

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

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев

подпись

« ____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРИАНГАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА.
ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ПЛОТИНЫ**

тема

Руководитель

Т.Ю. Толошинова
подпись, дата
9.06.2018

ст. преподаватель ГТС

должность, кафедра

Т.Ю. Толошинова

инициалы, фамилия

Выпускник

М.Г. Размахина
подпись, дата

М.Г. Размахина

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Приангарской ГЭС на реке Ангара. Противофильтрационный контроль плотины».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зид 13.06.18 Е.Ю. Замеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Диев 13.06.18 А.В. Машинникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Уфеев 09.06.18 Н.П. Уфеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Крылов 13.06.18 В.В. Лапаров
подпись, дата инициалы, фамилия

Технология гидротехнического
строительства

Жакин 13.06.2018 В.Б. Жакин
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

М 15.06.18 А.А. Забандов
подпись, дата инициалы, фамилия

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

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
подпись

« ___ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРИАНГАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА.
ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ПЛОТИНЫ**

тема

Руководитель _____
подпись, дата

ст.преподаватель ГТС
должность, кафедра

Т.Ю. Толошинова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

М.Г.Размахина
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Приангарской ГЭС на реке Ангара. Противофильтрационный контроль плотины».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технология гидротехнического
строительства

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Технический паспорт Приангарской ГЭС (сокращенный).....	6
Введение	9
1 Общие сведения	10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Инженерно – геологические условия	12
1.4 Сейсмические условия	12
1.5 Данные по энергосистеме	12
1.6 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Гидрологические расчёты	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	13
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы	15
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	15
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	17
2.5 Водноэнергетические расчеты режима работы ГЭС	18
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	19
3 Основное и вспомогательное оборудование	20
3.1 Построение режимного поля	20
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	21
3.3 Расчет отметки РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы	25
3.3.1 Работа одного агрегата при N_{min} с соответствующей мощностью на линии ограничения.....	25
3.3.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_p	26
3.3.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_{max}	26
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	27
3.5 Выбор вспомогательного оборудования	27
3.6 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала.....	28
4. Проектирование бетонной водосливной плотины	30
4.1 Определение класса гидротехнического сооружения	30
4.1.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка	30
4.2 Гидравлический расчет	34
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта	34
4.2.2 Определение отметки гребня водослива	35
4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае	37
4.2.4 Построение профиля водосливной плотины	38

4.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	39
4.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	40
4.3	Конструирование бетонной плотины	43
4.3.1	Определение ширины подошвы плотины	43
4.3.2	Разрезка плотин швами	43
4.3.3	Быки	44
4.3.4	Расчет цементационной завесы и дренажа основания	44
4.3.5	Галереи в теле плотины	45
4.3.6	Дренаж тела бетонных плотин	45
4.4	Фильтрационные расчеты подземного контура	46
4.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	48
4.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	48
4.5.1.1	Вес сооружения	48
4.5.1.2	Сила гидростатического давления воды	49
4.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	50
4.5.1.4	Сила фильтрационного давления	50
4.5.1.5	Давление грунта	51
4.5.1.6	Волновое давление	52
4.5.2	Оценка прочности плотины	52
4.5.3	Критерии прочности плотины	56
4.6	Расчёт устойчивости плотины	58
4.7	Очередность возведения сооружений гидроузла с учетом схемы пропускa строительных расходов	59
4.7	Сработка полного полезного объёма до наступления следующего паводка	59
4.8	Расчет пропускa полного полезного объёма через донные отверстия	60
5	Технология строительства	61
5.1	Этапы возведения сооружений и схема пропускa строительных расходов на различных этапах	61
5.1.1	Первый этап	61
5.1.2	Второй этап	67
5.1.3	Третий этап	69
5.1.4	Четвертый этап	69
5.1.5	Пятый этап	70
5.2	Определение объемов работ	70
5.3	Технологическая карта по возведению водосливной части плотины	71
6	Мероприятия по охране окружающей среды	82
7	Оценка объемов реализации энергии и расходов	86
7.1	Оценка объемов продаж	86
7.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	86
7.1.3	Налоговые расходы	88
7.2	Оценка суммы прибыли	89
7.3	Оценка инвестиционного проекта	90

7.3.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта	90
7.3.2	Показатели коммерческой эффективности проекта	90
7.3.3	Бюджетная эффективность	91
7.4	Анализ рисков инвестиционных проектов	91
8	Противофильтрационный контроль плотины	93
8.1	Особенности процесса фильтрации и способы ее предотвращения Приангарского гидроузла	94
8.2	Противофильтрационный контроль	94
8.2.1	Контроль фильтрации в основании плотины	94
8.2.2	Контроль фильтрации в теле плотины	94
8.3	Контроль расходов фильтрационного потока в плотине	95
8.4	Визуальные наблюдения за фильтрацией воды	95
8.5	Конструктивные меры по снижению фильтрации	96
	Заключение	97
	Список использованных источников	99
	Приложение А Гидрологические данные по реке Ангара	101
	Приложение Б Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов	103
	Приложение В Построение интегральной кривой нагрузки	105
	Приложение Г Построение интегральной кривой нагрузки	107
	Приложение Д Баланс энергии	109
	Приложение Е Баланс мощности энергосистемы	110
	Приложение Ж Расчёт и построение режимного поля	111
	Приложение И Характеристики гидротурбины РО75а-В-630.....	112
	Приложение К Нагрузки и воздействия, эпюры напряжений.....	114

Технический паспорт Приангарской ГЭС (сокращенный)

Форма 1 Общие сведения ГЭС

- 1 Тип ГЭС - гравитационная
- 2 Класс постоянных сооружений:
основных - I
- 3 Установленная мощность - 527 МВт
- 4 Состав гидротехнических сооружений:
- 5 Напор гидротурбин, м:
максимальный (статический) - 72,9 м
расчетный - 62,7 м
минимальный - 60,0 м
- 6 Среднеголетняя выработка электроэнергии - 1460 тыс. кВт.ч
- 7 Характеристика водотока
Среднеголетний расход - 300 м³/с
Среднегодовой сток за многолетний период 9460,8 м³
Среднемесячный летний минимальный расход за
многолетний период 362 м³/с
Среднемесячный зимний минимальный расход за
многолетний период 75 м³/с
Расчетный паводочный расход воды обеспеченностью
0,1 % = 2612 м³/с
0,01*% = 2964 м³/с
* С учетом гарантийной погрешности
- 8 Пропускная способность гидротехнических сооружений

Водосбросные сооружения	Расход (м ³ /с) при НПУ	
	проектный	фактический
Водосливная плотина	1963	
Турбины ГЭС	933	
Всего		

- 9 Климат района электростанции:
Температура воздуха, °С:
максимальная - 38°
минимальная - минус 40°
среднегодовая - минус 6°
- 10 Характеристика водохранилища

Отметки уровня верхнего бьефа, м:
нормального (НПУ) 279 м
наивысшего при форсировках (ФПУ) 280 м
наинизшего при предельной сработке (УМО) 269,6 м

Площадь зеркала водохранилища при НПУ 380 км²

Объем водохранилища, км³:

полный при НПУ 19,2 км³

полезный 7,7 км³

Характер регулирования бытового стока реки

Расчетная высота волны 3,29 м

11 Отметки уровня нижнего бьефа:

наивысшего 210,2 м при $Q = 2964 \text{ м}^3/\text{с}$

наинизшего 205,7 м при $Q = 100 \text{ м}^3/\text{с}$

Форма 2 Гидротехнические сооружения ГЭС

12 Бетонная водосливная (водосбросная) плотина

Тип плотины: гравитационная

Материал плотины: бетон

Объем основных работ, м³:

выемка скальных грунтов - 12288 м³

бетон и железобетон - 871899 м³

Грунты основания - гранит

Максимальный напор на плотину при НПУ - 75 м

Основные размеры плотины, м:

длина по гребню - 500 м

ширина по гребню - 22 м

наибольшая высота - 84,2 м

отметка гребня - 286,2 м

превышение гребня над НПУ - 7,2 м

Основные особенности конструкции плотины

количество отверстий – 5 шт.

тип отверстий – прямоугольный водосливной пролет

размер отверстий - 12 x 7 м

Пропускная способность одного отверстия при пропуске расчетного расхода, при НПУ – 392,6 м³/с

Тип затвора - плоский

Тип подъемного механизма – передвижные козловые краны

Управление затвором на турбинных водоводах - гидропривод

Конструкция крепления нижнего бьефа – сцепление со скалой

Конструкция гасителей энергии – свободный отброс струи

Основные особенности конструкции плотины

Противофильтрационные устройства плотины

Наименование и местоположение в плотине	Техническая характеристика	Длина по фронту, м	Отметка, м	
			верха	низа
цементационная завеса в основании	однорядная, струйная	585	202	165,3

Дренажные устройства

Назначение дренажа	Местоположение в плотине	Техническая характеристика	Место выпуска
сбор и отвод воды	в основании и в теле плотины	вертикальный, систематический	дренажная галерея

13 Водовыпуск

Тип – донное отверстие

Отметка порога 205,5 м

Количество отверстий – 1 шт.

Размеры отверстия 4 х 4 м

Пропускная способность при УМО 462 м³/с

Настоящий паспорт составлен _____
(число, месяц, год)

Паспорт содержит _____
(страниц, форм)

Технический паспорт составлен _____
(кем, когда, какой организацией)

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика является одной из наиболее перспективных отраслей современной энергетики. Наша страна обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно. Поэтому этому вопросу следует уделять пристальное внимание и развивать эту отрасль современной энергетики.

Тип регулирования стока каскадный, так как, в верхнем бьефе Приангарского гидроузла расположен Богучанский гидроузел, которые связаны общим водным режимом, также имеют связь гидравлическую, водохозяйственную и электрическую.

При этом роль Приангарского гидроузла в каскаде гидроэлектростанций решает задачу рационального регулирования стока реки, что повышает степень зарегулированности стока, а, следовательно, позволяет увеличить мощность и выработку энергии ГЭС каскада. Целью каскадного регулирования является обеспечение оптимального режима сработки и наполнения водохранилищ каскада по заданному критерию экономической эффективности.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения. Помимо этого, одной из целей было улучшение качества эксплуатации основного оборудования с помощью разработки другой измерительной аппаратуры.

1 Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Приангарская ГЭС располагается в Сибири, на востоке Красноярского края. Климат в районе створа резко-континентальный.

Средняя январская температура понижается до -40°C , температура июля достигает 38°C . Годовая среднегодовая температура составляет -6°C . Среднемесячные температуры представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура, $^{\circ}\text{C}$	-20,4	-17,1	-8,1	2,7	11,1	17,4	22,5	20,1	13,2	3,1	-11	-21,1

За год выпадает 500 – 600 мм осадков.

1.2 Гидрологические данные

Ангара — река в Восточной Сибири, самый крупный правый приток Енисея, единственная река, вытекающая из озера Байкал. Длина — 1779 км. Площадь бассейна — 1 039 000 км². Ангара начинается из Байкала потоком шириной 1,1 км и течёт сначала в северном направлении. Затем река поворачивает на запад в Красноярский край. Происхождение Ангары связано с характером морфологии долины реки у истока, напоминая расщелину, ущелье, по которому Ангара вырывается из Байкала.

Гидрологический ряд наблюдений приведён в приложении А, таблица А1.

