

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.Б. Затеев  
подпись инициалы, фамилия  
«16» 03 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
в форме бакалаврской работы

Студенту Вишнякову Ивану Евгеньевичу.

Группа СБ13-01Б. Направление 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Сухобузимской ГЭС на реке Кан. Поведение межстолбчатых швов бетонных плотин в суровых условиях на примере Саяно-Шушенской ГЭС».

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

Руководитель ВКР Л.С. Пермякова, кандидат технических наук.

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) 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. Пожарная безопасность; 7) Технико-экономические показатели; 8) Поведение межстолбчатых швов бетонных плотин в суровых условиях на примере Саяно-Шушенской ГЭС.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Сухобузимской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Сухобузимской ГЭС; этапы строительства Сухобузимской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Сухобузимской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; генеральный план Сухобузимской ГЭС; календарный план строительства; строительный генеральный план; основные технико-экономические показатели строительства Сухобузимской ГЭС.

Руководитель ВКР

  
16.06.17  
подпись

Л.С. Пермякова

Задание принял к исполнению

  
подпись

И.Е. Вишняков

«16» июнь 2017 г.

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.Б. Затеев  
подпись инициалы, фамилия  
«16» 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СУХОБУЗИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАН.  
ПОВЕДЕНИЕ МЕЖСТОЛБЧАТЫХ ШВОВ БЕТОННЫХ ПЛОТИН В  
СУРОВЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИМЕРЕ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС**

Руководитель  Л.С. Пермякова  
подпись, дата 16.06.17. доцент, к.т.н.  
должность, ученая степень

Л.С. Пермякова  
инициалы, фамилия

Выпускник  И.Е. Вишняков  
подпись, дата 16.06.17.

И.Е. Вишняков  
инициалы, фамилия

Саяногорск 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сухобузимской ГЭС на реке Кан. Поведение межстолбчатых швов бетонных плотин в суровых условиях на примере Саяно-Шушенской ГЭС».

Консультанты по разделам:

Общая часть

  
16.06.17  
подпись, дата  
Л.С.Пермякова  
инициалы, фамилия

Водноэнергетические расчёты

  
16.06.17  
подпись, дата  
Е.Ю.Затеева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

  
15.06.17  
подпись, дата  
А.В.Масленникова  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

  
16.06.17  
подпись, дата  
Л.С.Пермякова  
инициалы, фамилия

Организация и производство Гидротехнических работ

  
19.06.17  
подпись, дата  
Н.А.Эклер  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

  
16.06.17  
подпись, дата  
В.В.Лапасова  
инициалы, фамилия

Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды

  
15.06.17  
подпись, дата  
В.А.Кадычев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

  
22.06.17  
подпись, дата  
А.А.Чабанова  
инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Сухобузимской ГЭС .....	6
Введение .....	8
1 Общая часть .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	9
1.1.2 Гидрологические данные .....	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	9
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	10
2 Водно-энергетические и водохозяйственные расчеты .....	11
2.1 Исходные данные .....	11
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	12
2.2.1 Выбор расчетного средневодного года ( $p = 50\%$ ) .....	16
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года ( $P = 90\%$ ) .....	17
2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы .....	18
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	21
2.5 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями .....	22
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	23
2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .....	27
2.8 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности и энергии в энергосистеме .....	32
2.9 Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году .....	34
2.10 Построение режимного поля проектируемой ГЭС .....	37
3 Выбор гидросилового оборудования .....	42
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	42
3.2 Определение параметров турбин .....	43
3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....	48
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы .....	48
3.4.1 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и $H_{max}$ , гидротурбина РО115-В - 750 .....	49
3.4.2 Работа одного гидроагрегата с $H_{min}$ и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины, гидротурбина РО115-В - 750 .....	50
3.4.3 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $H_{расч}$ , гидротурбина РО115-В – 750 .....	50

3.5 Выбор гидрогенератора .....	51
3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора .....	52
4 Компоновка и состав сооружений.....	53
4.1 Исходные данные .....	53
4.2. Компоновка основных сооружений гидроузла в плане .....	53
4.3 Проектирование бетонной водосливной плотины .....	54
4.3.1 Определение отметки гребня плотины.....	54
4.3.2 Гидравлические расчеты .....	56
4.3.2.1 Определение ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий.....	56
4.3.2.2 Определение отметки гребня водослива .....	58
4.3.2.3 Построение профиля водосливной плотины.....	60
4.3.2.4 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае .....	62
4.3.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	63
4.3.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	64
4.4 Конструирование плотины.....	67
4.4.1 Определение ширины подошвы плотины .....	67
4.4.2 Разрезка плотины на секции .....	67
4.4.3 Разрезка плотины на столбы .....	68
4.4.4 Быки.....	68
4.4.5 Галереи в теле плотины.....	68
4.5 Назначение размеров основных элементов плотины .....	69
4.5.1 Элементы подземного контура плотины .....	69
4.5.1.1 Цементационная завеса .....	69
4.5.1.2 Дренажные устройства в основании .....	70
4.6 Фильтрационные расчеты подземного контура.....	70
4.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	70
4.7.1 Определение основных нагрузок, действующих на плотину .....	70
4.7.1.1 Определение веса водосливной плотины и быка .....	71
4.7.1.2 Вес подъемного механизма.....	71
4.7.1.3 Сила гидростатического давления воды .....	71
4.7.1.4 Равнодействующая взвешивающего давления .....	72
4.7.1.5 Давление грунта .....	73
4.7.1.6 Определение нагрузки от волнового давления.....	74
4.7.2 Расчёт прочности плотины .....	75
4.7.3 Критерии прочности плотины .....	78
4.7.4 Обоснование устойчивости плотины.....	79
5 Организация производства гидротехнических работ.....	81
5.1 Этапы возведения сооружений и схемы пропуска строительных расходов на различных этапах.....	81
5.1.1 Этапы возведения сооружения .....	81
5.1.2 Схемы пропуска воды черезводопропускные сооружения.....	82

5.2 Организация и технология работ по возведению перемычек .....	83
5.2.1 Выбор типа перемычек.....	83
5.3 Осушение котлована .....	85
5.4 Земляные и бетонные работы .....	88
5.4.1 Определение объемов земляных и бетонных работ.....	88
6 Мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и по охране окружающей среды. ....	89
6.1 Охрана труда Сухобузимской ГЭС .....	89
6.2 Пожарная безопасность .....	92
6.3 Охрана окружающей среды. ....	94
7 Технико-экономические показатели .....	100
7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	100
7.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	101
7.3 Налоговые расходы.....	102
7.4 Прибыль .....	103
7.5 Оценка инвестиционного проекта.....	104
7.6 Методология, исходные данные .....	104
7.7 Бюджетная эффективность .....	105
7.8 Коммерческая эффективность .....	105
7.9 Анализ рисков инвестиционного проекта .....	106
8 Поведение межстолбчатых швов бетонных плотин в суровых условиях на примере Саяно-Шушенской ГЭС .....	108
8.1 Поведение швов .....	109
8.2 Период и величина раскрытия швов .....	109
Заключение .....	113
Список использованных источников.....	115

# СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СУХОБУЗИМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Кан;
2. Местонахождение ГЭС ..... Красноярский край;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) всех турбин ..... 4054 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью 0,1% ..... 13461 м<sup>3</sup>/с;
  - 0,01% ..... 14743 м<sup>3</sup>/с;
  - в) минимальный..... 1200 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 259,0 м;  
ФПУ ..... 261,0 м;  
УМО ..... 234,3 м;
  - в) объемы:  
полный..... 65,0 м<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный..... 97,5 м;
  - б) расчетный..... 84,0 м;
  - в) минимальный..... 70,0 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность установленная..... 3059 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии..... 14,5 млрд. кВт·ч;
8. Плотины:
  - а) правобережная ..... глухая гравитационная (материал – бетон);
  - б) левобережная ..... глухая гравитационная (материал – бетон);
  - в) общая длина / максимальная высота..... 1390 м / 193,4 м;
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип..... поверхностный водослив;
  - б) число пролетов ..... 8 отверстий;
  - в) общая длина ..... 160 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 8;
  - б) грунты в основании ..... андезит;
  - в) тип спиральной камеры ..... металлическая круглого сечения;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
  - д) расстояние между осями агрегатов ..... 30 м;
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбины ..... РО115–В–750;
  - б) тип генератора ..... СВФ–1690/175-64;
  - в) мощность генератора ..... 590,0 МВт;
  - г) частота вращения ..... 93,8 об/мин;
12. Технико–экономические показатели:

а) себестоимость энергии .....0,20 руб./кВт·ч;  
б) показатели эффективности: ЧДД .....50,89 млрд. руб.;  
Срок окупаемости .....76 месяцев.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. Наличие доступной для потребления энергии всегда было необходимо для удовлетворения потребностей человека, увеличения продолжительности и улучшения условий его жизни. Самым распространенным видом энергии является электрическая энергия. В настоящее время народное хозяйство стремительно растет, увеличивается число потребителей электрической энергии, тем самым необходимо увеличивать генерирующие мощности, растущая потребность в энергии призывает к реализации немалых мероприятий по увеличению эффективности работы энергетических установок.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях, различного типа. Самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день являются гидравлические, с неоспоримым плюсом, таким как экологическая чистота. Одним из основных сооружений гидравлических станций является плотина, которая служит для подпора воды, с последующим преобразованием потенциальной энергии воды в электрическую. В результате разрушения плотины, появляется угроза затопления больших территорий. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов, что регламентируется в СНиПах и нормативных документах.

Целью бакалаврской работы является проектирование сооружений, выбор основного и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды, технико-экономическое обоснование эффективности проекта, разработка технологической карты и составление календарного плана строительства гидроузла.

## **1 Общая часть**

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла**

Район реализации проекта расположен в континентальной центрально-сибирской климатической области. Климат умеренно-континентальный, характеризующийся теплым летом, холодной зимой, небольшим количеством осадков, выпадающих в теплый период года.

Средняя годовая температура воздуха по району составляет от минус 0,2 °С. Самый холодный месяц январь со средней температурой минус 27°С. Абсолютный минимум минус 50,6°С приходится на январь. Самый теплый месяц – июль со средней температурой 18,3 °С. Абсолютный максимум температуры воздуха 24,7°С приходится на июнь – июль. Годовое количество осадков - от 370,6 мм.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Река Кан протекает по холмистой, плодородной местности. Общее направление течения реки в её верховьях до впадения в неё слева р. Оджи, или Анжи, с юга на север и северо-запад; отсюда до устья р. Агула на северо-восток, далее до г. Канска на северо-северо-восток, отсюда река поворачивает на запад-северо-запад и большими излучинами протекает до впадения в неё р. Барга, откуда до устья своего имеет северо-западное направление.

Самая многоводная фаза водного режима Кана — весенне-летнее половодье. Питание реки смешанное: весной — от таяния снегов, летом — от дождевых осадков. Амплитуда колебаний уровней превышает 4 м. Ледостав начинается в начале ноября, вскрытие реки происходит в конце апреля. Кан — сплавная и частично судоходная река.

#### **1.1.3 Инженерно-геологические условия**

Преобладающие высоты холмов - 300-400 м, вершина холмов - плоские, широкие, склоны пологие (5-100). Отдельные склоны долин имеют крутизну до 300. Грунты, преимущественно, рыхлые. Невысокие плоские междуречья покрыты лессовыми грунтами мощностью 5-0 м. Высокие междуречья - покрыты щебеноочно-суглинистыми грунтами мощностью 3-5 м. Подстилающими породами повсеместно являются песчано-галечниковые отложения, из которых сложены поймы рек, покрытые иловато-глинистыми наносами мощностью менее 1 м.

## **1.2 Энергоэкономическая характеристика района**

по берегам Кана располагаются населенные пункты: в Саянском районе небольшие поселки, деревни - Орье, Кан-Оклер, Кан-Усть-Анжа, Чарга; в Ирбейском районе - села Ивановка, Александрова, Ирбейское (районный центр), Юдино. В связи с выгодным географическим положением наиболее плотно Кан заселён на территории Канского района: сёла Амонаш, Бражное, Анцирь, Белоярское, Харлово, Терское, Пермяково, Красный Курыш. На её берегу Кана расположен город Канск - один из крупнейших городов края. В бассейне есть и небольшие города - Иланский, Бородино, Уяр, Заозерный, Зеленогорск. На территории Рыбинского и Сухобузимского районов Кан практически не заселён, за исключением Зеленогорска. В черте города Зеленогорска в Кан впадает река Барга и ручей Слюдяной.

Водохранилище создано с целью хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения промышленных районов городов; обеспечения необходимого санитарного состояния р. Кан, выработки электроэнергии. С этой целью водохранилище аккумулирует сток реки в период весеннего половодья и осуществляет попуски воды в р. Кан для покрытия дефицита в воде в маловодные периоды года и поддерживает в реке расчетные расходы и для выработки электроэнергии.

В рассматриваемом регионе, вырабатываемая мощность гидроузла позволит в полной мере расширить производство.

## **2 Водно-энергетические и водохозяйственные расчеты**

### **2.1 Исходные данные**

1. Данные по энергосистеме:

- 1.1 Энергосистема Сибири.
- 1.2 Годовой максимум нагрузки и суточный график нагрузки с сайта СО ЕЭС России;
- 1.3 Установленная мощность существующих ГЭС 22766 МВт;
- 1.4 Гарантированная мощность существующих ГЭС 11000 МВт.
- 1.5 Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%.
2. Схема использования реки: одиночная ГЭС.
3. Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Zнб, м	Q, м <sup>3</sup> /с
157	0
159,5	689
161	1377
162	2066
162,9	2754
163,6	3443
164,2	4131
164,8	4820
165,2	5508
165,7	6197
166,1	6885
166,4	7574
166,7	8262
167,1	8951
167,3	9639

4. Координаты зависимости объемов, площадей и уровней в ВБ водохранилища Сухобузимской ГЭС приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – координаты зависимости объемов и уровней в ВБ

Z, м	V, км <sup>3</sup>
157,00	0
159,0	0,2
165,0	0,8
179,6	2,5
201,0	6,5
213,2	11,0
220,0	16,5

## Окончание таблицы 2.2

Z, м	V, км <sup>3</sup>
223,8	21,0
226,0	24,2
229,2	28,2
234,0	33,0
238,2	37,5
242,0	41,7
245,7	46,0
249,4	51,2
253,0	56,4
255,0	59,5
257,6	62,5
259,0	65,0
260,0	67,0
261,0	70,0

5. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,9.  
 6. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	1200	1200	1200	1200	2000	2000	2000	2000	2000	1200	1200	1200
Фильтрация	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Испарение	0	0	0	0	1	2	17	39	47	39	24	0
Льдообразование	-8	-8	-4	0	30	0	0	0	0	0	0	-10
Потребление	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

7. Коэффициент мощности kN =8,8.  
 8. Потери напора в водоподводящих сооружениях Δh=1,0 м.  
 9. НПУ Сухобузимской ГЭС 259 м.  
 10. Расчетный Гидрологический ряд наблюдений р. Кан за период 1909-73 гг. приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Среднемесячные расходы воды (м<sup>3</sup>/с) реки Кан в створе Сухобузимской ГЭС за период с 1909 по 1973 г.г.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1909	573	469	432	529	6500	9850	4050	4010	3838	2230	930	650
1910	612	567	575	2300	4090	8180	4650	4490	3800	4230	872	682
1911	507	514	512	1020	4450	8800	7400	5580	2700	2300	650	536
1912	493	458	463	919	6340	6920	5980	3970	2846	1900	800	657
1913	590	574	539	1280	7920	6560	5380	4430	3423	2530	786	649
1914	450	428	413	809	5800	8130	4160	1720	1077	1030	577	472
1915	480	398	382	1240	5030	6590	2850	1950	1138	1030	472	577
1916	618	488	458	1140	4970	6580	4490	3320	2508	2240	957	663
1917	563	530	530	887	4740	6900	5680	6090	2692	1570	688	613
1918	563	488	488	1910	6490	8810	4410	4950	3015	2430	885	621
1919	467	440	437	753	6080	7430	4040	3700	2677	1820	619	522
1920	523	477	443	740	9720	8820	4920	3910	2600	2200	758	558
1921	617	504	498	992	4930	9000	5090	3320	2108	1630	665	576
1922	600	553	547	942	5530	6790	3890	3790	2177	2240	915	647
1923	566	534	518	765	4170	6830	5660	3420	1715	1780	595	532

**Окончание таблицы 2.4.**

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1924	602	517	498	1640	6990	9910	6160	3940	2738	1920	750	632
1925	516	448	437	704	3910	8790	3510	3400	1554	1430	667	569
1926	381	380	380	1210	4000	8960	7280	4590	2146	1590	703	417
1927	672	517	474	1430	6370	11400	5600	3440	2346	2310	1050	609
1928	615	543	505	1070	6420	8700	5240	3440	2208	2440	1180	666
1929	621	507	446	1000	6210	10600	4780	3430	2323	2440	900	710
1930	703	658	600	2960	4850	5300	5790	5640	2115	2500	1080	689
1931	573	405	389	1800	3860	8810	3550	3510	2531	2430	1150	615
1932	667	536	427	1800	6570	4710	3890	3720	2192	2380	1050	661
1933	502	487	486	2570	7080	8120	5060	4470	2877	2060	746	584
1934	494	470	490	767	5780	8540	4150	2920	2415	2550	1260	590
1935	500	471	460	794	7240	9320	5260	3930	3077	1980	746	552
1936	606	494	503	1690	4470	10200	4270	3270	1800	1820	1030	731
1937	496	381	356	1770	3600	9690	4740	4340	2338	2180	1370	513
1938	615	532	480	759	5110	6800	3590	2820	2708	2020	664	624
1939	626	532	489	898	5560	5360	5740	4560	2331	1990	856	653
1940	617	513	435	457	9010	9280	4620	3690	2438	2240	942	715
1941	771	593	498	645	4420	9800	9230	4800	2992	2620	1060	649
1942	747	609	550	2970	9310	9890	5550	4040	2954	3740	1050	792
1943	769	662	594	2120	7650	9900	6700	4780	3192	2530	1280	693
1944	609	501	484	1850	7300	7300	5790	3680	2015	1720	727	592
1945	710	621	546	1230	5730	8270	5110	3040	2431	2140	968	647
1946	650	537	480	843	7420	9500	7600	4320	2331	2150	781	630
1947	592	498	453	1680	4890	9100	6190	4560	2031	1910	812	527
1948	517	373	305	1380	6020	6440	3540	2510	1846	1520	551	623
1949	592	562	521	3390	6220	7850	5200	4210	2854	2370	828	608
1950	595	504	453	1700	6140	3670	2490	2840	1508	1550	891	566
1951	625	54	456	2120	4390	7700	5030	3860	4123	3620	1120	934
1952	605	542	477	1860	5760	6180	4000	4520	3246	2090	810	654
1953	590	531	491	2060	4640	8690	5690	3820	2415	2240	732	614
1954	558	489	470	683	5660	6810	5230	3970	2823	1960	625	530
1955	586	424	375	944	7470	8400	4060	3630	2554	2120	736	667
1956	784	665	582	2070	6730	10000	7980	5410	2808	2850	846	873
1957	592	525	449	761	6280	7750	3670	3190	1900	1550	708	622
1958	564	492	462	1130	2640	10600	7400	5030	3431	2520	1660	622
1959	529	494	442	1230	7880	9250	4350	3240	2731	3000	916	563
1960	565	450	391	1160	5240	7330	4440	3110	3123	2410	992	599
1961	686	559	512	1340	4790	9120	3720	3690	2977	2390	1050	718
1962	590	542	511	1590	6780	10600	6310	4570	2531	1920	765	558
1963	621	567	508	1240	6670	10000	6520	3470	2162	1980	600	749
1964	654	546	534	3230	4930	8200	4930	4650	2931	2060	769	716
1965	704	606	581	1990	6360	9770	6110	4490	3131	2490	930	747
1966	655	581	561	970	7910	6760	4660	3070	1931	2170	840	719
1967	642	486	431	798	4720	7170	4150	2930	2200	1990	1140	408
1968	652	577	551	1520	6840	6680	3380	3000	2200	1810	778	503
1969	790	612	571	1060	8900	5210	3450	3610	3808	2840	1050	797
1970	581	575	480	1870	8400	10000	6160	5050	2285	1850	639	615
1971	759	545	646	1750	7020	6670	6030	5370	2792	2300	1090	795
1972	553	342	496	1520	6320	5020	2650	3280	2285	1840	698	714
1973	796	550	570	2030	8110	10800	3640	3200	2631	2530	1150	850

**2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока**

В соответствии с методикой целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный

(половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся месяцы V, VI, VII, VIII; к периоду межени относятся IX-IV месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Рангируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

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

$n = 64$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно. Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Qср.г, м <sup>3</sup> /с	Годы	Qср. п, м <sup>3</sup> /с	Годы	Qср. м, м <sup>3</sup> /с
1	1,52	1942	3517	1956	7530	1910	1705
2	3,03	1956	3466	1970	7403	1942	1676
3	4,55	1943	3406	1943	7258	1951	1632
4	6,06	1970	3209	1946	7210	1943	1480
5	7,58	1941	3173	1942	7198	1949	1466
6	9,09	1965	3159	1962	7065	1969	1441
7	10,61	1962	3106	1941	7063	1956	1435
8	12,12	1946	3103	1920	6843	1964	1430
9	13,64	1973	3071	1924	6750	1930	1413
10	15,15	1958	3046	1927	6703	1965	1397
11	16,67	1924	3025	1965	6683	1973	1388
12	18,18	1927	3018	1963	6665	1958	1360
13	19,70	1971	2981	1940	6650	1971	1335
14	21,21	1920	2972	1911	6558	1918	1300
15	22,73	1949	2934	1935	6438	1913	1296
16	24,24	1963	2924	1973	6438	1933	1289
17	25,76	1918	2922	1958	6418	1952	1286
18	27,27	1910	2921	1971	6273	1961	1279
19	28,79	1933	2920	1929	6255	1959	1238
20	30,30	1911	2914	1926	6208	1931	1237
21	31,82	1940	2913	1947	6185	1941	1229
22	33,33	1913	2888	1933	6183	1932	1214
23	34,85	1959	2885	1959	6180	1960	1211
24	36,36	1935	2861	1918	6165	1953	1209
25	37,88	1964	2846	1909	6103	1909	1206
26	39,39	1909	2838	1913	6073	1927	1176

## Окончание таблицы 2.5

m	P, %	Годы	Qср.г, м <sup>3</sup> /с	Годы	Qср. п, м <sup>3</sup> /с	Годы	Qср. м, м <sup>3</sup> /с
21	31,82	1940	2913	1947	6185	1941	1229
22	33,33	1913	2888	1933	6183	1932	1214
23	34,85	1959	2885	1959	6180	1960	1211
24	36,36	1935	2861	1918	6165	1953	1209
25	37,88	1964	2846	1909	6103	1909	1206
26	39,39	1909	2838	1913	6073	1927	1176
27	40,91	1951	2836	1944	6018	1937	1176
28	42,42	1929	2831	1928	5950	1924	1162
29	43,94	1947	2770	1955	5890	1945	1162
30	45,45	1928	2752	1949	5870	1928	1153
31	46,97	1930	2740	1917	5853	1916	1134
32	48,48	1969	2725	1912	5803	1934	1130
33	50,00	1944	2714	1953	5710	1962	1126
34	51,52	1953	2709	1964	5678	1929	1118
35	53,03	1926	2670	1966	5600	1970	1112
36	54,55	1955	2664	1937	5593	1911	1092
37	56,06	1937	2648	1921	5585	1936	1084
38	57,58	1912	2646	1936	5553	1922	1078
39	59,09	1961	2629	1945	5538	1968	1074
40	60,61	1917	2624	1954	5418	1935	1072
41	62,12	1945	2620	1930	5395	1912	1067
42	63,64	1936	2574	1910	5353	1947	1063
43	65,15	1966	2569	1934	5348	1944	1062
44	66,67	1952	2562	1961	5330	1972	1056
45	68,18	1934	2536	1919	5313	1966	1053
46	69,70	1921	2494	1939	5305	1963	1053
47	71,21	1960	2484	1969	5293	1955	1051
48	72,73	1954	2484	1951	5245	1946	1050
49	74,24	1931	2469	1957	5223	1938	1050
50	75,76	1939	2466	1952	5115	1939	1047
51	77,27	1919	2415	1960	5030	1940	1045
52	78,79	1922	2385	1923	5020	1920	1037
53	80,30	1932	2384	1922	5000	1954	1017
54	81,82	1968	2374	1968	4975	1967	1012
55	83,33	1916	2369	1914	4953	1917	1009
56	84,85	1957	2333	1931	4933	1950	971
57	86,36	1923	2257	1925	4903	1919	967
58	87,88	1967	2255	1916	4840	1921	949
59	89,39	1938	2227	1967	4743	1926	901
60	90,91	1925	2161	1932	4723	60	1948
61	92,42	1972	2143	1948	4628	61	1957
62	93,94	1948	2135	1938	4580	62	1923
63	95,45	1914	2089	1972	4318	63	1925
64	96,97	1950	1909	1915	4105	64	1915
65	98,48	1915	1845	1950	3785	65	1914

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рис. 2.1.

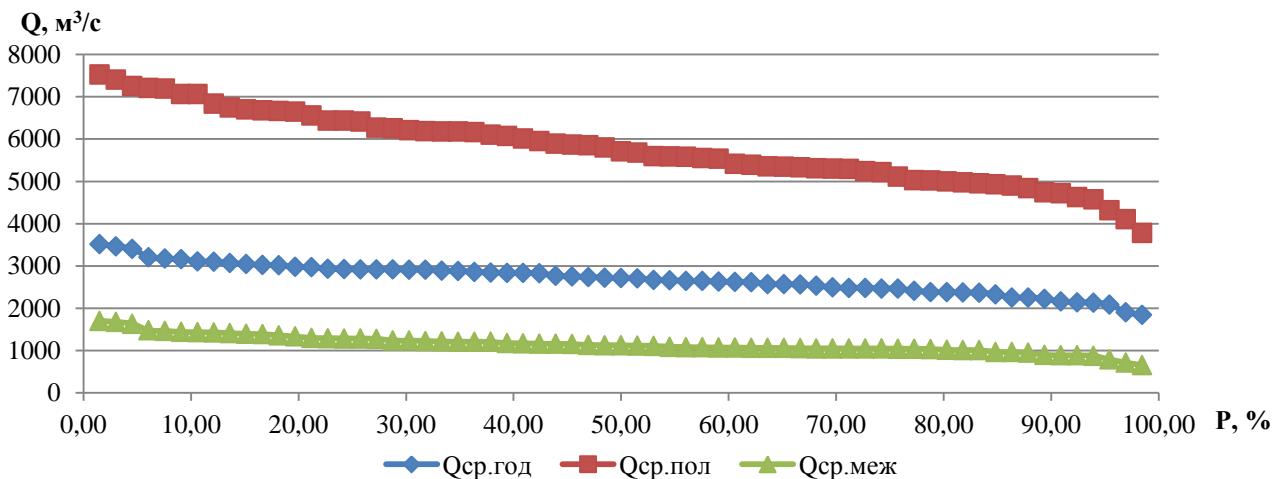


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 50% и 90% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

### 2.2.1 Выбор расчетного средневодного года ( $p = 50\%$ )

При заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год – 1944г. На кривых расходов для обеспеченности  $P = 50\%$  оказываются разные годы (на кривой средне межевых расходов 50% обеспеченности соответствует 1962г., на кривой средне половодных расходов 50% обеспеченности соответствует 1953г.). В таком случае необходимо выполнить приведение расчётного года к заданной обеспеченности. Расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью представлены в таблице 2.6. Определим коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{M1962}}{Q_{M1944}} = 0,95, \quad (2.2)$$

$$K_H = \frac{Q_{H1953}}{Q_{H1944}} = 1,06. \quad (2.3)$$

Таблица 2.6 – Расчетный средневодный год без приведения, с приведением и с корректировкой по межени и половодью

Месяцы	Половодье				Межень								
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	
Q1944	7300	7300	5790	3680	2015	1720	727	592	609	501	484	1850	
Q50%,пр	6927	6927	5494	3492	2136	1823	770	627	645	531	513	1961	
Q50%,кор	5520	7243	6413	4121	2368	950	680	670	660	650	910	2385	

## 2.2.2 Выбор расчетного маловодного года ( $P = 90\%$ )

При заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год – 1938г. На кривых расходов для обеспеченности  $P = 90\%$  оказываются разные годы (на кривой средне меженных расходов 90% обеспеченности соответствует 1926г., на кривой средне половодных расходов 90% обеспеченности соответствует 1967г.). В таком случае необходимо выполнить приведение расчётного года к заданной обеспеченности. Расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью представлены в таблице 2.7. Определим коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{M1926}}{Q_{M1938}} = 1,04, \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1967}}{Q_{\Pi1938}} = 0,86. \quad (2.5)$$

Таблица 2.7 – Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	Половодье				Межень								
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	
Q1970	5110	6800	3590	2820	2708	2020	664	624	615	532	480	759	
Q90%,пр	5291	7041	3717	2920	2323	1733	570	535	528	456	412	651	
Q90%,кор	4991	6900	4080	3425	2118	580	550	598	607	520	510	1850	

Так как расходы маловодного года во все месяцы больше соответствующих расходов средневодного года, то была сделана корректировка.

Расчетные гидрографы заданной обеспеченности стока представлены на рисунке 2.2.

