижению NPV

8 Контроль пьезометрических измерений на примере проектируемой ГЭС

Цель. Целью выполнения данной работы является разработка принципов контроля пьезометрических измерений для проектируемой гидроэлектростанции.

8.1 Технические характеристики объекта

Бетонная гравитационная плотина Холидинской ГЭС на реке Хантайка высотой 47 м имеет треугольный профиль с вертикальной напорной гранью. Длина плотины по гребню 450 м, ширина по основанию 30,8 м. Под подошвой плотины выполнена цементационная завеса на глубину до 27,72 м и дренаж в виде скважин, располагающихся на расстоянии 5 м имеющих глубину в скальном основании 13,86 м.

Водосбросная часть плотины размещена в левобережной части русла реки. Имеет 5 водосливных отверстий с пролетами по 12 м в свету. Сливающаяся с плотины вода носком отбрасывается в нижний бьеф на расстояние 50,64 м, чем предохраняет основание плотины от подмытия.

Станционная часть примыкает к правому берегу.

Между водосбросной и станционной частями плотины расположен раздельный устой, предохраняющий Здание ГЭС от влияния водосброса.

Бетонная гравитационная плотина имеет следующие основные параметры:

- Отметка гребня – 67,0 м;
- Максимальный напор – 38,0 м;
- Отметка дна – 20,0 м;
- Расчетный напор – 31,0 м;
- Минимальный напор – 20,3 м;
- Ширина по подошве – 30,8 м;
- Максимальный расчетный расход основного расчетного случая обеспеченностью $P = 0,1\%$, $Q_{расч \text{ макс}} = 5215 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;
- Максимальный расчетный расход основного поверочного случая обеспеченностью $P = 0,01\%$, $Q_{расч \text{ макс}} = 6098 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;

Организация контроля безопасности гидротехнических сооружений.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений является задачей общегосударственного значения, так как прорыв напорного фронта и даже более мелкая авария на ГТС могут иметь катастрофические последствия не только для региона, но и для всего государства. Поэтому государство регулирует деятельность по эксплуатации гидротехнических

сооружений по обеспечению безопасности ГТС Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» № 117 ФЗ. В соответствии с статьей 9 ФЗ 117 собственник и эксплуатирующая организация обязаны в отношении контроля состояния ГТС обеспечивать:

контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин ее снижения с учетом работы гидротехнического сооружения в каскаде, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и с эксплуатацией объектов на водных объектах и на прилегающих к ним территориях ниже и выше гидротехнического сооружения;

обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения;

развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;

систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;

Система контроля состояния ГТС.

Система контроля состояния ГТС включает в себя несколько подсистем:

-подсистема контроля внешних нагрузок и воздействий (уровни воды в ВБ и НБ, температуры окружающих воздуха и воды);

-подсистема контроля перемещений точными геодезическими методами плановых (в горизонтальных плоскостях) и вертикальных смещений характерных точек сооружения, взаимных перемещений отдельных сооружений на их стыках и швах);

-подсистема контроля напряженно-деформированного состояния (для измерения температур, деформаций и вычисления напряжений);

-подсистема фильтрационного контроля (для измерения фильтрационных расходов, пьезометрических напоров фильтрующейся воды и ее химического состава);

-подсистема контроля качества воды в водохранилище и в нижнем бьефе гидроузла.

В сейсмически активных районах должны создаваться системы сейсмометрического контроля.

В составе данного спецвопроса рассматривается система пьезометрических измерений подсистемы фильтрационного контроля.

8.2 Фильтрационный режим

Фильтрация воды происходит в самом теле сооружения, в основании и берегах.

Основными измеряемыми параметрами, характеризующими фильтрационный режим, являются:

пьезометрические напоры;

расходы воды, фильтрующейся через бетонную кладку и породы основания;

механический и химический составы фильтрующейся воды;

температура воды фильтрационного потока.

Выбор методов контроля, видов и способов наблюдений за фильтрационным режимом определяется конкретными задачами контроля, зависящими от класса сооружения, гидрогеологических условий основания и скальных массивов, вмещающих плотину, особенностей подземного контура и т.д.

Инструментальный контроль за фильтрационным режимом осуществляется следующими методами:

выполнение пьезодинамометрических измерений (в бетонной кладке);

выполнение пьезометрических измерений (по подошве плотины, в скальных массивах основания и в береговых примыканиях);

измерения фильтрационных расходов.

Для определения фильтрационного давления в теле плотины со стороны напорной грани используются пьезодинамометры, закладываемые при строительстве в массивном бетоне и строительных горизонтальных швах. Наблюдения за фильтрационными напорами необходимо совмещать с наблюдениями за раскрытием строительных швов.

Водопроявления в бетонной кладке фиксируются по показаниям тензометра в «конусе» (при насыщении бетона водой он набухает) и визуально (на стенах галерей, в дренажных системах напорной грани).

Фильтрация через бетонную кладку трудно прогнозируется, и по мере возникновения водопроявлений в ней следует установить контроль за фильтрационными расходами, процессами выщелачивания бетона и т.д.

Принцип сбора фильтрующейся через бетон воды заключается в организации дифференцированного измерения расходов, поступающих из конструктивных, строительных швов, трещин, дренажа напорной грани и т.д. в пределах каждой смотровой галереи, а, возможно, и отдельных участков.

Методы измерения расхода фильтрующейся через бетонную кладку воды зависят от ее объемов. Используются: объемный метод измерения (через швы, трещины), с помощью поплавков, мерных водосливов.

Область питания и разгрузки фильтрационного потока в основании и направление его движения могут быть определены термометрическими

измерениями по распределению и изменению во времени температуры воды в пьезометрах.

Анализы проб фильтрующейся воды, изменение уровня ее минерализации и газовыделения позволяют судить о супфозионных процессах, вызываемых фильтрационным потоком.

Расходы фильтрационного потока через основание оцениваются по результатам измерения расходов воды в дренажных скважинах (полостях), в местах неорганизованного выхода грунтовых вод, излива из дренажных, геофизических скважин и т.д.

Местоположение и вид измерительных устройств для определения суммарных фильтрационных расходов увязываются со схемой сброса фильтрующейся воды в нижний бьеф. Выбор конкретных средств измерения расходов (мерные водосливы, поплавки, гидрометрические вертушки и т.д.) в основании определяется объемом, скоростями фильтрующейся воды при эксплуатации.

Частоту измерений контролируемого параметра следует определять в зависимости от частоты колебаний уровней воды на границах питания и разгрузки потока, но не рекомендуется измерения проводить реже, чем 1 раз в месяц. При заметно выраженных суточных колебаниях уровня воды на какой-либо границе (более 1-2 м) измерения уровней воды в близко расположенных пьезометрах целесообразно проводить отдельными циклами непрерывных измерений. Длительность цикла определяется из расчета на полный цикл суточных колебаний УНБ.

Проверка состояния пьезометров при отсутствии специальных показаний (какие-либо очевидные повреждения пьезометров) должна производиться не реже 1 раза в два года. При проверке состояния пьезометра проводятся измерения глубины и опытная откачка. В случае необходимости, при заилиении фильтра пьезометра или при очень низких темпах восстановления уровня (т. е. при темпах существенно ниже тех, которые следует ожидать при заданном по проекту значении коэффициента фильтрации грунта) проводится чистка пьезометра. Проверка работоспособности переносных измерительных приборов осуществляется в соответствии с общепринятыми правилами проверки измерительной аппаратуры.