Среднее значение многолетнего расхода за весь период наблюдений равно 300 м³/с.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$W, \text{км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
204	0	204	0	204	0
231,7	6	205,7	70	205,7	100
236	7	206,6	175	206,6	250
241,1	8	207,5	336	207,5	480
247,2	9,5	208,5	665	208,5	950
254,4	11,5	209,2	1071	209,2	1530
262,8	14	209,6	1428	209,6	2040
272,4	17	210	1828	210	2612
283	20,5	210,2	2075	210,2	2964
294,6	25	н/д	н/д	н/д	н/д

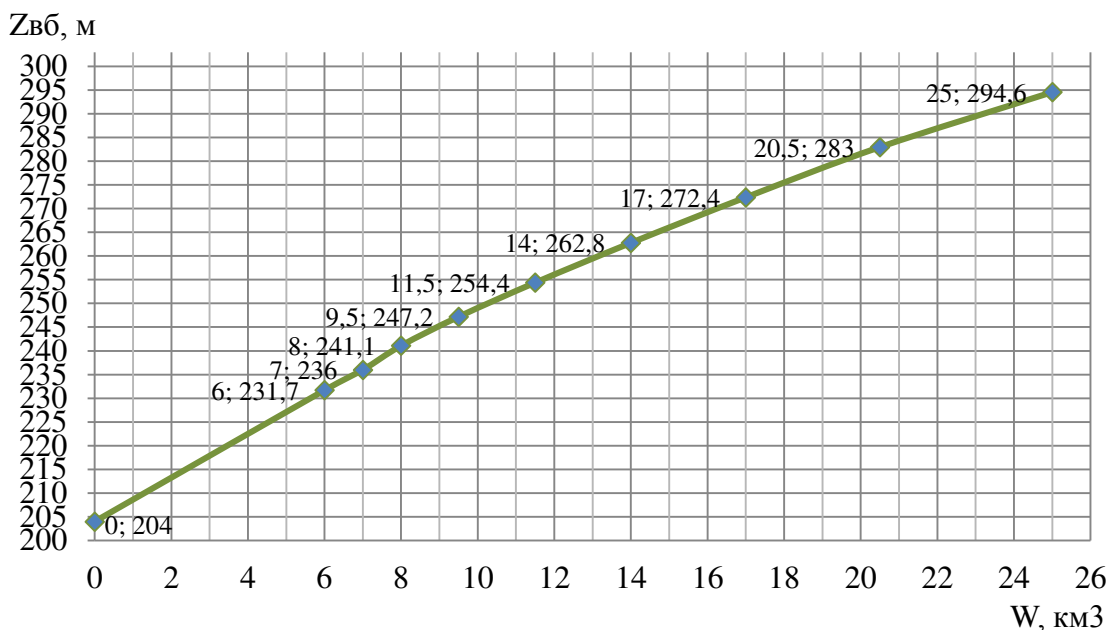


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа



Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	100	100	100	100	300	300	300	220	180	150	100	100
Потребление из Водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Испарение	0	0	0	0	35	9	1	3	20	19	0	0
Льдообразование	9	5	4	-4	-32	0	0	0	0	0	9	9

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,6$ м.
 НПУ Приангарской ГЭС 279 м.

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает гранит. Ширина по створу 500 метров. Дно находится на отметке 204 метров.

1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [2] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2012) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Приангарской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

1.5 Данные по энергосистеме

Объединенная энергетическая система Сибири располагается на территории Сибирского Федерального округа и 12 субъектов Российской Федерации.

В ее состав входят 10 региональных энергетических систем: Алтайская, Бурятская, Читинская, Иркутская, Красноярская, Новосибирская, Омская, Томская, Хакасская, Кузбасская. При этом Алтайская энергосистема объединяет Республику Алтай и Алтайский край, Красноярская — Красноярский край и Республику Тыва.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 105 электростанций суммарной установленной мощностью 51 911,19 МВт (по данным на 01.01.2018). Из них на долю гидроэлектростанций приходится 25 286,4 МВт (48,7%), на долю тепловых электростанций – 26 569,59 МВт (51,2%), солнечных электростанций – 55,2 МВт (0,1%). Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220, 500 и 1150 кВ. Общая протяженность линий электропередачи составляет 97 345 км (по данным на 01.01.2018).

Годовой максимум нагрузки: 30057 МВт;

Установленная мощность существующих ГЭС: 17000 МВт;

Гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме: 11000 МВт;

Гарантированная мощность существующих ГЭС по лету: 8000 МВт;

Резервы: нагрузочный резерв системы 2 %, аварийный резерв системы 7%.

Коэффициент мощности $k_N=8,8$.

1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов в ходе проектирования были выбраны Богучанская ГЭС.

2 Гидрологические расчёты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Определив границы сезонов (к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII месяцы; к периоду межени относятся IX, X, XI, XII, I, II, III, IV месяцы), необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке; $n = 50$ - общее число членов ряда.

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в приложении Б, таблицы Б.1 и Б.2.

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

Построим кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень. Кривые представлены на рисунке 2.1.

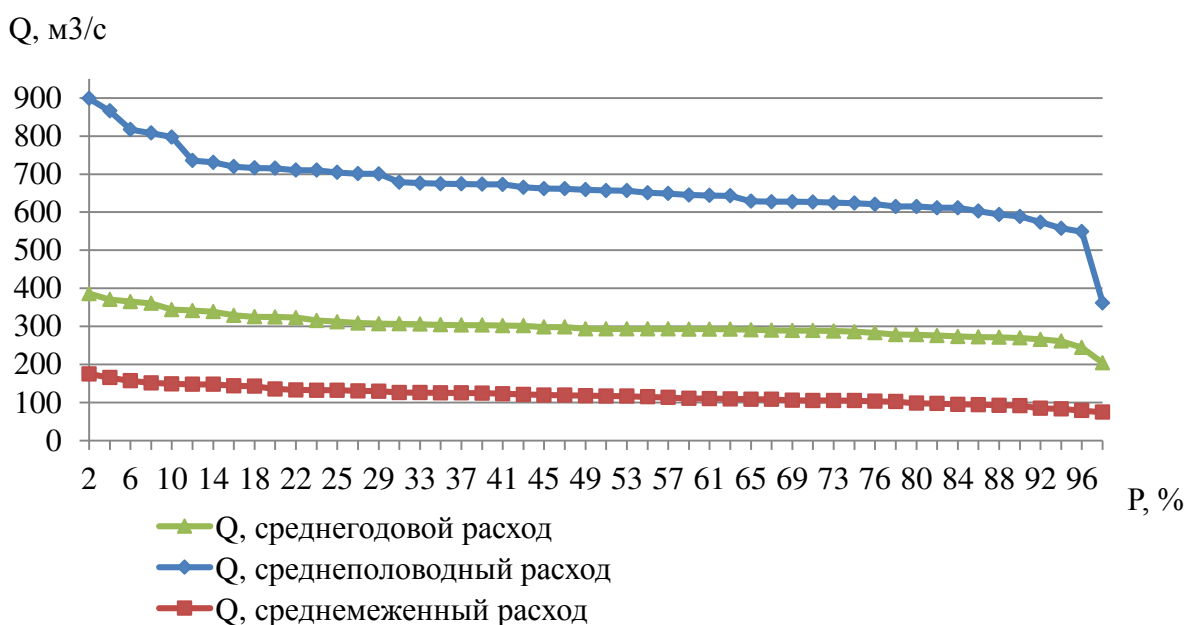


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год расчетной обеспеченности 90%: 1923 г. В нашем случае для маловодного года приведения не требовалось, поэтому расчётный маловодный год остаётся таким же (таблица 2.1). Гидрограф представлен на рисунке 2.2

Таблица 2.1 – Расчётный маловодный год (1923 г.)

Месяцы	Половодье				Межень							
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
Qi90%, м3/с	1510	455	300	310	284	237	83	87	69	62	56	64

Аналогично предыдущему, по кривой обеспеченности годовых расходов определяем год расчётной обеспеченности 50%: 1909 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$\alpha_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}}^{90\%}}{Q_{\text{меж}}^{\text{баз}}} = 0,9; \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{меж}}^{90\%}$ – расход меженного периода.

$$\alpha_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}}^{50\%}}{Q_{\text{пол}}^{\text{баз}}} = 1,1; \quad (2.3)$$

где $Q_{\text{пол}}^{50\%}$ – расход половодья.

Теперь умножаем месяцы, относящиеся к половодью на $\alpha_{\text{пол}}$, а месяцы, относящиеся к межени на $\alpha_{\text{меж}}$. Таким образом, средневодный год был приведён к типичному. Теперь необходимо, чтобы расход каждого месяца маловодного года был меньше или равен расходу соответствующего средневодного месяца. Если это условие не выполняется, то производим корректировку: принимаем в этом месяце средневодного года расход равный расходу этого же месяца маловодного года, а получившуюся разницу вычитаем из соседних месяцев (таблица 2.2). Гидрограф представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Средневодный год с приведением и корректировкой

Месяцы	Половодье				Межень								средн. знач.
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	
-													
Без корректировки													
Qi50%, м3/с	1495	476	331	270	145	79	90	83	74	64	59	67	269
Суммы	2572				661								
С корректировкой													
Qikor50%, м3/с	1346	428	298	243	160	87	99	91	81	70	65	74	253
Qipr50%, м3/с	1452	462	321	262	160	87	99	91	81	70	65	74	269
Суммы	2497				727								

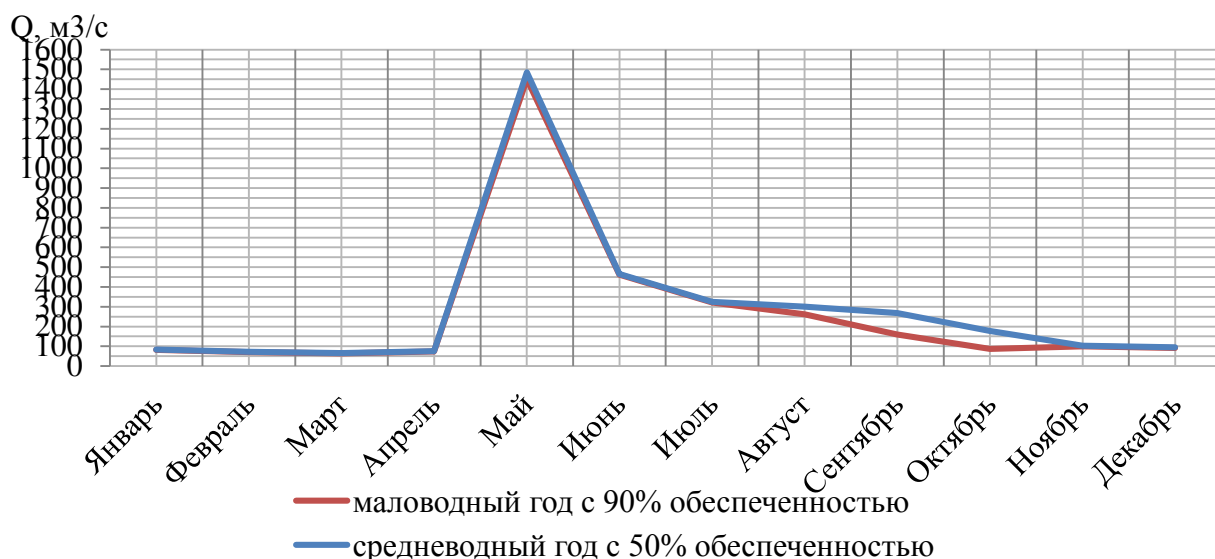


Рисунок 2.2 – Гидрограф

2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы можем получить суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в приложении В, таблицы В.1 и В.2.