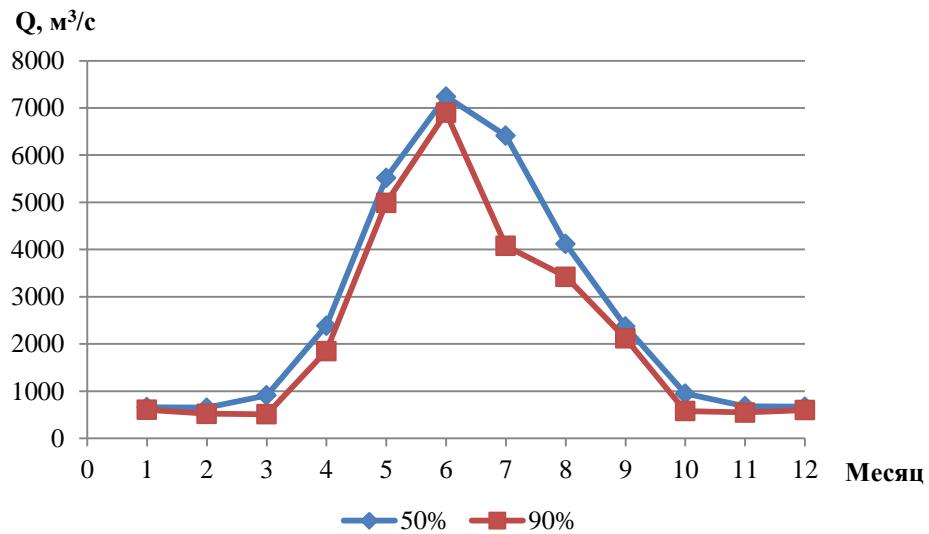


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы средневодного и маловодного года

### 2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного графика нагрузки объединенной энергосистемы Сибири определяем коэффициенты плотности суточного летнего  $\beta_{\text{сут}}^{\text{л}}$  и зимнего  $\beta_{\text{сут}}^{\text{з}}$  графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума:

$$\beta_{\text{сут}}^{\text{л}} = \frac{\bar{P}}{P_{\text{max}}} = 0,95, \quad (2.6)$$

$$\beta_{\text{сут}}^{\text{з}} = \frac{\bar{P}}{P_{\text{max}}} = 0,95, \quad (2.7)$$

$$\alpha_{\text{лет}} = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{лет}}}{P_{\text{зима}}^{\text{зима}}} = 0,75. \quad (2.8)$$

Суточные графики нагрузки сведем в таблицу 2.8. Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы 2.9 и 2.10 для летнего и зимнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.8 – Суточные графики нагрузки

№ часа	Зима		Лето	
	P <sub>тз</sub> , МВт	P <sub>тл</sub> , МВт	P <sub>тз</sub> , МВт	P <sub>тл</sub> , МВт
1	24105			17905
2	24477			17933
3	25286			18295
4	26523			19093

## Окончание таблицы 2.8

№ часа	Зима		Лето
	Pтз, МВт	Pтл, МВт	
5	27103		19822
6	27650		20446
7	27800		20719
8	27349		20687
9	27076		20680
10	26740		20643
11	26646		20692
12	26748		20519
13	26748		20594
14	27202		20504
15	27689		20204
16	27803		20138
17	27307		20113
18	27150		20389
19	26509		20086
20	25615		19452
21	24921		18631
22	24504		18219
23	24148		18002
24	24050		17806

Таблица 2.9 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

№ часа	Pт, МВт	ΔPт, МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	PΣ, МВт	ЭΣ, МВт·ч
1	27803	3	1	3	3	3
2	27800	111	2	222	114	225
3	27689	39	3	117	153	342
4	27650	301	4	1204	454	1546
5	27349	42	5	210	496	1756
6	27307	105	6	630	601	2386
7	27202	52	7	364	653	2750
8	27150	47	8	376	700	3126
9	27103	27	9	243	727	3369
10	27076	328	10	3280	1055	6649
11	26748	0	11	0	1055	6649
12	26748	8	12	96	1063	6745
13	26740	94	13	1222	1157	7967
14	26646	123	14	1722	1280	9689
15	26523	14	15	210	1294	9899
16	26509	894	16	14304	2188	24203
17	25615	329	17	5593	2517	29796
18	25286	365	18	6570	2882	36366
19	24921	417	19	7923	3299	44289
20	24504	27	20	540	3326	44829
21	24477	329	21	6909	3655	51738
22	24148	43	22	946	3698	52684
23	24105	55	23	1265	3753	53949
24	24050	24050	24	577200	27803	631149

Таблица 2.10 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

№ часа	P <sub>t</sub> , МВт	ΔP <sub>t</sub> , МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	P <sub>Σ</sub> , МВт	ЭΣ, МВт·ч
1	20719	27	1	27	27	27
2	20692	5	2	10	32	37
3	20687	7	3	21	39	58
4	20680	37	4	148	76	206
5	20643	49	5	245	125	451
6	20594	75	6	450	200	901
7	20519	15	7	105	215	1006
8	20504	58	8	464	273	1470
9	20446	57	9	513	330	1983
10	20389	185	10	1850	515	3833
11	20204	66	11	726	581	4559
12	20138	25	12	300	606	4859
13	20113	27	13	351	633	5210
14	20086	264	14	3696	897	8906
15	19822	370	15	5550	1267	14456
16	19452	359	16	5744	1626	20200
17	19093	462	17	7854	2088	28054
18	18631	336	18	6048	2424	34102
19	18295	76	19	1444	2500	35546
20	18219	217	20	4340	2717	39886
21	18002	69	21	1449	2786	41335
22	17933	28	22	616	2814	41951
23	17905	99	23	2277	2913	44228
24	17806	17806	24	427344	20719	471572

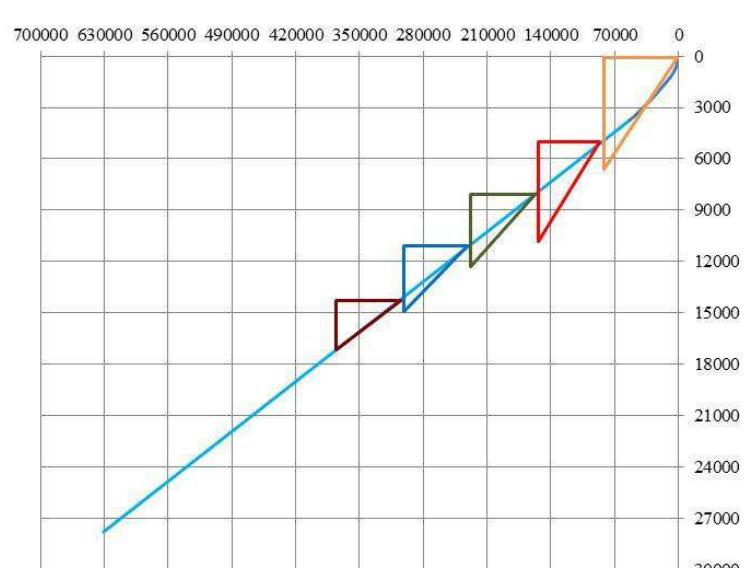
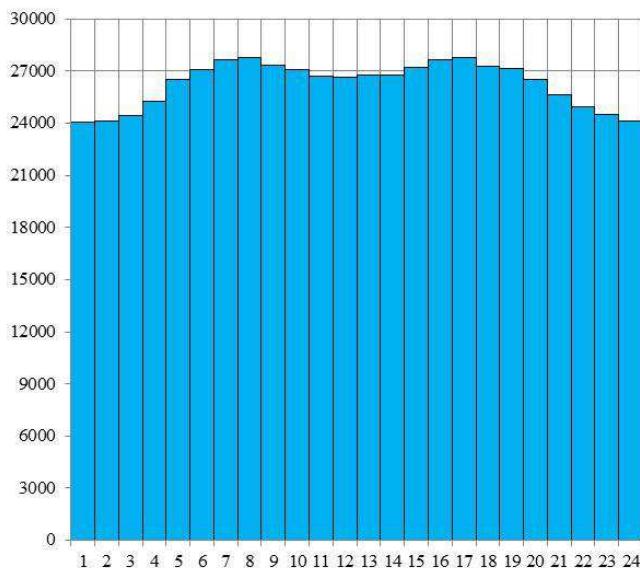


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

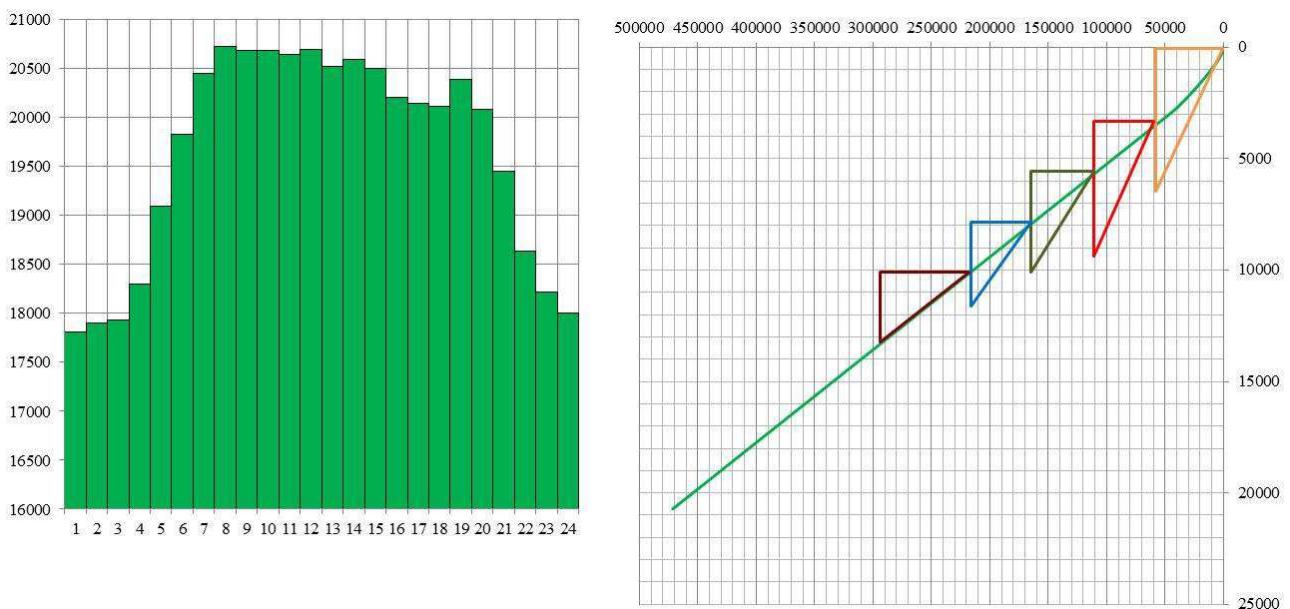


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

## 2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.9)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году,

$a$ ,  $b$  – коэффициенты, которых определяются по формулам [1]:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_{\lambda}^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_{\text{лем}}}{2}, \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_{\lambda}^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 - a_{\text{лем}}}{2}. \quad (2.11)$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Сибирь» представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	P <sub>max</sub> , МВт	P <sub>ср</sub> , МВт
I	27682	26185
II	26767	25325
III	25180	23836
IV	23347	22116
V	21759	20625
VI	20841	19763
VII	20838	19761
VIII	21751	20618
IX	23337	22106
X	25169	23826
XI	26759	25318
XII	27679	26182

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлен на рисунке 2.5.

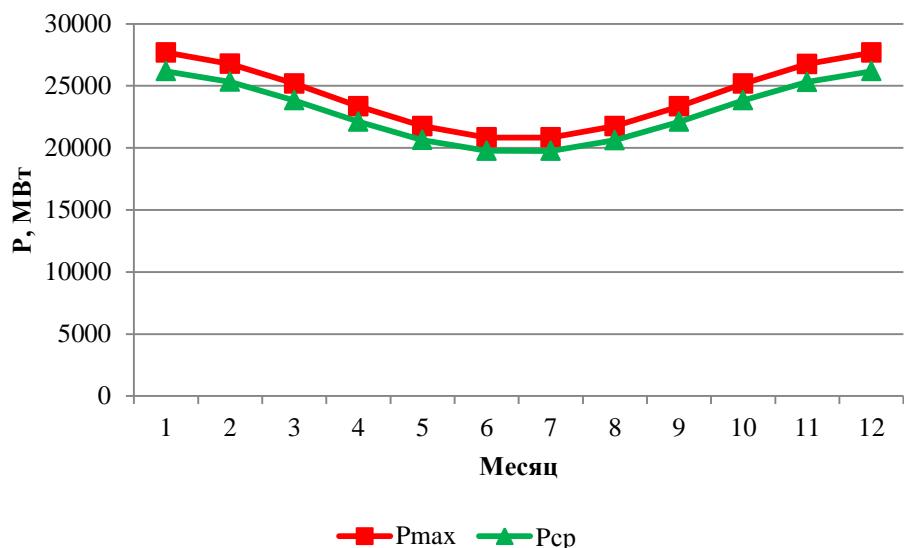


Рисунок 2.5 – Графики максимальных и среднемесячных мощностей энергосистемы

## 2.5 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

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

$$N_{\text{уст.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 22766 \text{ МВт},$$

$$N_{\text{зар.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 11000 \text{ МВт.}$$

Суточная гарантированная выработка энергии существующих ГЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{сущ.ГЭС}} = N_{\text{зар.}}^{\text{сущ.ГЭС}} \cdot 24 = 11000 \cdot 24 = 264000 \text{ Мвт} \cdot \text{ч.} \quad (2.12)$$

Затем, используя ИКН по среднесуточной выработке и расчетной рабочей мощности существующих ГЭС, определяем зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета, приведенных на рисунках 2.3, 2.4.

## 2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года, расходы которого соответствуют 90% обеспеченности, вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле [1]:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_i^{90\% \text{полез}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.13)$$

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

$Q_i^{90\% \text{полез}}$  - полезный бытовой расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

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

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = z_{\text{вб}} - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где  $z_{\text{вб}}$  - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla \text{НПУ}$ , м;

$\Delta h$  - потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 1,0$  м.

$z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определяемый по кривой связи расходов и уровней в НБ, м. Кривые связи расходов и отметок в НБ приведены на рисунке 2.6

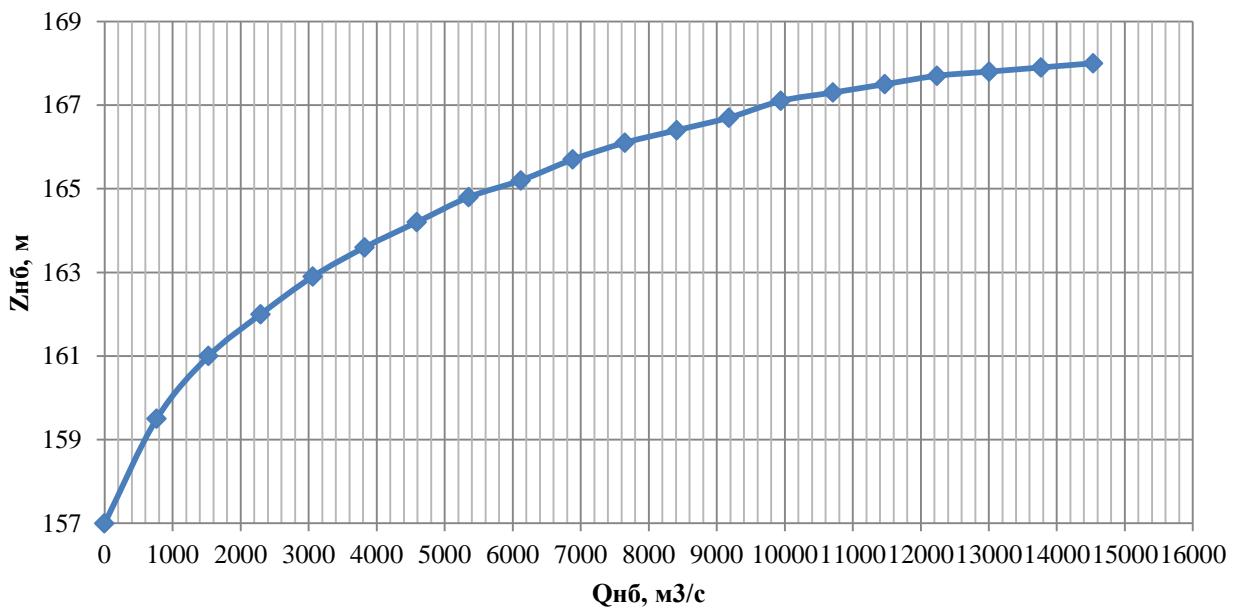


Рисунок 2.6 – Кривые связи расходов и отметок в НБ

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

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

где –  $Q_{\text{ВХК}}$  расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса (минимальный санитарный попуск в нижний бьеф),  $\text{м}^3/\text{с}$ . Расчет сведем в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Показатель	ед.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт 90%	$\text{м}^3/\text{с}$	607	520	510	1850	4991	6900	4080	3425	2118	580	550	598
Qi	$\text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	1	2	17	39	47	39	24	0
Qф	$\text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Qп	$\text{м}^3/\text{с}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Qл	$\text{м}^3/\text{с}$	8	8	4	0	-30	0	0	0	0	0	0	10
Сумма потерь	$\text{м}^3/\text{с}$	23	23	19	15	-14	17	32	54	62	54	39	25
Qгэс полезный	$\text{м}^3/\text{с}$	584	497	491	1835	5005	6883	4048	3371	2056	526	511	573
Zвб	м	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259
Zнб(Qнб)	м	159	159	159	161	165	166	164	163	162	159	159	159
Hгэс, быт	м	99,0	99,2	99,3	96,5	93,1	92,3	94,2	94,8	96,2	99,2	99,2	99,0
Nгэс(быт)	МВт	509	434	429	1559	4100	5591	3357	2813	1741	459	446	499
Qвхк	$\text{м}^3/\text{с}$	1200	1200	1200	1200	2000	2000	2000	2000	2000	1200	1200	1200
Zнб(Qвхк)	м	160	160	160	160	162	162	162	162	162	160	160	160
H(BХK)	м	97,6	97,6	97,6	97,6	96,0	96,3	96,3	96,3	96,3	97,6	97,6	97,6
N(BХK)	МВт	1030	1030	1030	1030	1690	1695	1695	1695	1695	1030	1030	1030

На рис.2.7 изображен режим работы проектируемой ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы.

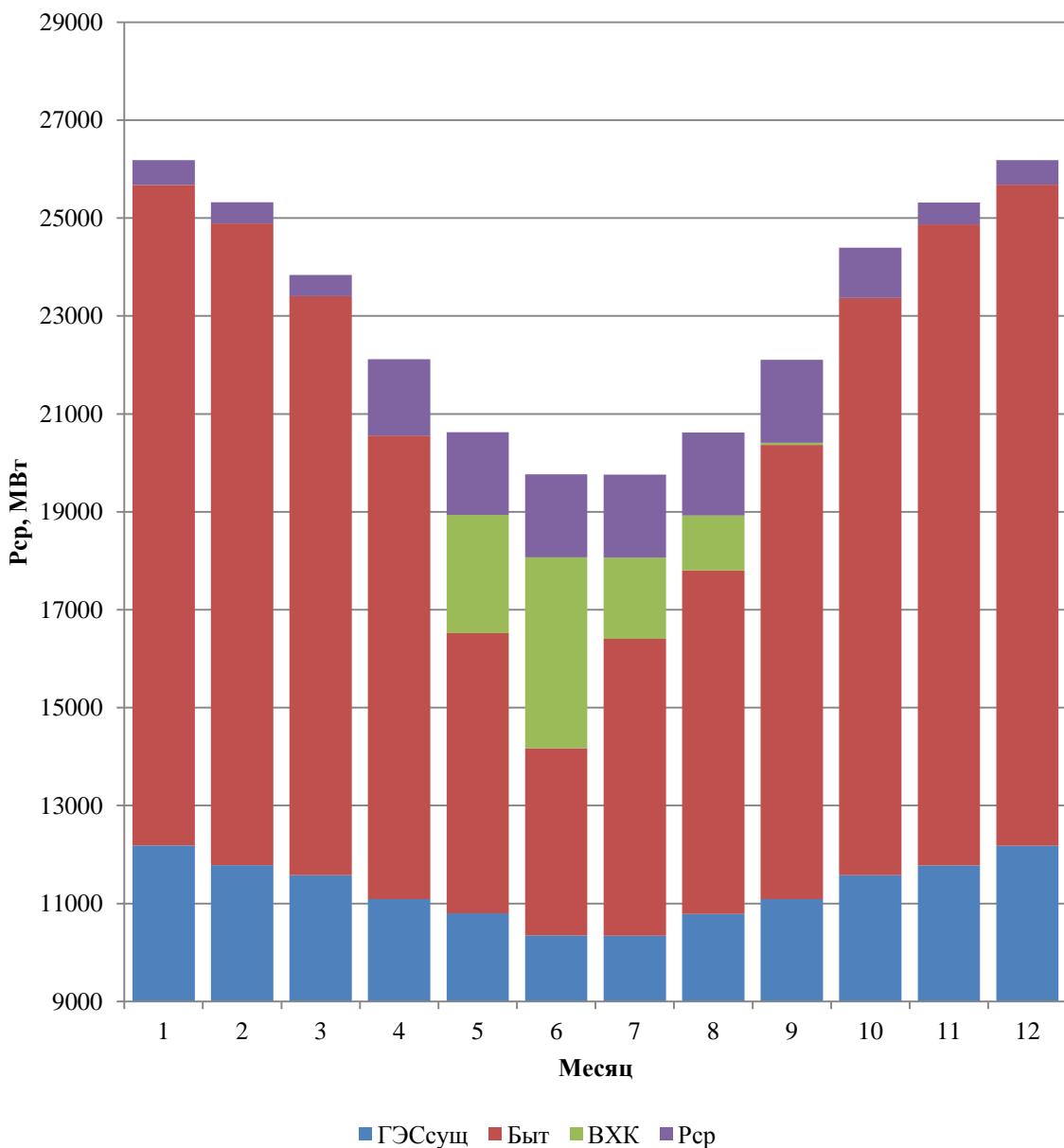


Рисунок 2.7 – Режим работы проектируемой ГЭС без регулирования ( $Z_{\text{вб}}=\text{НПУ}$ )

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому целесообразно в летние месяцы проектируемой ГЭС работать с мощностями, соответствующими требованиям ВХК, при этом избытки бытового притока воды в водохранилище аккумулировать для последующего использования в зимний напряженный для энергосистемы период.

Расчет режима работы ГЭС с вытеснением тепловых мощностей сведем в таблицу 2.14

Таблица 2.14 – Расчет режима работы ГЭС с вытеснением тепловых мощностей

	Pср, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт	Nгар сущ*, МВт	Nвхк*, МВт	Nбыт зарегулир , МВт	Nбыт*, МВт	Nтэс*, МВт
I	26185	509	1030	11000	1030	13491	1375	9779
II	25325	434	1030	11000	1030	13106	975	9779
III	23836	429	1030	11000	1030	11829	777	9771
IV	22116	1559	1690	11000	1690	9465	0	9402
V	20625	4100	1690	11000	1690	5728	0	9107
VI	19763	5591	1695	11000	1695	3826	0	8651
VII	19761	3357	1695	11000	1695	6060	0	8649
VIII	20618	2813	1695	11000	1695	7015	0	9095
IX	22106	1741	1695	11000	1695	9272	0	9397
X	23826	459	1030	11000	1030	11789	776	9772
XI	25318	446	1030	11000	1030	13094	975	9772
XII	26182	499	1030	11000	1030	13501	1375	9777

На рис.2.8 изображен режим работы проектируемой ГЭС при котором в каждый месяц года выполняются требования ВХК и избытки летней мощности вытесняют мощности ТЭС в зимний период, в период прохождения в энергосистемой максимума.

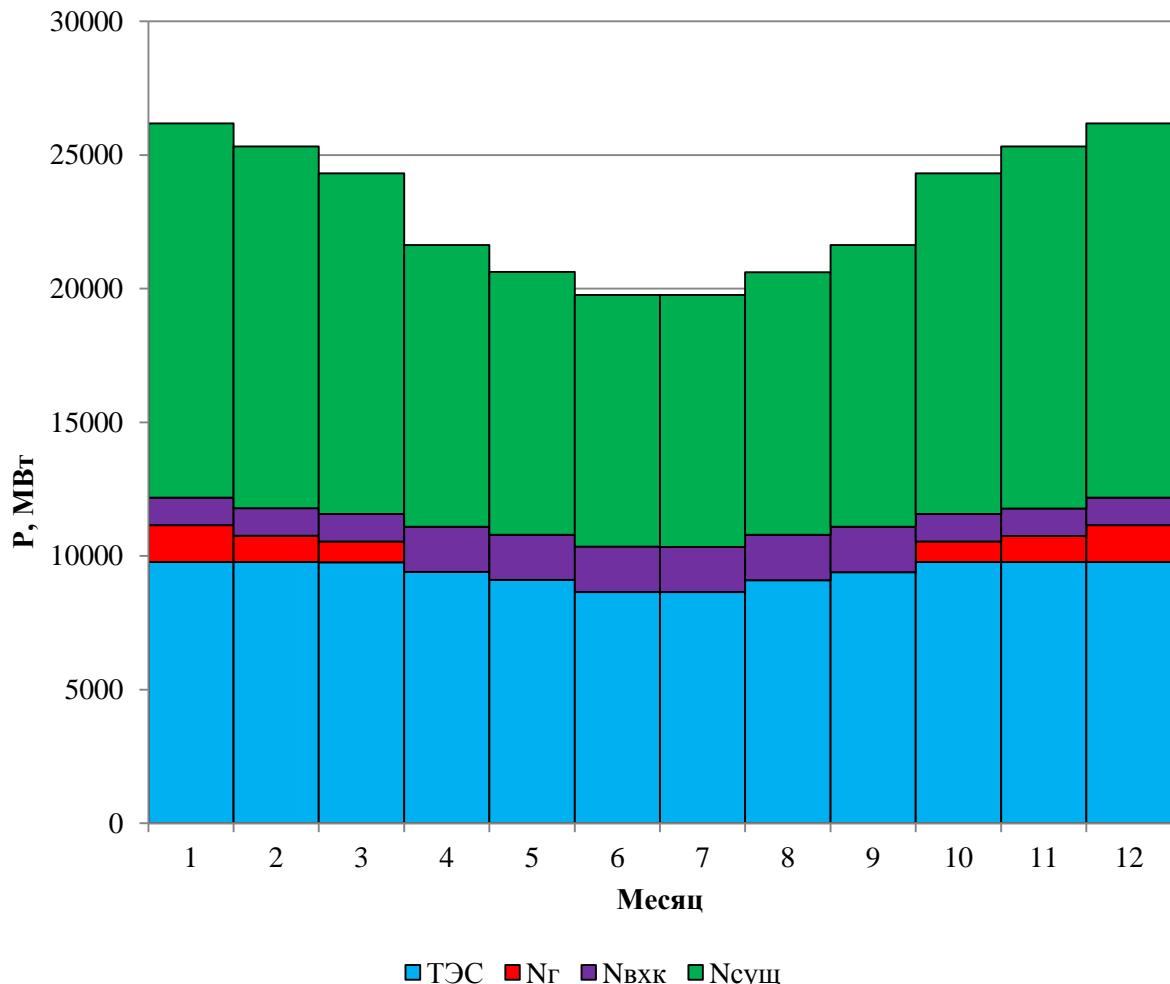


Рисунок 2.8 – Режим работы проектируемой ГЭС с вытеснением тепловых мощностей

## 2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет регулирования стока проводим исходя из следующих требований:

- равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода (НПУ);
- диапазон колебаний напоров ГЭС не должен превышать 30-40%  $H_{\max}^{подв}$  (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС), так определяем предварительно отметку УМО;
- в маловодном году при расчете гарантированной мощности отсутствуют холостые сбросы воды;
- во все месяцы года работа проектируемой ГЭС должна обеспечивать расход в НБ не меньше требуемого ВХК;
- избыток воды в половодный период перераспределяем в зимние месяцы с целью вытеснения тепловых мощностей в период прохождения максимума нагрузки энергосистемой;
- окончательно отметку УМО определяем как  $Z_{\text{ВБ min}}$ , исходя из соотношения  $H_{\min}/H_{\max}$ , предварительно наметив по значению  $H_{\max}$  тип устанавливаемой гидротурбины.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем соответствует отметке  $\nabla\text{НПУ} = 259$  м, и с того месяца, в котором бытовой приток меньше необходимого расхода ВХК (в нашем случае X месяц).

Результаты расчетов представлены в таблице 2.15, где:

1. Расчетный месяц, в котором осуществляется регулирование и определяется гарантированная мощность проектируемой ГЭС;
2.  $Q_{90\%}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – расходы расчетного гидрографа  $p=90\%$  обеспеченности (расходы маловодного года);
3.  $Q_{\text{вдхр}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – расходы водохранилища, со знаком «+» сработка водохранилища, соответственно с «-» заполнение. В случае если  $Q_{\text{вдхр}}=0 \text{ м}^3/\text{с}$ , то работа ГЭС осуществляется на бытовом стоке (на транзите, с сохранением отметки  $Z_{\text{ВБ}}$  неизменной);
4.  $\Delta Q_{\text{исп}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – потери притока на испарение;
5.  $\Delta Q_{\phi}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – потери притока на фильтрацию;
6.  $\Delta Q_{\text{птр}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – безвозвратное потребление воды из водохранилища;
7.  $Q_{\text{ВХК}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – расходы ВХК;
8.  $\Delta Q_{\text{лд}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – потери притока на льдообразование;
9.  $Q_{XX}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – расходы холостых сбросов через водосливные сооружения;
10.  $Q_{\text{ГЭС}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – расходы воды, проходящие через гидротурбину;

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{90\%} \pm Q_{\text{вдхр}} - \Delta Q_{\text{исп}} - \Delta Q_{\phi} - \Delta Q_{\text{птр}} \pm \Delta Q_{\text{лд}}. \quad (2.16)$$

11.  $Q_{\text{НБ}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  – расходы воды в НБ:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + \Delta Q_{\phi} + Q_{XX}, \quad (2.17)$$

где  $Q_{НБ}$  должен быть не меньше  $Q_{вхк}$ ;

12.  $V_h$ , км<sup>3</sup> - объем воды в водохранилище начальный, то есть в начале расчетного периода (в начале месяца принимается равным конечному объему предыдущего месяца, в начале сработки начальный объем соответствует объему воды в водохранилище при НПУ);

13.  $\Delta V$  км<sup>3</sup> - изменение объема в водохранилище в зависимости от  $Q_B$ :

$$\Delta V = Q_B \cdot t / 10^9, \quad (2.18)$$

где  $t$  – количество секунд в расчетном месяце;

14.  $V_k$ , км<sup>3</sup> - конечный объем в водохранилище, соответствующий концу расчетного периода:

$$V_k = V_h \pm \Delta V. \quad (2.19)$$

15.  $Z_{BБ\ h}$ , м – начальная отметка ВБ, соответствующая отметке ВБ в начале расчетного периода, равна конечной отметке ВБ в конце предыдущего расчетного периода, в начале сработки она равна  $Z_{BБ\ h} = \text{НПУ}$ ;

16.  $Z_{BБ\ k}$ , м – конечная отметка ВБ, в зависимости от изменения расхода и конечного объема в водохранилище  $V_k = V_h \pm \Delta V$  определяется по кривой связи  $Z_{BБ} = f(V_k)$ , представлена на рисунке 2.9, в конце наполнения водохранилища в период половодья  $Z_{BБ\ k} = \text{НПУ}$ .

17.  $Z_{BБ\ cp}$ , м – средняя отметка ВБ за расчетный период, то есть

$$Z_{BБ\ cp} = 0,5(Z_{BБ\ h} + Z_{BБ\ k}). \quad (2.20)$$

18.  $Z_{НБ}$ , м – отметка НБ, определяется по кривым связи  $Z_{НБ} = f(Q_{НБ})$ , представлена на рисунке 2.6, соответственно для летних месяцев по летней кривой, для зимних по зимней кривой связи;

19.  $\Delta h$ , м – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 1,0$  м;

20.  $H$ , м – напор нетто, подведенный к гидротурбине:

$$H = Z_{BБ\ cp} - Z_{НБ} - \Delta h. \quad (2.21)$$

21.  $N_{ГЭС\ гар}$ , МВт – гарантированная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{ГЭС\ гар} = K_N \cdot H \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.22)$$

где  $K_N = 8,8$  - коэффициент мощности;

22.  $t_{сут}$  - количество суток в расчетном периоде;

23.  $t_c$  – количество секунд в расчетном периоде.

Расчет полезного объема водохранилища осуществляется, пользуясь кривой связи  $Z_{BБ} = f(V)$ , представленной на рисунке 2.9:

$$V_{вдхр} (Z_{BБ} = \text{НПУ} = 259 \text{ м}) = 65,0 \text{ км}^3,$$

$V_{\text{вдхр}} (Z_{\text{ВБmin}} = \text{УМО} = 234,3) = 33,39 \text{ км}^3$ ,

$V_{\text{полез.}} = (V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 65,0 - 33,39) = 31,61 \text{ км}^3$ .

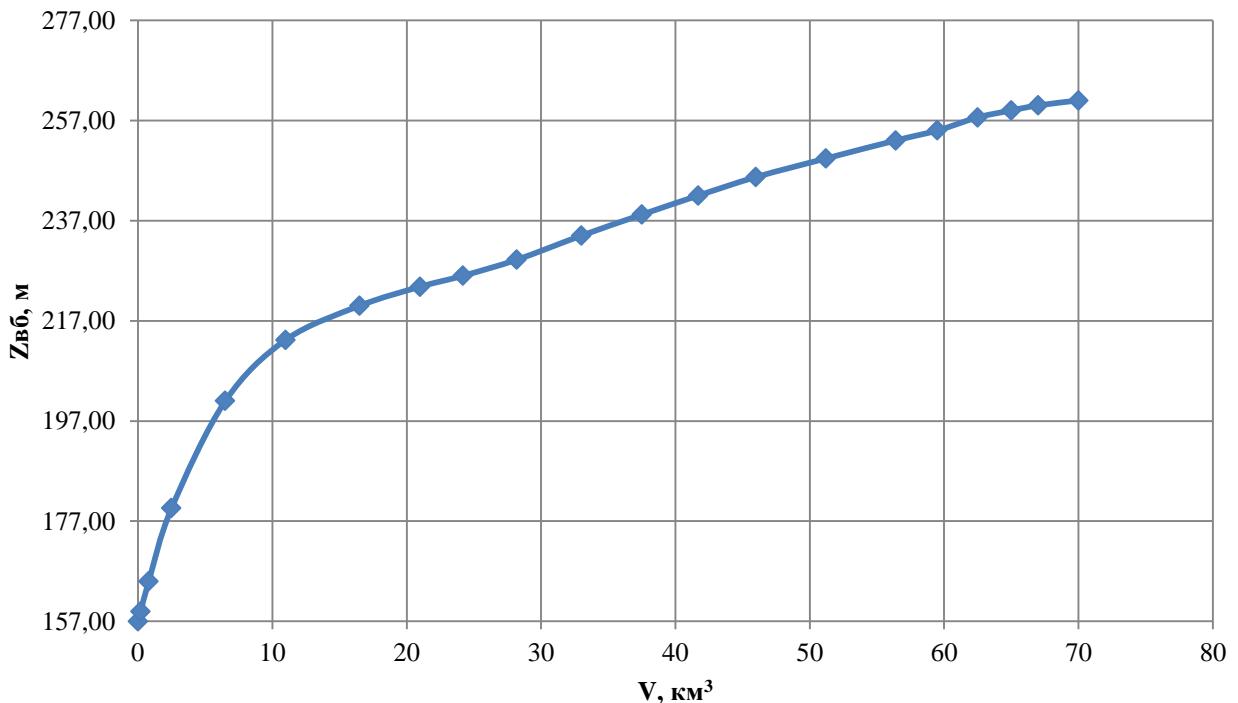


Рисунок 2.9 – Кривая связи объемов и уровней в ВБ

Исходя из данных расчета таблицы 2.15 график сработки- наполнения водохранилища в маловодный год при расчете гарантированных мощностей проектируемой ГЭС представлен на рис.2.10.