Регистрация результатов ручных измерений проводится в полевых журналах установленной формы. При автоматизированных системах контроля регистрация значения измеряемых параметров проводится путем опроса измерительных приборов, установленных в наблюдательных точках. Проверка состояния КИА и проведение контрольных замеров вручную в автоматизированных системах контроля должны проводиться не реже 1 раза в год.

На Холидинской ГЭС процессы фильтрации контролируются в теле плотины, в контактной зоне и основании, а также геологической среде, испытывающей изменение гидрогеологического режима под влиянием водохранилища.

В теле плотины наблюдаются:

- фильтрация через бетонную кладку, швы и трещины;
- противодавление в бетоне;
- выщелачивание бетона.

Исследования фильтрационного режима оснований бетонных плотин включают:

- визуальный осмотр (фиксация наличия очагов самопроизвольной фильтрации, неорганизованные фильтрационные выходы, обходная фильтрация);
- проведение определения противодавления в основании бетонных сооружений и специального контроля за работой системы дренажа;
- анализ данных режимных наблюдений о напорах и расходах, температуре и гидрохимии грунтовых вод в основании сооружения .
- обследование скважин (дренажных, пьезометрических) с открытым стволом с целью оценки изменений в процессе фильтрации по системе трещин в основании и по контакту скала-бетон по мере старения сооружения и основания, в результате механической и химической суффозии, хемогенного кольматажа;
- при необходимости:
 - а) гидрогеохимические исследования – при наличии в основании минерализованных подземных вод в сочетании или с химической суффозией, опасностью карстообразования и т.п., или с процессами хемогенного кольматажа и заилияния дренажей. Сопровождаются составлением карт, схем гидрохимической специализации водных объектов и грунтовых потоков на территории гидротехнического сооружения или тесно связанных с ней.
 - б) натурные исследования фильтрации миграционными методами: проводятся на отдельных участках сооружения или основания, а также в придреновых зонах с целью уточнения фильтрационных свойств грунта, скорости и направления фильтрата в суффозионно-опасных местах;
 - в) изотопно-гидрохимические исследования и трассерные эксперименты (оценка фильтрационных свойств грунтов основания; оценка разгрузки фильтрационных потоков грунтовых (верхних) и подземных (глубинных) вод; оценка связи русловых потоков и грунтовых вод; оценка темпов деградации многолетнемерзлых грунтов в области влияния водохранилищ и русел; исследование механизма образования наледей).

В контактной зоне контролируются:

противодавление по подошве сооружения и в зонах его сопряжения с берегами;

эффективность средств инженерной защиты подземного контура.

В геологической среде (берегах) ведутся наблюдения:
за границами зоны водонасыщения;
за водопроявлениями и обходной фильтрацией;
за выделением газа.

В данном спецвопросе подробно рассматриваются пьезометрические измерения, которые в бетонных плотинах применяются для определения противодавления в основании и теле бетонных сооружений, а также контроля состояния дренажных систем. Для этого использованы рекомендации по анализу данных и проведению натурных наблюдений за противодавлением и состоянием дренажных систем в основании и теле бетонных плотин № П84-2001 ВНИИГ.

Противодавление в основании и теле бетонных плотин является одной из основных расчетных нагрузок, действующих на сооружение, и напрямую связано с устойчивостью, прочностью и долговечностью. Контроль за противодавлением и состоянием дренажных систем должен осуществляться на всех бетонных плотинах.

Для определения противодавления в основании и теле бетонных сооружений в принципе могут быть использованы любые датчики давления, обеспечивающие достаточную точность и оперативность измерений давлений фильтрационного потока в рассматриваемой наблюдательной точке и отвечающие ожидаемому диапазону изменений измеряемого параметра (давлений в потоке).

Для Холидинской ГЭС в соответствии с требованиями П 84-2001 ВНИИГ предлагается следующая система пьезометрических измерений:

- для измерения противодавления в основании (в том числе и берегах) плотины;
- для измерения противодавления в теле плотины;
- пьезометрические измерения для контроля работы дренажной системы в основании плотины (на Холидинской ГЭС это вертикальный дренаж).

8.3 Контроль за противодавлением в основании плотины

Размещение наблюдательных точек в пределах подземного контура следует проводить на основе фильтрационного расчета. Соответствующая пьезометрическая сеть, устанавливающая порядок размещения пьезометров (датчиков давления), должна быть представлена пересечением поперечных и продольных контрольных створов.

Необходимое количество поперечных створов устанавливается на основе разделения сооружения вдоль напорного фронта на отдельные типовые участки, определяемые общностью конструкции противофильтрационных и дренажных устройств и гидрогеологических условий в основании плотины. Размещение наблюдательных точек в

пределах поперечного створа определяется положением характерных точек эпюры противодавления так, чтобы результаты измерений могли быть использованы для характеристики эффективности отдельных противофильтрационных и дренажных устройств в подземном контуре.

Для определения противодавления в основании плотины установка водоприемников пьезометров (датчиков давления) должна осуществляться в зоне контакта сооружения с основанием. Рекомендуемая глубина погружения водоприемника ниже бетона тела плотины 1,5 - 2,0 м.

8.3.1 Пьезометрическая сеть

Основании плотины включает 116 -опускных точечных пьезометров с водоприемниками на разных отметках скального массива: по линии контакта, Основная часть пьезометров размещена в продольных и поперечных створах.

В основании русловой части плотины сосредоточено 13 основных контрольных поперечных створов и 6 продольных створа (по количеству характерных точек эпюры противодавления).

Всего в основании русловой части плотины выполнено и действует 78 пьезометров.

В левобережном примыкании плотины размещены 2 контрольных пьезометрических створа (сек. 2, 6) и 6 продольных створов контактных пьезометров с водоприемниками на разных отметках скального массива. Всего в основании левобережной части плотины выполнено и действует 12 пьезометров.

В правобережном примыкании 26 пьезометров размещены в 3-х контрольных поперечных створах (с.28, 30, 32) и в 6 продольных створах контактных пьезометров (аналогичном продольному створу контактных пьезометров на левом берегу) и в 2-х кустах пьезометров в торцах штолен (отм.29,10. 42,10 м) для контроля обходной фильтрации.

8.4 Контроль за противодавлением в теле плотины

Наблюдения за давлением воды в теле бетонных плотин, связанным с их напряженным состоянием, выполняются с помощью закладных датчиков струнного типа - пьезодинамометров (ПДС).

Приборы устанавливаются в наиболее высоких секциях на нескольких отметках по высоте плотины, в том числе вблизи основания и в пределах отметок сработки водохранилища. При этом створы приборов размещаются в монолитном бетоне и в горизонтальных строительных швах. Желательно, чтобы в монолите створ пьезодинамометров совпадал со створом других закладных датчиков - тензометров (ПЛДС) и термометров (ПТС). В створе, расположенному в горизонтальном строительном шве, наряду с

пьезодинамометрами, устанавливаются щелемеры (ПЛПС) или тензометры в роли щелемеров.