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС (приложение Г, рисунки Г.1 и Г.2).

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.4)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b – коэффициенты, определяемые по формулам 2.5, 2.6.

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.5)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.6)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка за зиму;
 $P_{лет}^{max}$ – максимальная нагрузка за лето.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

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

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

t , мес.	$\cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,97	25251	4807	29 913
2	0,71			28 663
3	0,26			26 500
4	-0,26			24 001
5	-0,71			21 838
6	-0,97			20 588
7	-0,97			20 588
8	-0,71			21 838
9	-0,26			24 001
10	0,26			26 500
11	0,71			28 663
12	0,97			29 913

Таблица 2.4 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

t , мес.	$\cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,97	23578	4187	27 640
2	0,71			26 551
3	0,26			24 667
4	-0,26			22 489
5	-0,71			20 605
6	-0,97			19 516
7	-0,97			19 516
8	-0,71			20 605
9	-0,26			22 489
10	0,26			24 667
11	0,71			26 551
12	0,97			27 640

График средних и максимальных мощностей представлен на рисунке 2.4.

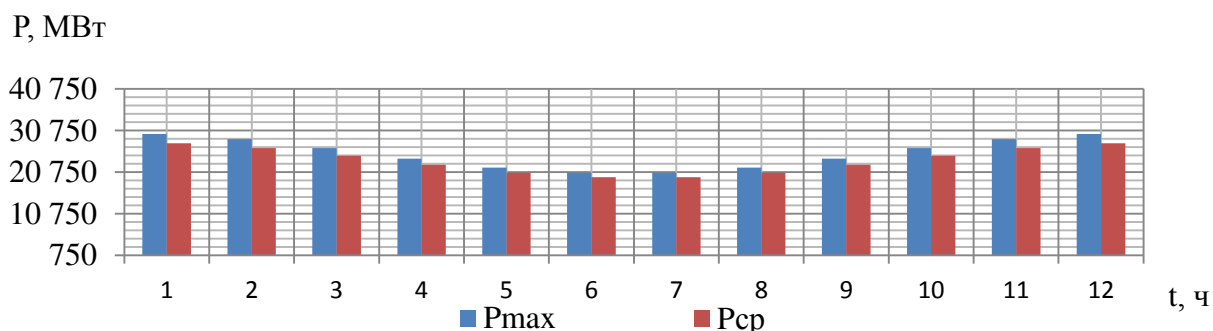


Рисунок 2.4 – Графики средних и максимальных мощностей

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

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

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.8)$$

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

H – подведенный напор;

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.9)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Расчеты сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{пот}},$ м ³ /с	$Z_{\text{ВБ}}$ м	$Z_{\text{НБ}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт
1	62	19	279	205,6	73,36	40
2	55	15	279	205,5	73,53	36
3	51	14	279	205,1	73,95	33
4	68	6	279	205,2	73,84	44
5	1 437	15	279	209,6	69,40	877
6	443	19	279	208,2	70,77	276
7	310	11	279	207,2	71,77	196
8	249	13	279	206,8	72,16	158
9	130	30	279	206,6	72,40	83
10	58	29	279	205,7	73,28	37
11	80	19	279	205,9	73,11	51
12	72	19	279	205,8	73,22	47

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Сравнение режимов работы по $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{ВХК}}$

Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сумма
$N_{\text{разн}}$	-24	-28	-32	-21	688	86	6	-32	-57	-58	-13	-18	498

Из таблицы 2.6 видим, что сработку нужно начинать с 8-ого месяца.

Теперь отобразим работу проектируемой ГЭС без регулирования на графике баланса энергии энергосистемы. Для этого необходимо сведения о среднемесячной выработке существующих гидроэлектростанций, которые взяты с сайта РусГидро. Далее, для большего вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в декабре – январе месяце, за счет излишков воды, аккумулированных в водохранилище в период с мая по сентябрь месяц.

Баланс без учёта перераспределения энергий проектируемой ГЭС представлен в приложении Д.

2.5 Водноэнергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водноэнергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднемноголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

При расчёте соблюдались следующие условия:

- обеспечение минимума холостых сбросов в средневодном году;
- диапазон колебаний напоров на ГЭС не должен превышать 30-40%

$H_{\text{max}}^{\text{подо}}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=279 м.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

- 1) работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году;
- 2) работа ГЭС по режиму уровня в расчетном, маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот, способ в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии.

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной 1,46 млн. МВт·ч.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.5.

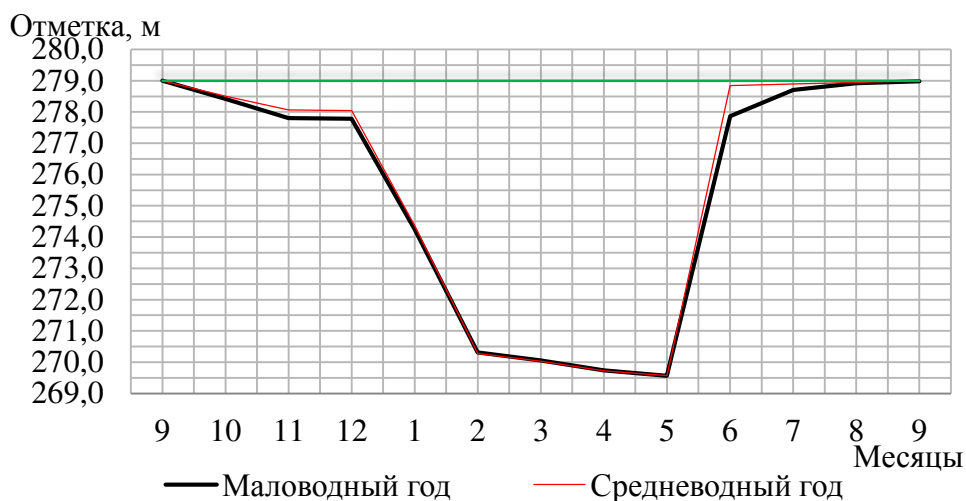


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для энергосистемы Сибирь нагрузочный резерв составляет 2%, аварийный составляет 7%. С учётом этого рассчитаем установленную мощность проектируемой Приангарской ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 527 \text{ МВт.} \quad (2.11)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС} \quad (2.12)$$

Ремонт оборудования ГЭС производится в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, то есть когда на ГЭС имеется свободная мощность. В России это конец лета и осень. При этом, согласно стандартам РусГидро продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения - 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{17000}{6} = 2862 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.13)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{527}{6} = 88 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.14)$$

Баланс мощности для энергосистемы Сибирь представлен в приложении Е.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

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

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 279$ м, для линии расчётного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 272,3$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 269,6$ м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 100 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{уст} = 527$ Мвт – установленная мощность Приангарская ГЭС;

$k_N = 8,8$ – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС, который выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения

линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта и построения режимного поля представлены в приложении Ж, таблица Ж.1, рисунок Ж.1.

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{max} = 72,9 \text{ м.}$$

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

$$Q_{max} = 933 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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

$$H_p = 62,7 \text{ м.}$$

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

$$H_{min} = 60 \text{ м.}$$

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение $H_{max}=72,9$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Полученному напору соответствует две системы реактивных гидротурбин: радиально-осевая. - РО 75а-В и РО 75б-В.

Параметры гидротурбин РО 75а-В и РО 75б-В представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры выбранного типа модельной гидротурбины

Параметр		Турбина РО75а-В	Турбина РО75б-В
Максимальный напор	$H_{пред}$	75	75
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,60	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	72	70

Окончание таблицы 3.1

Параметр		Турбина РО75а-В	Турбина РО75б-В
Оптимальный приведенный расход	Q'_{10} , л/с	1020	1010
Оптимальный КПД модели	η_{mo}	0,920	0,918
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,18-0,197	0,12-0,128
Приведенный диаметр РК	D'_{1M} , м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	H_M , м	4	4
Температура	t_M , С	20	7

Из ряда стандартных значений диаметра рабочего колеса D_1 предварительно выбираем D_1 .

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяется по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{p1}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где η_{p1} – коэффициент полезного действия модельной (таблица 3.2);

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

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_M – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

v_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

v_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

Для выбранного типа гидротурбин $\varepsilon = 0,75$.

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Ангара – $t_H = 10$ (°С), по справочным данным $v_H = 1,3 \cdot 10^6 \frac{m^2}{c}$.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{гр}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{гр}$ – средний коэффициент полезного действия генератора, принимается $\eta_{гр} = 0,97$.

Приведённый расход воды в расчётной точке определяется в точке пересечения горизонтальной линии проходящей через оптимум универсальной характеристики и линии ограничения.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

Очевидно, в общем случае число агрегатов z'_a получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа $z_{aи}$, следовательно, затем уточнения мощности агрегата N_a , по формуле (3.5) после округления числа агрегатов до целого числа.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Iр} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot m}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где $n'_{Iр}$ – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

m - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

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

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

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot m}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{гср}}, \quad (3.9)$$

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

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии соответствующие n'_{Imax} и n'_{Imin} , посчитанным по формуле (3.8).

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

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot m}}, \quad (3.10)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

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

Рассчитанные по формулам (3.5-3.10) величины для разных диаметров натуральных турбин сводятся в таблицу 3.2.

Произведения $Q'_I \cdot \eta_T$, в таблице 3.2, представлены в о. е. $\cdot \text{л}/\text{с}$ для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Таблица 3.2 – Расчет параметров турбин

Параметр		Турбина РО75а-В			Турбина РО75б-В		
Номинальный диаметр	$D_{1(\text{станд.})}, \text{М}$	6	6,3	7,1	6	6,3	7,1
Расчетный КПД натур.	$\eta_{\text{расчн}}$	0,952	0,952	0,953	0,952	0,952	0,953
Мощность 1 агрегата	N'_a	163553	180368	229238	163553	180368	229238
Число агрегатов	Z_a	3,2	2,9	2,3	3,2	2,9	2,3
Число агрегатов (уточненное)	Z_a	4	3	3	4	3	3
Мощность 1 агрегата (уточненная)	N_a	131750	175667	175667	131750	175667	175667
Масштабный коэффициент	Δ	1,0371	1,0374	1,0381	1,0371	1,0374	1,0381
Число оборотов	n'_{c1}	106,2	101,1	89,8	106,2	101,1	89,8
Синхронное число оборотов	n_c	107,1	107,1	90,9	107,1	107,1	90,9
Приведенные обороты max	n'_{Imax}	81,5	85,5	81,8	81,5	85,5	81,8
Приведенные обороты расч.	$n'_{Iрасч}$	79,7	83,7	80,0	79,7	83,7	80,0
Приведенные обороты min	n'_{Imin}	73,9	77,6	74,2	73,9	77,6	74,2
Расчетная точка	$Q'_I \cdot \eta_m$	0,783	0,947	0,745	0,775	0,937	0,738
Максимальный расход	Q_{max}	0,3521	0,3193	0,2513	0,3521	0,3193	0,2513
Минимальный расход	Q_{min}	0,3194	0,2897	0,2280	0,3194	0,2897	0,2280

Из анализа таблицы 3.2 и области работы турбины на ГУХ (приложение И, рисунок И.1), подходит гидротурбина РО 75а-В диаметром $D_1 = 6,3$ м.

3.3 Расчет отметки РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{Р.К.} = Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.}) + H_s \quad (3.11)$$

где $Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})$ - отметка уровня воды в НБ при $Q_{Н.Б.}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

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

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{Х.Пл.}, \quad (3.12)$$

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

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

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

$\Delta Z_{Х.Пл}$ - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для РО турбин $\Delta Z_{Х.Пл} = B_0/2$.