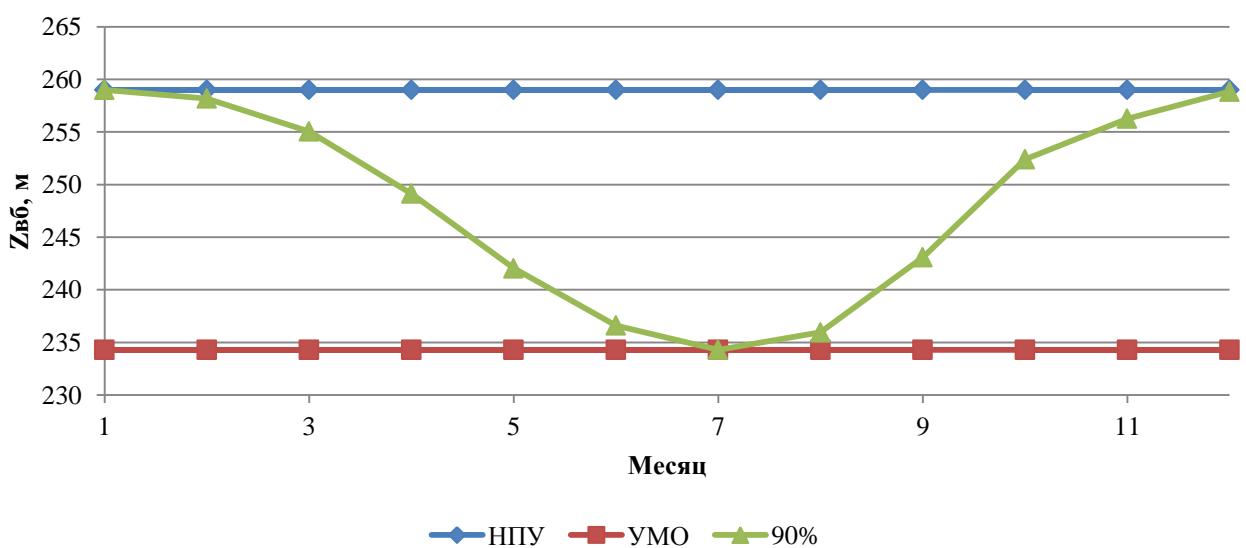


Рисунок 2.10 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году

Максимальная гарантированная мощность приходится на зимние месяцы, принимаем в качестве расчетной максимальную гарантированную мощность для декабря  $N_{\text{гар XII}} = 2963 \text{ МВт}$ .

Определим режим работы проектируемой ГЭС в суточных (зимнем и летнем) графиках максимальной нагрузки энергосистемы, т.е. определим зону работы ГЭС в суточном графике нагрузки.

$$E_{\text{гар.зима}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{XII} * 24 = 2963 * 24 = 71112 \text{ МВт} * \text{ч}, \quad (2.23)$$

$$E_{\text{гар.лето}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{VI} * 24 = 1493 * 24 = 35832 \text{ МВт} * \text{ч} \quad (2.24)$$

Вписываем треугольник мощностей проектируемой ГЭС в интегральную кривую нагрузки для зимнего и летнего периодов. Для проектируемой ГЭС зона работы в суточном графике нагрузки лимитирована зоной работы существующих ГЭС и приходится на базовую зону графика нагрузки, следовательно, определяем вытесняющую рабочую мощность проектируемой ГЭС для зимних суток:  $N_{\text{выт.раб}}^{\text{пр.ГЭС}} = 3000 \text{ МВт}$ .

Таблица 2.15 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в маловодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Месяц	Qпр.90%	Qв	ΔQф	Qвхк	QГЭС	Qнб	Vвб Н	ΔV	Vвб К	Zвб Н	Zвб к	Zвб ср	Zнб	H	NГЭС гар
X	580	499	5	1200	1079	1084	65,00	1,29	63,71	259,0	258,2	258,6	160,2	97,40	925
XI	550	1700	5	1200	2250	2255	63,71	4,41	59,30	258,2	255,0	256,6	162,0	93,61	1854
XII	598	3250	5	1200	3848	3853	59,30	8,42	50,88	255,0	249,1	252,1	163,6	87,50	2963
I	607	3565	5	1200	4172	4177	50,88	9,24	41,64	249,1	242,0	245,6	163,9	80,72	2963
II	520	2263	5	1200	2783	2788	41,64	5,87	35,77	242,0	236,6	239,3	162,6	75,73	1855
III	510	917	5	1200	1427	1432	35,77	2,38	33,39	236,6	234,3	235,4	160,8	73,61	924
IV	1850	-655	5	1200	1195	1200	33,39	-1,70	35,09	234,3	235,9	235,1	160,4	73,69	775
V	4991	-2996	5	2000	1995	2000	35,09	-7,77	42,86	235,9	243,1	239,5	161,7	76,83	1349
VI	6900	-4905	5	2000	1995	2000	42,86	-12,71	55,57	243,1	252,4	247,7	161,7	85,05	1493
VII	4080	-2085	5	2000	1995	2000	55,57	-5,40	60,97	252,4	256,3	254,3	161,7	91,64	1609
VIII	3425	-1430	5	2000	1995	2000	60,97	-3,71	64,68	256,3	258,8	257,5	161,7	94,86	1665
IX	2118	-123	5	2000	1995	2000	64,7	-0,32	65,00	258,8	259,0	258,9	161,7	96,24	1690

## 2.8 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности и энергии в энергосистеме

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 %  $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$ , аварийный резерв составляет 8% от  $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС в полном объеме, аварийный резерв целесообразно размещать на ТЭС.

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.25)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 3000 + 59 = 3059 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ТЭС}}. \quad (2.26)$$

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. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 15 дней, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{22766}{6} = 7589 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{3059}{6} = 1020 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{TЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left( \frac{13191}{4} + \frac{13191}{2} \right) = \\ = 9893 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.29)$$

Расчеты представлены в таблице 2.16. Баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.11.

Таблица 2.16 – Баланс мощности энергосистемы при работе проектируемой ГЭС с расходами 90% обеспеченности

месяц	Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	Pc max	N н.р.	N а.р.	Nраб	N н.р.	N рем.	Nраб	N н.р.	N рем.	Nраб	N а.р	N рем.
I	27682	554	2215	12727	255		2963	59		11992	959	
II	26767	535	2141	11894	238	900	1855	37		13018	1041	
III	25180	504	2014	11061	221	2550	924	18		13195	1056	
IV	23347	467	1868	10227	205	389	775	15		12345	988	1250
V	21759	435	1741	9394	188		1349	27		11016	881	2000
VI	20841	417	1667	8561	171		1493	30		10787	863	2146
VII	20838	417	1667	8561	171		1609	32		10668	853	2147
VIII	21751	435	1740	9394	188		1665	33	510	10692	855	1550
IX	23337	467	1867	10227	205	300	1690	34	510	11420	914	800
X	25169	503	2014	11061	221	2550	925	18		13183	1055	
XI	26759	535	2141	11894	238	900	1854	37		13011	1041	
XII	27679	554	2214	12727	255		2963	59		11989	959	
	N уст.,МВт			22766			3059			13191		

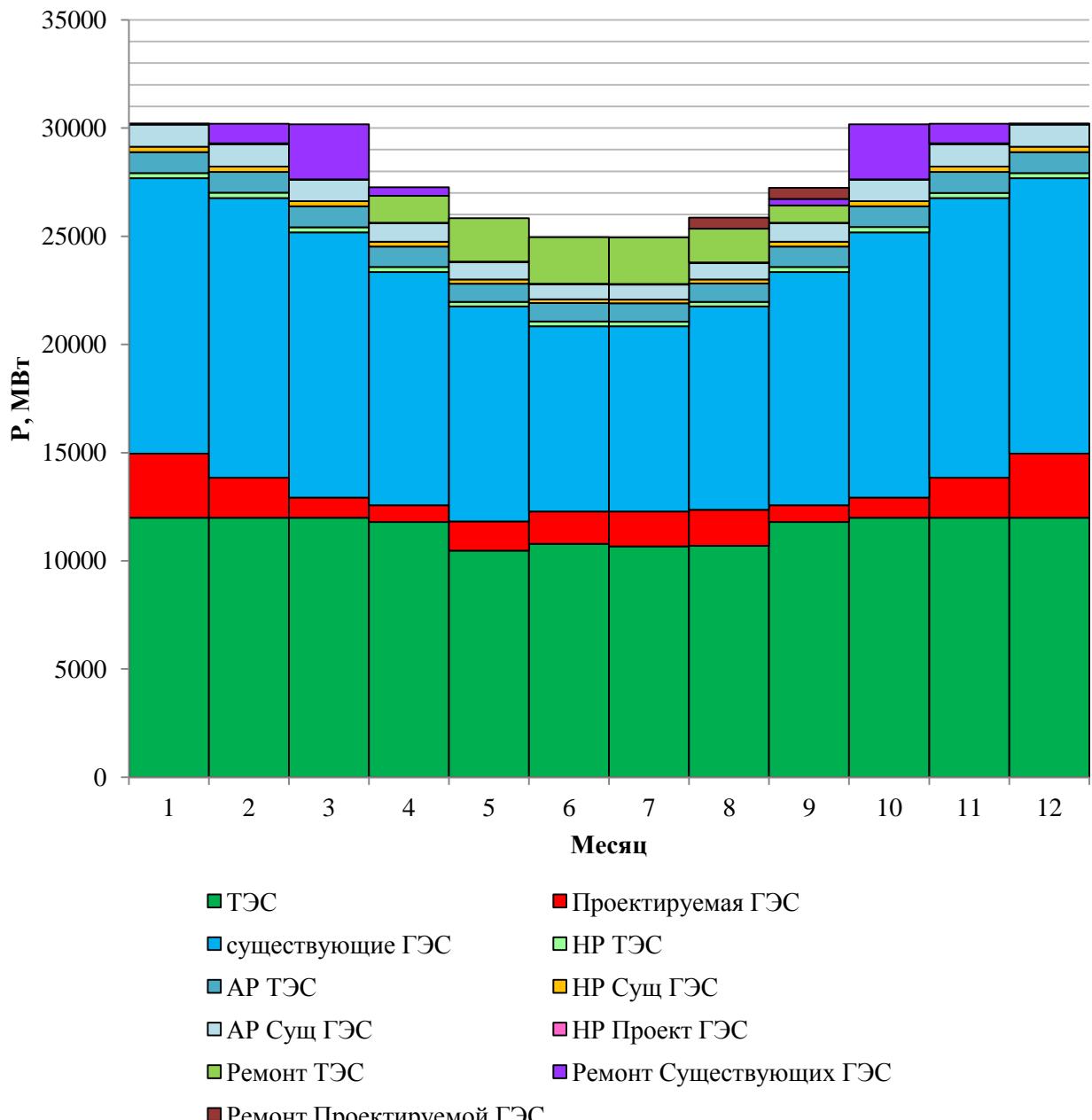


Рисунок 2.11 – Баланс мощности энергосистемы

## 2.9 Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году

Расчет режима работы проектируемой ГЭС с расходами 50% обеспеченности осуществляется аналогично расчету при выборе гарантированных мощностей в маловодном году и целью данного расчета является определение среднемноголетней выработки электроэнергии.

Расчет сведем в таблицу 2.18. При выполнении расчета необходимо выполнять все вышеперечисленные требования, к которым добавляется еще одно существенное, а именно, так как установленная мощность проектируемой ГЭС на данном этапе расчета определена, мощность проектируемой ГЭС рассчитываемая при расходах средневодного года не должна превышать

значение  $N_{\text{уст}}=3059$  МВт. А также в средневодном году с целью не превышения отметки ВБ равной НПУ допустимо производить холостые сбросы воды.

Срабатывать водохранилище начинам с X месяца, в напряженный для энергосистемы период. В данном расчете добавляется столбец 22 для определения выработки электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{мес.}} = N_{\text{ГЭС}} \cdot t = N_{\text{ГЭС}} \cdot t_{\text{сут}} \cdot 24 \text{ч}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.30)$$

Среднемноголетняя выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \sum \mathcal{E}_{\text{мес.}} / 10^3 = 14446 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч} = 14,46 \text{ млрд кВтч}. \quad (2.31)$$

Алгоритм расчета аналогичен расчету, представленному в таблице 2.18. График сработки и наполнения водохранилища Сухобузимской ГЭС представлен на рисунке 2.12.

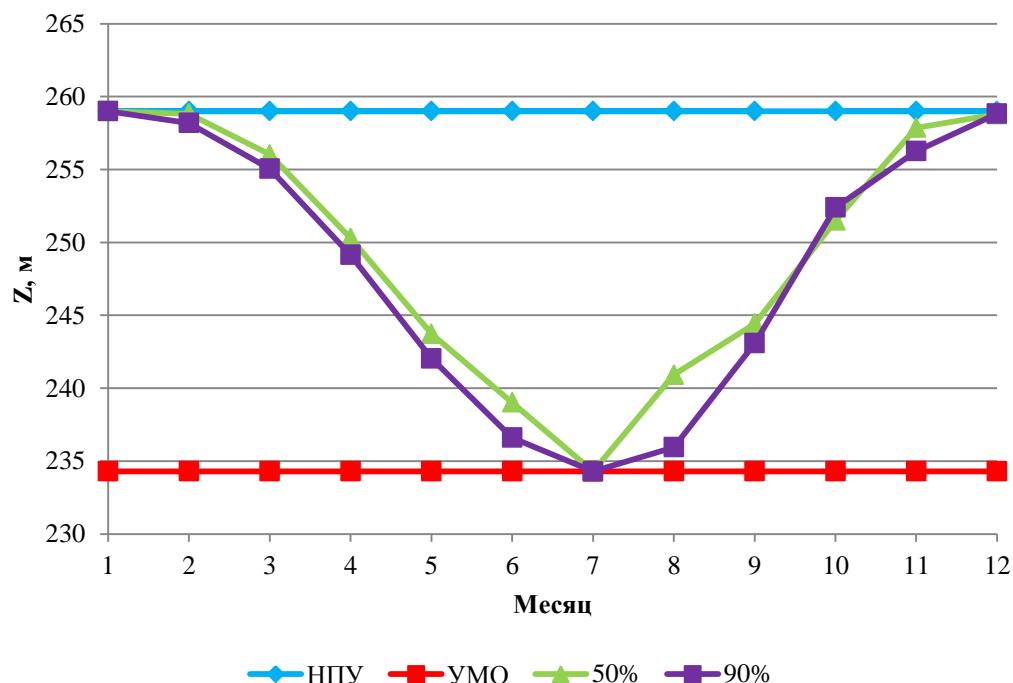


Рисунок 2.12 – График сработки и наполнения водохранилища в средневодном году

Таблица 2.18 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в средневодном году

1	2	3	5	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	20	21	22
Месяц	Q50%	Qвдхр	ΔQф	Qвхк	Qxx	QГЭС	Qнб	VH	ΔV	VK	Zвб н	Zвб к	Zвб ср	Zнб	Н	НГЭС	Э, МВт·ч
X	950	126	5	2000	0	1076	1081	65,00	0,33	64,67	259,0	258,8	258,9	160,2	97,72	925	665876,1
XI	680	1551	5	1200	0	2231	2236	64,67	4,02	60,65	258,8	256,0	257,4	162,0	94,44	1854	1334563
XII	670	3130	5	1200	0	3800	3805	60,65	8,11	52,54	256,0	250,3	253,2	163,6	88,60	2963	2133254
I	660	3436	5	1200	0	4096	4101	52,54	8,91	43,63	250,3	243,7	247,0	163,8	82,20	2963	2133636
II	650	2057	5	1200	0	2707	2712	43,63	5,33	38,30	243,7	239,0	241,4	162,5	77,86	1855	1335324
III	910	458	5	1200	0	1368	1373	38,30	1,19	37,12	239,0	237,9	238,5	160,7	76,72	924	665501,7
IV	2385	-1257	5	1200	0	1128	1133	37,12	-3,26	40,37	237,9	240,9	239,4	160,3	78,12	775	557971,5
V	5520	-3590	5	2000	2000	1930	3935	40,37	-4,12	44,49	240,9	244,4	242,7	163,7	78,00	1325	971139
VI	7243	-5273	5	2000	1500	1970	3475	44,49	-9,78	54,27	244,4	251,5	248,0	163,3	83,70	1451	1075094
VII	6413	-4454	5	2000	1000	1959	2964	54,27	-8,95	63,23	251,5	257,9	254,7	162,8	90,90	1567	1158387
VIII	4121	-2178	5	2000	1000	1943	2948	63,23	-3,05	66,28	257,9	258,8	258,8	162,8	95,06	1625	1199050
IX	2368	-399	5	2000	893	1969	2867	66,3	1,28	65,00	258,8	259,0	259,4	162,7	95,72	1659	1216549

## 2.10 Построение режимного поля проектируемой ГЭС

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения [1]:

- выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

- необходимо стремится к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению [1]:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (2.32)$$

где  $z_{вб}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от НПУ до УМО (рис. 2.10);

$z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода (рис.2.6);

$\Delta h$  – потери напора в водопроводящих сооружениях (п.п. 2.1).  
Также строим кривую зависимости  $H_{ГЭС}(Q_{ГЭС})$  при  $Z_{вб1} = 249,1$  м для зимнего периода в маловодном году.

Определение ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением [1]:

$$N_{уст.расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.33)$$

где  $k_N$  - коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$  ( п.п. 2.1);

2) ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_{расч}^N}}, \quad (2.34)$$

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре  $H_{расч} = 84,0$  м (рисунок 2.13).

Результаты расчета представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

QНБ, м <sup>3</sup> /с	ZHБ, м	$\Delta h_m$	ZНПУ, м	ZУМО, м	ZВБ1, м	Напорные характеристики			Огр. мощности		Огр.по пропуск. способности	
						ННПУ, м	НУМО, м	HZB1, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м
157	0	1,0	259,0	234,3	249,1	101,0	76,3	91,1	3375	101,0	4054	84,1
159,5	765	1,0	259,0	234,3	249,1	98,5	73,8	88,6	3405	100,1	4032	83,2
161	1530	1,0	259,0	234,3	249,1	97,0	72,3	87,1	3436	99,2	4011	82,3
162	2295	1,0	259,0	234,3	249,1	96,0	71,3	86,1	3467	98,3	3990	81,5
162,9	3060	1,0	259,0	234,3	249,1	95,1	70,4	85,2	3499	97,4	3969	80,6
163,6	3825	1,0	259,0	234,3	249,1	94,4	69,7	84,5	3531	96,6	3948	79,8
164,2	4590	1,0	259,0	234,3	249,1	93,8	69,1	83,9	3564	95,7	3927	78,9
164,8	5355	1,0	259,0	234,3	249,1	93,2	68,5	83,3	3597	94,8	3906	78,1
165,2	6120	1,0	259,0	234,3	249,1	92,8	68,1	82,9	3631	93,9	3885	77,2
165,7	6885	1,0	259,0	234,3	249,1	92,3	67,6	82,4	3666	93,0	3863	76,4
166,1	7650	1,0	259,0	234,3	249,1	91,9	67,2	82	3702	92,1	3842	75,5
166,4	8415	1,0	259,0	234,3	249,1	91,6	66,9	81,7	3738	91,2	3820	74,7
166,7	9180	1,0	259,0	234,3	249,1	91,3	66,6	81,4	3774	90,3	3798	73,8
167,1	9945	1,0	259,0	234,3	249,1	90,9	66,2	81	3812	89,4	3776	73,0
167,3	10710	1,0	259,0	234,3	249,1	90,7	66	80,8	3850	88,5	3754	72,1
167,5	11475	1,0	259,0	234,3	249,1	90,5	65,8	80,6	3889	87,7	3732	71,3
167,7	12240	1,0	259,0	234,3	249,1	90,3	65,6	80,4	3929	86,8	3710	70,4
167,8	13005	1,0	259,0	234,3	249,1	90,2	65,5	80,3	3970	85,9	3687	69,6
167,9	13770	1,0	259,0	234,3	249,1	90,1	65,4	80,2	4012	85,0	3665	68,7
168	14535	1,0	259,0	234,3	249,1	90	65,3	80,1	4054	84,1	3642	67,9

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по установленной мощности ГЭС и пропускной способности турбин (рисунок 2.13).

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 84,0$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 57,8$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 70,0$  м;
- максимальный расход  $Q_{max} = 4054$  м<sup>3</sup>/с.

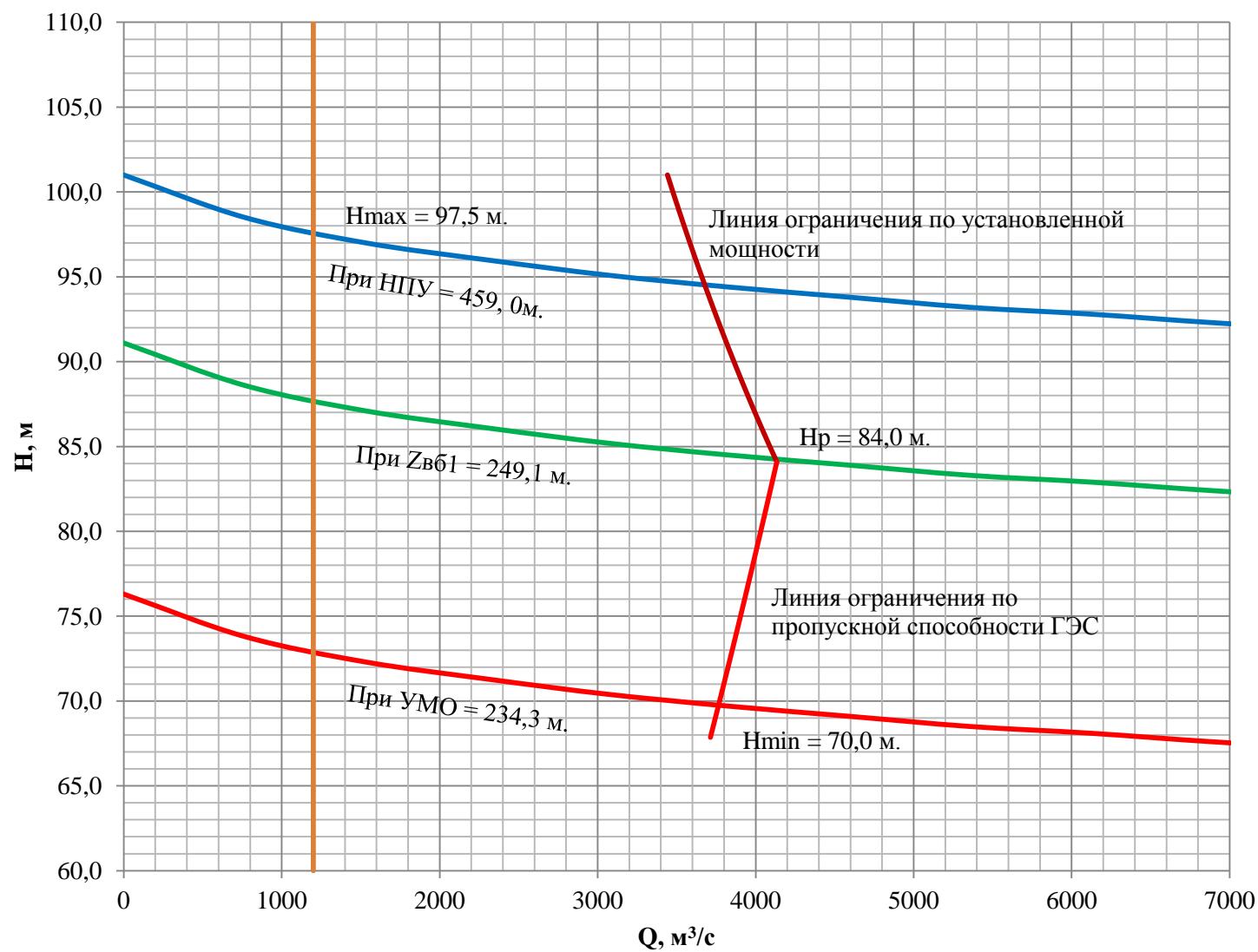


Рисунок 2.13 – Режимное поле проектируемой Сухобузимской ГЭС по напору и расходу

### 3 Выбор гидросилового оборудования

Задача выбора основного энергетического оборудования, состоит в определении его типов и параметров, которые при заданной исходной информации, выполнении всех требуемых ограничений, обеспечивали бы развитие энергосистемы за счёт проектируемой ГЭС с минимальными затратами на строительство и максимальной прибылью при эксплуатации.

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Для полученного диапазона изменения напора в п.п. 2.10 по справочным материалам [1] подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;

2) отношение  $\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{70}{115} = 0,61$  должно быть не меньше справочных данных.

3) максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют турбины РО115–В и ПЛД115-В-45. Параметры РО115-В и ПЛД115-В-45 представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	РО115a-В	ПЛД115-В-45
Максимальный напор гидротурбин	H <sub>пред</sub> , м	115
Диапазон регулирования	H <sub>min</sub> /H <sub>max</sub>	0,60
Приведенный расход в расчетной точке	Q <sub>1p1</sub>	1,08
Приведенный КПД в расчетной точке	η <sub>1p1</sub>	0,889
Оптимальная приведенная частота вращения	n <sub>1opt</sub> , об/м	75
Оптимальный приведенный расход	Q <sub>1opt</sub> , л/с	900
Оптимальный КПД модели	η <sub>1mort</sub>	0,927
Приведенный максимальный расход	Q <sub>1max</sub> , л/с	1080
Коэффициент кавитации	σ (Q <sub>1max</sub> )	0,15
Приведенный диаметр рабочего колеса	D <sub>1m</sub> , м	0,5156
Напор модельной турбины	H <sub>mod</sub> , м	4
Температура испытаний	t <sub>mod</sub> , °C	2
		9

### 3.2 Определение параметров турбин

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки  $P_1$ , предварительно проведя линию  $n'_{l_0}$  через оптимум КПД.

$$Q'_{1p} = 1,08 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для РО115-В,}$$

$$Q'_{1p} = 1,085 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для ПЛД115-В-45.}$$

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин).

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_m}} \right], \quad (3.1)$$

где  $\eta_m$ ,  $D_{1m}$ ,  $H_m$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1$ ,  $H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_n$ ,  $\nu_m$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий  $t_n$  и  $t_m$ ;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, для ПЛ, ПЛД  $\varepsilon = 0,75$ , для РО  $\varepsilon = 0,75$  при  $Q'_{1p} \geq Q'_{l_0} = 1,17 \geq 1,02$ .

где  $Q'_{l_0}$  – приведенный расход воды в оптимуме главной универсальной характеристики.

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_\Gamma, \quad (3.2)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_\Gamma$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97)

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z'_a = \frac{N_{ycm}}{N_a}, \quad (3.3)$$

где  $N_{ycm} = 3059 \text{ МВт} = 3059000 \text{ КВт}$  – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов  $Z'_a$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{y_{cm}}}{Z_a} . \quad (3.4)$$

Синхронная частота вращения:

$$n'_c = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1} , \quad (3.5)$$

где  $n'_p$  – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

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

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение  $n_c$ .

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{1\max} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}} , \quad (3.6)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}} , \quad (3.7)$$

$$n'_{1\min} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}} . \quad (3.8)$$

Рассматриваем все возможные варианты, начиная с максимального.

При выборе определяемся следующими параметрами:  
максимальный КПД;  
птимальная рабочая зона турбины;  
сокращение количества агрегатов;  
транспортировка.

Результаты расчета приведены в таблицу 3.2

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО115-В и ПЛД115-В-45

Параметры	РО115-В				ПЛД115-В-45			
D <sub>1</sub> , м	6,3	6,7	7,1	7,5	6,3	6,7	7,1	7,5
η <sub>т</sub> ,	0,93	0,93	0,93	0,93	0,9334	0,9339	0,9343	0,9347
N' <sub>a</sub> , МВт	292891,3	331373,8	372296,7	420385,4	293112,6	331678,3	372634,6	415982,4
n, шт	11,3	9,9	8,9	7,8	11,2	9,9	8,8	7,9
n <sub>окр</sub> , шт	12	10	9	8	12	10	9	8
N <sub>1га</sub> , МВт	274,7	329,6	366,2	412,0	274,7	329,6	366,2	412,0
ΔР	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,051	1,051
n* <sub>сихх</sub> , об/мин	111,4	104,7	98,8	93,7	123,7	116,4	109,8	104,0
n <sub>сихх</sub> , об/мин	115,4	107,1	100,0	93,8	125	125	115,4	107,1
n' <sub>p</sub> , об/мин	77,4	76,4	75,6	75,0	83,9	89,2	87,2	85,5
n' <sub>min</sub> , об/мин	71,9	70,9	70,2	70,0	77,8	82,8	80,9	79,3
n' <sub>max</sub> , об/мин	84,8	83,7	82,8	82,6	91,9	97,7	95,5	93,6

ПЛД турбины существенно дороже РО турбин и применяются при значительных колебаниях напора(в данном случае изменение напора составляет 15,7 м.), а так же больше подвержены износу. Проведя расчет, выяснилось, что заглубление отсасывающей трубы ПЛД 115-В45 будет больше чем у РО115-В, что опять же приведет к удорожанию и увеличению сроков строительства. Далее проводим расчет для турбины РО 115-В-750. Другие диаметры РО115-В не рассматриваются, так как возрастает число агрегатов до 10 и больше. Рабочая зона турбины представлена на рисунке 3.1.