Количество датчиков в каждом створе должно быть достаточным для построения эпюры давления. Для этого до дренажа, в зависимости от расстояния его от напорной грани, устанавливается не менее 7 датчиков, после дренажа - 2 датчика. Рекомендуется следующее размещение приборов в створе: от напорной грани пьезодинамометры устанавливаются на расстоянии 20, 50, 100, 200, 300, 450, 600 см и далее через 300 см; после дренажа так же через 300 см.

Измерения по пьезодинамометрам начинаются после подъема УВБ выше отметки установки приборов. В период первого подъема УВБ до отметки НПУ и последующей сработки бьефа измерения проводятся 2 - 3 раза в месяц. Во время дальнейшей эксплуатации измерения могут быть сокращены до одного раза в два месяца.

Измерения по пьезодинамометрам производятся одновременно с измерениями по приборам, установленным в горизонтальных строительных швах (щелемерам и тензометрам), а также приборам, установленным у напорной грани для определения напряжений в бетоне (ПЛДС).

На Холидинской ГЭС принято 3 плановых створов для установки ПДС, в поперечном направлении датчики установлены 7 штук до дренажа и 2 штуки после дренажа. Всего 27 штук ПДС

Наблюдения за работой и состоянием дренажных устройств.

Учитывая, что величина противодавления очень сильно зависит от состояния дренажных устройств, необходимо обеспечить осуществление специального контроля за работой дренажа.

Система дренажа в теле плотины.

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен, приуроченных к ярусам бетонирования и имеющих выходы в смотровые шахты, расположенные в межсекционных швах плотины.

На Холидинской ГЭС фильтрующая через тело плотины вода собирается в дренажную систему, включающую в себя 193 вертикальные скважины с выходами в продольные галереи в количестве 3 штуки – это у тебя в записке.

Горизонтальные дрены прямоугольного сечения площадью 400 см^2 расположены по высоте плотины через 3 м.

Наблюдения за фильтрацией через бетон плотины осуществляются посредством измерений расходов воды в шахтах и в местах неорганизованного выхода грунтовых вод, излива из дренажных, геофизических скважин и т.д.

Общее количество измерительных точек для контроля фильтрации через бетон плотины на Холидинской ГЭС составляет 579 шт.

Система дренажа в основании плотины.

На Холидинской ГЭС дренажная сеть основания плотины включает в себя 120 вертикальных дренажных скважин (дрен) (в основании русловой части плотины (сек.11-25), 36 дрен в левобережном примыкании (сек.0-11) и 82 дрены в правобережном примыкании (сек.25-32). В каждой секции пробурено от 2 до 6 дренажных скважин с шагом 1.5 – 3 м. Длина скважин – до 14 м (так как цемзавеса глубиной 27,72 м и дренаж 13,86м –смотри в начале) Всего в основании плотины пробурено 438 дрен более 80% которых должны быть фильтрующими .

В состав наблюдений за состоянием дренажных устройств в основании плотин в общем случае следует включать наблюдения за:

- пьезометрическими напорами фильтрационного потока перед дренажом, в его пределах и за ним,
- расходами в дренажных устройствах,
- химическим и механическим составом воды в фильтрационном потоке и в дренажных устройствах
- температурой фильтрующейся воды,
- отложениями в дренажных устройствах.

Измерение фильтрационного давления.

Техника измерения фильтрационного давления с помощью пьезометров зависит от типа пьезометра и от технического уровня системы контроля (ручные измерения или автоматизированные). В случае безнапорных пьезометров (уровень воды в пьезометре ниже оголовка) положение уровня воды в пьезометрической трубе определяется с помощью уровнемеров. Для измерений, осуществляемых с помощью напорных пьезометров, используют манометры переносные или стационарно установленные. При автоматизированных системах контроля во всех наблюдательных точках должны использоваться унифицированные датчики давления.

8.5 Классификация и состав пьезометров

Приборы, служащие для измерения пьезометрических уровней (напоров) в отдельных точках тела и основания сооружений, называются пьезометрами. С их помощью удается оценить фильтрационный режим и работу противофильтрационных устройств.

Пьезометры классифицируют: по способу установки - закладные (устанавливают в сооружении во время строительства); опускные

(монтируют в собранном виде и опускают в скважину, пробуренную в строящемся или построенном сооружении); по местоположению водоприемника - основные (поверхностные) (для определения положения депрессионной кривой в теле или береговых примыканиях грунтовых плотин); глубинные; точечные (для контроля фильтрационного режима у дренажных устройств и других характерных точках); по местоположению устья: открытые (безнапорные) (устыя расположены выше максимального пьезометрического уровня); напорные (изливающиеся) (устыя размещены ниже минимального пьезометрического уровня); напорно-безнапорные (устыя расположены в зоне колебания пьезометрического уровня, то есть в период высоких уровней они работают как напорные, а в период низких - как безнапорные).

Пьезометры состоят из водоприемников (фильтров), труб и устьев. Водоприемник служит для восприятия пьезометрического напора в области его расположения. Основными требованиями, предъявляемыми к нему, являются незаиляемость и сопротивляемость окислению. Труба соединяет водоприемник с устьем пьезометра. Она должна быть водонепроницаема и защищена от коррозии. Устье пьезометра - выходная часть, служащая для установки приборов или приспособлений, позволяющих измерять пьезометрический напор (уровень) в точке расположения водоприемника.

На Холидинской ГЭС используются безнапорные, напорные и напорно-безнапорные - по местоположению устья, по местоположению водоприемника – точечные и глубинные.

8.6 Контроль пьезометрических измерений

Контроль пьезометрических измерений представляет анализ результатов натурных наблюдений за противодавлением и работой дренажных устройств. Для выполнения контроля пьезометрических измерений выполняется:

1. определение значений приведенных напоров (пьезометрических напоров)

Результаты натурных наблюдений после первичной обработки должны быть представлены в удобной для анализа форме. Как наиболее эффективные можно рекомендовать следующие виды обработки натурных данных:

определение значений приведенных напоров по формуле 8.1

$$h_{np} = \frac{h - H_{H5}}{H_{H5} - H_{B5}}, \quad (8.1)$$

где $h_{\text{пр}}$ - приведенный напор;

h - высотная отметка уровня воды в пьезометре;

$H_{\text{НВ}}$, $H_{\text{ВВ}}$ - уровни верхнего и нижнего бьефов соответственно (в общем случае высотные отметки уровней, условно принимаемых за верхний или нижний бьеф, например, уровень воды в дренажном устройстве);

2. построение графиков колебания уровней воды в пьезометрах или приведенных напорах, представляющих собой зависимости от времени;

3. построение эпюр противодавления для характерных моментов времени,

4. построение эпюры фильтрационного давления по горизонтальным сечениям тела плотины;

5. построение графиков зависимости расходов в дренажных устройствах от времени;

6. построение графиков зависимости между давлением воды в бетоне и напором на сооружение на отметках расположения соответствующих приборов ($p = f(H)$) .

7. построение графиков зависимости между давлением в каком-либо горизонтальном шве и его раскрытием ($p = f(\Delta l)$).

8.7 Оценка состояния сооружений и систем

Оценку состояния сооружения по данным наблюдений за противодавлением надо проводить на основе сопоставления реальной эпюры противодавления с проектной. При этом нужно учитывать имеющуюся информацию об условиях разгрузки фильтрационного потока, включая результаты измерений расходов в дренажных устройствах, сведения о случаях самопроизвольного выхода потока на дневную поверхность и т.п.