3.3.1 Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей мощностью на линии ограничения:

Гидротурбина РО75а-В с $D_1 = 6,3$ м.

На главной универсальной характеристике (приложение И, рисунок И.1) проектируемой ГЭС находится точка работы одного агрегата с номинальной мощностью при H_{min} (точка 1):

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.13)$$

В найденной точке определяется $\sigma = 0,145$. По кривой связи НБ определяется $Z_{НБ}(Q_{agr1}) = 208,78$ м.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.12):

$$H_s = 10,3 - \frac{208,78}{900} - 0,145 \cdot 60 - 1,5 + \frac{0,35 \cdot 6,3}{2} = 0,97 \text{ м.}$$

Отметка расположения РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla Z_{\text{р.к.}} &= Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \\ \nabla Z_{\text{р.к.}} &= 208,78 + 0,97 = 209,75 \text{ м,} \end{aligned} \quad (3.14)$$

3.3.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_p

Гидротурбина РО75а-В с $D_1 = 6,3$ м.

На главной универсальной характеристике (приложение И, рисунок И.1) проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при H_p (точка 2):

Пересчитаем расход в этой точке по формуле (3.13):

В найденной точке определяется $\sigma = 0,145$. По кривой связи НБ определяется $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 208,81$ м.

Определяется высота отсасывания по формуле (3.12):

$$\begin{aligned} H_s &= 10,33 - \frac{208,81}{900} - 0,145 \cdot 62,7 - 1,5 + \frac{0,35 \cdot 6,3}{2} = 0,58 \text{ м.} \\ \nabla Z_{\text{р.к.}} &= 208,81 + 0,58 = 209,39 \text{ м} \end{aligned}$$

3.3.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max}

Гидротурбина РО75а-В с $D_1 = 6,3$ м.

На главной универсальной характеристике (приложение И, рисунок И.1) проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при H_p (точка 3):

Пересчитаем расход в этой точке по формуле (3.13):

В найденной точке определяется $\sigma = 0,1$. По кривой связи НБ определяется $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 208,64$ м.

Определяется высота отсасывания по формуле (3.12):

$$\begin{aligned} H_s &= 10,33 - \frac{208,64}{900} - 0,1 \cdot 72,9 - 1,5 + \frac{0,35 \cdot 4,5}{2} = 2,38 \text{ м.} \\ \nabla Z_{\text{р.к.}} &= 208,64 + 2,38 = 211,02 \text{ м.} \end{aligned}$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчетов отметки рабочего колеса.

H_s	$\nabla Z_{p.k.}$
0,97 м	209,75 м
0,58 м	209,39 м
2,38 м	211,02 м

Таким образом, отметка заглубления РК :

$$\nabla Z_{p.k.} = 209,39 \text{ м.}$$

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}; \quad (3.15)$$

где $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$;

$$S_{\text{ном}} = \frac{178}{0,9} = 197,8 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}; \quad (3.16)$$

$$p = \frac{6000}{107,1} = 56.$$

По каталогу гидрогенераторов НПО «ЭЛСИБ», выбираем зонтичный гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-1190/250-56 [5].

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме для турбины РО75а-В-450 определим тип маслонапорной установки: МНУ 1,6/1 – 40 – 2,5 – 2 [6].

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 1,6/1-40 вместимостью 1,6 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40

кгс/см²), с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак МА2,5-2 вместимостью 2,5 м³ с двумя насосами [6].

Выбираем регулятор типа ЭГР-150 с панелью электрооборудования ЭГР и типом гидромеханической колонки управления ЭГР-150 [6].

Гидрогенератор имеет систему косвенного воздушного охлаждения с циркуляцией охлаждающего воздуха по замкнутому контуру. Охлаждение нагретого воздуха осуществляется водовоздушными воздухоохладителями.

Также принята зависимая статическая тиристорная система возбуждения по схеме самовозбуждения.

3.6 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины (приложение И, рисунок И.2) определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,596 \cdot D_1 = 2,596 \cdot 6,3 = 16,355 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,285 \cdot D_1 = 1,285 \cdot 6,3 = 8,096 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 345^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,667 \cdot D_1 = 3,667 \cdot 6,3 = 23,102 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,364 \cdot D_1 = 4,364 \cdot 6,3 = 27,493 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 3,133 \cdot D_1 = 3,133 \cdot 6,3 = 19,738 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_в = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{178000}{107,1}\right)^{0,35} = 1408 \text{ мм.} \quad (3.22)$$

где N_a – мощность агрегата, кВт;
 n_c – синхронная частота вращения турбины.

Полученное значение диаметра округляют до стандартизованного (кратное 50 мм при D'_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм).

$$D'_B = 1500 \text{ мм.}$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{МЗ} = 24 \text{ м.}$$

Ширина агрегатного блока с округлением до целого в большую сторону:

$$B_{бл} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3 \cdot 6,3 = 18,9 \text{ м} \quad (3.23)$$

Принимаем ширину агрегатного блока $B_{бл} = 20$ м.

Ширина монтажной площадки для ГЭС с числом агрегатов 3 рекомендуется принимать [6]:

$$L_{мп} = (1,25 \div 1,5) \cdot B_{бл} = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Принимаем ширину монтажной площадки $L_{мп} = 30$ м.

Длина машинного зала:

$$L_{МЗ} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 6 \cdot 20 + 30 = 90 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Принимаем высоту машинного зала:

$$H_{М.з.} = 18 \text{ м.}$$

4. Проектирование бетонной водосливной плотины

4.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Назначается класс будущего гидротехнического сооружения I по числу постоянно проживающих людей более 3000 чел., которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения, и числу людей более 20000 чел., условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения. На расстоянии 17 км. от проектируемого гидроузла находятся поселки с численностью около 7000 чел., а так же на расстоянии 189 км. находится город Лесосибирск с численностью населения около 60000 чел. Коэффициент надёжности для сооружений I класса:

$$\gamma_n = 1,25.$$

4.1.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (4.1)$$

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{ФПУ} + h_s, \quad (4.2)$$

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.3)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волны расчётной обеспеченностью 1%;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м (для I класса сооружения).

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (4.4)$$

где α_w – угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, $\alpha_w = 0$;

V_w – расчетная скорость ветра;

L – разгон волн, м;

K_w – коэффициент, принимаемый по таблице (4.1);

d – средняя глубина водохранилища;

g – ускорение свободного падения.

Таблица 4.1 - Расчётные характеристики ветра

V_w м/с	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^{-6}$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

Для скорости ветра $V_w = 20$ м/с, $K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 19000$ м.

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

Для скорости ветра $V_w = 10$ м/с, $K_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 19000$ м.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{279 - 204}{2} = 37,5 \text{ м.} \quad (4.5)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (4.4):

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{2,1 \cdot 10^{-6} \cdot 20^2 \cdot 19000}{9,81 \cdot 37,5} \cdot \cos 0 = 0,043 \text{ м.}$$

Условная расчетная глубина при ФПУ по формуле (4.5):

$$d = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{280 - 204}{2} = 38,0 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона при ФПУ по формуле (4.4):

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 19000}{9,81 \cdot 38,0} \cdot \cos 0 = 0,006 \text{ м,}$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного и особого сочетания нагрузок воды.

Вычисляются безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{v}; \quad (4.6)$$

$$\frac{g \cdot L}{v^2}, \quad (4.7)$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

Для основного сочетания нагрузок по формулам (4.6) и (4.7):

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 19000}{20^2} = 466;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595.$$

Для особого сочетания нагрузок по формулам (4.6) и (4.7):

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 19000}{10^2} = 1864;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21190.$$

Далее по графику по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$.

Используя меньшие полученные значения, вычисляется средний период волны \bar{T} и средняя высота волны \bar{h} .

Для основного сочетания нагрузок:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,038; \tag{4.8}$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 2,5. \tag{4.9}$$

$$\bar{h} = \frac{0,038 \cdot v^2}{g} = \frac{0,038 \cdot 20^2}{9,81} = 1,55 \text{ м}, \tag{4.10}$$

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot v}{g} = \frac{2,5 \cdot 20}{9,81} = 5,1 \text{ с}. \tag{4.11}$$

Для особого сочетания нагрузок по формулам (4.8) - (4.11):

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,13;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 3,8.$$

$$\bar{h} = \frac{0,13 \cdot v^2}{g} = \frac{0,13 \cdot 10^2}{9,81} = 1,3 \text{ м},$$

$$\bar{T} = \frac{3,8 \cdot v}{g} = \frac{3,8 \cdot 10}{9,81} = 3,87 \text{ с}.$$

Вычисляется средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} \quad (4.12)$$

Средняя длина волны для основного сочетания нагрузок по формуле (4.12):

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,1^2}{2 \cdot 3,14} = 40,63 \text{ м.}$$

Средняя длина волны для особого сочетания нагрузок по формуле (4.12):

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,87^2}{2 \cdot 3,14} = 23,4 \text{ м.}$$

Проверяется условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \quad (4.13)$$

37,5 > 20,32 и 38 > 11,7, т.е. зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i \quad (4.14)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения:

Для основного сочетания нагрузок при $K_i = 2,12$ по формуле (4.14):

$$h_{1\%} = 1,55 \cdot 2,12 = 3,29 \text{ м.}$$

Для особого сочетания нагрузок $K_i = 2,2$:

$$h_{1\%} = 1,3 \cdot 2,19 = 2,85 \text{ м.}$$

Высота наката волн на откос обеспеченностью 1% по накату:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}; \quad (4.15)$$

Выбирая каменное крепление откосов принимаем: $k_r = 0,95$ и $k_p = 0,85$; $k_{sp} = 1,2$. Коэффициент $k_{run} = 2,2$.

$$h_{run1\%} = 0,95 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 2,2 \cdot 2,85 = 6,08 \text{ м.}$$

$$h_s = 6,08 + 0,043 + 1 = 7,12 \text{ м.}$$

$$\nabla ГП = \nabla НПУ + h_s = 279 + 7,12 = 286,12 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня плотины принимается $\nabla_{ГГП} = 286,2$ м.
 За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГГП}. \quad (4.16)$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст}, \quad (4.17)$$

где $\nabla_{ГВ}$ – отметка гребня водослива;

$H_{ст}$ – напор на гребне водослива, значения которого будет рассчитано в следующих пунктах.

4.2 Гидравлический расчет

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Для плотин I класса капитальности максимальный расчетный расход основного расчетного случая 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Максимальные расчетные расходы для основного и поверочного расчетных случаев

Параметры	Для основного расчетного случая:	Для поверочного расчетного случая:
Расход	$Q_{0,1\%} = 2612 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{0,01\%} = 2964 \text{ м}^3/\text{с}$
$\nabla_{УВБ}$	$\nabla_{НПУ} = 279,0 \text{ м}$	$\nabla_{ФПУ} = 280,0 \text{ м}$

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить, исходя из требований пропуски максимального расчетного расхода воды основного расчетного случая.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{0,1\%} - (n - 1) \cdot Q_{га} = 2612 - (3 - 1) \cdot 324,33 = 1963 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.18)$$

где $Q_{0,1\%}$ – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, обеспеченностью 0,1%.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{1963}{37,5} = 52,35 \text{ м} \approx 60 \text{ м}, \quad (4.19)$$

где q_B – удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 30 = 37,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.20)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 6,0 \cdot 5,0 = 30,0 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.21)$$

где $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 210,0 - 204,0 = 6,0 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе,

$\nabla_{УНБ}$ определяется по кривой связи $Q = f(H)$ при $Q_{0,1\%}$;

$[v_h] = 5,0 \text{ м/с}$ – неразмывающая скорость для основания, сложенного из скальных пород.