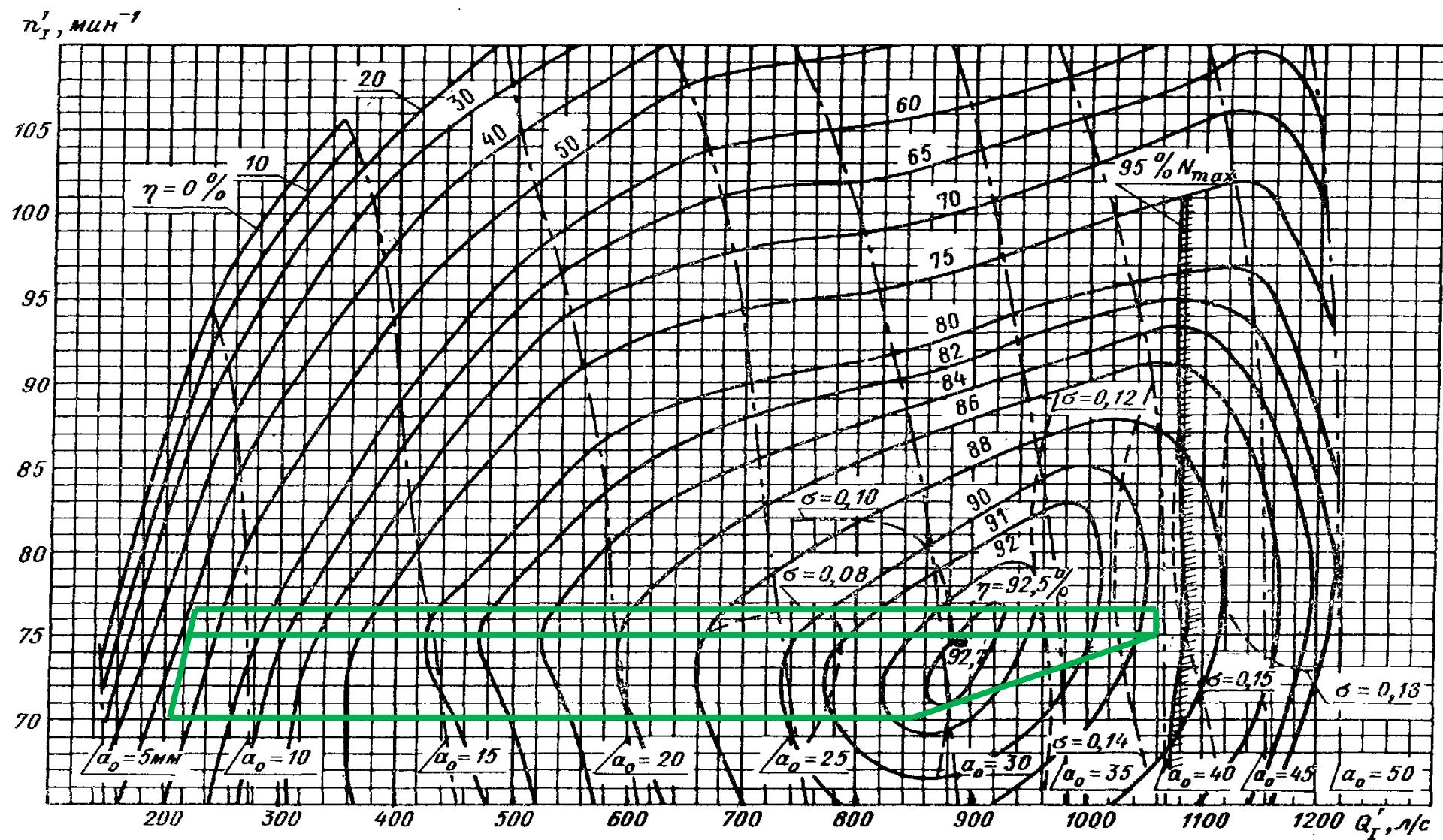


Рисунок 3.1 – Рабочие зоны турбины РО115-В-750

На рисунке 3.2 представлена проточная часть модели гидротурбины РО115/810-В-750

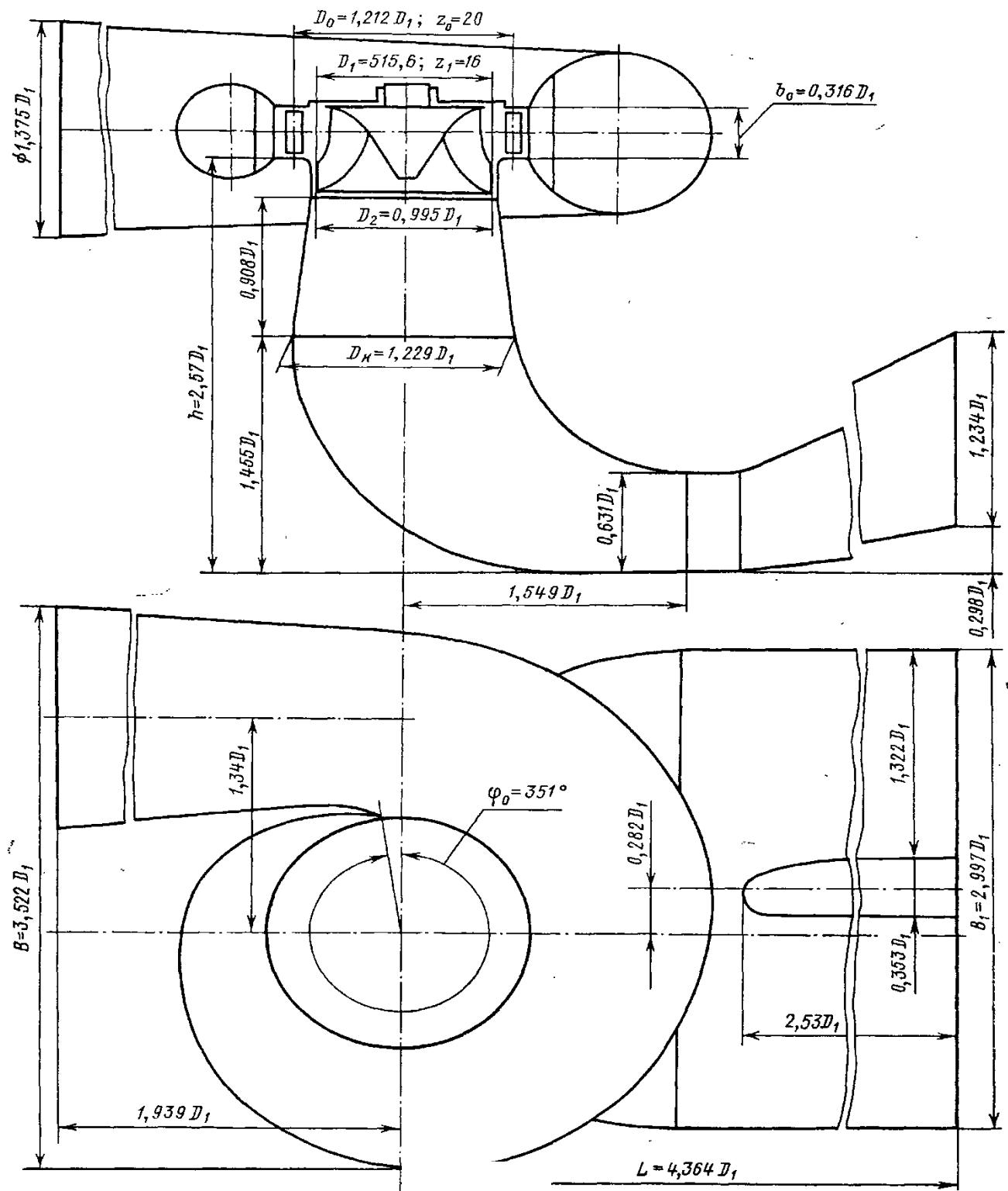


Рисунок 3.2 – Проточная часть модели гидротурбины РО115/810-В-750

### 3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.

Возможность работы гидротурбины при минимальных расходах обеспечивает увеличение мощности и выработки электроэнергии ГЭС. Поэтому при выборе основного энергетического оборудования проектируемой ГЭС необходимо выполнять проверку возможности работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу воды. Для этого необходимо линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитать в координаты главной универсальной характеристики  $Q'$  и  $n'$  для двух значений напора  $H_{\max}$  и  $H_{\min}$ . Поскольку  $n'$  для указанных напоров определялись ранее, то остается вычислить приведенный расход по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{z_a * D_1^2 * \sqrt{H * \Delta p}}, \quad (3.9)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 * \sqrt{H_{\max} * \Delta p}} = \frac{1200}{7,5^2 * \sqrt{97,5 * 1,05}} = 0,208 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (3.10)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 * \sqrt{H_{\min} * \Delta p}} = \frac{1200}{7,5^2 * \sqrt{69,5 * 1,05}} = 0,247 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.11)$$

### 3.4 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s, \quad (3.12)$$

где  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{\text{нб}}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_s$  определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима: работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ, работа ГЭС с установленной мощностью при отметке НПУ и работа всех агрегатов с установленной мощностью при расчетном по мощности напоре.

Высота отсасывания  $H_s$  вычисляется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{hb}(Q_{hb})}{900} - \sigma * H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.pl}, \quad (3.13)$$

Где  $B$  - барометрическое давление, равное 10 мм вод.ст;

$\Delta H_s$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антивакуационный запас, равное 1,5 м;

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{hb}(Q_{hb})$ ;

$\Delta Z_{x.pl}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется следующим образом: для осевых горизонтальных капсульных турбин (ПЛ-ГК)  $\Delta Z_{x.pl}=-D_1/2$ ; для осевых вертикальных ПЛ-турбин  $\Delta Z_{x.pl}=0$ ; для вертикальных ПЛД и РО-турбин

$$\Delta Z_{x.pl}=B_0/2. \quad (3.14)$$

Высота направляющего аппарата натурной турбины  $B_0$  пересчитывается с модели по формуле:

$$B_0 = \frac{B_{0M}*D_{1H}}{D_{1M}}, \quad (3.15)$$

где  $B_{0M}$ ,  $D_{1M}$  – соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

### 3.4.1 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и $H_{max}$ , гидротурбина РО115-В - 750

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку 1 на характеристике  $H(Q)$  при отметке НПУ=259м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата:

$$N_a = k_n \cdot Q_a \cdot H_a \quad (3.16)$$

Координаты точки:  $Q_a=483,5 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $H_{aep}=97,5 \text{ м}$ .

Пересчитаем эту точку в координаты  $n'_1$ :

$$n'_1 = \frac{n_c * D_1}{\sqrt{\Delta p * H_{aep}}} = \frac{93,8 * 7,5}{\sqrt{1,05 * 97,5}} = 69,5 \text{ об/мин} \quad (3.17)$$

На универсальной характеристике проводим линию 69,5 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,095$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{hb} = 158,7 \text{ м}$ .

$$\Delta Z_{x, \text{пл.}} = B_0 / 2 = 2,37 / 2 = 1,185, \quad (3.18)$$

$$B_0 = \frac{B_{0M} * D_{1H}}{D_{1M}} = \frac{0,163 * 7,5}{0,5156} = 2,37. \quad (3.19)$$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10 - \frac{158,7}{900} - 97,5 * 0,095 - 1,5 + 1,185 = 0,25 \text{ м.} \quad (3.20)$$

### 3.4.2 Работа одного гидроагрегата с $H_{\min}$ и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины, гидротурбина РО115-В - 750

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2. Для нее:  $Q_a = 557,8 \text{ м}^3/\text{с}; H_{aep} = 70,0 \text{ м.}$

$$n'_1 = \frac{n_c * D_1}{\sqrt{\Delta p * H_{aep}}} = \frac{93,8 * 7,5}{\sqrt{1,05 * 70}} = 75,9 \text{ об/мин} \quad (3.21)$$

На универсальной характеристике проводим линию 76 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,147$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{нб} = 158,8 \text{ м.}$

$$H_s = 10 - \frac{158,8}{900} - 70 * 0,147 - 1,5 + 1,185 = -2,35 \text{ м.} \quad (3.22)$$

### 3.4.3 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $H_{\text{расч}}$ , гидротурбина РО115-В – 750

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее:  $Q_a = 565,6 \text{ м}^3/\text{с}; H_{aep} = 84 \text{ м.}$

$$n'_1 = \frac{n_c * D_1}{\sqrt{\Delta p * H_{aep}}} = \frac{93,8 * 7,5}{\sqrt{1,05 * 84}} = 74,2 \text{ об/мин} \quad (3.23)$$

На универсальной характеристике проводим линию 74,2 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,148$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{нб} = 159 \text{ м.}$

Полученные результаты представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1, \text{м}$	$Z_a, \text{шт}$	$n_c, \text{об/мин}$	$N_a, \text{МВт}$	$H_{s1}, \text{м}$	$H_{s2}, \text{м}$	$H_{s3}, \text{м}$
РО115-В	7,5	8	93,8	408,4	0,25	-2,35	-3,17

Окончательно следует принять высоту отсасывания, равную -3,17 м.

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = 159 - 3,17 = 155,8 \text{ м.} \quad (3.24)$$

### 3.5 Выбор гидрогенератора

Согласно современной политике энергосбережения и энергоэффективности основным перспективным направлением является применение гидрогенераторов с наименьшими потерями на намагничивание и наименьшим потреблением на возбуждение.

Конструктивно нужно стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины. Для обеспечения полного контроля за состоянием гидрогенератора должна быть разработана расширенная система его мониторинга, путем использования показаний встроенных интеллектуальных датчиков контроля изоляции статора и ротора, температурного нагрева обмоток статора и ротора, замера воздушного зазора, контроля вибрационного состояния гидроагрегата и других параметров.

Определим число пар полюсов гидрогенератора по формуле:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c}, \quad (3.25)$$

где  $n_c$  – синхронная частота гидрогенератора.

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{93,8} = 64.$$

Рассчитаем номинальную мощность генератора по формуле:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.26)$$

где  $\cos \varphi = 0,89$  – коэффициент мощности генератора.

$$S_{\text{ном}} = \frac{412}{0,86} = 479,1 \text{ МВА.}$$

По справочным данным [5] принимаем к установке серийный гидрогенератор СВФ-1690/175-64. Размеры гидрогенератора представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4.- Основные размеры генератора СВФ  $\frac{1690}{175}$  64 Сухобузимской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S <sub>ном</sub>	МВА	590
Номинальная активная мощность	P <sub>ном</sub>	МВт	500
Коэффициент мощности	Cosφ	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	U <sub>ном</sub>	кВ	15,75
Номинальная частота вращения	n <sub>ном</sub>	об/мин	93,8
Исполнение	Зонтичное с двумя направляющими подшипниками, встроенным в верхнюю часть крестовины и крышку турбины		

### 3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора

В состав системы автоматического управления гидромашиной входят: регулятор частоты вращения; маслонапорная установка с аппаратурой автоматического управления.

По справочным данным [5] выбирается тип и габаритные размеры МНУ и колонок управления.

По номограмме [5] для диаметра 7,5 м турбины РО115-В определяем тип МНУ – 6,3/2-63-10-2

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 6,3 м<sup>3</sup>, состоящим из двух сосудов на давление 6,3 МПа (63 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА6,3/2 – 63, имеющим сливной бак МА 10– 2 вместимостью 10 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

Электрогидравлические регуляторы ЭГР:

- Тип регулятора ЭГР-2И1-150-4;
- Тип панели электрооборудования ЭГР-2И1;
- Тип гидромеханической колонки управления ЭГР-150-4;
- Габаритные размеры, мм - 335×575×2400;
- Масса 150 кг.

## **4 Компоновка и состав сооружений**

### **4.1 Исходные данные**

Для проектирования гидротехнических сооружений имеются следующие исходные данные по створу Сухобузимского ГУ:

- Геологический разрез по створу плотины;
  - Физико-механические характеристики грунта основания;
  - Зависимость между уровнями и расходами воды в бытовых условиях.
- Характерные бытовые расходы воды:
- максимальный основной расход – 13461 м<sup>3</sup>/с;
  - максимальный поверочный расход – 14743 м<sup>3</sup>/с.

Отметки:

- нормального подпорного уровня (НПУ) – 259 м;
- форсированного уровня воды (ФПУ) – 261 м;
- уровень мёртвого объёма (УМО) – 234,3 м;
- дна –157 м.

Назначение гидроузла: энергетический.

Бетонные гравитационные плотины широко распространены во всем мире благодаря простоте конструкции и способов их возведения, надежности их при любой высоте, в любых природных условиях, в том числе и в суровых зимних.

Задачей данного раздела дипломного проекта является проектирование бетонной гравитационной водосбросной плотины на скальном основании.

При проектировании плотины должны выполняться следующие требования:

- 1.Обеспечение устойчивости плотины на сдвиг при сохранении ее прочности;
- 2.Получение наименьшего значения фильтрационного противодавления при обеспечении фильтрационной прочности основания;
- 3.Обеспечить гашение избыточной энергии сбрасываемого через плотину водного потока;
- 4.Обеспечить общую прочность плотины.

### **4.2 Компоновка основных сооружений гидроузла в плане**

Приступая к компоновке гидроузла, необходимо определить общее конструктивное решение и габариты сооружения.

Различают три основных типа компоновки: русловую, пойменную и береговую или деривационную. Учитывая особенности заданного створа, высоту сооружения оптимальной будет приплотинная компоновка гидротехнических сооружений.

При приплотинной компоновке, здание ГЭС не является водоподпорным сооружением и не входит в состав напорного фронта плотины.

### 4.3 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчетами. На начальном этапе проектирования определяется отметка гребня водослива и ширина водосливного фронта. На последующих стадиях конструируется профиль водослива, устройства нижнего бьефа, подземная часть плотины, ее быки и устои.

#### 4.3.1 Определение отметки гребня плотины.

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят:

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

$$\nabla\Gamma\text{БП} = \nabla\Phi\text{ПУ} + h_{1\%} + a, \quad (4.2)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности

Определение высоты волны 1% обеспеченности.

1. Для основного сочетания нагрузок и воздействий:
2. Вычисляют безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ ,  
где  $t = 6\text{ч}$  – период развития волн на водохранилище

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81*8*10^3}{20} = 196,2, \quad (4.3)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81*6*60*60}{20} = 10595, \quad (4.4)$$

Из графика [5, приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн, и значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}^2}{2\pi}$

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 196,2 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,025, \quad \frac{g\bar{T}^2}{V_w} = 1,9;$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 10595 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,085, \quad \frac{g\bar{T}^2}{V_w} = 4,0;$$

Принимаем наименьшие значения комплексов  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,025$ ,  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,9$  и находим средний период волны  $\bar{T}$ (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м):

$$\bar{T} = \frac{1,9*V_w}{g} = \frac{1,9*20}{9,81} = 3,87 \text{ с}, \quad (4.5)$$

$$\bar{h} = \frac{0,028*V_w^2}{g} = \frac{0,028*20^2}{9,81} = 1,02 \text{ м}, \quad (4.6)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81*3,87^2}{2*3,14} = 23,4 \text{ м}, \quad (4.7)$$

Проверяем условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ .

$d = 51 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 * 23,4 = 11,7$  – условие выполняется.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} * K_i = 1,02 * 2,1 = 2,14 \text{ м}, \quad (4.8)$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны определяется по формуле (1.8), где  $k_i = 2,1$  - коэффициент, определяемый по рисунку 2 [5, приложение 1] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2} = 196,2$ .

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ , где  $t = 6$  – период развития волн на водохранилище

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81*8*10^3}{15^2} = 348,8, \quad (4.9)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81*6*60*60}{15} = 14126, \quad (4.10)$$

Из графика [3, приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) и значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}^2}{2\pi}$

При  $\frac{gL}{V_w^2} = 348,8 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,031$ ,  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,25$ ;

При  $\frac{gt}{V_w} = 14126 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,09$ ,  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4.2$ ;

Принимаем наименьшие значения комплексов  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,031$ ,  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,25$  и находим средний период волны  $\bar{T}$ (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м):

$$\bar{T} = \frac{2,25 * V_w}{g} = \frac{2,25 * 15}{9,81} = 3,44 \text{ с}, \quad (4.11)$$

$$\bar{h} = \frac{0,031 * V_w^2}{g} = \frac{0,031 * 15^2}{9,81} = 0,71 \text{ м}, \quad (4.12)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 * 3,44^2}{2 * 3,14} = 18,5 \text{ м}, \quad (4.13)$$

Проверяем условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ .

$d = 51 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 * 18,5 = 9,2$  – условие выполняется.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} * K_i = 0,71 * 2,35 = 1,49 \text{ м}, \quad (4.14)$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны определяется по формуле (1.8), где  $k_i = 2,1$  - коэффициент, определяемый по рисунку 2 [3, приложение 1] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2} = 348,8$ .

Определение отметки бетонной плотины.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + a = 259 + 2,14 + 0,8 = 261,94 \text{ м.}$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\nabla ГГП = \nabla ФПУ + h_{1\%} + a = 261 + 1,49 + 0,8 = 263,29$$

Принимаем  $\nabla ГБП = 263,29 \text{ м}$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух условий:

$$\nabla ГБ = \nabla ГБП = 263,9 \text{ м}$$

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 * H_{ct} + a = 247 + 1,6 * 12 = 266,2 \text{ м}$$

Принимаем  $\nabla ГП = 266,2 \text{ м}$ .

### 4.3.2 Гидравлические расчеты

В результате гидравлического расчёта определяем:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода при основном расчетном случае производится при НПУ при полном открытии всех водопропускных сооружений. Определенные размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчетный случай. Пропуск расчетного расхода воды для проверки расчетного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ<sub>max</sub> всеми пропускными сооружениями.

#### 4.3.2.1 Определение ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии.

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

( $n_{ea}$ - 2) при числе гидроагрегатов ГЭС  $7 \leq n_{ra} \leq 12$ ;

Для средне- и низконапорных гидроузлов при снижении напоров на гидроагрегаты ниже допустимых по характеристикам гидротурбин пропускная способность гидротурбин в расчетах пропуска максимальных расходов воды не должна учитываться.

$$Q_p = Q_{och,max} - Q_{ГЭС} = 13461 - 300*(12-2) = 10461 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.15)$$

где  $Q_{och,max}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{ГЭС}$  – расход через агрегаты, участвующие при пропуске расчетного расхода.

Определим общую ширину водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e}, \quad (4.16)$$

где  $q_e$  - удельный расход на водосливе

$$q_e = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.17)$$

где  $q_p$ - удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB}, \quad (4.18)$$

где  $h_{HB}$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla HB = f(Q_{HB})$  при  $Q_{osn,max}$ ;  $[v_h]$ - допустимая неразмывающая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (скала-5и более м/с, принимаем  $[v_h]=5$  м/с).

Отметка уровня НБ, определяется при  $Q_{osn,max}=13461$  м/с, УНБ=167,9м;

$$h_{HB} = \nabla HB - \nabla dna = 167,9 - 157 = 10,9 \text{ м}, \quad (4.19)$$

$$q_p = 5,0 \cdot 10,9 = 54,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$q_e = 1,25 \cdot 54,5 = 68,13 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$B = \frac{Q_p}{q_e} = \frac{10461}{68,13} = 153,5 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта В должна быть целым числом, поэтому полученное значение округлим в большую сторону,  $B=154$  м.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия  $b = 20$  м, тогда число водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{154}{20} = 7,7, \quad (4.20)$$

Округлим до ближайшего целого числа  $n = 8$ .

Ширина водосливного фронта будет равна :

$$B = n \cdot b = 20 \cdot 8 = 160 \text{ м.} \quad (4.21)$$

#### 4.3.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01}^{och} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot B}} \right)^{2/3}, \quad (4.22)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива, принимаемый в зависимости от формы водослива. Примем коэффициент расхода  $m=0,49$  (практический профиль типа А).

$$H_{01}^{och} = \left( \frac{10461}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 160}} \right)^{2/3} = 9.68 \text{ м.}$$

Во втором приближении определим напор  $H_{02}^{och}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02}^{och} = \left( \frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.23)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления (в курсовом проекте принимаем  $\sigma_n = 1$ );  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.24)$$

где  $b$  – ширина пролета;  $n$  – число пролетов;  $\xi$  – коэффициент формы вертикальных боковых устоев, принимаем  $\xi_y=0,7$ .  $\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимаем  $\xi_0=0,45$ .

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0.7*(8-1)*0.45}{8} \cdot \frac{9,68}{20} = 0,935$$

Определим полный напор на водосливе:

$$H_{02}^{och} = \left( \frac{10461}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,935 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 120}} \right)^{2/3} = 10.12 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе по формуле:

$$H = H_{02}^{och} - \frac{\alpha \cdot v_{0och}^2}{2 \cdot g}, \quad (4.25)$$

где  $\alpha$  – коэффициент кинетической энергии (коэффициент Кориолиса), принимаем  $\alpha = 1,1$ ;  $v_0$  – скорость подхода потока к водосливу.

Скорость подхода потока к водосливу определяется по формуле:

$$v_{0_{ocn}} = \frac{Q_p^{ocn}}{\omega}, \quad (4.26)$$

где  $\omega$  – площадь живого сечения потока.

Площадь прямоугольного живого сечения перед плотиной определяется по формуле:

$$\omega = (\nabla HPU - \nabla дно) * (B + (n - 1) * \delta), \quad (4.27)$$

где  $\delta$  – толщина быка,

При ширине пролёта  $b=20\text{м}$  принимаем ширину быка равной  $0,12b_{\text{т.е.}}$  ширина быка будет равна  $\delta=0,12 \cdot 20=2,4 \text{ м}$ . При наличии деформационного шва по оси быка его толщину увеличиваем на  $0,6 \text{ м}$ , тогда толщина разрезного быка равна  $\delta=2,4+0,6=3,0 \text{ м}$ .

$$\omega = (259 - 157)(160 + (9 - 1) \cdot 3,0) = 20808 \text{ м}^2$$

Скорость подхода потока к водосливу будет равна:

$$V_0 = \frac{10461}{20808} = 0,5 \text{ м/с};$$

$$H = 10,12 - \frac{1,1 \cdot 0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 10,18 \text{ м.}$$

Определенный геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения  $H=H_{\text{ст}}=12 \text{ м}$ .

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla ГВ = \nabla HPU - H_{\text{ст}} = 259 - 12 = 247 \text{ м.} \quad (4.28)$$

#### 4.3.2.3 Построение профиля водосливной плотины.

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А и В строится по координатам Кригера-Офицерова, приведенным в справочнике по гидравлическим расчетам Киселева.

По проектному напору  $H_{np}=H_{cm}$  определяются координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Координаты для

построения оголовка представлены в таблице 4.1. Табличные координаты умножаются на  $H_{cm} = 12$  м. Очертание оголовка гребня безвакуумной водосливной стенки представлено на рисунке 4.1.

Таблица 4.1. Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова).

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0	1,51	21	24	14,82
2	1,2	0,43	22	25,2	16,43
3	2,4	0,08	23	26,4	18,10
4	3,6	0,00	24	27,6	19,84
5	4,8	0,07	25	28,8	22,73
6	6	0,32	26	30	23,52
7	7,2	0,72	27	31,2	25,46
8	8,4	1,20	28	32,4	27,47
9	9,6	1,75	29	33,6	29,54
10	10,8	2,38	30	34,8	31,68
11	12	3,07	31	36	33,89
12	13,2	3,85	32	37,2	36,16
13	14,4	4,73	33	38,4	38,48
14	15,6	5,70	34	39,6	40,86
15	16,8	6,77	35	40,8	43,31
16	18	7,93	36	42	45,82
17	19,2	9,17	37	43,2	48,37
18	20,4	10,48	38	44,4	50,99
19	21,6	11,84	39	45,6	53,65
20	22,8	13,30	40	46,8	56,38

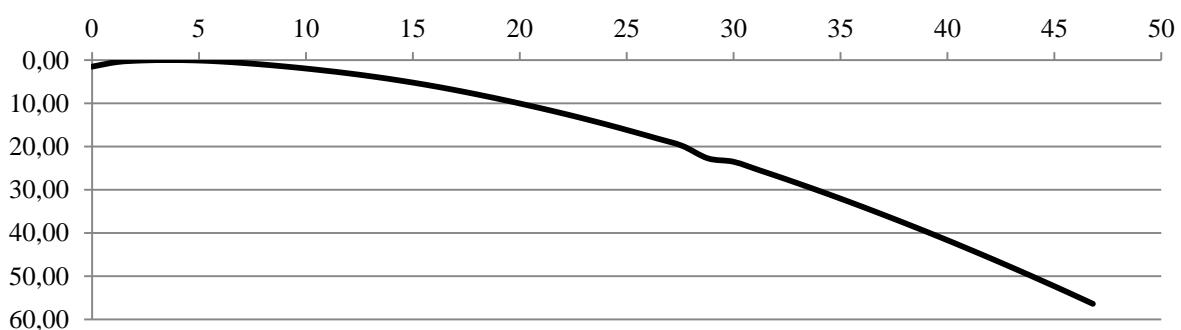


Рисунок 4.1 - Начальное очертание гребня нормальной безваккуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова)

$$\text{Высота плотины: } C_h = \nabla \Gamma B - \nabla \text{дна} = 247 - 157 = 90 \text{ м} \quad (4.29)$$

#### 4.3.2.4 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{п.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.30)$$

здесь

$$Q_{\text{п.пов}} = Q_{\text{пов.макс}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_C, \quad (4.31)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}$  – расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС, участвующие в пропуске ( $n_{\text{га}}-1$ );  $Q_C$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения принимаем  $Q_C=0$ .

$$Q_{\text{п.пов}} = 14743 - (300 * 10) = 11743 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{11743}{0,49 * (160 + 20) \sqrt{2 * 9,81}} \right)^{2/3} = 9,67 \text{ м}$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.32)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 * (9 - 1) * 0,45}{9} \cdot \frac{9,67}{20} = 0,953$$

$$H_{02} = \left( \frac{11743}{0,49 * 0,953 * 1 * (160 + 20) \sqrt{2 * 9,81}} \right)^{2/3} = 9,98 \text{ м}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (4.33)$$

$$H_{\text{пов}} = 9,98 - \frac{1,1 \cdot 0,56^2}{2 \cdot 9,81} = 9,96$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{p\text{,пов}}}{(\nabla \Phi \Pi U - \nabla \text{дна})(B + (n-1) * \delta_b)} = \frac{11743}{(261 - 157)(160 + (9-1) * 3)} = 0,056 m^3 / s \quad (4.34)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \Phi \Pi U_p = \nabla \Gamma B + H_{\text{пов}} = 247 + 9.96 = 256.96 m \quad (4.35)$$

Так как расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной, то заданная отметка форсированного уровня не изменяется.

#### 4.3.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Основной расчётный случай:

Проверяем условие, при котором можно не учитывать скорости подхода воды к водосливу плотины.

$$\omega > 4BH, \quad (4.36)$$

$$4BH = 4 \cdot 180 \cdot 12 = 7680 m^2,$$

$$\omega = [(\nabla H \Pi U - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n-1) * \delta_b)] = [(259 - 157) \cdot (180 + (9-1) * 3)] = 20808 m^2$$

Условие выполняется поэтому скоростью подхода воды к водосливу пренебрегаем, тогда  $H_0 = H_{ct} = 12$  м.

Определяем  $E_o$ :

$$E_o = C_h + H_o, \quad (4.37)$$

где  $C_h$  – высота плотины со стороны нижнего бьефа

$$C_h = \nabla \Gamma B - \nabla \text{дно} = 247 - 157 = 90 \text{ м}; \quad (4.38)$$

$$E_o = C_h + H_o = 90 + 12 = 102 \text{ м}$$

Определяем критическую глубину  $h_k$ :

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B^2}}, \quad (4.39)$$

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 10461^2}{9,81 \cdot (180(9-1) \cdot 3)^2}} = 6.66 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия в верхнем бьефе:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_k} = \frac{102}{6.66} = 15.02. \quad (4.40)$$

По графику Чертюсова М.Д. в зависимости от  $\xi_0$ , с учетом коэффициента скорости  $\varphi_c$  определим относительную глубину в сжатом сечении  $\xi_c$  и относительную вторую сопряженную глубину  $\xi_c''$ .

$$H_{ct}/C_h = 12/102 = 0,11, \varphi_c = 0,88$$

$$\xi_c = 0,21;$$

$$\xi_c'' = 2,97.$$

Определим глубины:

Глубина в сжатом сечении.

Глубина, сопряженная с глубиной в сжатом сечении

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_k, \quad (4.41)$$

$$h_c = 6.66 \cdot 0,21 = 1.4 \text{ м};$$

$$h_c'' = 6.66 \cdot 2,97 = 19.78 \text{ м.}$$

Сопоставляя глубину в НБ=10,9 м со второй сопряженной глубиной, устанавливаем что  $h_c'' > h_{NB}$  ( $19,78 > 10,9$ ). Таким образом, в НБ отогнанный прыжок. Необходимо устройство гасителей в НБ.

#### 4.3.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.

Для водосбросных плотин на прочном скальном основании высотой более 40 гашение энергии осуществляется способом свободно отброшенной струи.

Высота проектируемой плотины  $h=108$  м, ширина створа на отметке гребня водослива  $l=600$  м. Отношение  $\frac{l}{h} = \frac{600}{108} = 5,55 > 3$ . Следовательно, относительная ширина створа позволяет осуществить отброс струи.

Минимальная отметка уступа:

$$\nabla_{\text{уступа}} = \nabla_{\text{УНБ}}_{\max} + 1 = 168 + 1 = 169 \text{ м.}$$

Скорость потока воды на носке:

$$v_H = 0,9 \cdot \sqrt{2g \cdot Z_H}, \quad (4.42)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,88$ ;

$$Z' = E - a = 100 - 12 = 88; \quad (4.43)$$

$$Z_0 = E_0 - h_{H6} = 100 - 10,9 = 89,1 \text{ м.} \quad (4.44)$$

Рассчитаем пределы отметки носка трамплина:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{дна}} + a; \quad (4.45)$$

$a$  – высота носка относительно дна:

Принимаем  $a = 1$  м

$$a = h_{H6 \max} + 1 = 11 + 1 = 12 \text{ м,} \quad (4.46)$$

Тогда  $\nabla_{\text{НОС}} = 157 + 12 = 169$  м.

Выполним расчет для  $a=12$  м

$$v_H = 0,9 * \sqrt{2 * 9,81 * 88} = 36,57$$

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{v_H}, \quad (4.47)$$

$$h_H = \frac{51,28}{36,57} = 1,4 \text{ м}$$

где  $q$  – удельный расход на носке.

Дальность отлета струи:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left[ 1 + 1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha} \right], \quad (4.48)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации, зависящий от числа Фруда,  $\varphi$  – коэффициент скорости, при истечении в атмосферу при свободном полете струи. ( $\varphi=0,88$ )

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H}, \quad (4.49)$$

$$Fr = \frac{36,57}{9,81 \cdot 1,4} = 97,19$$

Если  $Fr > 35 \Rightarrow k_a = 0,9$ ,

$\alpha$  – угол схода струи с трамплина,  $\alpha = 30^\circ$

Рассчитаем дальность отлёта струи:

$$L = 0,9 * 88 * 0,88^2 * \sin 2(30) * \left(1 + 1 + \left(\frac{89,1}{88} - 1\right) * \frac{1}{0,88^2 * \sin^2 30}\right) = 109,7$$

Выполняется условие  $L > (0,4 \div 0,6) \cdot Z_0 = 0,6 \cdot 89,1 = 53,5$  м. Таким образом, яма размыва находится на безопасном расстоянии от плотины.

Глубина размыва:

$$h_p = t - h_{\text{нб}}; \quad (4.50)$$

$$\text{где } t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}\right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}}, \quad (4.51)$$

$h_{\text{нб}}$  – высота в нижнем бьефе при основном расходе

$d$  – средняя крупность отдельностей,  $d = 1$  м.

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{97,19}\right) \cdot \sqrt{97,19} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,9}{1}} \cdot 1,4 = 38,01 \text{ м},$$

Тогда

$$h_p = 38,01 - 10,9 = 27,11 \text{ м.}$$

Центр ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1}, \quad (4.52)$$

где

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{нб}})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}},$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{0,33 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,4 \cdot 0,86 + 12 - 10,9)}{36,57^2 \cdot 0,86^2}} = 0,6$$

Тогда

$$L_1 = 109,7 + \frac{38,01}{0,6} = 173,0 \text{ м.}$$

## 4.4 Конструирование плотины

### 4.4.1 Определение ширины подошвы плотины.

Реальный профиль плотины должен удовлетворять двум условиям:

1. Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне,
2. Устойчивость плотины против сдвига по основанию.

Исходя из условия отсутствия растягивающих напряжений на верховой грани и устойчивости плотины против сдвига, ширина подошвы для скального основания:

$$B_{\text{под}} = 0,74 * h = 0,74 * 108 = 80 \text{ м}, \quad (4.53)$$

Где:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 259 - 151 = 108 \text{ м}, \quad (4.54)$$

где  $\nabla$  под - отметка подошвы плотины, определяемая по формуле:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 6 = 157 - 6 = 151 \text{ м}, \quad (4.55)$$

Где 6-толщина удаляемого грунта;

### 4.4.2 Разрезка плотины на секции.

Разрезка плотины на отдельные секции сквозными поперечными температурно-осадочными швами проводится по осям быков. Так же проводится столбчатая разрезка. На скальном основании разрезку проводят по каждому быку. Таким образом, в условиях проекта водосливная плотина имеет 5 однопролетных секций. Ширина секции  $b' = b + \delta_6 = 20 + 3 = 23$  м. Схема однопролетной секции представлена на рисунке 4.2.