Оценка состояния дренажных устройств осуществляется по данным об эффективности снижения пьезометрических напоров фильтрационного потока в основании плотины. Реальное снижение напоров потока в непосредственной близости от дренажа сопоставляется со снижением, ожидавшимся по проекту. В случае недостаточно эффективного снижения напора или при выявленной тенденции к прогрессирующему снижению этой эффективности необходимо провести специальные исследования причин ухудшения состояния дренажа и разработать мероприятия по приведению дренажной системы в порядок .

8.8 Состав и периодичность наблюдений по фильтрационной КИА

Эксплуатационный контроль за фильтрационным режимом в основании и берегах включает в себя регулярные инструментальные и визуальные наблюдения.

Инструментальные наблюдения

Измерение фильтрационных расходов

Замеры проводятся по каждой изливающей скважине (дренажной, цементационной, контрольной, инъекционной, геофизической) с периодичностью.

Русловая часть – 1 раз в неделю;

Береговые примыкания – 1 раз в 2 недели;

В периоды интенсивного наполнения водохранилища (более 1 м /сут) проводятся учащенные измерения расходов в основании, берегах и бетоне с периодичностью 1 раз на каждые 5 м повышения УВБ (ориентировано 1 раз в 3-4 дня).

Раздельный устой и водобойная стенка – 1 раз после осушения галереи раздельного устоя и водобойной стенки. В период длительного нахождения галерей РУ и ВС в осущенном состоянии измерения расходов проводятся по мере необходимости по специальной программе.

Определение пьезометрических напоров или уровней

Основание и береговые примыкания плотины – замеры выполняются в комплексе с измерениями фильтрационных расходов с соответствующей для расходов частотой замеров;

Береговые склоны (дневная поверхность) – замеры проводятся 1 раз в 2 недели в течение первого года после выполнения пьезометров. Периодичность замеров в последующие годы уточняется после первого года измерений;

Раздельный устой замеры выполняются в комплексе с измерениями фильтрационных расходов с соответствующей для расходов частотой замеров.

Измерение температуры фильтрационного потока на изливе дренажных скважин

Измерения температуры выполняются во всех оборудованных дренажных скважинах. Частота замеров – 1 раз в месяц.

Определение чувствительности и измерения дебитов пьезометров выполняют 1 раз в год в период сработки водохранилища при уровнях ВБ, близких к УМО (УВБ 61,0 - 45,23 м). Проверка на чувствительность проводится во всех пьезометрах основания и береговых примыканий.

Отбор проб фильтрационной воды для определения химического состава

Пробы воды отбираются по утвержденной программе:

В основании и берегах – из дренажей и пьезометров на участках интенсивной фильтрации и в зонах повышенного выщелачивания цемкамня из цемзавесы (с содержанием Са в воде более 50 мг/л);

В бетоне – на участках, пораженных выщелачиванием извести, и разуплотненных участках бетона:

8.9 Фильтрационная КИА

Фильтрационная КИА системы «плотина-основание», здания ГЭС, раздельного устоя, прилегающей территории включает в себя 275 опускных пьезометров и 937 дренажные скважины.

В основании здания ГЭС пьезометры устроены на участках под анкерными опорами и в основании центрального массива ГА-1, 3, 6, а также в примыкании скального массива к монтажной площадкам. Всего в основании здания ГЭС выполнено 15 пьезометров .

8.9.1 Прилегающая территория

Пьезометрическая сеть прилегающей территории включает в себя 10пьезометров контроля за обходной фильтрацией на левом берегу и 14 – на правом берегу. Пьезометры правобережного примыкания размещены в основном в 3 продольных створах и выполнены с автодорожных полок. Пьезометры левого берега выполнены из туннеля и под левобережным примыканием. Положение грунтовых вод на территории КРУЭ контролируется 6 пьезометрами.

8.9.2 Раздельный устой, правобережная подпорная стенка

Дренажная сеть

раздельного устоя состоит из 11 дренажной скважины длиной 16.5 м, выполненных с наклоном в 8-10° ;

Пьезометрическая сеть правобережной подпорной стенки включает в себя 4 створа пьезометров глубиной от 16 до 22 м. Всего за правобережной подпорной стенкой выполнено 8 пьезометров .

8.10 Особенности контроля состояния основания правобережного примыкания Холидинской ГЭС на реке Хантайка

При проведении инженерно-геологических исследований для разработки стадии Проект Холидинской ГЭС на реке Хантайка выявлена большая трещиноватость скального основания правобережного примыкания. В связи с этим в правобережном примыкании плотины размещены дополнительно 3 контрольных пьезометрических створа (сек. 2, 6),

продольный створ контактных пьезометров с низовой стороны цемзавесы, выполненный из 1-й галереи и с гребня плотины с водоприемниками в зоне отм.17-51 м и 2 куста пьезометров для контроля обходной фильтрации, устроенных из торцов штолен (отм.29,10, 42,10, м). Всего в основании правобережной части плотины выполнено 35 пьезометров. Схема устройства пьезометрических створов приведена на рис 8.1.

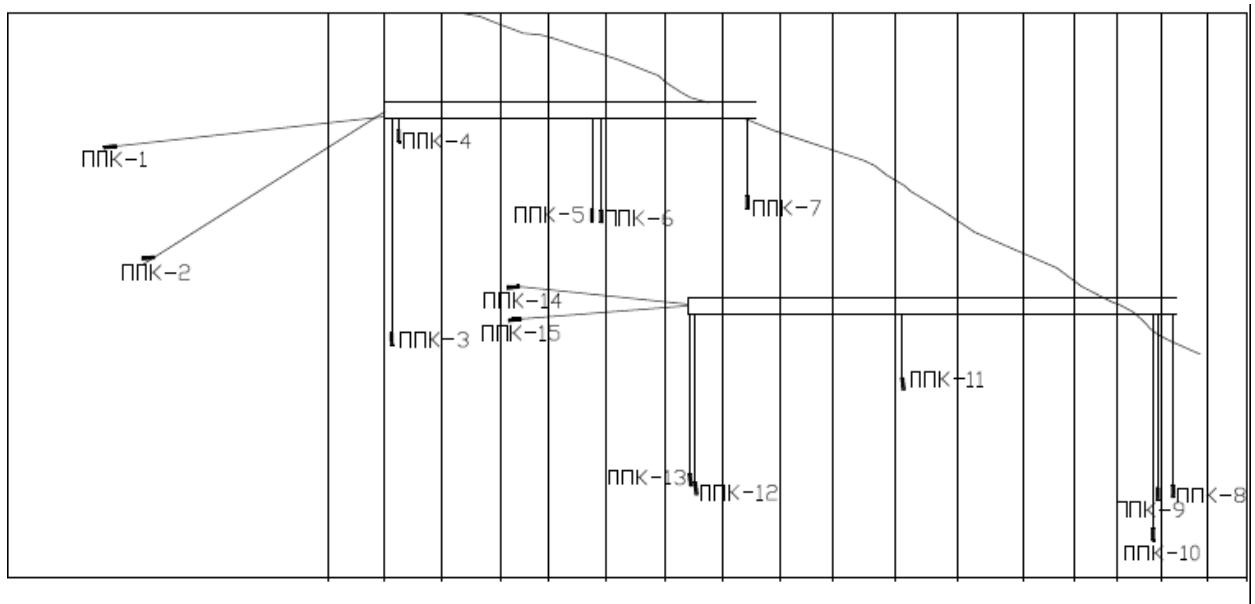


Рисунок 8.1- Схема контактных пьезометров в правобережном примыкании глухой бетонной плотины

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры гидротехнического сооружения I класса – Холидинского гидроузла на реке Хантайка.