Ширина водосливного фронта B округляется в большую сторону до 60 м. С другой стороны $B = b \cdot n$, где b – ширина пролета в свету из стандартного ряда, n – количество водосливных пролетов. При $b=12\text{м}$, $n = \frac{B}{b} = \frac{60}{12} = 5$.

4.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определяется полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1963}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,1 \text{ м}, \quad (4.22)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, при очертании водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А, $m = 0,49$ (рисунок 4.1);



Рисунок 4.1 - Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \quad (4.23)$$

$$= \left(\frac{1963}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,31 \text{ м},$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;
 $\sigma_{п}$ – коэффициент подтопления; $\sigma_{п} = 1$.

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

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

$$= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5 - 1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{6,1}{12} = 0,95,$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимается 0,7;
 ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка; для полукруглого очертания $\xi_0=0,45$.

Геометрический напор на гребне водослива (без учета скорости подхода потока к водосливу V_0):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,31 - \frac{1,1 \cdot 0,34^2}{2 \cdot 9,81} = 6,3 \text{ м}, \quad (4.25)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot [B + (n - 1)\delta_B]} = \quad (4.26)$$

$$= \frac{1963}{(279 - 204) \cdot (60 + 4 \cdot 4)} = 0,34$$

где α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$,
 δ_B – толщина разрезного быка.

$$\delta_B = (0,2 \div 0,25) \cdot b + (0,5 \div 1) = 0,25 \cdot 12 + 1,0 = 4 \text{ м}, \quad (4.27)$$

Определим ближайшее стандартное значение напора:

$$H_{ст} = 7 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 279 - 7 = 272,0 \text{ м} \quad (4.28)$$

4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход, сбрасываемый через водосливную плотину при поверочном расчетном случае. Пропуск максимального расчетного расхода обеспеченностью 0,01% (для сооружений I класса) осуществляется при ФПУ всеми водопропускными сооружениями:

$$Q_{p.пов} = Q_{0,01\%} - (n - 1) \cdot Q_{га}, \quad (4.29)$$

где $Q_{0,01\%}$ - максимальный расчётный расход с учётом трансформации паводка ($P=0,01\%$)(для I класса сооружений);

$$Q_{p.пов} = 2964 - 2 \cdot 324,33 = 2315 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяется полный напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{mB \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2315}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,81 \text{ м}. \quad (4.30)$$

Полный напор на водосливе с учетом сжатия и подтопления ($\sigma_{п} = 1$):

$$\begin{aligned} H_{02пов} &= \left(\frac{Q_{p.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \\ &= \left(\frac{2315}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,1 \text{ м}. \end{aligned} \quad (4.31)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{сж} &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = \\ &= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5 - 1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{6,81}{12} = 0,94, \end{aligned} \quad (4.32)$$

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_B]} = \\ &= \frac{2315}{(280 - 204) \cdot (60 + 4 \cdot 4)} = 0,4 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (4.33)$$

Геометрический напор на гребне водослива (без учета скорости подхода) при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 7,1 - \frac{1,1 \cdot 0,4^2}{2 \cdot 9,81} = 7,09 \text{ м.} \quad (4.34)$$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 272 + 7,09 = 279,09 \text{ м,} \quad (4.35)$$

Расчётная отметка $\nabla \text{ФПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно, заданная отметка $\text{ФПУ} = 280 \text{ м}$ не нуждается в корректировке.

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 272 + 1,6 \cdot 7 = 283,2 \text{ м.} \quad (4.36)$$

В конечном итоге отметка гребня плотины принимается равной 286,2 м.

4.2.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А строится по координатам Кригера-Офицера, приведенным в таблице 4.3 (рисунок 4.2).

Координаты для построения оголовка плотины практического профиля определяются путем умножения табличных координат на $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$.

Таблица 4.3 - Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицера)

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0	1,512	21	24	14,82
2	1,2	0,432	22	25,2	16,428
3	2,4	0,084	23	26,4	18,096
4	3,6	0	24	27,6	19,836
5	4,8	0,072	25	28,8	22,728
6	6	0,324	26	30	23,52
7	7,2	0,72	27	31,2	25,464
8	8,4	1,2	28	32,4	27,468
9	9,6	1,392	29	33,6	29,544
10	10,8	2,376	30	34,8	31,32
11	12	3,072	31	36	33,888
12	13,2	3,852	32	37,2	36,156
13	14,4	4,728	33	38,4	38,484
14	15,6	5,7	34	39,6	40,86
15	16,8	6,768	35	40,8	43,308
16	18	7,932	36	42	45,816
17	19,2	9,168	37	43,2	48,372
18	20,4	10,476	38	44,4	50,988
19	21,6	11,844	39	45,6	53,652
20	22,8	13,296	40	46,8	56,376
			41	48	59,16

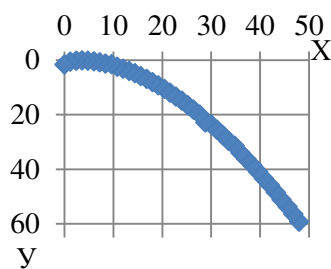


Рисунок 4.2 - Начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицерова

4.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6]^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1964^2}{9,81 \cdot (76)^2}} = 4,21 \text{ м.} \quad (4.37)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} + \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g} \quad (4.38)$$

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

$$\omega = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] = 75 \cdot 76 = 5700 \text{ м}^2 \quad (4.39)$$

$$4BH = 4 \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] \cdot H_{ст} = 4 \cdot 76 \cdot 7 = 16320 \quad (4.40)$$

Следовательно, для нахождения полной удельной энергии скоростной составляющей напора можно пренебречь и считать $H_{ст} = H_0$, если $H_{ст} = H_0$, то $T = T_0$:

$$T_0 = 279 - 204 = 75 \text{ м,}$$

Схема к определению сопряженных глубин представлена на рисунке 4.3.

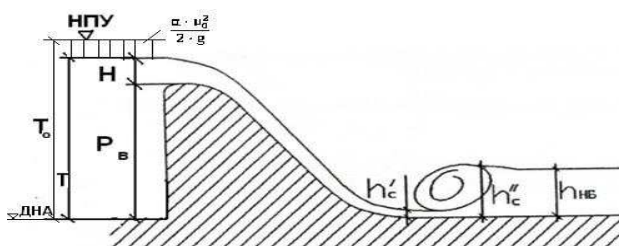


Рисунок 4.3 – Схема к определению сопряженных глубин

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{75}{4,21} = 17,8 \text{ м} \quad (4.41)$$

По таблице для истечения через водослив при большой длине сливной грани коэффициент скорости $\varphi = 0,90$.

Используя значения, по графику М.Д. Чертоусова с использованием $\varphi = 0,90$ и $\xi_{T_0} = 17,8$ определяются относительные удельные энергии: $\xi_c = 0,19$ и $\xi_c'' = 3,2$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,19 \cdot 4,21 = 0,8 \text{ м}, \quad (4.42)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,2 \cdot 4,21 = 13,5 \text{ м}. \quad (4.43)$$

Глубина в НБ при $Q_{0,1\%} = 2612 \text{ (м}^3/\text{с)}$ составляет $6,0 \text{ м}$. $h_c'' = 13,5 > h_{НБ} = 6,0 \text{ м}$, значит, в нижнем бьефе отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 метров и $\frac{l_{ch}}{h} > 3$, гашение энергии сбрасываемой воды осуществляется способом свободно отброшенной струи. Относительная ширина створа на отметке гребня плотины $l_{ch} = 500 \text{ м}$.

$$\frac{l_{ch}}{h} = \frac{500}{80} = 6,25, \text{ где } l_{ch} \text{ – ширина створа, } h \text{ – высота плотины.}$$

4.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Основная задача проектирования – обеспечение отброса струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Высота уступа:

$$a = h_{НБ}^{max} + (1 - 2) \text{ м} \quad (4.44)$$

где $h_{НБ}^{max}$ определяется по кривой связи при $Q_{0,01\%}$ и равняется $6,2 \text{ м}$.

$$a = 6,2 + 1,3 = 7,5 \text{ м}$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 204 + 7,5 = 211,5 \text{ м}, \quad (4.45)$$

Превышение ∇ НПУ на ∇ УНБ с учетом скорости подхода (ею можно пренебречь п. 4.2.5):

$$Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ} = 279 - 210,2 = 68,8 \text{ м}, \quad (4.46)$$

Превышение ∇ НПУ над носком – трамплином с учетом скоростной составляющей:

$$Z_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 279 - 211,5 = 67,5 \text{ м}, \quad (4.47)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 67,5} = 36,4 \text{ м/с}, \quad (4.48)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимается равным 1.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{30,46}{36,4} = 0,84 \text{ м}, \quad (4.49)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_{P.\text{ПОВ}}}{B+(n-1) \cdot \delta_6} = \frac{2315}{76} = 30,46 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.50)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{36,4^2}{9,81 \cdot 0,84} = 160,79, \quad (4.51)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (4.52)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимается равным 0,8, так как число Фруда $Fr > 35$;

α - угол наклона носка задается 30° ;

$$L = 0,8 \cdot 67,5 \cdot 1^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{68,8}{67,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = \\ = 95,3 \text{ м},$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет:

$$L > 0,4 \cdot Z_0, \\ 95,3 > 27,2 \text{ м.}$$

Условие выполнено, значит, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от плотины.

Глубина размыва ямы:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (4.53)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H;$ (4.54)

d - средняя крупность отдельностей, в расчёте принимается 1м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{160,79}) \cdot \sqrt{160,79} \cdot \sqrt{\frac{6,2}{1}} \cdot 0,84 = 27,0,$$

$$h_{\text{раз}} = 27,0 - 6,2 = 20,8 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (4.55)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} \quad (4.56)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,84 \cdot \cos 30^\circ + 7,5 - 6,2)}{36,4^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,61,$$

$$L_1 = 95,3 + \frac{27,0}{0,61} = 139,56 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размытого русла:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 4,21 + 3,7 \cdot 20,8 = 87,49 \text{ м.} \quad (4.57)$$

Схема к расчету отброса струи представлена на рисунке 4.4.

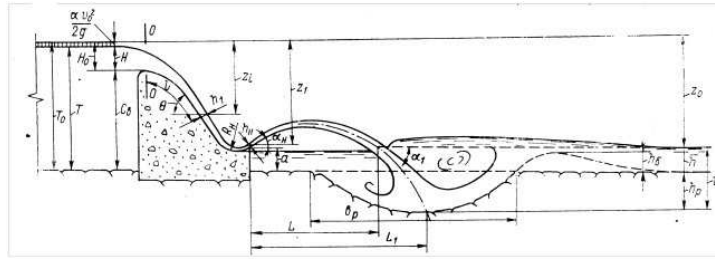


Рисунок 4.4 – Схема к расчету отброса струи

4.3 Конструирование бетонной плотины

4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Для плотин на скальном основании принимается заложение низовой грани $m=0,7$.

Схема треугольного профиля плотины представлена на рисунке 4.5.