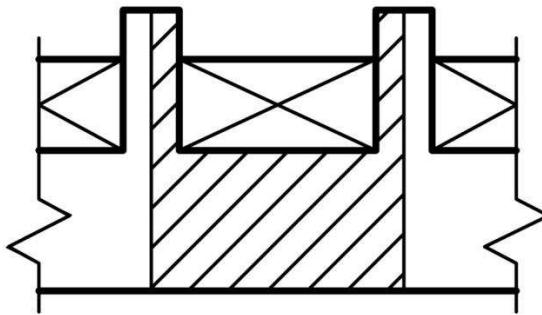


Рисунок 4.2 - Схема однопролетной секции

#### **4.4.3 Разрезка плотины на столбы**

Разрезы поперек потока (вдоль оси сооружения) образуют в сочетании с секционными разрезами столбы. Столбчатая разрезка с объемными швами обеспечивает независимое возведение отдельных столбов и позволяет омоноличивать объемные швы при положительных и отрицательных температурах бетона в основных столбах. Размеры блоков бетонирования в плане 28 м. Разрезка на блоки служит не только целям разбивки технологии возведения на дискретные (прерывистые) этапы, но и позволяет более эффективно осуществлять меры по предотвращению температурного трещинообразования бетона. С учетом ширины подошвы равной 140 м, получается 4 столбов по 20м.

#### **4.4.4 Быки**

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеры водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкций мостовых пролетных строений.

Быки принятые разрезные с шириной 3 метра из соотношения:  $\delta=0,12b$ .  
Гребень быка определяется:

$$\nabla\Gamma_B = \nabla\Gamma_B + 1,6H_{ст} = 247 + 1,6 * 12 = 266,2 \text{ м.}$$

#### **4.4.5 Галереи в теле плотины**

В теле бетонных плотин необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены по высоте через 15 м. Ширина галереи 3,3 м, высота 4,0 м.

## **4.5 Назначение размеров основных элементов плотины**

Бетонные плотины на скальном основании включают такие элементы как, быки, устои, водобой и рисберму, противофильтрационные завесы, дренажи в теле плотины и в основании.

### **4.5.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура**

#### **4.5.1.1 Противофильтрационная завеса**

Применяются в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 * \gamma_n}{I_{cr\ m}}, \quad (4.56)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе,  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения [4],  $I_{cr\ m}$  – критический градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания [2]: скальный грунт – 15.

$$\Delta H_3 = H - 0,4H = 96.6 - 0.4 * 96.6 = 59.2$$

$$\delta_3 = \frac{59.2 * 1.25}{15} = 5 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах  $l_3 = (0.1 - 0.25) B_n$   
Где  $B_n$  – ширина подошвы плотины

$$l_3 = 0.1 * 80 = 8 \text{ м.}$$

Глубину цементационной завесы принимают равной  $h_3 = (0.5 - 0.8) H_{max}$ .

Где  $H_{max} = \text{НПУ} - \text{НБ}_{min}$ .

$$H_{max} = 259 - 160,4 = 98,6 \text{ м.}$$

$$h_3 = 0.8 * 98,6 = 78,8 \text{ м.}$$

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду составляет от 2 м.

#### **4.5.1.2 Дренажные устройства в основании**

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационно давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 3 м [2]. Глубину скважин принимают  $h_{dp} = (0,5-0,7)h_3$ . Расстояние между дренажными и цементационными скважинами должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м.

$$h_{dp} = 0,6 \cdot 78,8 = 47,3 \text{ м.}$$

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляется насосами.

#### **4.6 Расчет фильтрации под плотиной на скальном основании.**

Расчет фильтрации производится в соответствии с СНиП 2.06.06.85.

Рассчитаем параметры фильтрационного потока:

a) Расчет для основного случая:

$$H_d = Z_{npy} - УНБ_{min} = 259 - 160,4 = 98,6 \text{ м}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 98,6 = 39,44 \text{ м}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 98,6 = 19,72 \text{ м}$$

б) Расчет для поверочного случая:

$$H_d = Z_{npy} - УНБ_{max} = 261 - 168 = 93 \text{ м}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 93 = 37,2 \text{ м}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 93 = 18,6 \text{ м}$$

#### **4.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины**

##### **4.7.1 Определение основных нагрузок, действующих на плотину.**

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного (нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при Qсан)) и особого (при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне нижнего бьефа (при Qпов)) сочетания нагрузок и воздействий.

Все площади и плечи высчитаны с помощью программы AutoCAD.

#### **4.7.1.1      Определение веса водосливной плотины и быка.**

Вес плотины на один погонный метр определим как:

$$G_{\Pi} = \frac{S_{\Pi} * b * \gamma_6}{b + \delta_6} * Yf = \frac{4482,7 * 20 * 24}{20 + 3} * 0,95 = 87185,8 \text{ кН}, \quad (4.57)$$

где:  $\gamma_6$  – удельный вес бетона плотины,  $\gamma_6 = 24 \text{ кН/м}^3$ ,  $Yf = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузке;

$S_{\Pi}$  – площадь поперечного сечения плотины,  $b$  – ширина водосливного отверстия,  $b=12 \text{ м}$ ; (принимаем из пункта 4.2.1.)

$\delta_6 = 4$ - ширина быка, (принимаем из пункта 4.2.1.).

$$S_{\Pi} = 4482,7 \text{ м}^2.$$

$$Y_{\Pi} = 13,2 \text{ м}.$$

Вес быка на один погонный метр определим как:

$$G_6 = \frac{S_6 * \delta_6 * \gamma_6}{b + \delta_6} * Yf = \frac{5760,3 * 3 * 24}{20 + 3} * 0,95 = 16805,1 \text{ кН}, \quad (4.58)$$

где:  $S_B$  – площадь поперечного сечения быка;

$$S_B = 5760,3 \text{ м}^2.$$

$$Y_B = 27,6 \text{ м}.$$

#### **4.7.1.2      Вес подъемного механизма.**

Определим площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Gamma_{В} + 0,5) * b = (261 - 247 + 0,5) * 20 = 270 \text{ м}^2 \quad (4.59)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 * f * \sqrt{f} * g = 0,055 * 270 * \sqrt{270} * 9,81 = 2393,7 \text{ кН} \quad (4.60)$$

Вес плоского затвора на один погонный метр:

$$Q'_3 = \frac{Q_3}{b} * Yf = \frac{2393,7}{20} * 0,9 = 93,7 \text{ кН/м}, \quad (4.61)$$

#### **4.7.1.3      Сила гидростатического давления воды.**

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

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды определяется площадью поперечного сечения тела давления.

Основное сочетание нагрузок.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа:

$$W_B^r = \rho_B * g * h_1^2 * 0,5 * Y_f = 1.0 * 9.81 * 108^2 * 0,5 * 1,0 = 57211,9 \text{ кН} \quad (4.62)$$

где:  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 259 - 151 = 108 \text{ м.}$

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа

$$W_H^r = \rho_B * g * h_2^2 * 0,5 * Y_f = 1.0 * 9.81 * 9,4^2 * 0,5 * 1.0 = 671.4 \text{ кН} \quad (4.63)$$

где:  $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под} = 160,4 - 151 = 9,4 \text{ м.}$

Особое сочетание нагрузок.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа:

$$W_B^r = \rho_B * g * h_1'^2 * 0,5 * Y_f = 1.0 * 9.81 * 110^2 * 0,5 * 1.0 = 59350,5 \text{ кН} \quad (4.64)$$

где:  $h_1' = \nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \text{под} = 261 - 151 = 110 \text{ м.}$

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа:

$$W_H^r = \rho_B * g * h_2'^2 * 0,5 * Y_f = 1.0 * 9.81 * 17^2 * 0,5 * 1.0 = 1417,5 \text{ кН} \quad (4.65)$$

где:  $h_2' = \nabla \text{УНБ}_{max} - \nabla \text{под} = 168 - 151 = 17 \text{ м.}$

#### **4.7.1.4 Равнодействующая взвешивающего давления.**

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{B3B}^{och} = S_{B3B}^{och} * \rho_B * g * Y_f = 731,3 * 1.0 * 9.81 * 1.0 = 7174,2 \text{ кН} \quad (4.66)$$

где  $S_{B3B}^{och}$  – площадь эпюры взвешивающего давления,  $S_{B3B}^{och} = 731,3 \text{ м}^2$ .

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{B3B}^{ocб} = S_{B3B}^{ocб} * \rho_B * g * Y_f = 1360 * 1.0 * 9.81 * 1.0 = 13341,6 \text{ кН} \quad (4.67)$$

где  $S_{B3B}^{ocб}$  – площадь эпюры взвешивающего давления,  $S_{B3B}^{ocб} = 1360.0 \text{ м}^2$ .

#### 4.7.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань.

$$p_{\text{H}} = c_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (4.68)$$

$$p_{\text{H}} = 10 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 19,6 \text{ кН/м}^2,$$

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

$h_{\text{H}} = \nabla_{\text{зайл}} - \nabla_{\text{дна}} = 161 - 157 = 4 \text{ м}$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$\varphi_1 = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{H}} = ((p_{\text{H}} h_{\text{H}})/2) * Y_f = ((19,6 \cdot 4)/2) * 1,2 = 47 \text{ кН/м}. \quad (4.69)$$

Активное давление грунта:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{H}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{H}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (4.70)$$

$$p'_{\text{гр}} = 10 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{40}{2} \right) = 8,7$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{гр}}$ ,

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{H}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{H}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (4.71)$$

$$p''_{\text{гр}} = (10 \cdot 4 + 13,15 \cdot 6) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{40}{2} \right) = 26,6 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{\text{аб}} = S_{\text{эп}} = 105,6 \text{ кН}$$

Пассивное давление грунта:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{бет}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{пл}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (4.72)$$

Водобойная плита отсутствует, следовательно пассивное давление грунта под водобойной плитой будет равно нулю

На уровне подошвы плотины:

$$p''_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (4.73)$$

$$p''_{\text{гр}} = 13.15 \cdot 6 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{40}{2} \right) = 17,8 \text{ кН/м}^2$$

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{\text{р0}} = 20,5 - (1 - 0,3) \cdot 10 = 13,5, \quad (4.74)$$

где:  $\gamma_{\text{гр}} = 20,5$  – удельный вес сухого грунта,  $n_0=0,3$  – пористость сухого грунта.

$$E_{\text{пп}} = \frac{p'_{\text{пп}} + p''_{\text{пп}}}{2} \cdot h_{\text{гр}}, \quad (4.75)$$

$$E_{\text{пп}} = \frac{17,8}{2} \cdot 6 = 53,4 \text{ кН}$$

#### 4.7.1.6      Определение нагрузки от волнового давления.

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.П. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 * \gamma_0 * h_{1\%} * \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.76)$$

где  $\gamma_0$  – удельный вес воды;  $\bar{\lambda} = 23,4$  – средняя длина волны, (принимаем из пункта 1.),  $h_{1\%} = 2,14$  – высота волны 1%-ой обеспеченности, (принимаем из пункта 1.);

$$h_0 = \frac{\pi * h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}, \quad (4.77)$$

Плечо силы волны относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} * h_{1\%}, \quad (4.78)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

$$h_0 = \frac{3,14 * 2,14^2}{23,4} = 0,61 \text{ м};$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 * 10 * 2,14 * \left( \frac{23,4}{3,14} + \frac{0,61}{2} \right) = 81,6 \text{ кН};$$

$$y = \frac{23,4}{2 * 3,14} - \frac{3}{8} * 2,14 = 2,93.$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

$$h_0 = \frac{3,14 * 1,49^2}{18,5} = 0,38 \text{ м};$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 * 10 * 1,49 * \left( \frac{18,5}{3,14} + \frac{0,38}{2} \right) = 44,5 \text{ кН};$$

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} * h_{1\%} = \frac{14,2}{2 * 3,14} - \frac{3}{8} * 1,17 = 2,38.$$

#### 4.7.2 Расчёт прочности плотины.

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

В расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «», растягивающие – со знаком «+».

Составляем таблицу 4.2, в которую вносим все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [8]. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 4.2 - Нагрузки, действующие на плотину.

Сила	yf	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила	Плечо	Момент	Сила	Плечо	Момент
W1	1	→	57211,9	36	2059629,1	59350,5	36,7	2176185,0
W2	1	←	433,4	3,13	-1358,0	1417,5	5,7	-8032,8
Wвзв	1	↑	7174,2	0	0	13341,6	0	0
Wфил	1	↑	12164,4	19,3	234772,9	11566	19,1	220910,4
Wволн	1	→	81,6	105,1	8576,2	44,5	107,6	4788,2
Gпл	0,95	↓	87185,8	13,2	-1150852,4	87185,8	13,2	-1150852,4
Gбык	0,95	↓	16805,1	27,6	-463822,1	16805,1	27,6	-463822,1
Енан	1,2	→	47	7,3	343,4	47	7,3	343,4

## Окончание таблицы 4.2

Сила	yf	Направлен ие силы	Основной случай			Проверочный случай		
			Сила	Плечо	Момент	Сила	Плечо	Момент
Q <sub>3</sub>	0,95	↓	93,7	40	-3746,7	93,7	40	-3746,7
Епн	1,2	←	42,72	2	-85,4	42,72	2	-85,4
Еав	0,8	→	126,7	2	253,4	126,7	2	253,4
ΣN		↑	83520			78843		
ΣM			707377			741979		

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполнен следующим образом:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \sum M}{B^2}, \quad (4.79)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{83520}{80} + \frac{6*707377}{80^2} = -381 \text{ кПа}$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2), \quad (4.80)$$

$$\sigma_x^u = -381 * 0 - 10 * 108(1 - 0) = -1080 \text{ кПа}$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u^2, \quad (4.81)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 * 108 - 381) * 0 = 0 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2, \quad (4.82)$$

$$\sigma_1^u = -381(1 + 0) + 10 * 108 * 0 = -381 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u, \quad (4.83)$$

$$\sigma_3^u = -10 * 108 = -1080 \text{ кПа}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6\sum M}{B^2}, \quad (4.84)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{83520}{80} - \frac{6*707377}{80^2} = -1707 \text{ кПа}$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2), \quad (4.85)$$

$$\sigma_x^t = -1707 * 0 - 10 * 9,4(1 - 0) = -94 \text{ кПа}$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t^2, \quad (4.86)$$

$$\tau_{xy}^t = (10 * 108 - 1707) * 0 = 0 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2, \quad (4.87)$$

$$\sigma_3^t = -1707(1 + 0) + 10 * 9,4 * 0 = -1707 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t, \quad (4.88)$$

$$\sigma_1^t = -10 * 9,4 = -94 \text{ кПа}$$

где  $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$  – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней,  $\text{kН}/\text{м}^2$ ,

$\tau_{xy}^u, \tau_{xy}^t$  – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней,  $\text{kН}/\text{м}^2$ ,

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$  – максимальные растягивающие и максимальные сжимающие главные напряжения соответственно у верховой и низовой граней плотины,  $\text{kН}/\text{м}^2$ ,

$N$  – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$  – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине выше расчетного сечения относительно центра тяжести этого сечения;

$m_u, m_t$  – заложение граней на уровне расчетного сечения.

$H_d^u, H_d^t, h$  – напор над расчетным сечением со стороны ВБ и НБ и напор над контактным сечением у верховой грани со стороны ВБ;

$\delta$  – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

$\alpha$  – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью.

Расчет напряжений сведен в таблицы 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет напряжений

Основное сочетание нагрузок, кН/м <sup>2</sup>			Особое сочетание нагрузок, кН/м <sup>2</sup>		
Напряжения, кПа	Верховая грань	Низовая грань	Напряжения, кПа	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-381	-1707	$\sigma_y$	-290	-1681
$\sigma_x$	-1080	-94	$\sigma_x$	-1100	-170
$\tau_{xy}$	0,00	0,00	$\tau_{xy}$	0,00	0,00
$\sigma_1$	-381	-94	$\sigma_1$	-290	-170
$\sigma_3$	-1080	-1707	$\sigma_3$	-1100	-1681

В приведенных формулах изгибающий момент по часовой стрелке принят со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-»; нормальные растягивающие силы и напряжения приняты со знаком «+», сжимающие – со знаком «-».

#### 4.7.3 Критерии прочности плотины

После расчета напряжений в контактном сечении необходимо проверить сооружение на соблюдение ряда условий для основного и поверочного случаев.

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.89)$$

где

$R_b = 11700 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$  – расчетное сопротивление бетона сжатию (табл. 3 [7]);

$\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по назначению, [4];

$\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного, [4];

$\gamma_{cd} = 1,0$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая, [4];

Тогда:

$$\begin{aligned} 1,25 \cdot 1 \cdot |-1080| &\leq 1 \cdot 11700 \\ 1350 &\leq 11700 \end{aligned}$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad -290 < 0;$$

Расчет критериев прочности проводится для основного и особого сочетания нагрузок, и сведен для обоих случаев в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Критерии прочности

№ критерия	Основное сочетание нагрузок	Особое сочетание нагрузок
1	$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b$	
	$1,25 \cdot 1 \cdot  -1080  \leq 1 \cdot 11700$	$1,25 \cdot 1 \cdot  -1100  \leq 1 \cdot 11700$
2	$\sigma_y^u < 0;$	
	$-381 < 0;$	$-290 < 0;$
3	$ \sigma_y^u  \geq 0,25 \gamma_w H_d^u$	
	$ -381  \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 108$	$ -290  \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 110$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

#### 4.7.4 Обоснование устойчивости плотины.

Расчет устойчивости сооружения на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига, проходящих по:

- 1). Трещинам в массиве основания  $\gamma_c = 1,0$ .
- 2). Контакту скала-бетон и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту  $\gamma_c = 0,95$ .

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

$$\frac{R * \gamma_c}{F * \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.91)$$

Где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаем 1,25 [4];  $\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1,0$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{lc} = 0,95$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок) [4];  $\gamma_c$  – коэффициент условий работы (при НПУ  $\gamma_c = 0,95$ ; при ФПУ  $\gamma_c = 1,0$ ) [2];  $R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_{бык} + q_3 - W_{фил} - W_{взв}) * \operatorname{tg}\phi + E_{пн} * \gamma'_c + c * \omega, \quad (4.92)$$

где  $\gamma'_c$  - коэффициент условий работы для пассивного давления грунта принимается 0,7;  $\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м.  $\omega=B_n \cdot 1$ ;

$F$  – сдвигающая сила:

$$F = W_1 - W_2 + W_{\text{волн}} + E_{\text{нан}} + E_{\text{ав}}, \quad (4.93)$$

Основное сочетание нагрузок:

$$R = (87185,8 + 16805,1 + 93,7 - 12164,4 - 7174,2) * 0,8 + 47,7 * 0,7 + 150 * 80 = 79826,7 \text{ Н/м.}$$

$$F = 57211,9 - 433,4 + 81,6 + 47,0 + 126,7 = 57033,8 \text{ Н/м.}$$

$$\frac{79826,7 * 0,95}{57033,8 * 1,0} \geq 1,25$$

$1,33 > 1,25$  – условие выполняется.

Особое сочетание нагрузок:

$$R = (87185,8 + 16805,1 + 93,7 - 234773,0 - 13341,6) * 0,8 * 47,7 * 0,7 + 150 * 80 = 75371,5 \text{ Н/м.}$$

$$F = 593505 - 1417,5 + 44,5 + 470 + 126,7 = 58151,2 \text{ Н/м.}$$

$$\frac{75371,5 * 1,0}{58151,2 * 0,95} \geq 1,25$$

$1,36 > 1,25$  – условие выполняется.

Так как, оба условия выполняются, значит что плотина соответствует всем требованиям устойчивости против сдвига.

## **5      Организация производства гидротехнических работ**

### **5.1 Этапы возведения сооружения и схемы пропуска воды через водопропускные сооружения**

#### **5.1.1 Этапы возведения сооружений**

Выделяют следующие этапы возведения сооружения и пропуска строительных расходов:

На первом этапе основного периода возведение сооружений осуществляется за перемычками, а пропуск строительных расходов производится по естественному руслу реки с различной степенью его стеснения. Внутри котлована строятся сооружения, через которые будут пропускать строительные расходы на последующих этапах строительства.

Основные мероприятия и виды работ на первом этапе включают:

- возведение перемычек первой очереди;
- организацию водоотлива и водопонижения в котловане;
- выемку мягких и скальных грунтов под сооружения;
- бетонные работы на участках бетонных сооружений;
- насыпь грунтов на участках земельных сооружений;
- монтаж гидромеханического оборудования строительных отверстий.

На втором этапе в процессе перекрытия русла осуществляется постепенное переключение расходов из естественного русла на сооружения, построенные во время I этапа.

Перекрытие русла включает следующие основные мероприятия и работы:

- предварительное стеснение русла на участке перекрытия до расчётного прорана;
- отсыпка каменного банкета в проране (перекрытие прорана);
- отсыпка фильтров и материала тела перемычки до отметок перекрытия;
- наращивание перемычки по высоте до отметок, необходимых для пропуска расчетного строительного расхода (паводка).

Перекрытие русла обычно начинается в осенний период с малыми расходами (сентябрь, октябрь месяцы). В предшествующий период с относительно сниженными меженными расходами производят дополнительное сужение русла путём отсыпки мягких грунтов и горной массы с берегов с оставлением прорана. Перекрытие этого прорана осуществляется обычно отсыпкой горной массы с крупными камнями и бетонными кубами.

Способ перекрытия русла реки используемый для данного сооружения:

Пионерный способ заключается в постепенной отсыпке каменного банкета в проран с берегов.

На третьем этапе производится наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту. Пропуск строительных расходов осуществляется по ранее построенным сооружениям и отверстиям.

При компоновках с бетонными плотинами в русле требуется организация котлована второй очереди со всеми работами как и при организации котлована первой очереди на первом этапе. Возвведение перемычек начинается сразу после перекрытия русла и должно быть закончено до наступления весеннего паводка. Высота перемычек и ее объемы должны быть увязаны с возможностью их возведения за этот период. Для этого выполняются специальные технико-экономические расчеты.

В конце третьего этапа перед началом наполнения водохранилища должны быть выполнены мероприятия и работы для уменьшения и регулирования пропускной способности строительных отверстий в период наполнения водохранилища. По этим отверстиям с ограниченной пропускной способностью и осуществляется пропуск в нижний бьеф расходов при наполнении водохранилища и наращивании сооружений на четвертом этапе.

На четвертом этапе осуществляется наполнение водохранилища, и продолжается возведение сооружений до отметок пуска сооружений первой очереди.

В период наполнения водохранилища (IV этап) часть расходов реки должна задерживаться в водохранилище, а через створ гидроузла должны пропускаться только расходы, необходимые для удовлетворения нужд тех отраслей народного хозяйства, предприятия которых расположены ниже гидроузла. На этом этапе пропуск строительных расходов осуществляется через регулируемые отверстия с уменьшенной пропускной способностью. Для низконапорных сооружений это могут быть отверстия с их постепенным поочередным перекрытием и заделкой. В конце четвертого этапа осуществляется пуск агрегатов первой очереди и построенные сооружения принимаются во временную эксплуатацию.

На пятом этапе происходит наращивание всех сооружений до проектных отметок, дальнейшее наполнение водохранилища и поочередный пуск всех агрегатов ГЭС.

### **5.1.2 Схемы пропуска воды через водопропускные сооружения**

В гидротехнической практике различают две стадии пропуска воды через гидроузел: при эксплуатации через постоянные водопропускные сооружения, и в период строительства по временным водопропускным сооружениям. На начальной стадии строительства будет использоваться схема пропуска расходов через донные отверстия. Так же при проектировании гидроузла, необходимо учесть пропуск расходов через водосбросные сооружения в эксплуатационный период.

## 5.2 Организация и технология работ по возведению перемычек

### 5.2.1 Выбор типа перемычек

Перемычками называются временные напорные сооружения, предназначенные для ограждения котлованов от затопления их водой в период возведения гидротехнических сооружений или их ремонта.

Ряжевые перемычки выполняют из ряжей. Ряж — это старинная гидротехническая конструкция из деревянных бревен или брусьев в виде клеток, заполненных грунтом. Преимуществом ряжевых перемычек является то, что они мало стесняют русло, хорошо противостоят воздействию больших скоростей воды и льда, допускают перелив через гребень.

Применяется два типа ряжевых перемычек: широкие и узкие. Широкие ряжи имеют ширину по основанию не менее 1,1 их высоты и обладают самостоятельной устойчивостью. Узкие ряжи имеют меньшую ширину по основанию (но не менее 0,66 их высоты) и для обеспечения устойчивости на сдвиг имеют присыпки сыпучим грунтом с одной или с двух сторон.

Для обеспечения водонепроницаемости перемычек на напорной стороне ряжа устраивается обшивка из деревянного или металлического шпунта или устраиваются завесы различного типа.

Для назначения отметок гребня продольной и верховой поперечной перемычек определяют повышение уровней воды перед верховой перемычкой.

Повышение уровня определяется по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g}, \quad (5.1)$$

где - коэффициент скорости, принимаем для трапециoidalной перемычки равный 0,8,  $V_0$ ,  $V_c$ -бытовая скорость реки и скорость в суженном русле.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0} = \frac{10836}{5408} = 2,0 \text{ м/с}, \quad (5.2)$$

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_{\text{сж}}} = \frac{10836}{3605} = 3,01 \text{ м/с}, \quad (5.3)$$

$Q_{\text{стр}}$  принимаем исходя из ежегодной вероятности обеспеченности в зависимости от класса и срока эксплуатации временного гидротехнического

сооружения – перемычки. В соответствии со СНиП 33-01-2003 для перемычки IV класса выбираем обеспеченность 5%.

Повышение уровня определим по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{1}{0,8^2} \cdot \frac{2^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{3,01^2}{2 \cdot 9,81} = 0,51. \quad (5.4)$$

Отметка гребня верховой перемычки 1-ой очереди:

$$\nabla ГВП = УB_{бывт} + z + a = 167,4 + 0,51 + 1,0 = 168,9. \quad (5.5)$$

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{BП} = \nabla ГВП - \nabla дна = 168,9 - 157 = 11,9 \text{ м}, \quad (5.6)$$

где  $a$  – запас гребня перемычки над статическим уровнем в реке равный 1 м.

$\alpha$  – запас перемычки по высоте, принимаем равным 0,5м,

Отметка гребня низовой перемычки 1-ой очереди:

$$\nabla ГНП = УB_{бывт} + \alpha = 167,4 + 0,5 = 167,9 \text{ м}, \quad (5.7)$$

Высота низовой перемычки первой очереди:

$$H_{HП} = \nabla ГНП - \nabla дна = 167,9 - 157 = 10,9 \text{ м}, \quad (5.8)$$

Ряжевая перемычка будет выполнена из отесанных на два канта брусьев хвойных пород высотой до 15 см и шириной постели 10 см. Для жесткости составляющие венцы соединяют вертикальными сжимами из бревен. Венцы в пересечениях прошиты нагелями диаметром 16—20 мм и длиной не менее 2,5 высоты бруса венца.

Высота ряжа должна быть на 5% больше необходимой высоты перемычки. Необходимая высота верховой перемычки составляет 12,4 м, а высота низовой 11,9.

Следовательно, высота ряжа  $H_{p_B}$  с верховой стороны должна составлять:

$$H_{p_B} = H_{BП} + 5\% \cdot H_{BП}, \quad (5.9)$$

$$H_{p_B} = 12,4 + 0,62 = 13,02 \text{ м};$$

Высота ряжа  $H_{p_B}$  с низовой стороны должна составлять:

$$H_{p_H} = H_{HP} + 5\% \cdot H_{BP}, \quad (5.10)$$

$$H_{p_B} = 11,9 + 0,6 = 12,5 \text{ м};$$

Ширина широких ряжевых перемычек:

$$B > 1,1H, \quad (5.11)$$

Следовательно ширина ряжа с верховой стороны составляет:

$$B = 1,1 \cdot 13,02 = 14,3 \text{ м.}$$

Ширина ряжа с низовой стороны составляет:

$$B = 1,1 \cdot 12,5 = 13,75 \text{ м.}$$

Поперечные перемычки выполняются в виде грунтовой насыпи.

Высота верховой перемычки составляет 12,4 м, а низовой 11,9 м.

Ширина перемычек по верху составляет  $b_B=6$  м, заложение откоса с верховой стороны  $m_1 = 1:2,5$  и с низовой  $m_2=1:2$

Следовательно, ширина верховой перемычки понизу:

$$b_H = (h \cdot m_1) + (h \cdot m_2) + b_B, \quad (5.12)$$

$$b_H = (12,4 \cdot 2,5) + (12,4 \cdot 2) + 6 = 61,8 \text{ м.}$$

Ширина низовой перемычки понизу

$$b_H = (h \cdot m_1) + (h \cdot m_2) + b_B, \quad (5.13)$$

$$b_H = (11,9 \cdot 2,5) + (11,9 \cdot 2) + 6 = 59,6 \text{ м.}$$

Высота верховой перемычки второй очереди составляет 17,7 м. Найдем ширину перемычки по низу:

$$b_H = (h \cdot m_1) + (h \cdot m_2) + b_B, \quad (5.14)$$

$$b_H = (17,7 \cdot 2,5) + (17,7 \cdot 2) + 6 = 85,65 \text{ м.}$$

### 5.3 Осушение котлована

Наиболее простым способом осушения котлованов является открытый водоотлив, который в большинстве своих случаев применяется в котлованах в скальных и плотных грунтах.

Откачка воды осуществляется центробежными насосами 6НДв-Бт-а. В зависимости от глубины откачки насосы располагаются стационарно или на плаву. Устанавливается не менее двух насосов с обязательным наличием резервного. Подача данного насоса составляет  $300 \text{ м}^3/\text{час}$ , напор 44 м.

Определение объема воды в котловане I очереди представлена на рисунке 5.1.

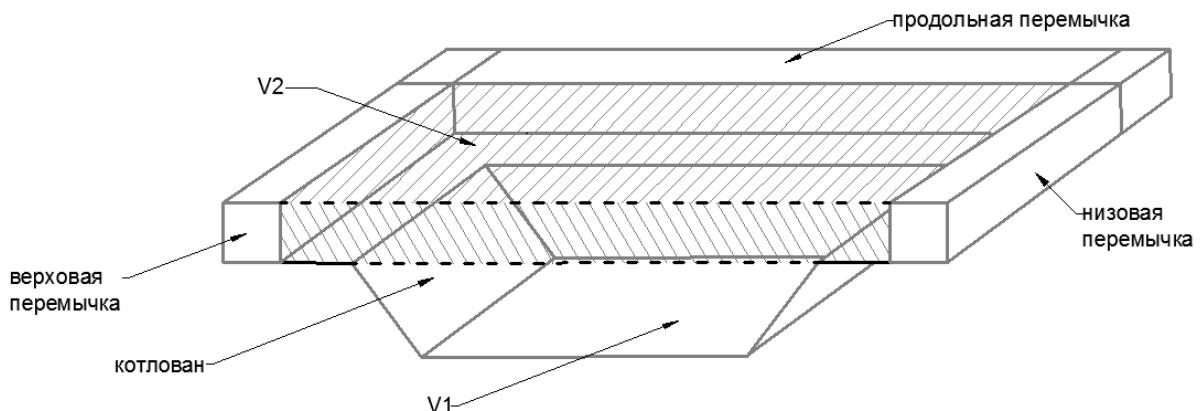


Рисунок 5.1 – Схема котлована первой очереди

Объем воды в котловане  $V$ :

$$h_2 = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 167,9 - 157 = 10,9 \text{ м}, \quad (5.15)$$

$$V = 134 \cdot 264 \cdot 10,9 = 385598,4 \text{ м}^3, \quad (5.16)$$

Первоначальная откачка воды в котловане:

$$V_{\text{п.о.}} = (2 \div 3)V_{\text{кот.}}, \quad (5.17)$$

$$V_{\text{п.о.}} = 2 \cdot 385598,4 = 771196,8 \text{ м}^3;$$

В среднем скорость откачки составляет 0,6 м/сут.

Время откачки воды в котловане:

$$T_0 = \frac{H_{\text{отк}}}{L_{\text{отк}}}, \quad (5.18)$$

где  $H_{\text{отк}}$  – глубина воды в котловане;

$L_{\text{отк}}$  – скорость откачки;

$$H_{\text{отк}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дно} = 167,9 - 157 = 10,9 \text{ м};$$

$$T_0 = \frac{10,9}{0,6} = 18,2 \approx 18 \text{ сут};$$

Потребное количество насосов необходимых для осушения котлована:

Общая производительность насосов:

$$\Sigma Q = \frac{2 \cdot 385598,4}{18} = 42844,3 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (5.19)$$

Количество насосов N:

$$N = \frac{42844,3}{300 \cdot 24} = 5,95 \approx 6 \text{ шт}; \quad (5.20)$$

Общее количество насосов для откачки воды из котлована равно 6 шт., с учетом обязательного наличия резервного насоса.