В рамках гидрологического расчета были определены значения максимальных расчётных расходов для основного (обеспеченностью 0,1%) и поверочного (обеспеченностью 0,01%) случаев.

На этапе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность проектируемой станции, которая составила 232 МВт, намечена зона работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Проектируемая станция покрывает базовую часть графика нагрузки. По кривой сработки/наполнения водохранилища, с НПУ 61 м, был определен уровень мертвого объема, отметка которого составила 43,23 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 1,4 млрд.кВт·ч.

Далее была выявлена область допустимой работы гидроэлектростанции, исходя из которой были определены следующие параметры:

- расчетный напор $H_p= 31$ м;
- минимальный напор $H_{min}= 20,3$ м;
- максимальный напор $H_{max}= 38$ м.

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, а также руководствуясь принципом минимума суммарных приведенных затрат, принята установка гидротурбина ПЛ40а-В-400 при числе агрегатов равном 6. Также была выбрана система управления гидротурбиной.

По справочным данным был выбиран синхронный вертикальный гидрогенератор ВГС 650/130-32 с номинальной мощностью 38,7 МВА и синхронной частотой вращения 187,5 об/мин.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения класса (считая от левого берега):

1. Левобережная глухая бетонная плотина;
2. Бетонная водосливная плотина длиной 75 метра;
3. Станционная бетонная плотина;
- 4.Правобережная глухая бетонная плотина.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности сооружения составляет 1,27 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный Оператор Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс] : генерация и потребление ОЭС Северо-Запад. – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=1208>.
2. Кривченко, Г. И. Гидравлические машины: Турбины и насосы : учебник для вузов / Г. И. Кривченко. – Москва : Энергия, 1978. – 320 с.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва : Энергоатомиздат, 1988.– 400 с.
4. УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ ЭНЕРГОМАШ-ЕКАТЕРИНБУРГ [Электронный ресурс] : трансформаторно-реакторное оборудование. – Екатеренбург, 2014. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/products/147/>.
5. изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608 с.
6. СНиП 33-01-2003 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Гидротехнические сооружения. – Введен 01-01-2004. – ФГУП ЦПП, 2004. – 30 с.
7. Справочник по гидравлическим расчетам : изд. 4-е / под ред. П. Г. Киселев. – Москва : Энергия, 1972. - 312 с.
8. Гришин, М. М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). ч.1: учебник для студентов вузов / М. М. Гришин. – Москва : Высшая школа, 1979. – 615 с.
9. Чугаев, Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. – Ленинград : Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1982. – 672 с.
10. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: учебник для студентов вузов / Л.Н. Рассказов. – Москва : Стройиздат, 1996. – 440 с.
11. Единые сценарные условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. :приказ ПАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №9. – Москва, 2017. – 22 с.
12. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике, утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
13. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
14. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / В.А. Венников, Ю.Н. Астахов, В.В. Ежков и др. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 683 с.
15. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

29. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
30. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
31. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
32. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ А