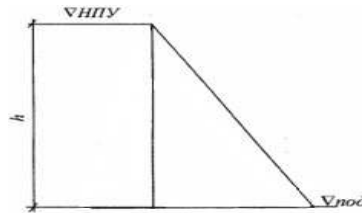


Рисунок 4.5 – Схема треугольного профиля плотины

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 279 - 202 = 77,0 \text{ м}, \quad (4.58)$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (2 \div 3), \quad (4.59)$$

где $\nabla_{\text{дна}} = 204 \text{ м}$.

$$\nabla_{\text{под}} = 204 - 2 = 202 \text{ м}$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 77,0 = 53,9 \text{ м}. \quad (4.60)$$

4.3.2 Разрезка плотин швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. Ширина секции равна:

$$B_{\text{сек}} = \delta_b + b = 4 + 12 = 16 \text{ м}. \quad (4.61)$$

Каждая секция разрезается на 3 столба шириной:

$$B_{ст} = \frac{B}{3} = \frac{53,9}{3} = 18,0 \text{ м.} \quad (4.62)$$

Для обеспечения совместного действия столбов делаем объёмные межстолбчатые швы, так как среднемноголетняя температура воздуха в этом районе -6° .

4.3.3 Быки

Принимается толщина быка 4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. На гребне быка предусматривается двухсторонняя полоса движения, для III класса категории дорог, с шириной проезжей части 7 м, и тротуаром с одной стороны..

Отметка гребня быка равна: $\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 286,2 \text{ м}$

4.3.4 Расчет цементационной завесы и дренажа основания

На скальном основании устраиваются, как правило, только вертикальные дренажные устройства. Схема подземного контура представлена на рисунке 4.6.

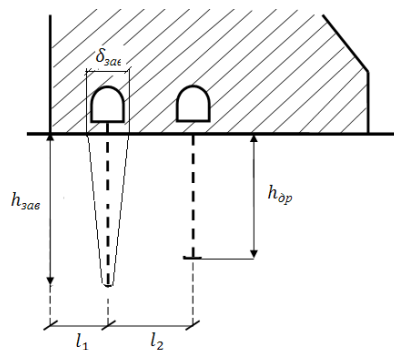


Рисунок 4.6 - Схема подземного контура

Глубина противодиффузионной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (H_{max}); \quad (4.63)$$

$$H_{max} = НПУ - УНБ_{min} = 279 - 205,7 = 73,3 \text{ м} \quad (4.64)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot 73,3 = 36,7 \text{ м}$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} \geq \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n = \frac{44,0}{15} \cdot 1,25 = 3,67 \text{ м.} \quad (4.65)$$

где ΔH – потери напора на завесе,
 $\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d = 0,6 \cdot H_d$, где $H_d = H_{max}$
 $\Delta H = H_{max} \cdot 0,6 = 73,3 \cdot 0,6 = 44,0$ м;
 $J_{кр} = 15$ - критический градиент для завесы;
 $\gamma_n = 1,25$ - коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Расстояние от напорной грани плотины до оси завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B, \quad (4.66)$$

$$l_1 = 0,1 \cdot 53,9 = 5,4 \text{ м}$$

где B - ширина подошвы плотины.

В основании устраиваются дренажные скважины диаметром 20 см на расстоянии друг от друга в ряду 2,5 м, которые располагаются за цементационной завесой (в сторону НБ).

Глубина скважин дренажа принимаем:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав}, \quad (4.67)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 36,7 = 18,4 \text{ м}$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами должно быть больше радиуса цементации и не менее 4,0 м:

$$l_2 = (2 - 3) \cdot l_1, \quad (4.68)$$

где l_1 – шаг скважин в цементационном ряду, 2,5 м.

$$l_2 = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ м}$$

4.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусматриваются продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 20 м (V205, V225, V245, V260). Сухая галерея проектируется выше максимального уровня нижнего бьефа на отметке 225 м, с размерами 3х3 м, для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Цементационная галерея проектируются на отметке 205 м, с размерами 3,5х3,5 м. Дренажная галерея проектируется на отметке 205 м, с размерами 3,5х3,5 м для сбора воды и откачки с помощью насосов. Остальные галереи предусмотрены для осмотра, расположения КИА и других коммуникаций.

4.3.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа a_{dr} , а также до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{dr} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{cr,m}}, \quad (4.69)$$

где H_d - напор над расчетным сечением;

$I_{cr,m}$ - критический средний градиент напора для бетона плотины.

-на отметке 260 по формуле (4.69):

$$\frac{H_d \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{(279 - 260) \cdot 1,25}{25} = 0,95 \sim 2 \text{ м}$$

-на отметке 245 по формуле (4.69):

$$\frac{H_d \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{(279 - 245) \cdot 1,25}{25} = 1,7 \text{ м} \sim 2 \text{ м}$$

-на отметке 225 по формуле (4.69):

$$\frac{H_d \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{(279 - 225) \cdot 1,25}{25} = 2,7 \sim 3 \text{ м}$$

Величину критического среднего градиента напора надлежит принимать: для гравитационных и массивно-контрфорсных плотин - 25;

Для упрощения устройства вертикального дренажа расположим все галереи на расстоянии 3,5 м от напорной грани.

4.4 Фильтрационные расчеты подземного контура

Расчеты проводятся для основного сочетания нагрузок и воздействий: (в верхнем бьефе ∇ НПУ, в нижнем - ∇ УНБ_{min} (соответствует $Q_{вхк}$) и особого сочетания нагрузок и воздействий (в верхнем бьефе ∇ ФПУ, в нижнем - ∇ УНБ_{max} (соответствует $Q_{повmax}$).

Для снятия фильтрационного противодействия применяется противофильтрационная завеса и вертикальный дренаж, параметры которых были рассчитаны ранее в п.4.3.4.

Схема к определению противодействия в основании гравитационной плотины представлена на рисунке 4.7.

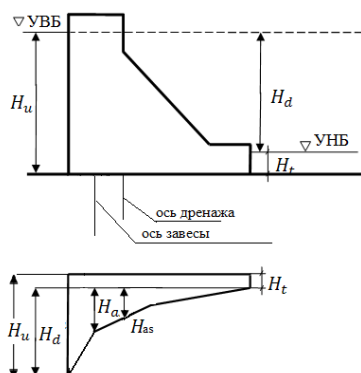


Рисунок 4.7 - Схема к определению противодействия в основании гравитационной плотины

Эпюра строится в зависимости от напора и наличия завес и дренажа (приложение К).

Основное сочетание нагрузок и воздействий и напор на плотину:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (4.70)$$

Напор на цементационной завесе:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (4.71)$$

где H_d - напор на плотину.

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\min} = 279 - 205,7 = 73,3 \text{ м}, \quad (4.72)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 73,3 = 29,32 \text{ м}.$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2 \quad (4.73)$$

Напор на дренаже:

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d, \quad (4.74)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 73,3 = 14,66 \text{ м}. \quad (4.75)$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий и напор на плотину:

$$H_d = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\max} = 280 - 210,2 = 69,8 \text{ м}, \quad (4.76)$$

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (4.78)$$

$$\begin{aligned}
 H_{as} &= 0,4 \cdot H_d, \\
 H_{as} &= 0,4 \cdot 69,8 = 27,92 \text{ м.}
 \end{aligned}
 \tag{4.79}$$

Напор на дренаже:

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2,
 \tag{4.80}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 68,9 = 13,96 \text{ м.}
 \tag{4.81}$$

4.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

При основном сочетании нагрузок и воздействий: в верхнем бьефе НПУ, в нижнем бьефе минимальный уровень.

При особом сочетании нагрузок и воздействий: в верхнем бьефе ФПУ, в нижнем бьефе максимальный уровень.

4.5.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2240 \text{ м}^2, \quad S_{\text{бык}} = 3150 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2240 \cdot 12 \cdot 24}{12 + 4} = 40320 \text{ кН/м.}
 \tag{4.82}$$

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{3150 \cdot 4 \cdot 24}{12 + 4} = 18900 \text{ кН/м.}
 \tag{4.83}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g,
 \tag{4.84}$$

где f - площадь затвора.

$$\begin{aligned}
 f &= (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (280 - 272 + 0,5) \cdot 12 = \\
 &= 102 \text{ м}^2.
 \end{aligned}
 \tag{4.85}$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 102 \cdot \sqrt{102} \cdot 9,81 = 555,8 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{555,8}{12 + 4} = 34,7 \text{ кН/м.} \quad (4.86)$$

4.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды (приложение К):

-с верхнего бьефа для основного сочетания нагрузок:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot H_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 77^2}{2} = 29645 \text{ кН,} \quad (4.87)$$

где $H_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 279 - 202 = 77 \text{ м.}$

-с верхнего бьефа для особого сочетания нагрузок по формуле:

$$T_{B\text{пов}} = \frac{\gamma_w \cdot H_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 78^2}{2} = 30420 \text{ кН,} \quad (4.88)$$

где $H_1 = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 280 - 202 = 78 \text{ м.}$

-с нижнего бьефа для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,7^2}{2} = 68,5 \text{ кН,} \quad (4.89)$$

где $H_H = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 205,7 - 202 = 3,7 \text{ м.}$

-с нижнего бьефа для особого сочетания нагрузок и воздействий по формуле:

$$T_{H\text{пов}} = \frac{\gamma_w \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 7,5^2}{2} = 281,3 \text{ кН,} \quad (4.90)$$

где $H_H = \nabla \text{УНБ}_{\text{max}} - \nabla \text{ПОД} = 210,2 - 202 = 8,2 \text{ м.}$

4.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Ординаты эпюр определим как:

- для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$p_{\text{взв}} = \gamma_w \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 10 \cdot 3,7 = 37 \text{ кН}, \quad (4.91)$$

- для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$p'_{\text{взв}} = \gamma_w \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}}) = 10 \cdot 8,2 = 82 \text{ кН}. \quad (4.92)$$

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = p_{\text{взв}} \cdot B = 37 \cdot 53,9 = 1994,3 \text{ кН}, \quad (4.93)$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{взв}} = p'_{\text{взв}} \cdot B = 82 \cdot 53,9 = 4419,8 \text{ кН}. \quad (4.94)$$

4.5.1.4 Сила фильтрационного давления

Определяется фильтрационное давление по формуле:

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\text{эп}}^{\phi} \quad (4.95)$$

где S – площадь эпюры фильтрационного давления.

Площади фильтрационного давления определены с помощью программы AutoCad.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\phi} = 10 \cdot 1213 = 12130 \text{ кН},$$

где $S_{\text{эп}}^{\phi} = 1213 \text{ м}^2$.

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W'_{\phi} = 10 \cdot 1179 = 11790 \text{ кН},$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\Phi'} = 1179 \text{ м}^2$.