Определение объема воды в котловане II очереди

Объем воды в котловане V:

$$h_2 = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 167,91 - 157 = 10,9 \text{ м}; \quad (5.21)$$

$$V = 144 \cdot 368,5 \cdot 10,9 = 578397,6 \text{ м}^3; \quad (5.22)$$

Первоначальная откачка воды в котловане:

$$V_{\text{п.о.}} = (2 \div 3)V_{\text{кот.}}; \quad (5.23)$$

$$V_{\text{п.о.}} = 2 \cdot 578397,6 = 1156795,2 \text{ м}^3;$$

В среднем скорость откачки составляет 0,6 м/сут.

Время откачки воды в котловане:

$$T_0 = \frac{H_{\text{отк}}}{L_{\text{отк}}}; \quad (5.24)$$

где  $H_{\text{отк}}$  — глубина воды в котловане;

$L_{\text{отк}}$  — скорость откачки;

$$H_{\text{отк}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дно} = 167,91 - 157 = 10,91 \text{ м}; \quad (5.25)$$

$$T_0 = \frac{10,9}{0,6} = 18,2 \approx 18 \text{ сут}; \quad (5.26)$$

Потребное количество насосов необходимых для осушения котлована:

Общая производительность насосов:

$$\Sigma Q = \frac{2 \cdot 578397,6}{18} = 64266,4 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (5.27)$$

Количество насосов N:

$$N = \frac{64266,4}{300 \cdot 24} = 8,9 \approx 9 \text{ шт}; \quad (5.28)$$

Общее количество насосов для откачки воды из котлована равно 9 шт., с учетом обязательного наличия резервного насоса.

## 5.4 Земляные и бетонные работы.

### 5.4.1 Определение объемов земляных и бетонных 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. Объемы бетонных и земельных работ на каждом из этапов сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Объемы бетонных и земляных работ на каждом из этапов и суммарные по всему сооружению

Этап:	Земляные работы	Бетонные работы	Объем бетонных работ, м <sup>3</sup>	Объем земляных работ, м <sup>3</sup>
I	Котлован I очереди (выемка):	1) Водосливная плотина:	313200	158300,4
	Перемычки котлована I очереди (насыпь):			236906,7
	Общий объем работ	Общий объем работ:	313200	395207,1
II	Котлован II очереди (выемка):	Станционная часть:	669000	477016,4
	Перемычки котлована II очереди (насыпь):	Общий объем работ:	669000	720548,8
	Общий объем работ			
III	-	1) Станционная и водосливная части	914490	
		2) Глухие части	121500	
		Общий объем работ	808060,8	
IV	-	1) Здание ГЭС	90315	
		2) Станционная и водосливная части	592725	
		3) Глухие части	47250	
		Общий объем работ	730290	

Окончание таблицы 5.1

V	-	1) Станционная и водосливная части	325152	
		Общий объем работ	333792	
		Суммарный объем работ	2854342,8	1115755,9

## **6 Мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и по охране окружающей среды**

### **6.1 Охрана труда Сухобузимской ГЭС**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральному законом «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, рейдовые бригады, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС

должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

## **6.2 Пожарная безопасность.**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции. ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устраниению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить

вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Тувинской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

#### *Объекты водяного пожаротушения на ГЭС*

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпольевые помещения.

### **6.3 Охрана окружающей среды**

Сухобузимская ГЭС расположена на реке Кан в Красноярском Крае. Климат участка строительства – умеренно-континентальный, характеризующийся теплым летом, холодной зимой, небольшим количеством осадков, выпадающих в теплый период года. Температура воздуха в Сухобузимском районе представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Температуры воздуха Сухобузимского района

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Абсолютный максимум, ° <u>C</u>	5,6	6,5	17,2	31,3	34,9	37,2	36,7	36,0	30,4	24,0	14,0	6,3	37,2
Средний максимум, °C	-14,7	-10	-1	8,0	16,9	23,6	24,6	21,7	14,8	5,7	-4,7	-11,4	6,3
Средняя температура, °C	-20	-17	-8,4	1,0	9,6	15,4	18,3	15,4	8,6	0,9	-9,3	-17,2	-0,2
Средний минимум, °C	-23,4	-21	-13,7	-3,5	2,9	9,4	12,1	9,6	3,6	-2,5	-13,1	-21,2	-5,1
Абсолютный минимум, °C	-50,6	-49,9	-43,9	-32,5	-12	-3,7	2,0	-2	-12	-32	-49,1	-49,9	-50,6
Норма осадков, <u>мм</u>	13,4	10	10,1	19,5	35,6	52	59,7	58,1	38,8	29,2	24	20,2	370,6

Кан берёт начало в Восточном Саяне, на северных склонах горного массива Канского Белогорья, после слияния горных рек Дикий Кан и Тихий Кан, пересекает Канско-Рыбинскую котловину и южные отроги Енисейского кряжа. Впадает в Енисей в 108 км севернее города Красноярска. Длина реки — 629 км, площадь водозабора — 36 900 кв. км, средний расход воды 288 м<sup>3</sup>/с. Падение от истоков (Дикий Кан) до устья около 1 350 м..

Гидрохимический фон в створе строительства обусловлен недостаточно очищенными хозяйственно-бытовыми и промышленными сточными водами расположенных выше по течению городов и промышленных предприятий. Из-за больших объемов сброса недостаточно очищенных сточных вод самоочищающая способность водного объекта в створе строительства — низкая. Качество воды характеризуется большими значениями нитратов, нитритов, фосфатов, общей минерализации. Поэтому сброс сточных вод с площадки строительства и в дальнейшем при эксплуатации станции должен осуществляться с концентрациями загрязняющих веществ, не превышающими значений ПДК.

Растительный и животный мир участка строительства типичен для европейской территории России. В Красноярском Крае свыше 400 видов птиц, более 50 видов рыб, свыше 90 видов млекопитающих.

При строительстве животному миру: орнитофауне и териофауне будет оказываться воздействие из-за проводящихся строительных работ, сопровождающихся значительным шумовым воздействием.

Водные биологические ресурсы реки Кан представлены следующими видами: щука, окунь, плотва, уклейка, налим, елец, сорога, пескарь.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Кан на участке Сухобузимского района относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения.

Воздействие Сухобузимской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### Период строительства

В период строительства будут проводиться следующие виды работ:

- подготовка ложа водохранилища (лесосводка);
- земельно-скальные работы;
- буровые работы;
- бетонные работы;
- разработка карьеров строительных материалов;
- функционирование бетонных и обогатительных хозяйств;
- обслуживание и ремонт строительной и автотранспортной техники;
- мероприятия по подготовке ложа водохранилища;
- строительство основных сооружений.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы санитарными правилами СП от 01.07.1985 № 3907 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ»

Они включают в себя:

1. перенос или инженерную защиту населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения;
2. мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;
3. мероприятия по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища.

В связи с тем, что в зону затопления не попадают жилые строения, в числе мероприятий по санитарной подготовке ложа водохранилища основными являются мероприятия по лесосводке – очистке зоны затопления от древесной и кустарниковой растительности.

Согласно СП от 01.07.1985 №3907-85 для водохранилищ с коэффициентом водообмена менее 6, а так же для водохранилищ ёмкостью до 10 млн. м<sup>3</sup> лесосводка и лесоочистка обязательна на всей затапливаемой территории; лесосводка и лесоочистка обязательна также в пределах санитарных зон населённых пунктов; если древесные остатки при лесоочистке не могут быть использованы или вывезены, то они сжигаются на месте без оставления недожегов.

Производство строительно-монтажных работ связано с образованием большого количества отходов.

Отходы, образующиеся при строительстве:

- 1) Древесные отходы
- 2) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

3) Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы

Древесные отходы, а также отходы бетона должны быть вывезены на специализированный полигон на захоронение. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации на использование – переплавку.

#### Период эксплуатации

В период эксплуатации ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться при:

- Сбросе сточных, в том числе дренажных, вод с сооружений и пристанционной площадки ГЭС;
- Выбросе загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников: сооружений станции при проведении ремонтных, окрасочных работ; от дизель-генераторов в период их периодического опробования;
- При размещении отходов, образующихся при эксплуатации и текущих и капитальных ремонтах оборудования, зданий и сооружений: отходов энергетических масел, лома черных и цветных металлов, промасленной ветоши, аккумуляторов от резервных источников питания.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха, водного объекта – реки Кан, при обращении с отходами производства и потребления, по защите населения от воздействия выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия представлены в таблице 6.2:

Таблица 6.2 – Мероприятия по охране от воздействий.

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения
1	Организационные	
1.1	Разработка и согласование проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу	1 раз в 5 лет
1.2	Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение	1 раз в 5 лет
1.3	Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
1.4	Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1 раз в 5 лет
1.5	Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
1.6	Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных вод в р. Кан	1 раз в 5 лет
1.7	Представление в органы Росгосстата форм государственной статистической отчётности 2-ТП(воздух), 2-ТП(вода), 2-ТП(отходы), 2-ОС	Ежегодно
1.8	Расчёт и внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду	Ежеквартально
1.9	Разработка и осуществление природоохранных мероприятий	Ежегодно
1.10	Организация и проведение производственного экологического контроля	Постоянно
2	Технологические	
2.1	Модернизация оборудования с заменой на оборудование с меньшими шумовыми характеристиками	При проведении реконструкции

## Окончание таблицы 6.2

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения
2.2	Перенос шумопроизводящего оборудования с открытых площадок в закрытые помещения	При проведении реконструкции
2.3	Оборудование маслозаводства маслоочистительной установкой	При проведении реконструкции
2.4	Обустройство территории Ярославского гидроузла системой ливневой канализации, поддержание в исправном состоянии	Постоянно
3	Санитарно-технические	
3.1	Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности	Постоянно
3.2	Размещение отходов на специализированных полигонах	Постоянно
3.3	Передача на использование лома чёрных и цветных металлов, отходов кабельной продукции	Постоянно
3.4	Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации	Постоянно
3.5	Учёт образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах	Постоянно
3.6	Организация контроля за состоянием атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны	Ежегодно
3.7	Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ	Ежегодно
3.8	Введение учёта объёма сброса сточных вод в р.Кан	Постоянно
3.9	Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод р. Кан и Сухобузимского водохранилища	Ежегодно
3.10	Организация и проведение регулярных наблюдений за водными объектами р.Кан и Сухобузимское водохранилище и их водоохраными зонами	Ежегодно
3.11	Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне р.Кан	Постоянно
3.12	Передача хозяйствственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание	Постоянно
3.13	Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твёрдое покрытие	Постоянно
4	Архитектурно-планировочные	
4.1	Благоустройство территории Ярославского гидроузла	Постоянно
2.1	Модернизация оборудования с заменой на оборудование с меньшими шумовыми характеристиками	При проведении реконструкции

Водохранилище создано с целью хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения промышленных городов. Кроме того, осуществляет попуски, необходимые для поддержания санитарного состояния р. Кан и для выработки электроэнергии.

Режим водоохранной зоны накладывает дополнительные ограничения на хозяйственную деятельность предприятий, осуществляющих свою деятельность в черте водоохраных зон:

- в границах водоохраных зон запрещается сброс сточных, в том числе дренажных, вод;
- в границах водоохраных зон запрещается размещение объектов размещения отходов производства и потребления;
- в границах водоохраных зон запрещается движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие;

- 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 вод в соответствии с водным законодательством в области охраны окружающей среды.

В соответствии со статьей 16 Постановление Правительства РФ от 10 апреля 2007г. №219 «Об утверждении Положения об осуществлении государственного мониторинга водных объектов»:

- ведут учет объема забора водных ресурсов из водных объектов и объема сброса сточных, в том числе дренажных вод, их качества;
- ведут регулярные наблюдения за водными объектами (их морфометрическими особенностями) и их водоохраными зонами;
- представляют в территориальные органы Федерального агентства водных ресурсов сведения, полученные в результате такого учета и наблюдений, в соответствии с установленными формой и периодичностью (1 раз в квартал, 1 раз в год);

## **7 Технико-экономические показатели**

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные показатели для установленной мощности и среднемноголетней выработки;
- величина чистого дисконтируемого дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

### **7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Строительство ГЭС осуществляется в соответствии с календарным планом в котором показаны основные укрупненные этапы строительства. Сумма удельных инвестиционных затрат на строительство Сухобузимской ГЭС составляет 60392,5 руб./кВт

Выручка от реализации электроэнергии формируется исходя из тарифа на электроэнергию и объема реализованной электроэнергии. При этом учитывается количество на собственные нужды.

Согласно действующему законодательству РФ (ГК РФ, ст. 539), реализация электроэнергии абоненту должна осуществляться в рамках договора энергоснабжения, заключенного между абонентом и энергоснабжающей организацией. Организация при этом обязуется подавать абоненту энергию посредством присоединенной сети, а абонент – оплачивать энергию, соблюдать установленный договором режим потребления и обеспечивать безопасную эксплуатацию находящихся в его ведении электрических сетей и оборудования.

Оценка объемов продаж представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж в первые годы выпуска электроэнергии

Год	2024	2025	2026	2037
Установленная мощность, МВт	3059,00	3059,00	3059,00	3059,00
Число часов использования установленной мощности	6 300,00	6 300,00	6 300,00	6 300,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	5 162 991,00	11 063 552,93	16 964 114,45	20 160 252,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	51 629,914	110 635,529	169 641,145	201 602,520
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	5 111 361,452	10 952 917,398	16 794 473,343	19 958 649,480
Тариф на электроэнергию, руб./ МВт·ч	1 131,000	1 170,000	1 209,000	1 249,000
Выручка от реализации электроэнергии, млрд.руб.	0,482	1,068	1,692	2,077
НДС к выручке, млн.руб.	73,487	162,9011	258,108	316,886

## 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании [1, Приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9] с учетом реализованной электроэнергии. Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) –0,02%;

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	102,9	84, 329
Прочие расходы	159,3	130, 550
Итого	262,2	214, 879

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2017 года.

Расходы на услуги регулирующих организаций приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	138,81 тыс. руб за 1 МВт	88, 35
НП АТС (администратор торговой системы)	1,191 тыс. руб за 1 МВт·ч	14, 79
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 тыс. руб за 1 МВт·ч	4, 29
Итого	-	107, 43

Налог на воду в расчете на 1 тыс.кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Кан составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Амортизационные отчисления, млн. руб.	0, 116	0, 116	0, 116	0, 116	0, 116
Расходы на страхование, млн. руб.	0, 934	0, 930	0, 920	0, 911	0, 901
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	214,879	460,455	706,030	839,051	839,051
Расходы на ремонт производственных фондов, тыс. руб.	18,800	18,604	18,408	18,212	18,016
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	107,430	219,572	328,223	383,150	383,150
Налог на воду, млн. руб.	318,240	318,240	318,240	318,240	318,240
Итого, млн. руб.	0,642	0,999	1,354	1,542	1,542

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

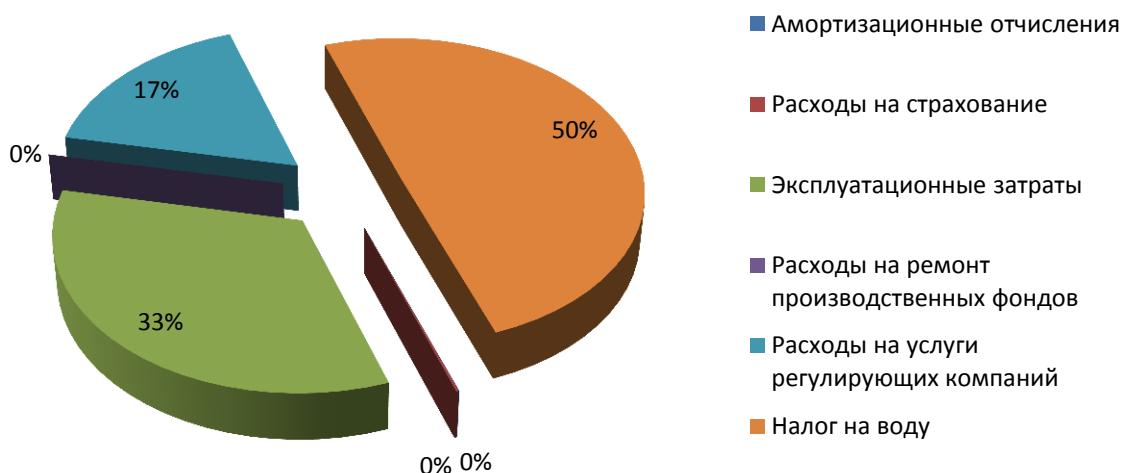


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства Сухобузимской ГЭС. 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;

- 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

Налоги	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млрд.руб.	2,778	4,884	6,623	7,000	7,288
НДС, млрд.руб.	2,307	3,8866	5,191	5,463	5,666
Налог на имущество, млн.руб..	0,247	0,244	0,242	0,239	0,237
Итого, млрд.руб	5,085	8,770	11,815	12,464	12,955

## 7.4 Прибыль

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности. Основной формой отражения производственной деятельности Сухобузимской ГЭС по производству электроэнергии является прибыль. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Годовая прибыль, млн. руб.	22,205	23,113	24,025	24,781	25,651	26,658	27,505	28,489

График распределения прибыли по годам в течение всего срока проекта изображен на рисунке 7.2.

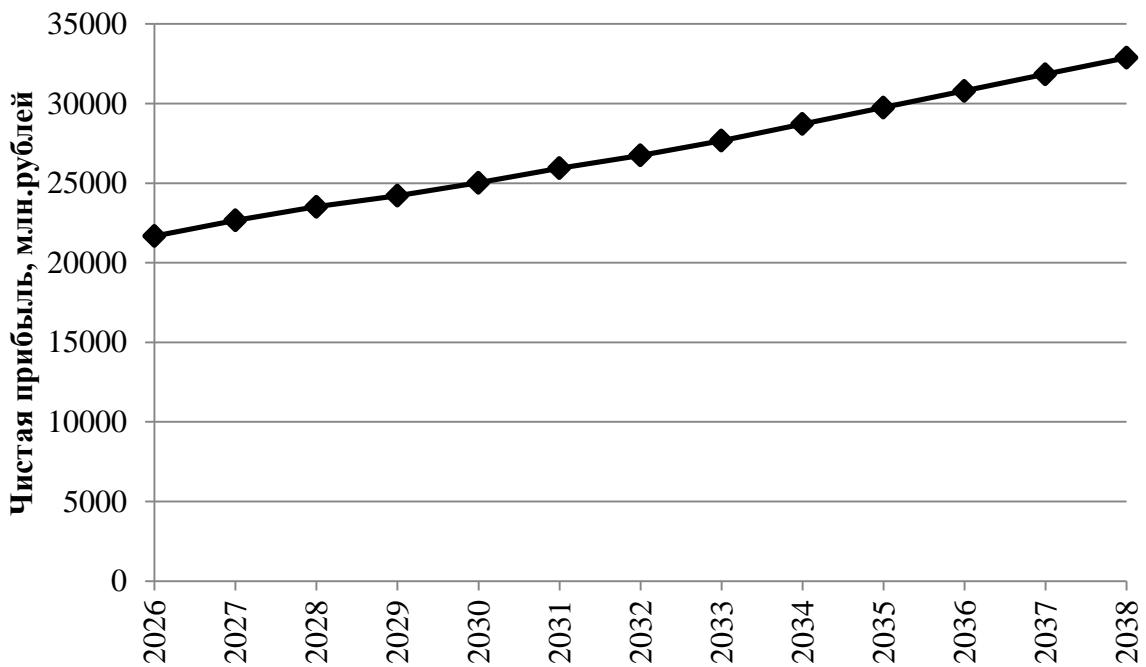


Рисунок 7.2 – Распределение прибыли по годам, млрд. руб

## 7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9).

## 7.6 Методология, исходные данные

Данный раздел выполнен в соответствии с :

«Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9);

«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;

«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.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта фирмы «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

– период прогнозирования для Сухобузимской ГЭС составляет 23 года. Срок окупаемости – 76 месяцев.

– используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке (2017 год 2 квартал).

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта и приняты в соответствии с [1].

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Сухобузимской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Сухобузимская ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Сибири принят в соответствии с [1].

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

## **7.7 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2024	2025	2026	2027	2028
Налоговые поступления, млрд. руб.	5,512	9,197	12,240	12,890	13,382
В Федеральный бюджет, млрд. руб.	5,403	9,088	12,133	12,782	13,273
В региональный бюджет, млн. руб.	0,247	0,244	0,240	0,239	0,236

## **7.8 Коммерческая эффективность**

Цель расчета - определение прогнозного отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, обеспечивающего необходимую норму доходности на

затраты Заказчика, реализующего инвестиционный проект строительства Сухобузимской ГЭС с позиции коммерческой эффективности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Сухобузимской ГЭС. Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Сухобузимской ГЭС.

Показатели целесообразности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8- Эффективность инвестиций

Показатель	Величина
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости, мес	76
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,20
Чистый приведенный доход, млрд. руб.	50,89
Индекс прибыльности	1,23
Удельные капиталовложения, руб/кВт	60392,5

## 7.9 Анализ рисков инвестиционного проекта

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- стоимость строительства по проекту;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования.

Оценка влияния объема инвестиций, цены электроэнергии, ставки дисконтирования на величину PI приведена на рисунках 7.3, 7.4 и 7.5.

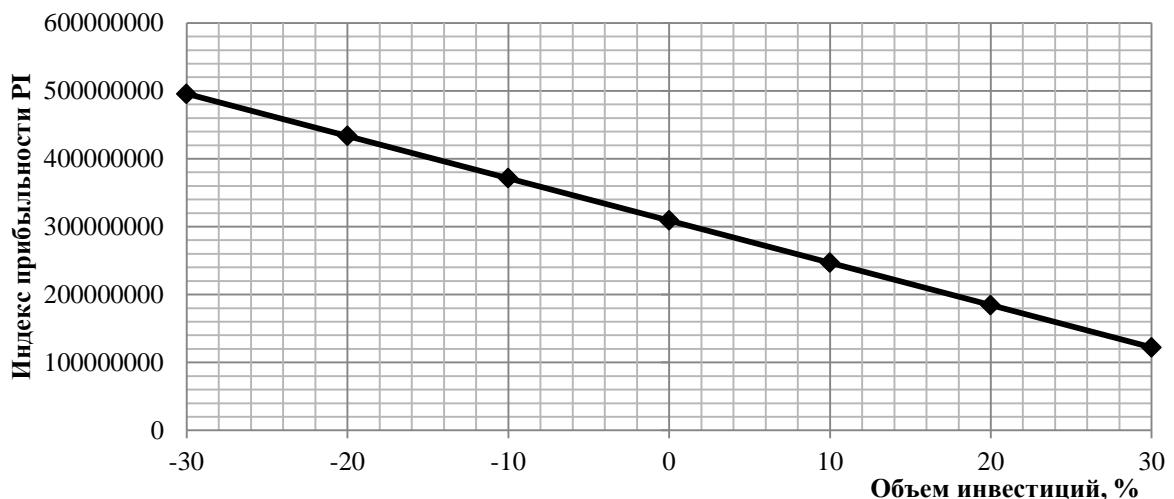


Рисунок 7.3– Влияние изменения объема инвестиций на PI

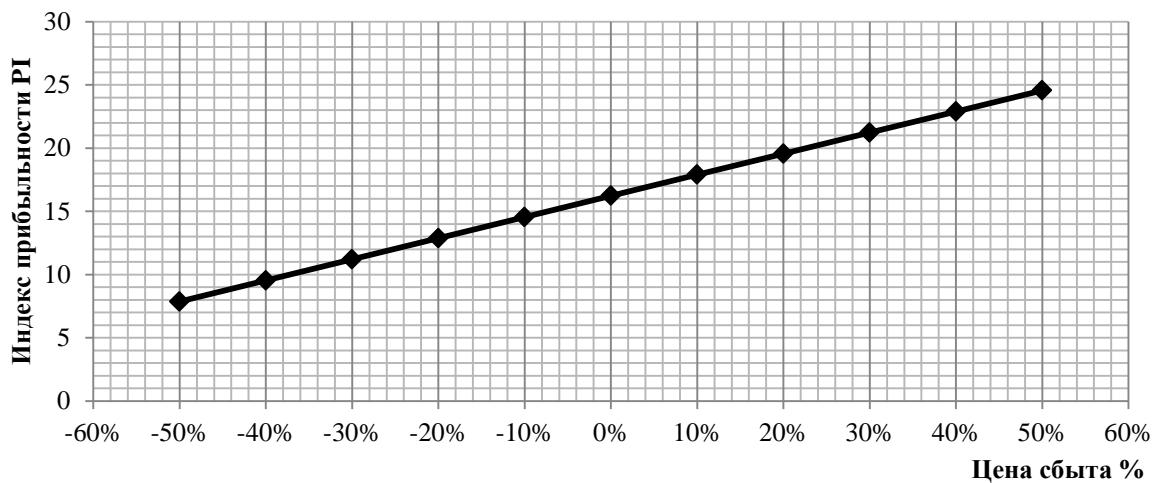


Рисунок 7.4— Влияние цены сбыта на PI

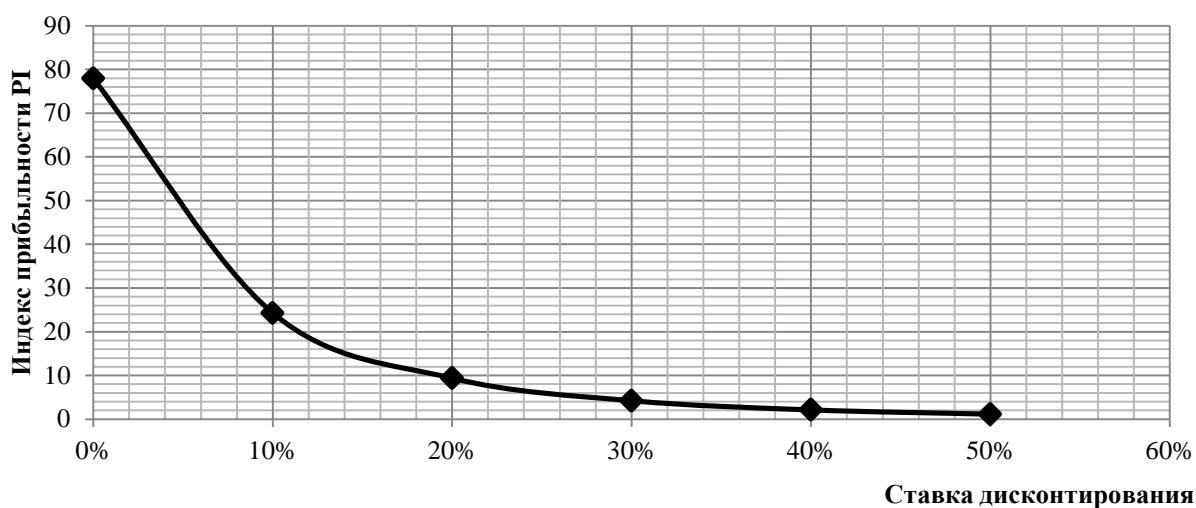


Рисунок 7.5— Влияние ставки дисконтирования на PI

Увеличение стоимости строительства и увеличение ставки дисконтирования уменьшает величину PI. При увеличении объема реализации выработки электроэнергии PI увеличивается.

## **8 Поведение межстолбчатых швов бетонных плотин в суровых условиях на примере Саяно-Шушенской ГЭС**

Столбчатая система разрезки заключается в разрезке плотины на отдельные столбы, вертикальными строительными межстолбчатыми швами, параллельными осям плотины. Применяется такая система в суровых условиях для предотвращения трещинообразования в бетоне в строительный период. Суровые климатические условия характеризуются низкими температурами наружного воздуха и большими их суточными колебаниями. При возведении Саяно-Шушенской ГЭС применяли тонкие межстолбчатые швы, которые затем цементировались, тем самым делая сооружение монолитным. Данные по плотинам, которые имеют столбчатую разрезку представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Плотины имеющие столбчатую разрезку

Плотина	Число столбов	Среднегодовая температура наружного воздуха.
Мамаканская ГЭС	3	-4°C
Братская ГЭС	6	-2,6°C
Усть-Илимская	5	-3,9°C
Красноярская ГЭС	8	+0,4°C
Саяно-Шушенская ГЭС	4	-1,8°C

Столбчатая разрезка плотины, являясь главным конструктивным мероприятием, увеличивающим трещиностойкость бетонного массива, а также дающая возможность технологического обжатия напорной грани в нижней части, одновременно может ухудшить монолитность профиля из-за сезонной немонолитности.

Сезонная немонолитность – это раскрытие швов в определенный сезон, под воздействием температур наружного воздуха.

Раскрытие межстолбчатых швов в период эксплуатации сооружения неблагоприятно влияет на НДС плотины, так как из-за раскрытия межстолбчатого шва, выходящего на низовую грань, в глубине бетонного массива нарушается монолитный профиль, т.е. нагрузка воспринимается сокращенным сечением. Что и случилось на Усть-Илимской плотине, когда из-за промораживания бетона раскрылся межстолбчатый шов II-III, выходящий на низовую грань. Из-за резкого уменьшения рабочего сечения (плотина лишилась поддержки с низовой стороны) на напорной грани раскрылись строительные межблочные швы и началась фильтрация. Эти раскрытия сейчас имеют сезонный характер.

## **8.1 Поведение шва I-II**

Контроль раскрытия межстолбчатых швов, выходящих на низовую грань грань осуществляется строительной КИА, так как эксплуатационный контроль не предусматривает установку щелемеров в межстолбчатых швах выходящих на низовую грань.

Межстолбчатые швы, выходящие на низовую грань Саяно-Шушенской плотины, на дневной поверхности начинают раскрываться на начальной стадии сработки водохранилища, когда температура воздуха опускается ниже температуры, при которой цементировались межстолбчатые швы (выше отметки 500м. это +5°C, а ниже отметки 500м. - +7°C).

Величина раскрытия межстолбчатого шва, выходящего на низовую грань плотины по глубине изменяется от 1,32 мм. на дневной поверхности, до 0,01 мм на глубине 15 метров.

Порядок раскрытия швов таков: на дневной поверхности швы раскрываются, когда температура наружного воздуха опускается ниже температуры омоноличивания, при этом в глубине массива швы остаются закрытыми. Максимальное раскрытие шва на дневной поверхности приходится на январь – февраль. В этот момент шов в глубине массива тоже начинает раскрываться. Из-за повышения температуры наружного воздуха, на дневной поверхности шов начинает закрываться, а раскрытие в глубине массива (до 15 метров) начинает увеличиваться из-за волны холода проникающей в глубь массива, и закрываются лишь при наборе водохранилища до отметок наибольшего наполнения водохранилища.

## **8.2 Период и величина раскрытия швов**

В данной работе был рассмотрен период сработки-наполнения 2005-2006 года.

Секция 45, шов I-II отметка 468м.

На рисунке 8.1 в секции 45 на отметке 468(дневная поверхность) изображен график раскрытия шва, график УВБ, а так же температуры наружного воздуха. При неработающем водосливе шов I-II открывается в сентябре – октябре на начальной стадии сработки. Максимального раскрытия (1,32мм.) шов достигает в феврале – марте, при отметках УВБ близких к УМО.

При работающем водосливе из-за обогрева низовой грани водой, шов начинает раскрываться только в декабре. Максимального раскрытия (0,46 мм) шов достигает только июне, т.е. уже после начала наполнения водохранилища, что и показано на рисунке 8.2.