Проточная часть модельной турбины ПЛ-40а-В-400

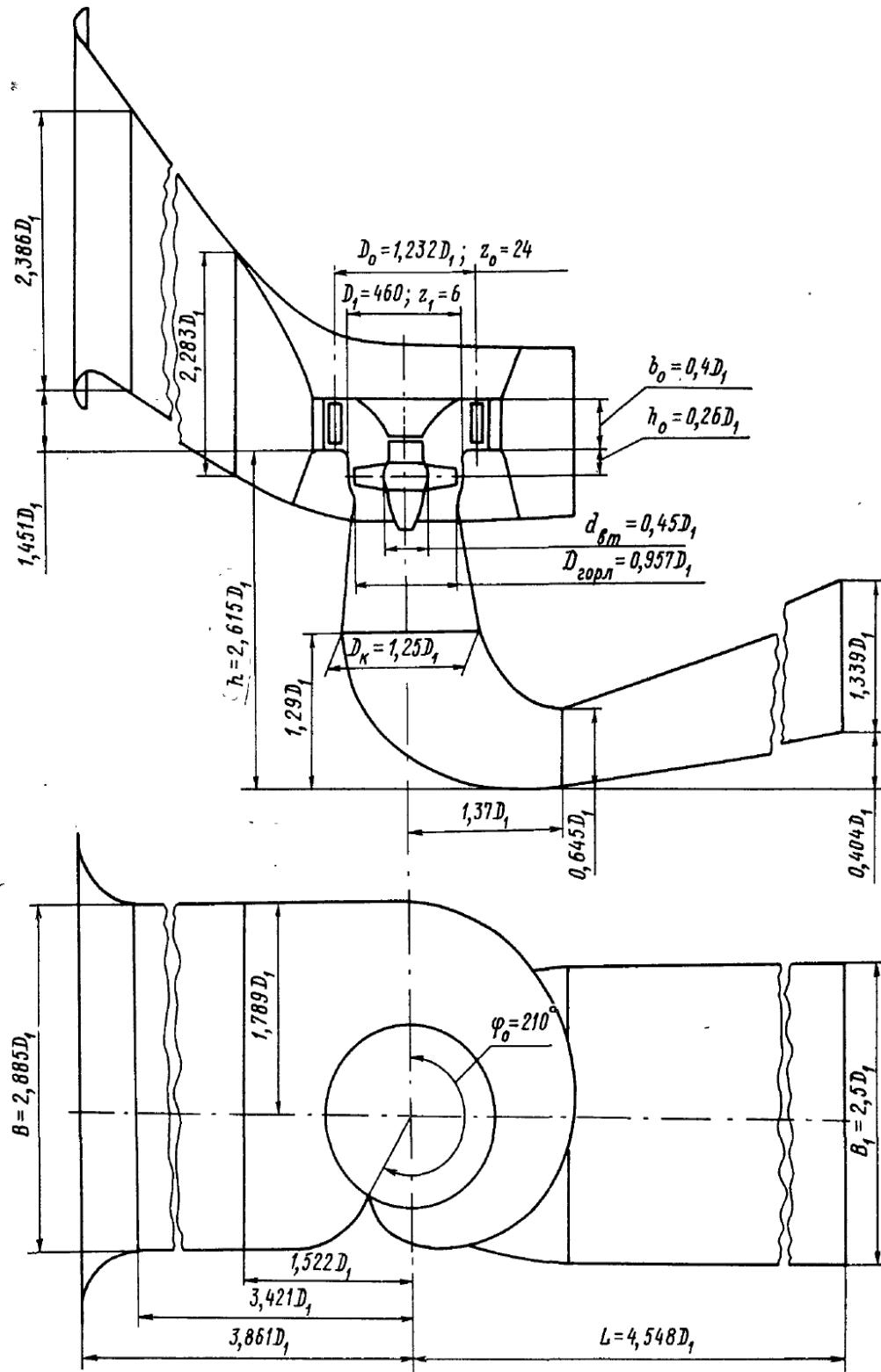


Рисунок А.1 - Проточная часть модельной турбины ПЛ-40а-В-400

ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ-40а-В-400

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/800-В-46
№ 2371 ЛМЗ

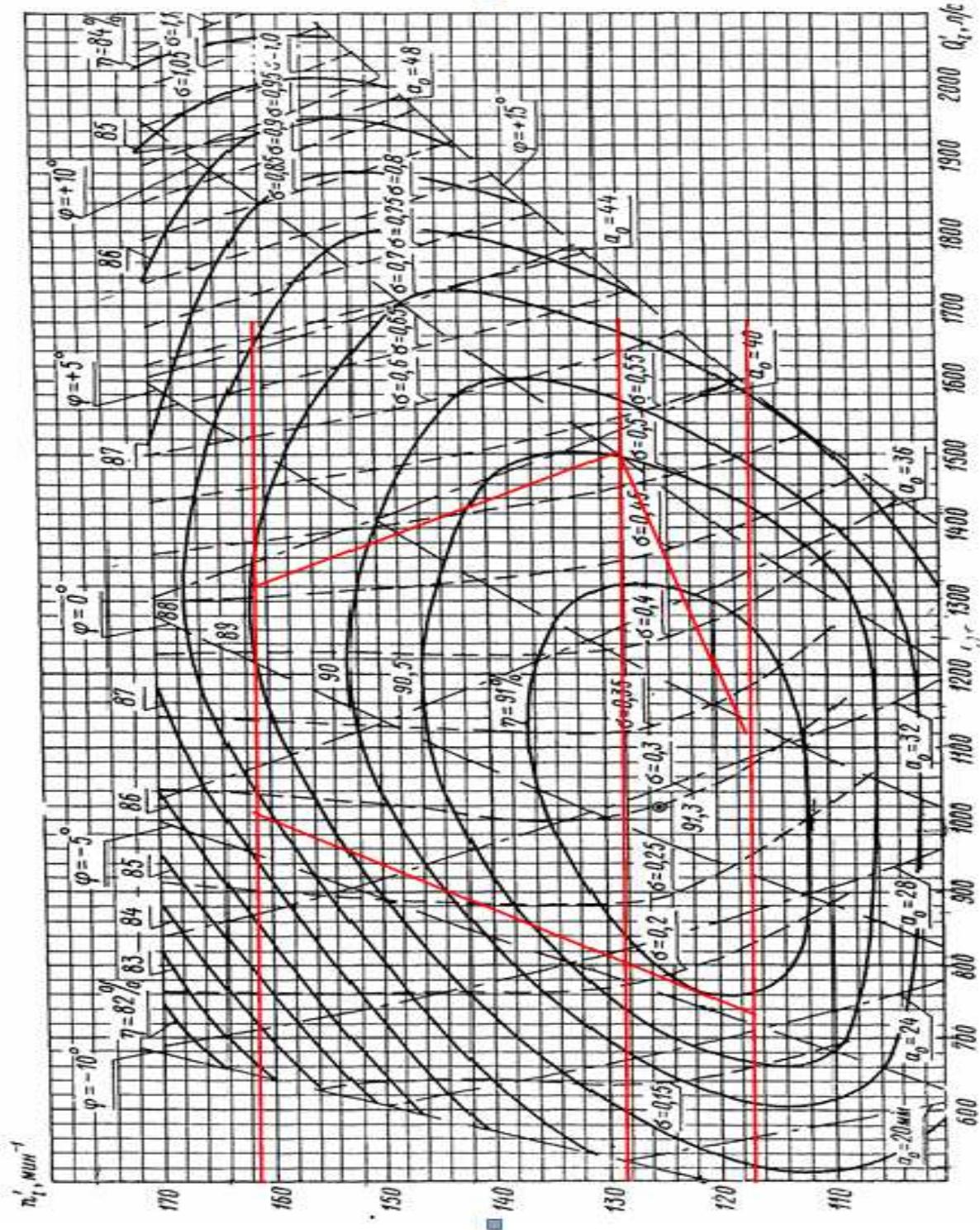
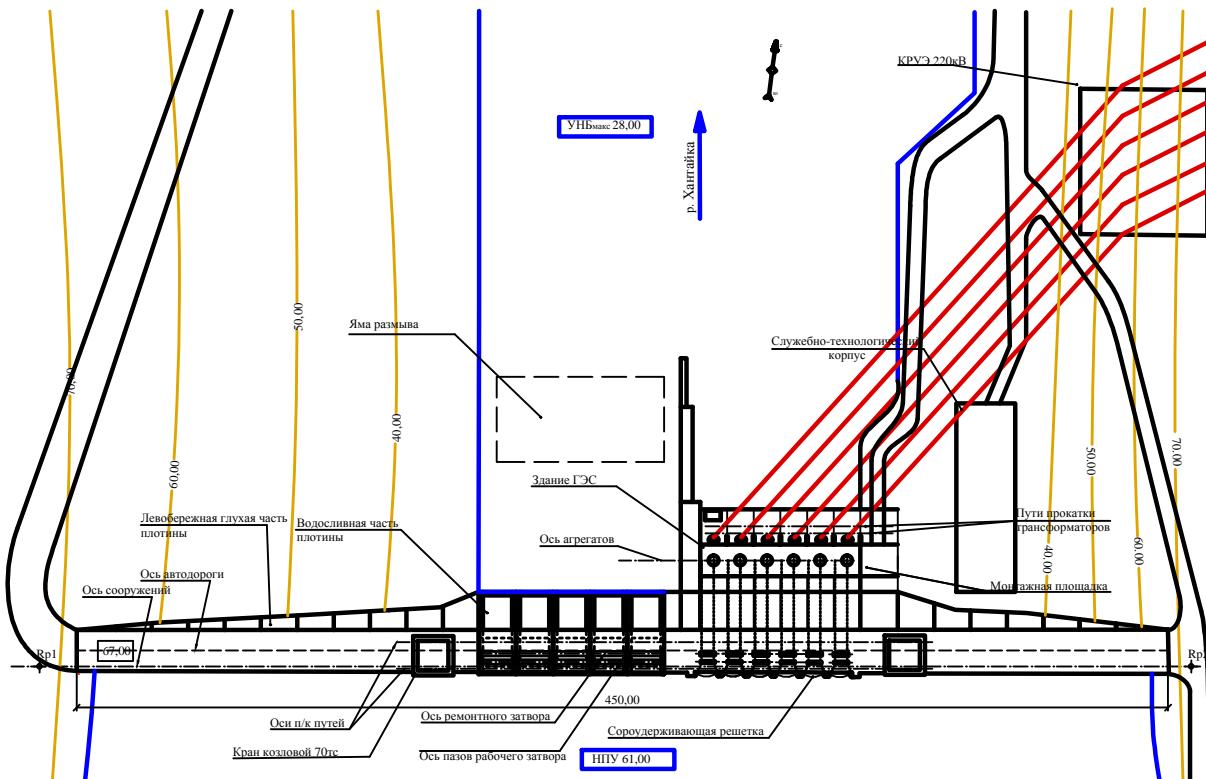
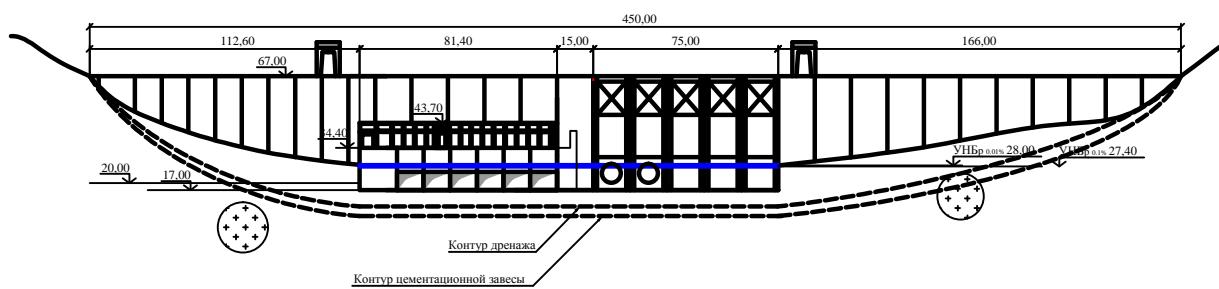