4.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) = \\ &= 24,5 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (4.96)$$

где $\varphi_{\text{н}} = 20$ – угол внутреннего трения наносов;
 $h_{\text{н}} = 5 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Равнодействующая сила на один погонный метр:

$$E_{\text{н}} = \frac{(p_{\text{н}} h_{\text{н}})}{2} = \frac{(24,5 \cdot 5)}{2} = 61,2 \text{ кН}. \quad (4.97)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяют следующим образом. В точке, принадлежащей границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяется дважды: считая эту точку принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

$$p_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{45}{2} \right) = 8,58 \text{ кН}, \quad (4.98)$$

Давление на уровне подошвы:

$$\begin{aligned} p_{\text{гр}}'' &= (\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}}) \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 5 + 13,5 \cdot 2) \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{45}{2} \right) = 13,2 \text{ кН} \end{aligned} \quad (4.99)$$

$$h_{\text{гр}} = \nabla_{\text{ДНА}} - \nabla_{\text{Под}} = 204 - 202 = 2 \text{ м}$$

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{\text{в}} = 17,5 - (1 - 0,6) \cdot 10 = 13,5 \text{ кН/м}^3 \quad (4.100)$$

$$E_{\text{а}} = \frac{p_{\text{гр}} + p_{\text{гр}}''}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{8,58 + 13,2}{2} \cdot 2 = 21,8 \text{ кН} \quad (4.101)$$

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 13,5 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{45}{2} \right) \\ &= 156,8 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (4.102)$$

$$E_{\text{н}} = \frac{(p_{\text{н}} h_{\text{гр}})}{2} = \frac{(156,8 \cdot 2)}{2} = 156,8 \text{ кН}. \quad (4.103)$$

4.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5\gamma_w h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 3,29 \cdot \left(\frac{40,63}{3,14} + \frac{0,84}{2} \right) = 219,8 \text{ кН} \quad (4.104)$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,29^2}{40,63} = 0,84 \text{ м.} \quad (4.105)$$

Равнодействующая волнового давления при особом сочетании нагрузок и воздействий по формулам (4.104), (4.105):

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 2,85 \cdot \left(\frac{23,4}{3,14} + \frac{1,09}{2} \right) = 113,96 \text{ кН,}$$
$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,85^2}{23,4} = 1,09 \text{ м.}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} \quad (4.106)$$

-для основного сочетания нагрузок и воздействий по формуле (4.106):

$$y_c = \frac{40,63}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 3,29 = 5,2 \text{ м.}$$

-для особого сочетания нагрузок и воздействий по формуле (4.106):

$$y_c = \frac{23,4}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,85 = 2,7 \text{ м}$$

4.5.2 Оценка 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.

В расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+» (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент,	Сила, кН	Плечо, м	Момент,
1.Тв	1	→	29645	27,66	819980,70	30420	28	851760,0
2.Тн	1	←	68,45	-2,73	-187,1	281,25	-2,73	-767,81
3.Гб	0,955	↓	17955	-15,68	-	17955	-15,68	-
4.Гпл	0,95	↓	38304	-13,87	-	38304	-13,87	-
5.Ввзв	1	↑	1994,3	0	0,00	4419,8	0	0,00
6.Вф	1	↑	12130	13,13	159266,90	11790	13,13	154802,7
7.Ен	1,2	→	73,45	3,67	269,55	73,45	3,67	269,55
8.Еа	1,2	→	26,12	0,92	24,03	26,12	0,92	24,03
9.Вволн	1	→	219,76	71,8	14558,18	113,96	75,3	2680,41
10.Оз	0,9	↓	31,26	-26,95	-842,46	31,26	-26,95	-842,46
11.Еп	0,8	←	125,47	-0,7	-87,83	125,47	-0,7	-87,83
12.ΣN	-	-	42165,96	-	-	40080,46	-	-
ΣM			180175,43			195027,71		

Расчёт для основного сочетания нагрузок и воздействий

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{42165,9}{53,9} + \frac{6 \cdot 180175,43}{53,9^2} = -410,2 \text{ кН/м}^2, \quad (4.107)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -10 \cdot 77 = -770 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.108)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 279 - 202 = 77 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.109)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -410,2 \text{ кН/м}^2; \quad (4.110)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 77 = -770 \text{ кН/м}^2. \quad (4.111)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w H_d^u \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{(1-m_u^2)}{(1+m_u^2)} \right] \right\} = -410,2 \text{ кН/м}^2 \quad (4.112)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{42165,9}{53,9} - \frac{6 \cdot 180175,43}{53,9^2} = -1154,4 \text{ кН/м}^2, \quad (4.113)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1154,4 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 3,7 \cdot (1 - 0,7^2) \\ &= -584,5 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (4.114)$$

где $m_t = 0,7$,

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 205,7 - 202 = 3,7 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,7 - 1154,4) \cdot 0,7 \\ &= 782,2 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (4.115)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1154,4 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 3,7 \cdot 0,7^2 = \\ &= -1701,9 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (4.116)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,7 = -37 \text{ кН/м}^2 \quad (4.117)$$

Расчёт краевых напряжений сводится в таблицу 4.5.

Расчёт для особого сочетания нагрузок и воздействий

Расчёт краевых напряжений для особого случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^u &= -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{40080,5}{53,9} + \frac{6 \cdot 195027,71}{53,9^2} \\ &= -340,8 / \text{м}^2, \end{aligned} \quad (4.118)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -10 \cdot 78,0 = \\ &= -780 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (4.119)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 280 - 202 = 78 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.120)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -340,8 \text{ кН/м}^2; \quad (4.121)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 78 = -780 \text{ кН/м}^2. \quad (4.122)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w H_d^u \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{(1-m_u^2)}{(1+m_u^2)} \right] \right\} = -340,8 \text{ кН/м}^2 \quad (4.123)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{40080,5}{53,9} - \frac{6 \cdot 195027,71}{53,9^2} = -1146,4 \text{ кН/м}^2, \quad (4.124)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1146,4 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 8,2 \cdot (1 - 0,7^2) = -603,6 \text{ кН/м}^2, \quad (4.125)$$

где $m_t = 0,7$,

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ФПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 210,2 - 202 = 8,2 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 8,2 - 1146,4) \cdot 0,7 = 745,1 \text{ кН/м}^2; \quad (4.126)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1146,4 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 8,2 \cdot 0,7^2 = -1668,0 \text{ кН/м}^2; \quad (4.127)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 8,2 = -82 \text{ кН/м}^2 \quad (4.128)$$

Расчёт краевых напряжений сводится в таблицу 4.5:

Таблица 4.5 - Основные напряжения в теле плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кН/м ²	Напряжение	кН/м ²
σ_y	-410,2	σ_y	-1154,4
σ_x	-770	σ_x	-584,5
τ_{xy}	0	τ_{xy}	782,2
σ_3	-770	σ_3	-1701,9
σ_1	-410,2	σ_1	-37
σ_c	-410,2		

Окончание таблицы 4.5

Напорная грань		Низовая грань	
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кН/м ²	Напряжение	кН/м ²
σ_y	-340,8	σ_y	-1146,4
σ_x	-780	σ_x	-603,6
τ_{xy}	0	τ_{xy}	745,1
σ_3	-780	σ_3	-1668,0
σ_1	-340,8	σ_1	-82
σ_c	-340,8		

Эпюры нормальных напряжений на горизонтальных и вертикальных площадях, а так же касательные напряжения приведены в приложении К.

4.5.3 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.129)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок,

$\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок;

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 4,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В 7,5 [13];

γ_{cd} – коэффициент условия работы;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1,0$ – при особом сочетании нагрузок.

Для основного сочетания нагрузок по формуле (4.129):

$$1,25 \cdot 1 \cdot |1701,9| \leq 4500 \cdot 0,9;$$

$$2127,4 \text{ кПа} \leq 4050 \text{ кПа}.$$

Для особого сочетания нагрузок по формуле (4.129):

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |1668,0| \leq 4500 \cdot 1;$$

$$1876,5 \text{ кПа} \leq 4500 \text{ кПа}.$$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (4.130)$$

Для основного сочетания нагрузок по формуле (4.130):

$$-410,2 \text{ кПа} < 0.$$

Для особого сочетания нагрузок по формуле (4.130):

$$-340,8 \text{ кПа} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (4.131)$$

Для основного сочетания нагрузок по формуле (4.131):

$$410,2 \text{ кПа} \geq 192,5 \text{ кПа}.$$

Для особого сочетания нагрузок по формуле (4.131):

$$340,8 \text{ кПа} \geq 195 \text{ кПа}.$$

4) Под всей плотинной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_o]_h, \quad (4.132)$$

где $[\sigma_o]_h$ - для скального основания принимается равным 5000кПа.

Для основного сочетания нагрузок по формуле (4.132):

$$|-1154,4| \text{кПа} \leq 5000 \text{ кПа}.$$

Для особого сочетания нагрузок по формуле (4.132):

$$|-1146,4| \text{кПа} \leq 5000 \text{ кПа}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

4.6 Расчёт устойчивости плотины

Потеря устойчивости плотины на скальном основании может происходить по контакту подошвы плотины и основания – плоский сдвиг, или по некоторой иной поверхности в основании достаточно сложного очертания. Исследованиями установлено, что если нормальное контактное напряжение, действующее по горизонтальным площадкам не превосходит критического, то сдвиг будет плоским, если условие не соблюдается, то глубинным.

Расчет плотины на устойчивость заключается в определении коэффициента надежности по ответственности:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.133)$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega \quad (4.134)$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H \quad (4.135)$$

где $\tan \varphi = 0,8$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - гранит);

$c = 150 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 53,9 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Найденный коэффициент надежности должен быть больше нормативного значения (для I класса сооружений $\gamma_n = 1,25$).

Основное сочетание нагрузок

$$R = 41817,8 \text{ кН/м},$$

$$F = 29921,8 \text{ кН/м}.$$

Таким образом, условие на сдвиг по формуле (4.131):

$$\frac{42126,5 \cdot 0,95}{29878,9 \cdot 1,0} \geq 1,25,$$
$$1,40 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

Особое сочетание нагрузок:

$$R = 40093,1 \text{ кН/м},$$

$$F = 30218,7 \text{ кН/м}.$$

Таким образом, условие на сдвиг по формуле (4.133):

$$\frac{40149,4 \cdot 0,95}{30326,2 \cdot 0,9} \geq 1,25, \\ 1,40 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

Анализируя расчетные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном и особом сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надежности плотины обеспечивает ее устойчивость.

4.7 Сработка полного полезного объёма до наступления следующего паводка.

Средние расходы в зимние месяцы:

$$Q_{\text{ноя}} = 82 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q_{\text{дек}} = 72 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q_{\text{янв}} = 61 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q_{\text{фев}} = 52 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q_{\text{мар}} = 49 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Приток воды за зимние месяцы:

$$V = Q \cdot t \quad (4.136)$$

$$V_{\text{ноя}} = Q_{\text{ноя}} \cdot t_{\text{ноя}} = 82 \cdot 2592000 = 212544000 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{дек}} = Q_{\text{дек}} \cdot t_{\text{дек}} = 72 \cdot 2678400 = 192844800 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{янв}} = Q_{\text{янв}} \cdot t_{\text{янв}} = 61 \cdot 2678400 = 163382400 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{фев}} = Q_{\text{фев}} \cdot t_{\text{фев}} = 52 \cdot 2419200 = 125798400 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{мар}} = Q_{\text{мар}} \cdot t_{\text{мар}} = 49 \cdot 2678400 = 131241600 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{зим}} = V_{\text{ноя}} + V_{\text{дек}} + V_{\text{янв}} + V_{\text{фев}} + V_{\text{мар}} = 212544000 + 192844800 + \\ 163382400 + 125798400 + 131241600 = 825811200 \text{ м}^3 \quad (4.137)$$

Полный объём:

$$V_{\text{полн}} = V_{\text{полезн}} + V_{\text{зим}} = 5200000000 + 825811200 = 6025811200 \text{ м}^3 \quad (4.138)$$

Расход воды в зимние месяцы:

$$Q = \frac{V_{\text{полн}}}{t_{\text{ноя}} + t_{\text{дек}} + t_{\text{янв}} + t_{\text{фев}} + t_{\text{мар}}} = \\ \frac{6025811200}{2592000 + 2678400 + 2678400 + 2419200 + 2678400} = 462 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.139)$$

4.8 Расчёт пропуска полного полезного объёма через донные отверстия.

На период эксплуатации стационарной части и водосливной плотины возможен пропуск расхода, равного 462 м³/с, через донные отверстия водосливной плотины.