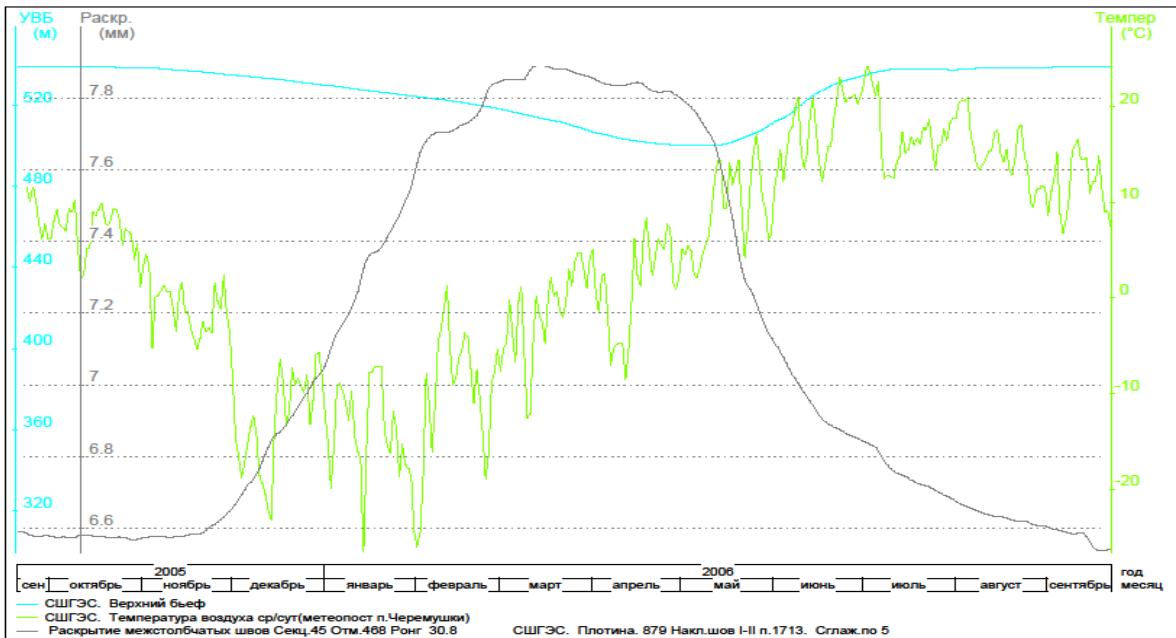


Рисунок 8.1 - Раскрытие шва I-II секции 45 на дневной поверхности (отметка 468м.) 2005-2006 год

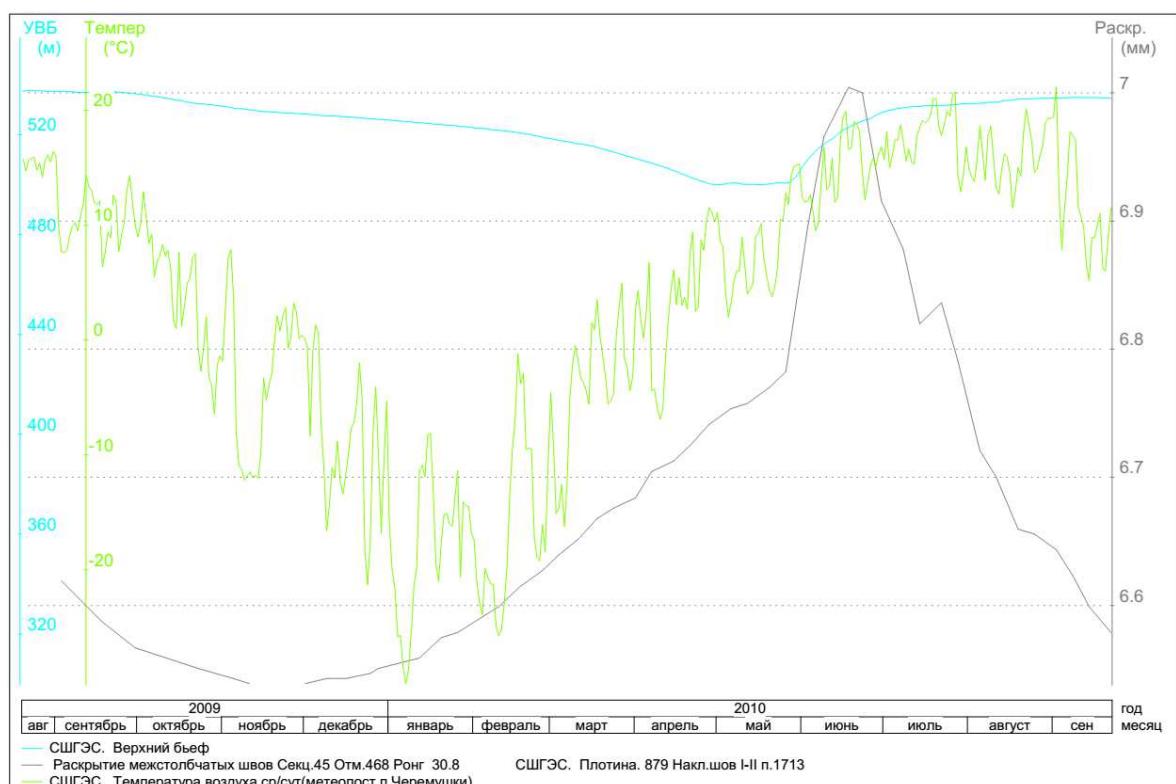


Рисунок 8.1 - Раскрытие шва I-II секции 45 на дневной поверхности (отметка 468м.) 2009-2010 год

Секция 46, шов I-II отметка 461м.

На рисунке 8.3 изображен график раскрытия шва на глубине 7 метров от дневной поверхности. В глубине массива шов начинает открываться в ноябре. Достигает максимального раскрытия (0,5мм.) в мае. при УМО.

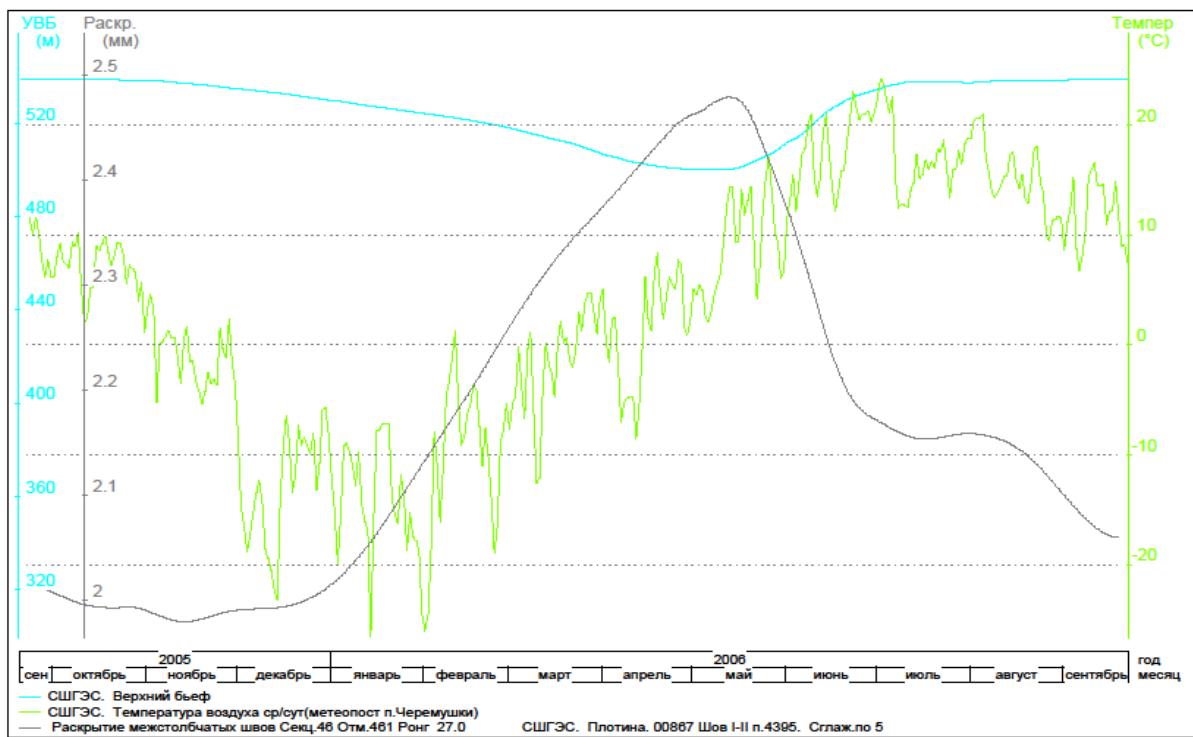


Рисунок 8.3 - Раскрытие шва I-II секции 46 на глубине 7 метров от дневной поверхности (отметка 461м.)

Полное раскрытие шва наблюдается при УМО, при уровне наибольшего наполнения в 2006 году (538,95м.) шов так же остается частично открытым (16% от полного раскрытия). При наполнении водохранилища до отметки 525,45м. раскрытие шва составляет 52%, при достижении отметки 530,52м. 42%, а при достижении отметки 535,32м. шов открыт на 38%.

#### Секция 39, шов I-II отметка 453м. 2005-2006гг.

На рисунке 8.4 максимальное раскрытие шва (0,12мм.) отмечается при отметке ВБ 501,19м., в то время как при УМО (500,01м.) раскрытие составляет 83% от максимального. Минимальное раскрытие шва составляет 0,01мм. В июне раскрытие опять увеличивается и достигает 0,02мм. при наполнении водохранилища до отметки 535,32 и выше.

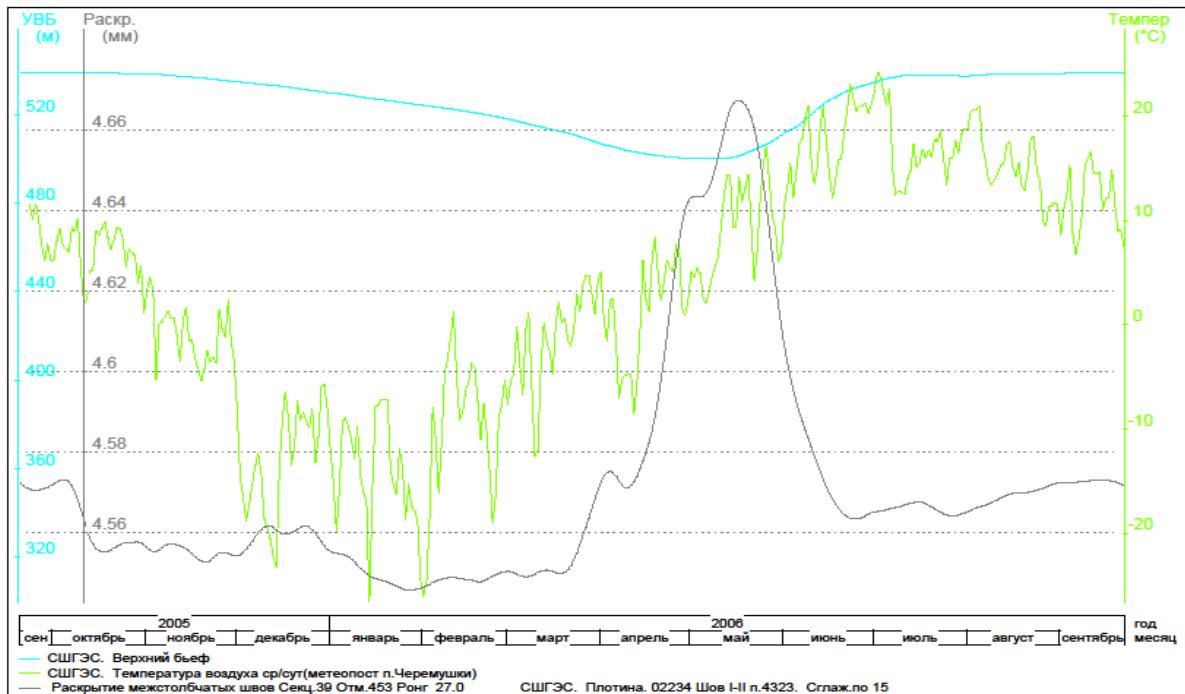


Рисунок 8.4 - Раскрытие шва I-II секции 39 на глубине 15 метров от дневной поверхности (отметка 468м.)

В таблице 8.2. представлены данные по раскрытию швов на разных глубинах при различных УВБ.

Таблица 8.2 - Раскрытия швов на разных глубинах, при различных УВБ.

УВБ	Дата	Раскрытия межстолбчатого шва I-II, мм.		
		На дневной поверхности (отм. 468м.) / % от максимального раскрытия	На глубине 7 м. (отм. 461м.) / % от максимального раскрытия	На глубине 15м. (отм. 453м.) / % от максимального раскрытия
500		0,86 / 65%	0,48 / 96%	0,12 / 100%
510		0,48 / 36,3%	0,4 / 80%	0,06 / 50%
520		0,35 / 26,5%	0,31 / 62%	0,03 / 25%
525		0,30 / 24,4%	0,26 / 52%	0,02 / 16,7%
530		0,22 / 16,7%	0,21 / 42%	0,01 / 8,3%
535		0,08 / 6,1%	0,19 / 38%	0,02 / 16,7%
УНН		0,02 / 1,5%	0,08 / 16%	0,02 / 16,7%

По вышесказанному видно, что при наборе нагрузки от УМО до НПУ межстолбчатые швы, выходящие на низовую грань остаются открытыми, и закрываются лишь при НПУ. Так же швы II-III и III-IV цементировались при температуре 7°C и подвергаются таким же температурным воздействиям, следовательно поведение этих швов будет похожим на поведение шва I-II. Такой режим работы плотины неблагоприятно сказывается на напряженно-деформированном состоянии, так как плотина работает не полным рабочим сечением, что может вызвать уменьшение сжимающих напряжений на верховой грани, и могут открываться трещины, обжатые во время ремонта зоны 344-359м. тем самым увеличив фильтрацию через напорную грань.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Сухобузимской ГЭС высотой 115,2 метра на реке Кан, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1%, поверочного 0,01% обеспеченности и строительного 10% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%} = 13461 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%} = 14743 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{10\%} = 10836 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Сухобузимской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы. Установленная мощность составила 3059 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 234,3 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 14,5 млрд.МВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

Максимальный  $H_{\max} = 97,5 \text{ м}$ ;

Расчетный  $H_{\text{расч}} = 84 \text{ м}$ ;

минимальный  $H_{\min} = 70 \text{ м}$ .

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС  $Q_{\max}$ , соответствующий расчетному напору, составляет 4054 м<sup>3</sup>/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта РО115-В и ПЛД115-В с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с восьмью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 7,5 м (РО115-В-750).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 93,8 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВФ-1690/175-64 с номинальной активной мощностью 590,0 МВт.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Строительные расходы пропускаются через донные отверстия. Здание ГЭС – приплотинного типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 160 м;
- правобережная и левобережная бетонные плотины;
- здание ГЭС приплотинного типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива -247,0 м;

- отметка гребня бычка –266,2 м;
- отметка подошвы плотины – 151,1 м;
- ширина подошвы плотины по основанию –80 м;
- количество водосливных отверстий – 9;
- ширина водосливных отверстий - 20 м;
- высота сооружения – 115,2 м;
- толщина бычка – 3 м;
- протяженность бетонной плотины в створе – 700 м.

В качестве гасителя энергии потока выбрано гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,33 и 1,36 для основного и особого сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Сухобузимского гидроузла отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,20 руб/кВт·ч;

– срок окупаемости станции 3,6 лет с начала строительства

Таким образом, строительство Сухобузимской ГЭС с установленной мощностью 3059 МВт в настоящее время является целесообразным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
3. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва :Стандартинформ, 2008. – 8 с
4. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «SynergyAstana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: <http://www.synergy.kz>.
5. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
6. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва :Стандартинформ, 2011. – 12с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ;введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
10. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
11. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с. 129
12. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
13. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

14. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
15. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
16. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва :Стандартинформ, 2011. – 12с.
17. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс] : распоряжение ПАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
18. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
19. РД153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
20. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.
21. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] :федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
22. 24.Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] :федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
23. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] :федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
24. О животном мире [Электронный ресурс] :федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
25. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] :федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>. 130
26. 28.О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения[Электронный ресурс] :федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

27. О безопасности гидротехнических сооружений[Электронный ресурс] :федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

28. Об экологической экспертизе[Электронный ресурс] :федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов[Электронный ресурс] :федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.

31. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.

32. Лесной кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 45 с.

33. Единые сценарные условиями ПАО «РусГидро» на 2016 – 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92), 2008 – 14 с.

34. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

35. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

36. ГОСТ 27.002-89 Надёжность в технике основные понятия. Термины и определения – Введ. 01.07.1990 – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 38 с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

## ОТЗЫВ

Руководителя Л.С. Пермяковой, доцента СШФ СФУ,  
на дипломный проект «Проектирование Сухобузимской ГЭС на реке Кан.  
Поведение межстолбчатых швов бетонных плотин в суровых условиях на  
примере Саяно-Шушенской ГЭС»  
Вишнякова Ивана Евгеньевича.

Тема выполненного бакалаврского проекта соответствует выданному заданию, Разработана самостоятельно на основе теоретических знаний и практических навыков, приобретенных при прохождении практики в процессе обучения.

Выпускная квалификационная работа содержит пояснительную записку в объеме 117-ти листов и иллюстрационный материал в виде чертежей на 9 листах.

С учетом топографических условий Вишняковым И.Е. обоснован состав гидроузла, определена компоновка сооружений, назначены их размеры из условия устойчивости и механической прочности. В целях обеспечения энергетического назначения проектируемого гидроузла на основании инженерных расчетов определены гидротурбинное и электрическое оборудование гидроэлектростанции. Проектирование Сухобузимской ГЭС осуществлялось в соответствии с требованиями нормативных документов.

В составе дипломного проекта рассмотрен актуальный вопрос о работе межстолбчатых швов бетонных плотин, определяющей изменение конструкционного модуля деформации сооружения в цикле наполнение – опорожнение водохранилища, и как следствие, сезонное изменение напряженно-деформированного состояния плотины в целом и ее верховой грани. При разработке индивидуального вопроса не нашел отражения подход к анализу состояния межстолбчатых швов, основанный на показаниях бетонных «розеток», расположенных вблизи шва, который может быть использован в случае отсутствия щелемеров.

При разработке темы дипломного проекта Вишняков И.Е с интересом знакомился и осваивал специальную техническую литературу по мониторингу ГТС и анализу материалов натурных наблюдений.

Дипломный проект «Проектирование Сухобузимской ГЭС на реке Кан. Поведение межстолбчатых швов бетонных плотин в суровых условиях на

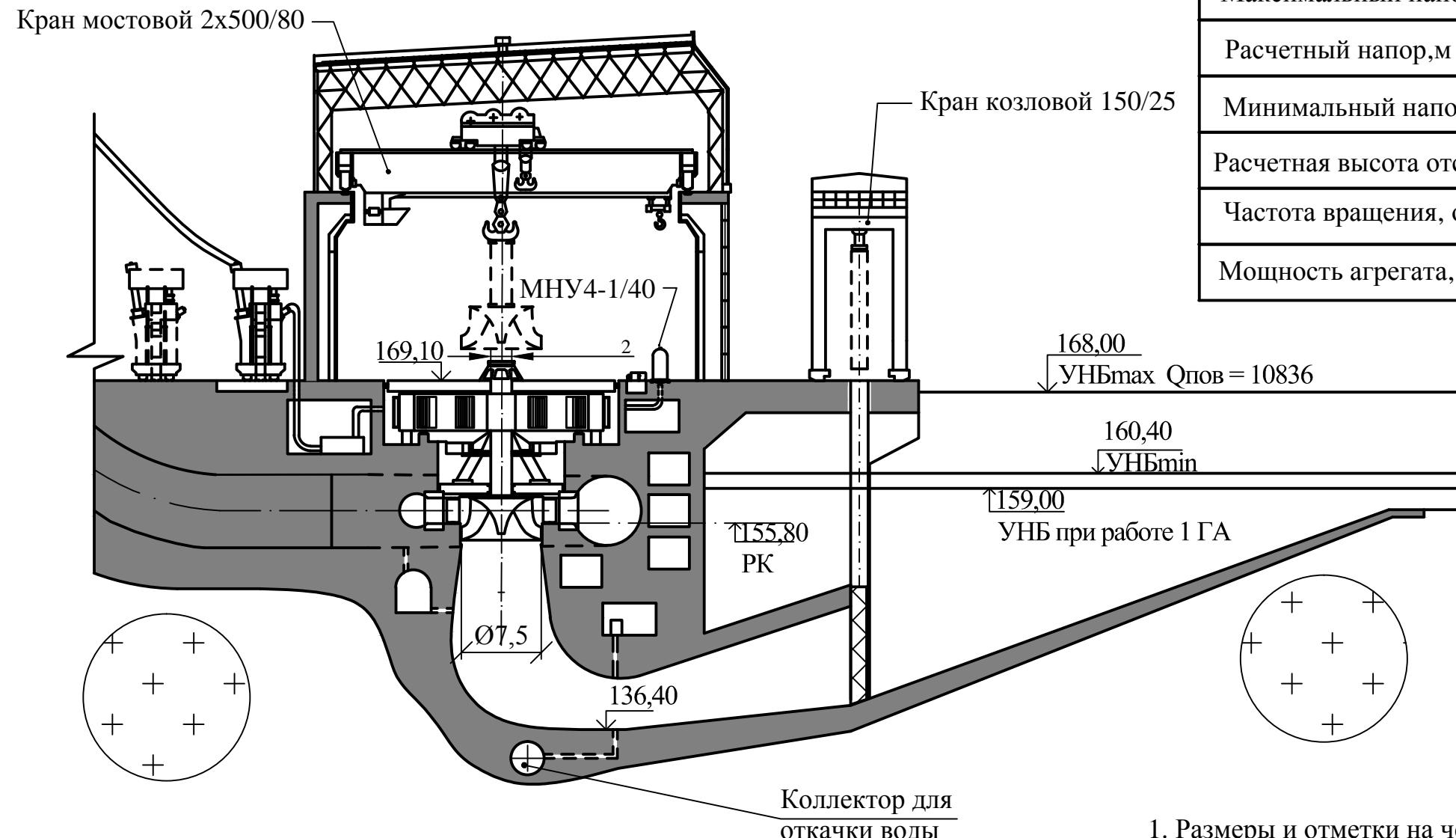
примере Саяно-Шушенской ГЭС» заслуживает положительной оценки, а автор проекта И.Е. Вишняков - присвоения квалификации «бакалавр техники и технологии».

Дата 16.06.17.

Подпись 

# Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата

1:500



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

## Основные характеристики гидроагрегата:

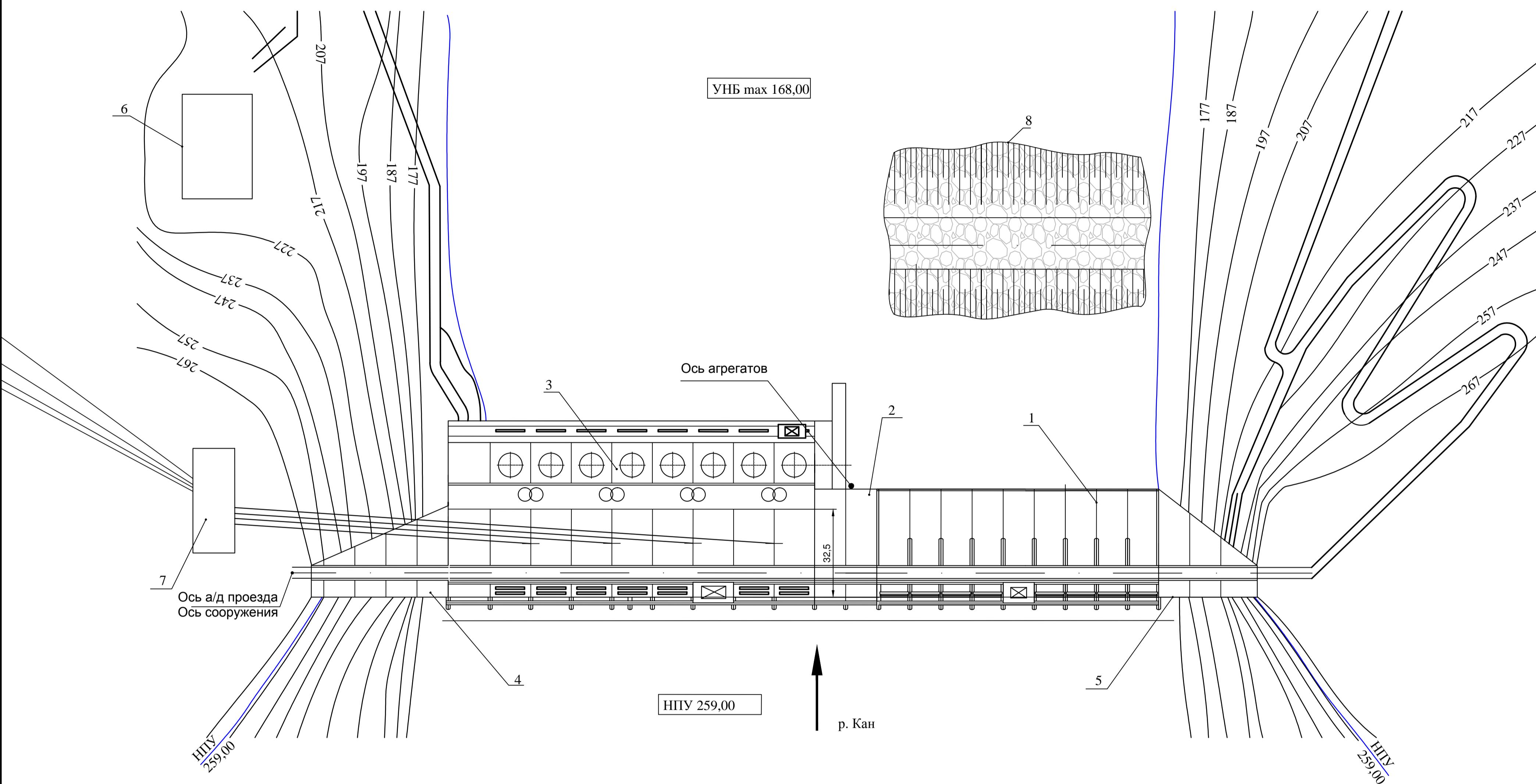
Тип турбины	РО 115-В-750
Тип гидрогенератора	СВФ 1690/175-64
Количество агрегатов	8
Максимальный напор, м	97,5
Расчетный напор, м	85,7
Минимальный напор, м	81,8
Расчетная высота отсасывания, м	-3,2
Частота вращения, об/мин	93,8
Мощность агрегата, МВт	408,4

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-1203257.ГП

ВКР-08.03.01-1203257.ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.	Вишняков				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.	Пермякова				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Сухобузимской ГЭС на р. Кан					Стадия    Лист    Листов
					2        2
Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата					Кафедра гидротехнических сооружений, 2017

# Генеральный план

1:2000



# Сводный календарный план

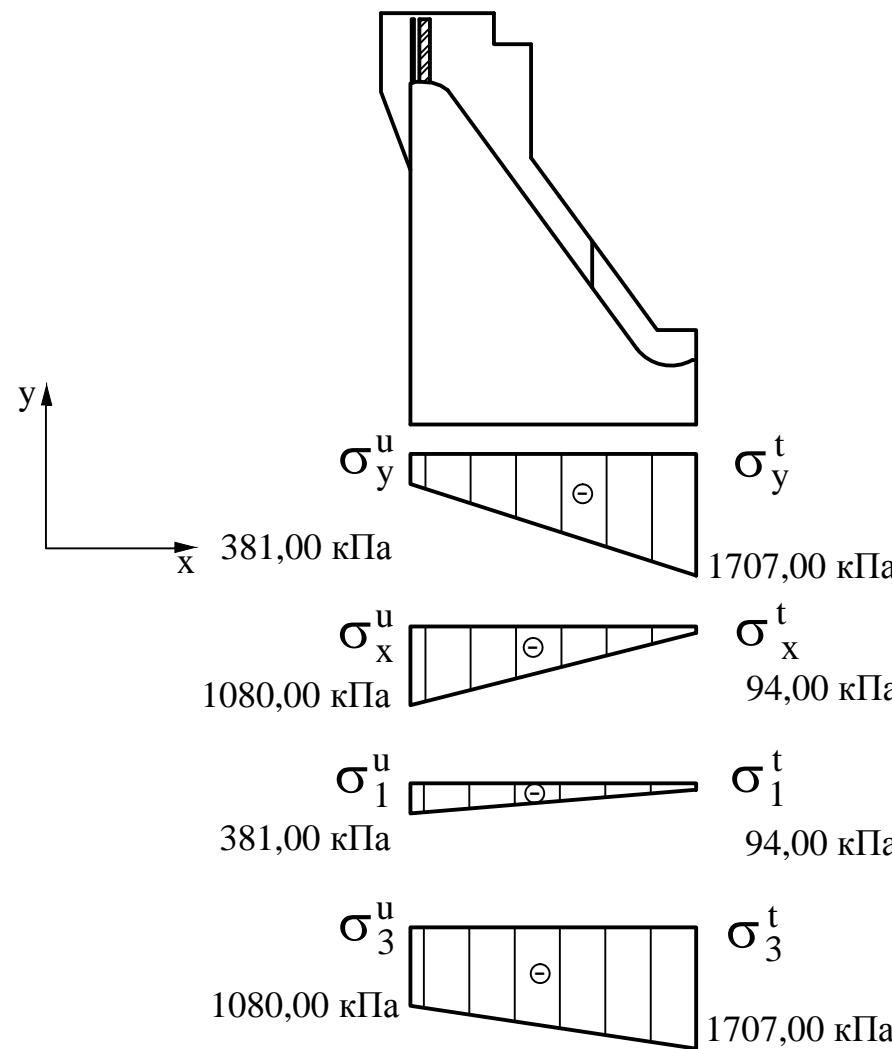
№ сооружения	Наименование сооружений гидроузла	№ вида работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Подгото-витель-ный этап	Этапы основного строительства						Заключи-тельный этап										
					I		II		III		IV-V										
					2017		2018		2019		2020										
				1кв	2кв	3кв	4кв	1кв	2кв	3кв	4кв	1кв	2кв	3кв	4кв	1кв	2кв	3кв	4кв	2023	
1	Объекты производственной базы	1	Строительство дорог		■																
		2	Строительство временных ЛЭП		■																
		3	Строительство производственной базы		■■■																
2	Перемычки I и II очереди	4	Возвведение перемычек 1 очереди		■																
		5	Осушение котлована 1 очереди			■															
		6	Возвведение разделительного устоя				■■														
		7	Возвведение перемычек 2 очереди					■													
		8	Осушение котлована 2 очереди						■												
3	Бетонная водосливная плотина	9	Выемка мягких грунтов		■																
		10	Выемка скальных грунтов			■■															
		11	Производство бетонных работ																		
		12	Разборка перемычки 1 очереди					■													
4	Глухая правобережная плотина	13	Выемка мягких грунтов		■																
		14	Выемка скальных грунтов		■																
		15	Производство бетонных работ																		
5	Станционная плотина	16	Выемка мягкого грунта						■												
		17	Выемка скального грунта							■■											
		18	Производство бетонных работ								■■■■■										
		19	Разборка перемычки второй очереди									■									
6	Глухая левобережная плотина	20	Выемка мягкого грунта						■												
		21	Выемка скального грунта							■■											
		22	Производство бетонных работ								■■■■■										
7	Здание ГЭС и монтажная площадка	23	Выемка мягкого грунта						■												
		24	Выемка скального грунта							■■											
		25	Производство бетонных работ								■■■■■										
		26	Возвведение шатра									■■■■■									
		27	Монтаж агрегатов										■■■■■								
8	КРУЭ	28	Возвведение фундаментов										■■■■■								
		29	Монтаж оборудования											■■■■■							
		30	Пуск первых агрегатов											■							
8	Водохранилище	31	Подготовка ложа										■■■■■								
		32	Наполнение водохранилища											■■■■■							
			Гидрограф реки																		

1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-1107463.ГП

ВКР-08.03.01-1203257.ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ледок.	Подпись	Дата
Разраб.	Вишняков				
Провер.	Эклер				
Т.контр.	Пермякова				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Сухобузимской ГЭС на р. Кан					
Сводный календарный план					
Кафедра гидротехнических сооружений, 2017					
				4	

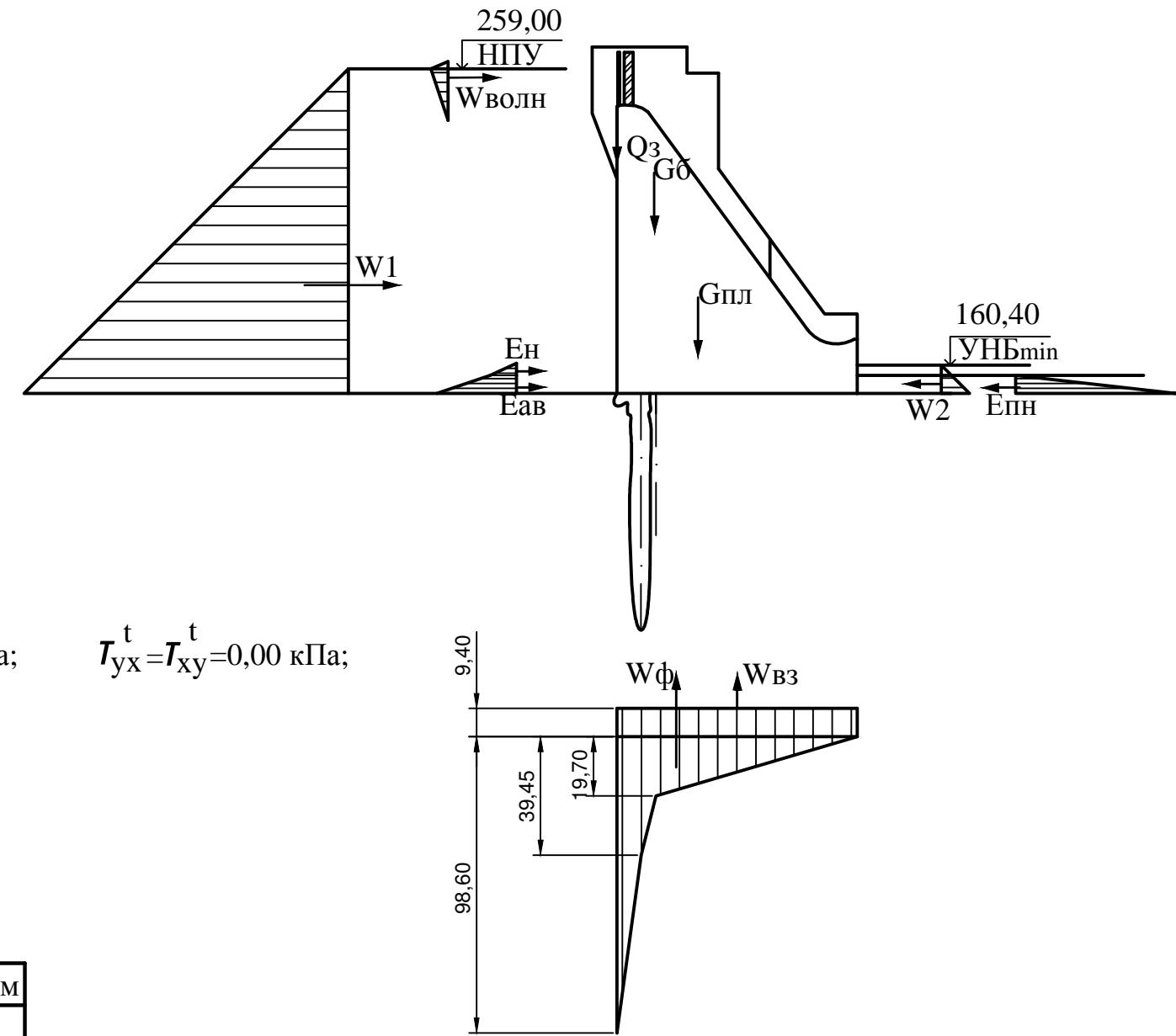
# Основное сочетание нагрузок.