Рисунок Б.2 - Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ-40а-В-400

План основных сооружений
1:1000



Вид с нижнего бьефа
1:1000



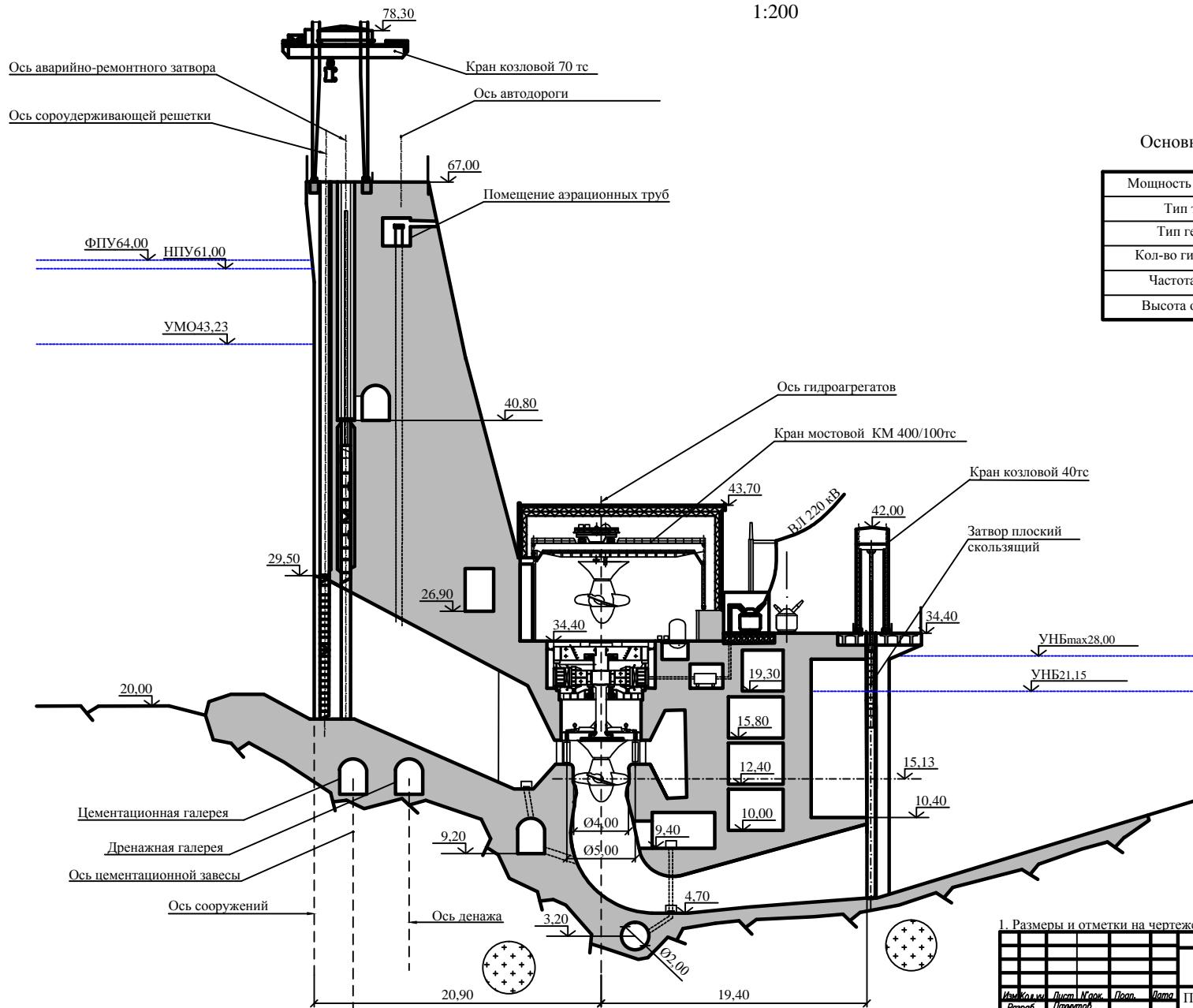
Ведомость проекта:

№	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР 08.03.01-1207046 - Г1	План основных сооружений.	
2	ВКР 08.03.01-1207046 - ГР1	Вид с НВ. Ведомость проекта.	
3	ВКР 08.03.01-1207046 - ГР3	Поперечный разрез станционной части плотины.	Лист 1
4	БР 08.03.01-1207046 - П3	Поперечный разрез водосливной части плотины. План	Лист 2
		Строительный генеральный план.	Лист 1
		Экспликация	Лист 3
		Календарный график	
		Пояснительная записка	Лист 2

ВКР - 08.03.01-1209014			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Нач. эксп.	План 16 лист	План 16 лист	План 16 лист
Разраб.	И.В.Панченко		
Год	17.03.2017		
Г.контр.			
П.контр.			
Утв.			
Проектирование Холдинговой ГЭС на р.Хантайка			Страница 1 из 3
План основных сооружений Холдинговой ГЭС			Кафедра ГТС 2017г