Эпюры напряжений.



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Название нагрузки	Обозначение	Значение, кН	Плечо, м
			Вес плотины	$G_{пл}$	87185,80	13,20
			Вес быка	$G_b$	16805,10	27,60
			Вес затвора	$Q_3$	93,70	40,00
			Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа	$W_{г.в}$	57211,90	36,00
			Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа	$W_{г.н}$	433,40	3,13
			Сила взвешивающего давления воды	$W_{взв}$	7174,20	0,00
			Сила фильтрационного давления воды	$W_\phi$	12164,40	19,30
			Сила давления наносов	$E_n$	47,00	7,30
			Сила активного давления грунта	$E_a$	126,70	2,00
			Сила пассивного давления грунта	$E_p$	42,72	2,00
			Сила волнового давления	$W_{волн}$	81,60	105,1

Нагрузки действующие на плотину



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-1203257.ГП

ВКР-08.03.01-1203257.РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.	Вишняков				
Провер.	Пермякова				
Т.контр.	Пермякова				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				

Проектирование  
Сухобузимской ГЭС на р. Кан

Основное сочетание нагрузок.  
Эпюры напряжений. Нагрузки  
действующие на плотину

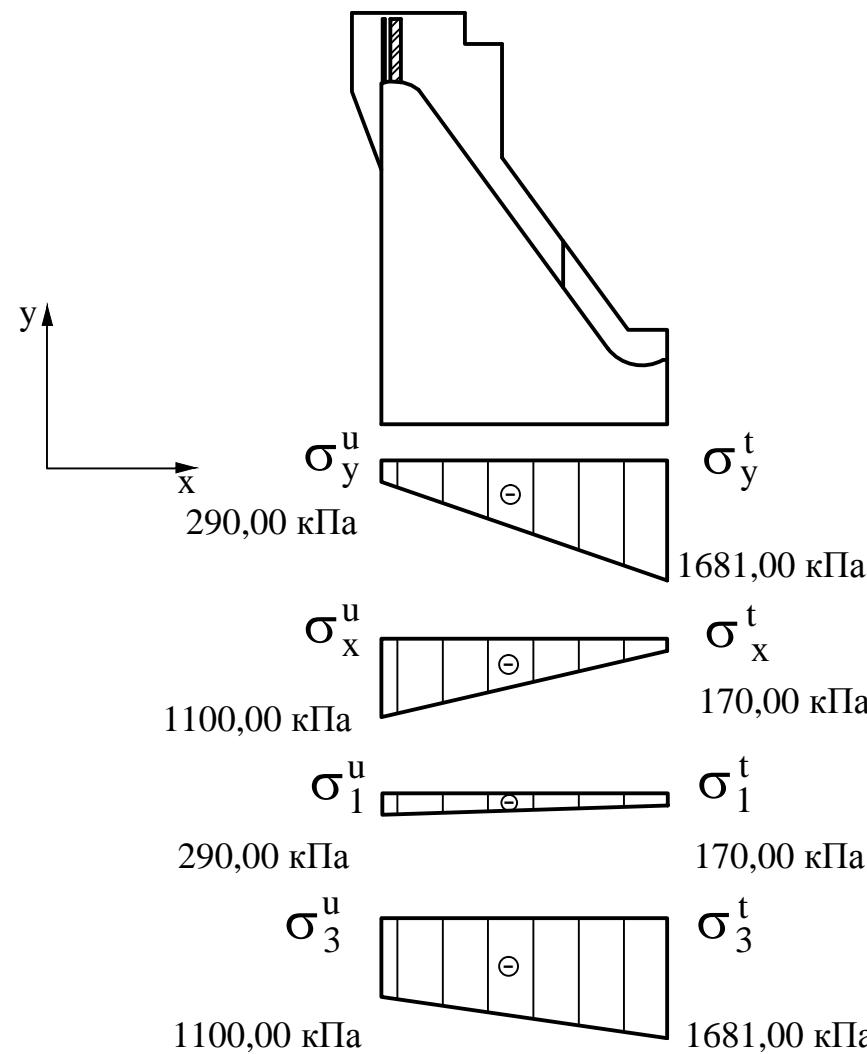
Стадия      Лист      Листов

1      2

Кафедра гидротехнических  
сооружений, 2017

# Особое сочетание нагрузок.

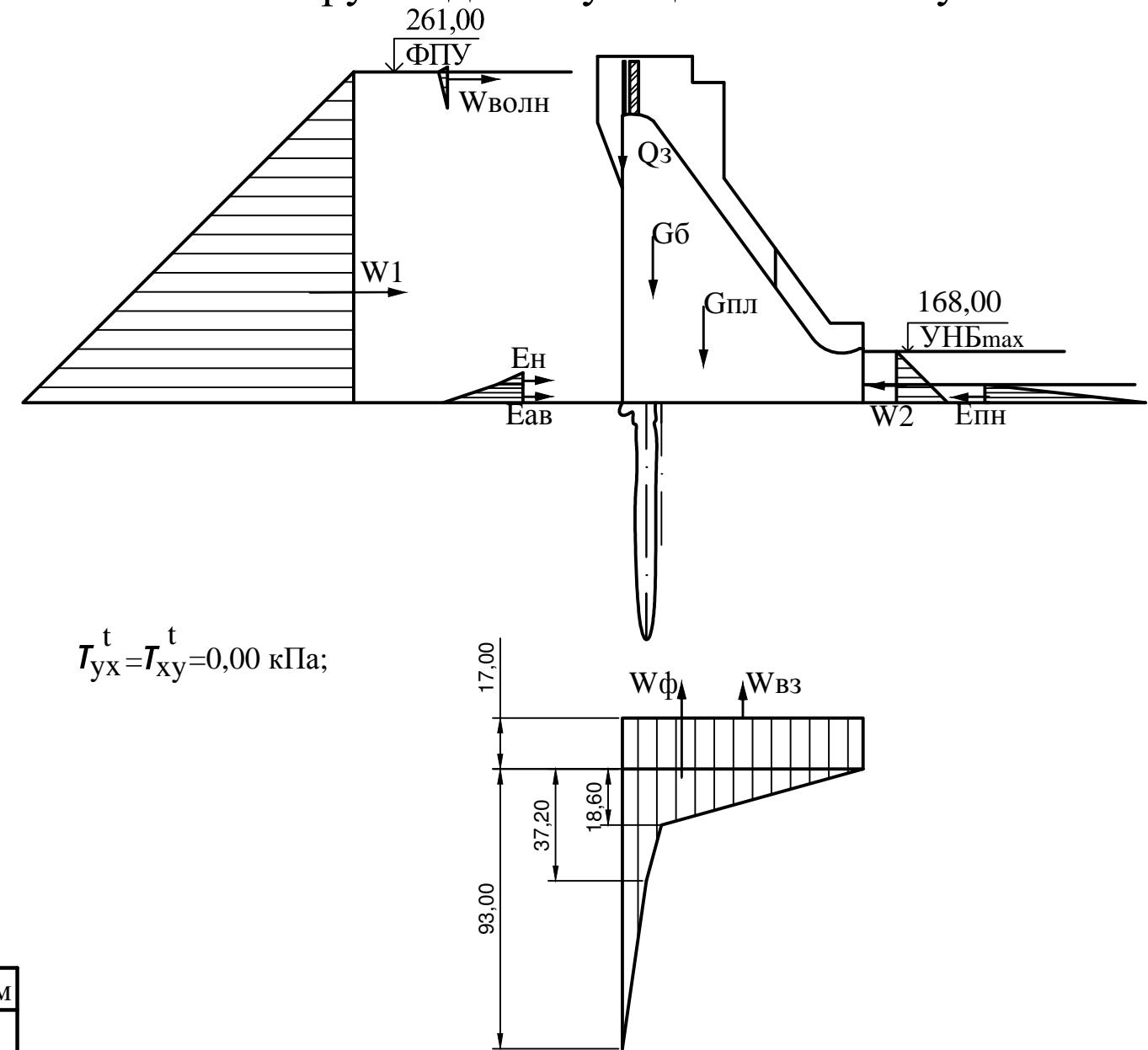
Эпюры напряжений.



$$\tau_{yx}^u = \tau_{xy}^u = 0,00 \text{ кПа};$$

$$\tau_{yx}^t = \tau_{xy}^t = 0,00 \text{ кПа};$$

Нагрузки действующие на плотину



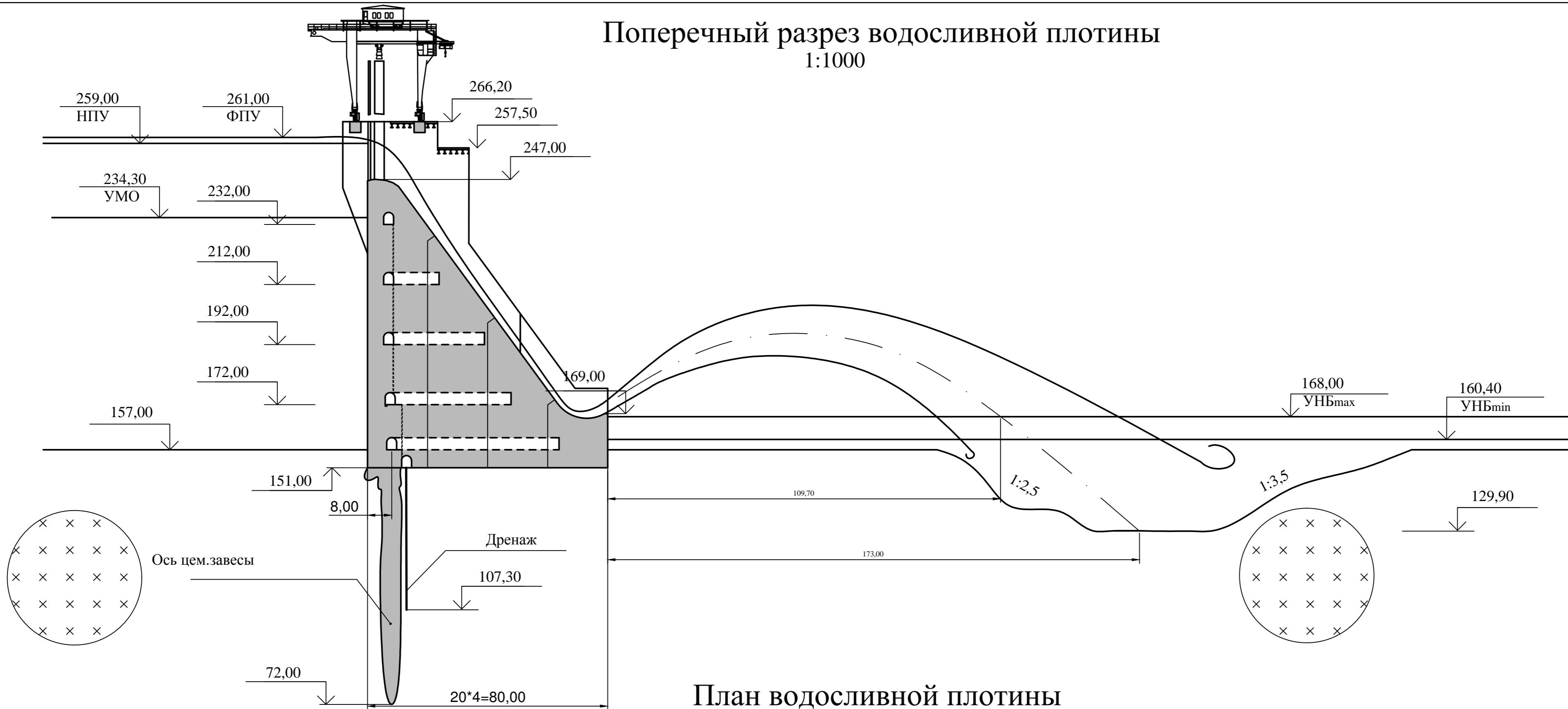
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-1203257.ГП

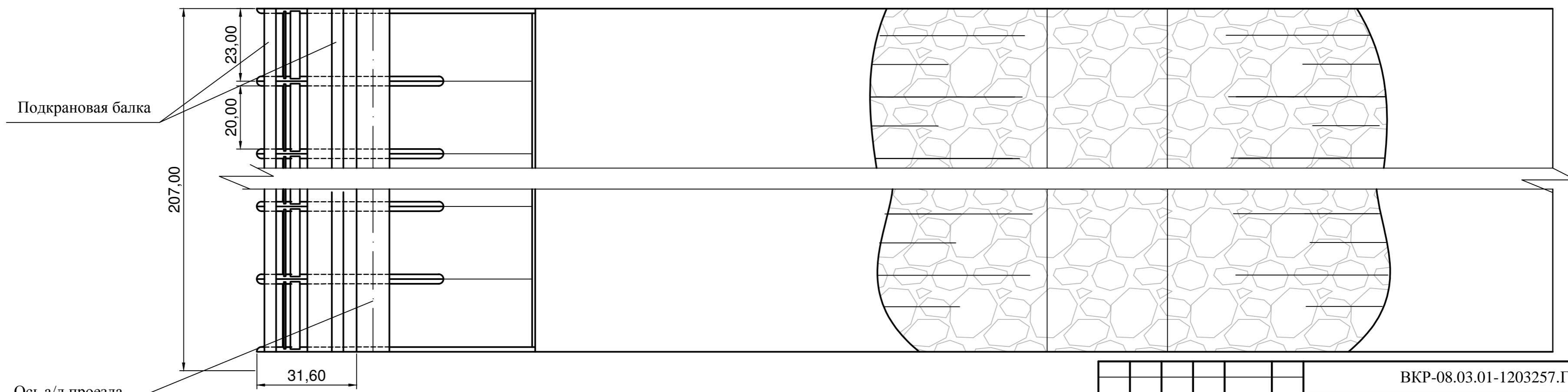
Инв. № подл	Подпись и дата	Взам. инв. №	Название нагрузки	Обозначение	Значение, кН	Плечо, м
			Вес плотины	$G_{\text{пл}}$	87185,80	13,20
			Вес быка	$G_b$	16805,10	27,60
			Вес затвора	$Q_3$	93,70	40,00
			Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа	$W_{\text{г.в}}$	59350,50	36,70
			Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа	$W_{\text{г.н}}$	1417,50	5,70
			Сила взвешивающего давления воды	$W_{\text{взв}}$	13341,60	0,00
			Сила фильтрационного давления воды	$W_\phi$	115,66	19,10
			Сила давления наносов	$E_n$	47,00	7,30
			Сила активного давления грунта	$E_a$	126,70	2,00
			Сила пассивного давления грунта	$E_p$	42,72	2,00
			Сила волнового давления	$W_{\text{волн}}$	44,50	107,60

ВКР-08.03.01-1203257.РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.	Вишняков				
Провер.	Пермякова				
Т.контр.	Пермякова				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Сухобузимской ГЭС на р. Кан Особое сочетание нагрузок. Эпюры напряжений. Нагрузки действующие на плотину					Стадия 2 Лист 2 Листов
Кафедра гидротехнических сооружений, 2017					

Поперечный разрез водосливной плотины  
1:1000



План водосливной плотины

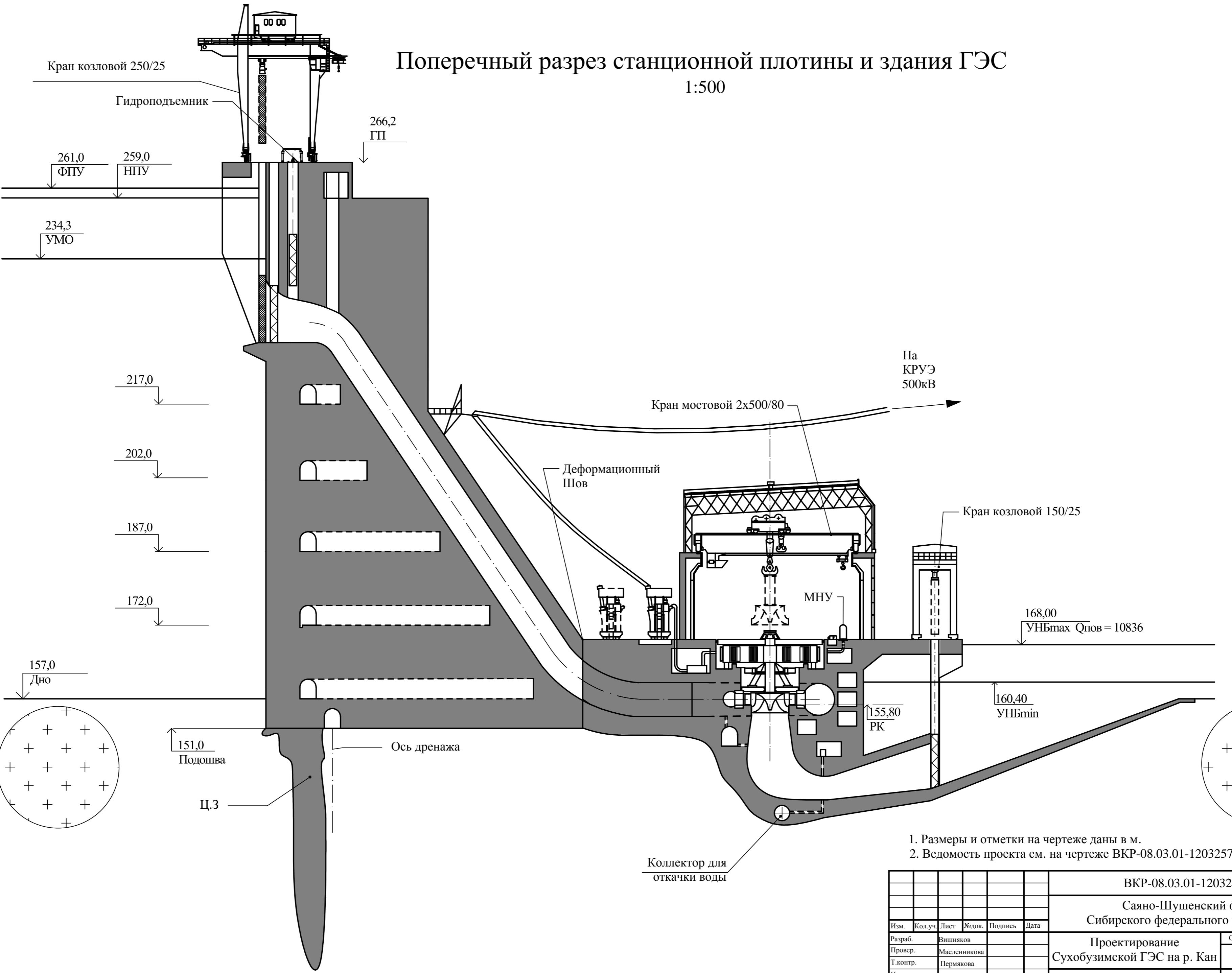


Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-1203257.ГП

Изм.	Кол.уч.	Лист	Ледок.	Подпись	Дата
Разраб.	Вишняков				
Провер.	Пермякова				
Т.контр.	Пермякова				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				

ВКР-08.03.01-1203257.ГР1  
Саяно-Шушенский филиал  
Сибирского федерального университета  
Проектирование  
Сухобузимской ГЭС на р. Кан  
Поперечный разрез водосливной  
плотины. План водосливной  
плотины  
Кафедра гидротехнических  
сооружений, 2017



ВКР-08.03.01-1203257.ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ледок.	Подпись	Дата
Разраб.	Вишняков				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.	Пермякова				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				

Проектирование  
Сухобузимской ГЭС на р. Кан

Поперечный разрез станционной  
плотины и здания ГЭС

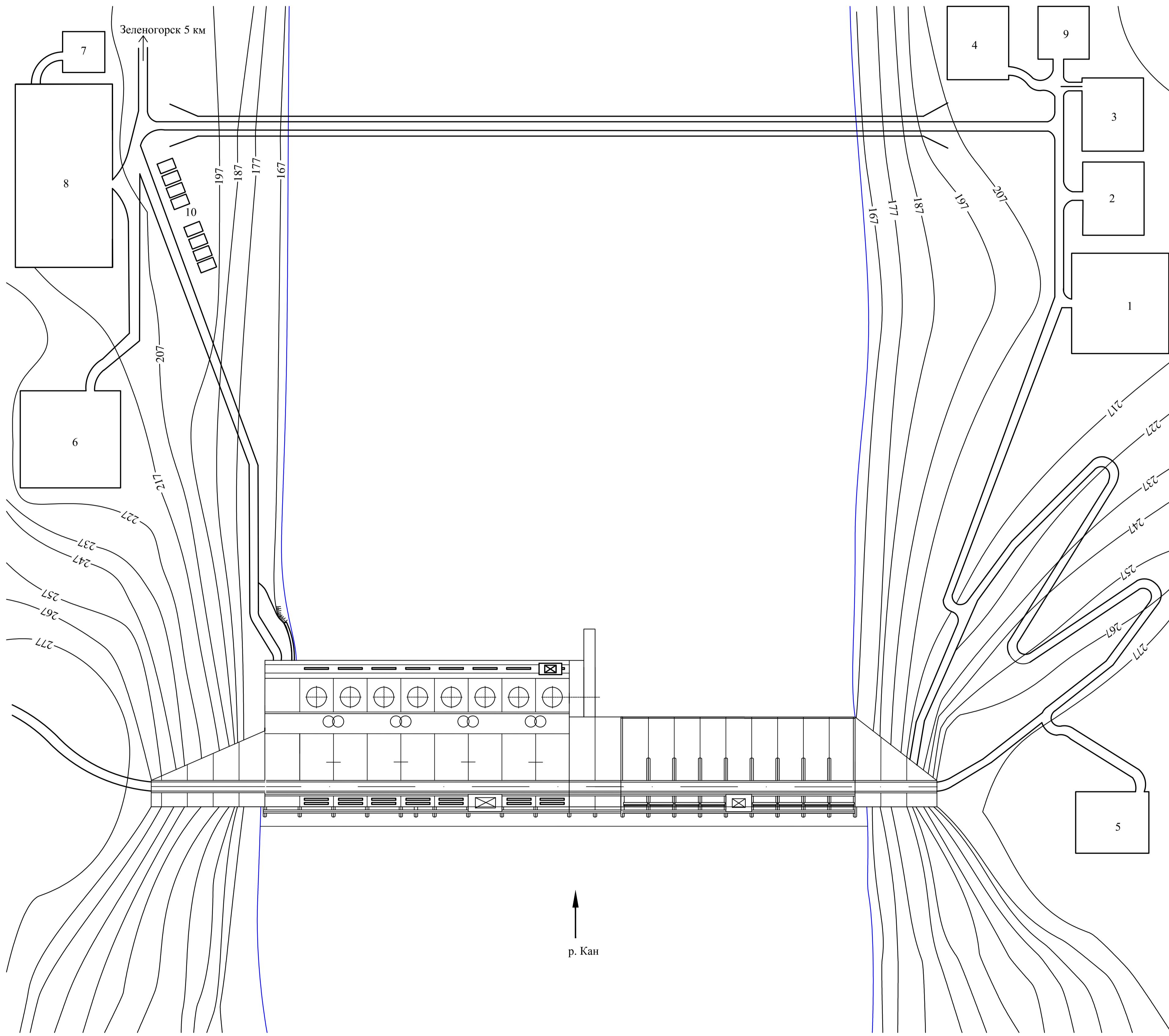
Стадия      Лист      Листов

1      2

Кафедра гидротехнических  
сооружений, 2017

# Строительный генеральный план

1:2000



## Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Бетонный завод
2	Дробильно-сортировочный завод
3	Промывочно-сортировочный завод
4	Арматурно-сварочный цех
5	Складские базы
6	База ГМО
7	Ремонтно-механический цех
8	Автобаза
9	Опалубочный цех
10	Бытовые помещения

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-1203257.ГП

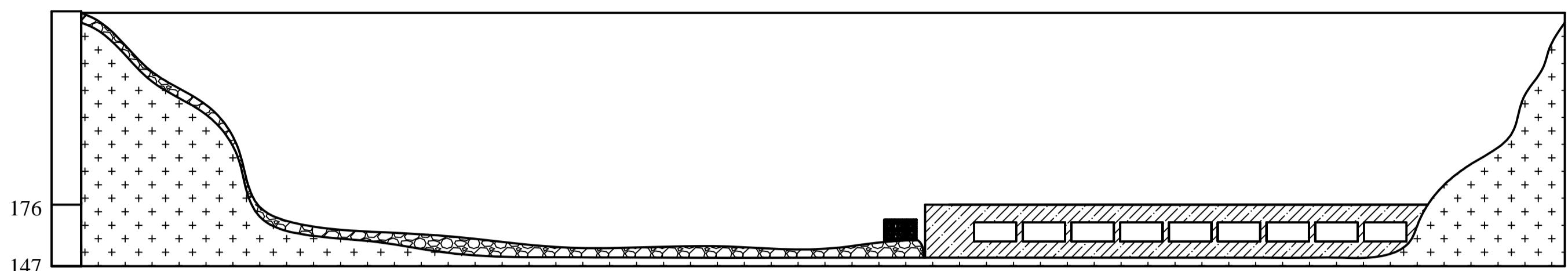
ВКР-08.03.01-1203257.ПОС				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подпись
Разраб.	Винников			
Провер.	Эслер			
Т.контр.	Пермякова			
И.контр.	Затеев			
Утв.	Затеев			

Проектирование	Стадия	Лист	Листов
Сухобузимской ГЭС на р. Кан		1	4

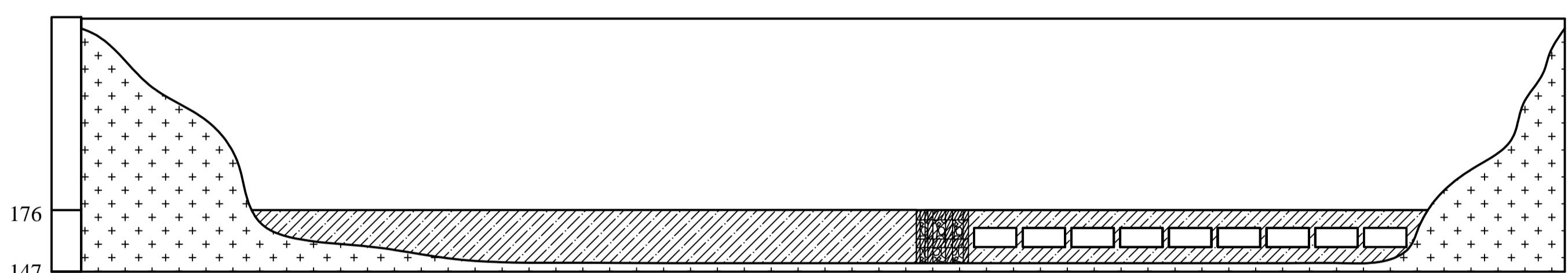
Строительный генеральный план	Кафедра гидротехнических сооружений, 2017
-------------------------------	---

Этапы строительства  
1:2000

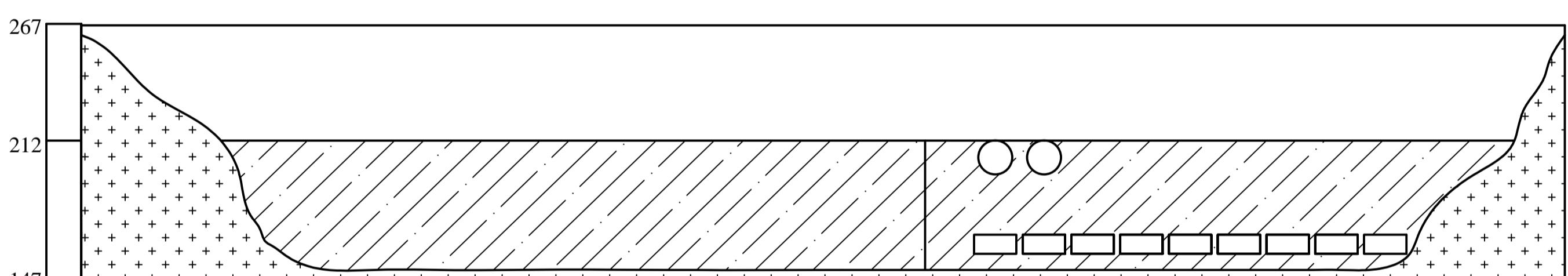
Этап -I



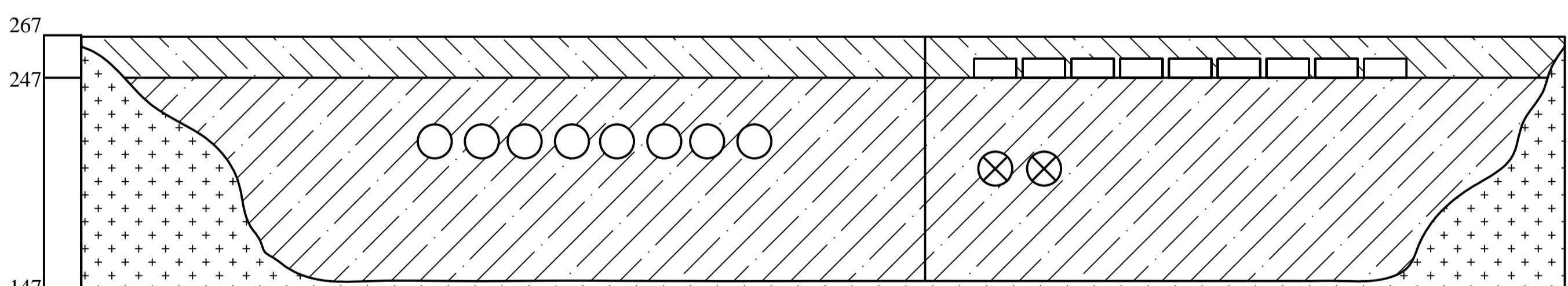
Этап -II



Этап -III



Этап -IV - V



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-1203257.ГП

ВКР-08.03.01-1203257.ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ходок.	Подпись	Дата
Разраб.	Вишняков				
Провер.	Эклер				
Т.контр.	Пермякова				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				

Проектирование Сухобузимской ГЭС на р. Кан		Стадия	Лист	Листов
			1	2

Этапы строительства Сухобузимской ГЭС		Кафедра гидротехнических сооружений, 2017	
--	--	---	--



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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.Б. Затеев  
подпись инициалы, фамилия  
«16» 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СУХОБУЗИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАН.  
ПОВЕДЕНИЕ МЕЖСТОЛБЧАТЫХ ШВОВ БЕТОННЫХ ПЛОТИН В  
СУРОВЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИМЕРЕ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС**

Руководитель  доцент, к.т.н.  
подпись, дата

Л.С.Пермякова  
инициалы, фамилия

Выпускник  И.Е. Вишняков  
подпись, дата

инициалы, фамилия

Саяногорск 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сухобузимской ГЭС на реке Кан. Поведение межстолбчатых швов бетонных плотин в суровых условиях на примере Саяно-Шушенской ГЭС».

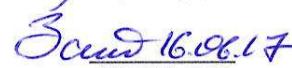
Консультанты по разделам:

Общая часть

  
16.06.17  
подпись, дата

Л.С.Пермякова  
инициалы, фамилия

Водноэнергетические расчёты

  
16.06.17  
подпись, дата

Е.Ю.Затеева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

  
15.06.17  
подпись, дата

А.В.Масленникова  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

  
16.06.17  
подпись, дата

Л.С.Пермякова  
инициалы, фамилия

Организация и производство Гидротехнических работ

  
19.06.17  
подпись, дата

Н.А.Эклер  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

  
16.06.17  
подпись, дата

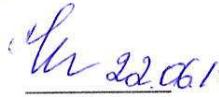
В.В.Лапасова  
инициалы, фамилия

Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды

  
15.06.17  
подпись, дата

В.А.Кадычев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

  
22.06.17  
подпись, дата

А.А.Чабанова  
инициалы, фамилия