Поперечный разрез станционной части

1:200



Основные характеристики гидроагрегатов

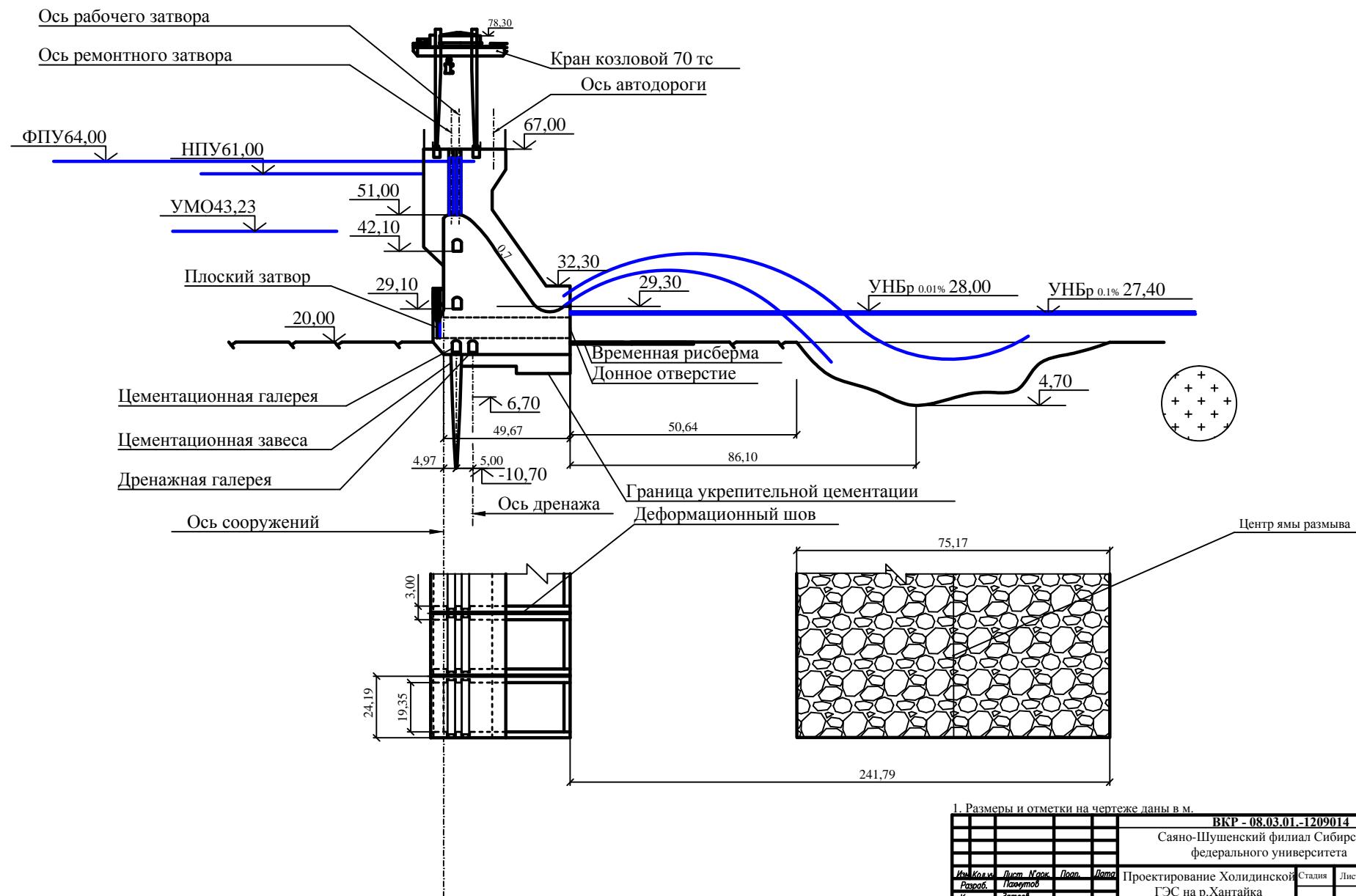
Мощность гидроагрегата	38,7 МВт
Тип турбины	ПЛ 406-В-400
Тип генератора	ВГС 650/130-32
Кол-во гидроагрегатов	6
Частота вращения	187,5 об/мин
Высота отсасывания	-6,02 м

1. Размеры и отмечки на чертеже даны в м.

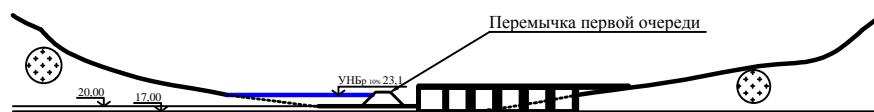
БКР - 08.03.01.-1209014			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм. Кол. №	Лист	Карк.	Полл.
Разраб.	Людмила		
Консул.	Масленникова		
Консул.			
Руковод.			
Чтв.			
Проектирование Холдингской ГЭС на р.Хантийка	Стадия	Лист	Листов
		1	1
Разрез русского здания ГЭС	Кафедра ГТС	2017г	

Поперечный разрез водосливной части плотины

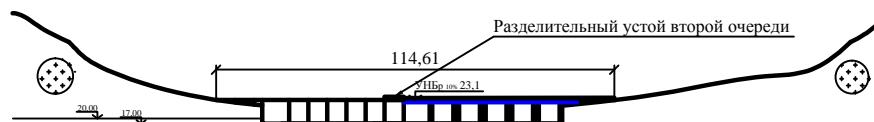
1:1000



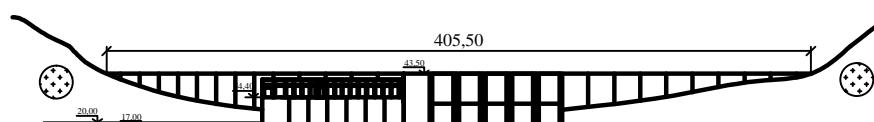
**Этапы строительства
вид с нижнего бьефа**
I этап строительства



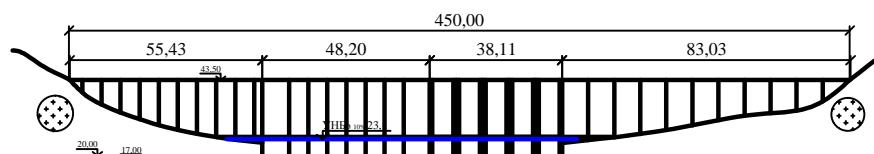
II этап строительства



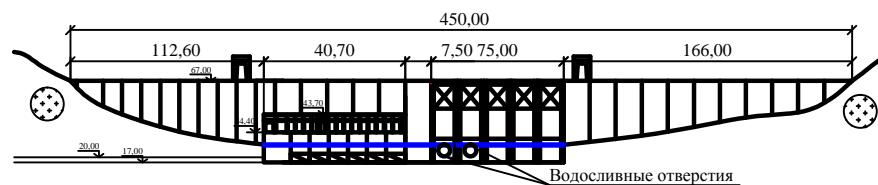
III этап строительства



IV этап строительства



V этап строительства



КР - 08.03.01.-1209014					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Ин.	Коду	Лист.	Документ	Подпись	Дата
Разраб.	И.В.Пакутов				
Пров.	В.Б.Загеев				
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Холидинской ГЭС на р.Хантайка					
Стадия	Лист	Листов			
	2	3			
Этапы строительства Холидинской ГЭС					
Кафедра ГТС 2017г					



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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Затеев В.Б. Затеев
«19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01- Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХОЛИДИНСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ
ХАНТАЙКА.**

**ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ НА ПРИМЕРЕ
ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель

19. 06. 2017

подпись, дата

Толошинов

должность, ученая степень

Т.Ю.Толошина

Выпускник

Пахмутов - 17.06.17

подпись, дата

И.В.Пахмутов

Саяногорск 2017



Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Холидинского гидроузла на реке Хантайка. Пьезометрический контроль на примере проектируемой ГЭС

Консультанты
по разделам:

Общая часть

Болык 17.06.2017

Т.Ю.Толошинова

подпись, дата

Водно-энергетические
расчеты

Зад 13.06.17

Е.Ю.Затеева

подпись, дата

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

Масленников 16.06.17

А.В.Масленникова

подпись, дата

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

Зад 16.06.17

В.Б.Затеев

подпись, дата

Технология строительства
гидротехнических
сооружений

Эклер 10.06.17

Н.А. Эклер

подпись, дата

Мероприятия по охране природы

БАД 15.06.17

В.А.Кадычегов

подпись, дата

Технико-экономические показатели

Лапасова 09.06.17

В.В.Лапасова

подпись, дата

Спецвопрос

Болык

17.06.17

Т.Ю.Толошинова

подпись, дата

Нормоконтролер

Чабанова 22.06.17

А.А.Чабанова

подпись, дата