Пропускная способность донных отверстий водосливной плотины определяется по формуле:

$$Q_{\max} = \mu \omega \sqrt{2gH} \quad (4.140)$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода;

ω - площадь отверстия, м²;

H - напор над центром выходного отверстия, м.

Из формулы площадь поперечного сечения отверстия при известном Q_{\max} , напоре 70 м и количеством отверстий n равным 1 будет равна:

$$\omega = \frac{Q_{\max}}{\mu \omega \sqrt{2gH}} = \frac{462}{0,8 \cdot 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 70}} = 15,58 \text{ м}^2 \approx 16 \text{ м}^2 \quad (4.141)$$

Ширина отверстия b равна 4 м, тогда высота будет равна:

$$h = \frac{\omega}{b} = \frac{16}{4} = 4 \text{ м} \quad (4.142)$$

Таким образом, для пропуска строительных расходов предусматривается один донный водосброс с размерами 4х4 м, для закрытия которых используется плоский затвор.

5 Технология строительства

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

Так как гидроэлектростанция является высокой по напору (70 м), принято решение применить приплотинную компоновку гидроузла.

Пропуск строительных расходов на начальном этапе осуществляется через стесненное русло реки, на заключительных этапах через донные отверстия.

5.1.1 Первый этап

Строительство плотины начинается сужения русла реки, создания котлована, в котором возводится водосливная плотина, станционная плотина. Пропуск расхода на данном этапе осуществляется через стесненное русло реки со стороны левого берега.

Для создания котлована, в котором будут производиться основные работы по возведению сооружения, необходимо возвести грунтовые перемычки.

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 65 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы 1 этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- откачка воды из котлована первой очереди;
- бетонирование тела водосбросной и станционной плотины до отм. 202,0 м до отм. 232,0 м.
- устройство глубокой цементационной завесы;
- бурение дренажных скважин в основании плотины.

Расчет перемычек с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло:

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

Перемычки относятся к временным сооружениям IV класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 3-х лет принимаем равной – 10% [13].

Расчетный строительный расход 10 % обеспеченности составляет $Q_{стр} = 1815 \text{ м}^3/\text{с}$, при этом глубина воды в реке равна 5,4 м.

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

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

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

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

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_{стр}}{w_0} = \frac{1815}{1285} = 1,41 \text{ м/с.} \\ V_c &= \frac{Q_{стр}}{w_c} \end{aligned} \quad (5.2)$$

где w_c - площадь поперечного сечения суженной части русла при $Q_{стр}$ принимаем 65% от w_0 ;

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c} = \frac{1815}{514} = 3,53 \text{ м/с.}$$

Допустимая неразмывающая скорость для скальных грунтов составляет более 5 м/с, так как в основании залегает гранит, скорость, полученная в результате расчетов является допустимой [12].

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

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.3)$$

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

V_0 – бытовая скорость воды в реке;

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

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{3,53^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,41^2}{2 \cdot 9,81} = 0,78 \text{ м,} \quad (5.4)$$

Отметки гребней продольной и верховой перемычек можно определить по формулам:

- для верховой перемычки:

$$H_{ВП} = h_{нб} + Z + a, \quad (5.5)$$

где $h_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая $Q_{стр}$;

Z - значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой;

a – конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

$$H_{ВП} = 5,4 + 0,78 + 1,0 = 7,18 \text{ м.}$$

- для продольной перемычки:

$$H_{ПП} = h_{нб} + Z, \quad (5.6)$$

$$H_{\text{пп}} = 5,4 + 0,78 = 6,18 \text{ м.}$$

По плану определяем длины верховой перемычки $L_{\text{в}}$ и продольной перемычки $L_{\text{п}}$ ($L_{\text{в}} = 182 \text{ м}$, $L_{\text{п}} = 64 \text{ м}$).

Положение перемычек при секционировании русла определяем по границам включенных в котлован сооружений с учетом дополнительных площадок (от основания перемычки до бровки котлована) размером:

- до продольной перемычки - 5 м;
- до поперечных перемычек – 20 м.

Дополнительные площадки необходимы для правильной и безопасной организации работ в котловане.

Тип и конструкция перемычек

Поперечное сечение верховой, продольной и низовой перемычек приведено на рисунках 5.1, 5.2 и 5.3.

Принимаем каменно – земляные перемычки, с шириной по гребню 6 м. Низовой откос верховой и продольной перемычек 1:1,4, верховой 1:2.

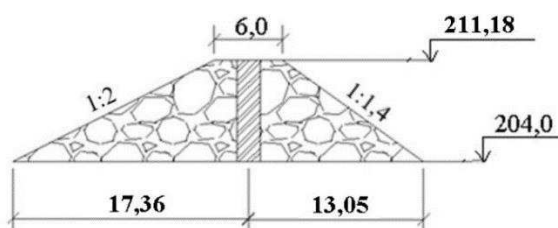


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение верховой перемычки

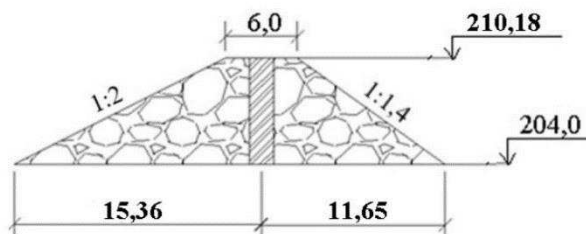


Рисунок 5.2 – Поперечное сечение продольной перемычки

Площади поперечного сечения перемычек.

Определяем площади поперечного сечения перемычек $\omega_{\text{пп}} = 102 \text{ м}^2$;
 $\omega_{\text{вп}} = 130,71 \text{ м}^2$.

Определяем суммарный объем верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V = \omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}} \quad (5.7)$$

$$V = (102 \cdot 64 + 130,71 \cdot 182) = 30318 \text{ м}^3$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{\text{нп}} = h_{\text{нб}} + a \quad (5.8)$$

$$H_{\text{нп}} = 5,4 + 1 = 6,4 \text{ м.}$$

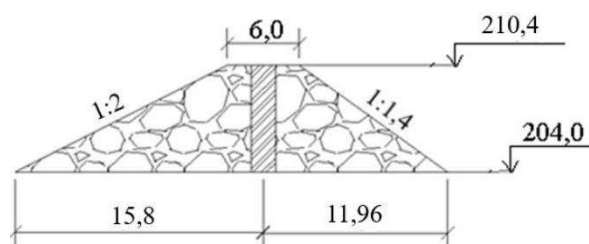


Рисунок 5.3– Поперечное сечение низовой перемычки

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки: $\omega_{\text{нп}}=93,8 \text{ м}^2$.

Определяем объём низовой перемычки:

$$V = \omega \cdot L_{\text{нп}} = 3,8 \cdot 182 = 17071,6 \text{ м}^3 \quad (5.9)$$

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} \quad (5.10)$$

где $\Sigma V_{\text{пер}}$ – суммарный объём всех перемычек, $J_{\text{пер}}$ – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем $800 \text{ м}^3/\text{сут}$. (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 47389,6 / 800 = 60 \text{ сут}$$

Время необходимое на отсыпку перемычек 2 месяца.

Осушение котлована 1-й очереди

Определяем срок начала работ.

Определяем площадь котлована $S=12300 \text{ м}^2$ с помощью программы AutoCad. Определяем глубину воды в котловане $h=2,7 \text{ м}$.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = h \cdot S = 2,7 \cdot 12300 = 33210 \text{ м}^3 \quad (5.11)$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (ЗК-13, имеющие производительность $W=40 \text{ м}^3/\text{час}$ в количестве 5 шт.

Рассчитываем время откачки с использованием 4 насосов.

$$\approx t = \frac{V}{W \cdot n} = \frac{21870}{40 \cdot 4} = 207,6 \text{ ч} = 9 \text{ суток.} \quad (5.12)$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{2,7}{9} = 0,3 \frac{\text{м}}{\text{смен}} \quad (5.13)$$

Интенсивность откачки не превышает допустимую величину 0,7 м/сут. Условие выполняется.

Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 182 м и 64 м соответственно, глубина 2 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c = 182 \cdot 64 \cdot 2 = 23296 \text{ м}^3 \quad (5.14)$$

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется экскаватор ЭО-5015А, вместимость ковша $q_{\text{ков}} = 0,5 \text{ м}^3$.

Производительность цикла экскаватора:

$$P_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} \quad (5.15)$$

где $q_{\text{ц}} = q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}} / k_{\text{р}} = 0,5 \cdot 0,9 / 1,4 = 0,32$

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

$k_{\text{р}} = 1,4$ - коэффициент разрыхления грунта;

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

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

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

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

$$P_{\text{эч}} = 0,32 \cdot 360 \cdot 0,75 = 86,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{23296}{86,4} = 269,6 \text{ ч} = 12 \text{ сут} \quad (5.16)$$

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС-6890V0 со следующими характеристиками:

- вместительность кузова 8 м^3 .

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный $V_{\text{гр}} = 20 \text{ км/ч}$;

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

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 3 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$n_{\text{КОВ}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{q_{\text{КОВ}}} \quad (5.17)$$

где $q_{\text{КОВ}}$ - коэффициент наполнения ковша;
 $Q_{\text{сам}}$ - грузоподъемность самосвала, $Q_{\text{сам}} = 8 \text{ м}^3$

$$n_{\text{КОВ}} = \frac{8}{2,6 \cdot 0,5 \cdot 0,9} = 6,9 = 7 \text{ ковшей}$$

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_{\text{T}}}{V_{\text{Гр}}} + \frac{L_{\text{T}}}{V_{\text{Пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{маш}}) = \frac{3}{20} + \frac{3}{30} + (0,033 + 0,017) = 0,35 \text{ ч} \quad (5.18)$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{КОВШ}}} = \frac{0,35 \cdot 3600}{27 \cdot 7} = 7 \text{ машин} \quad (5.19)$$

Бетонные работы в нижней части водосливной плотины

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины $B=53,9 \text{ м}$;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=30 \text{ м}$;

Длина бетонируемого участка плотины $L=192 \text{ м}$;

Размеры донного отверстия $6 \cdot 4 \text{ м}$

Площадь донного отверстия $\omega_{\text{до}}=24 \text{ м}^2$;

Количество донных отверстий, $n_{\text{до}}=11$.

Находим суммарный объём всех донных отверстий:

$$V_{\text{до}} = n_{\text{до}} \cdot B \cdot \omega_{\text{во}} = 11 \cdot 53,9 \cdot 24 = 14230 \text{ м}^3 \quad (5.20)$$

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{б.р.}} = B \cdot L \cdot h = 53,9 \cdot 192 \cdot 30 = 310464 \text{ м}^3 \quad (5.21)$$

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{общ.}} = V_{\text{б.р.}} - V_{\text{до}} = 310464 - 14230 = 296234 \text{ м}^3 \quad (5.22)$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{\text{б.р.}}=25000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{\text{б.р.}} / J_{\text{б.р.}} = 296234 / 25000 = 12 \text{ мес.} \quad (5.23)$$

Расчет пропуска расчетного строительного расхода через донные отверстия на втором этапе

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

Предварительно задаемся размерами и количеством донных отверстий с учетом геометрии водосливной плотины. Отметку порога донных отверстий (ВП) примем на 1,5 м выше дна – 205,5 м.

В этом случае верхняя выходная кромка донного отверстия будет находиться на отметке 209,5 м, а отметка НБ составляет 209,4 м.

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

$$Q_{\text{стр}} = \mu \omega n \sqrt{2gH_0} \quad (5.24)$$

где $Q_{\text{стр}}$ – расчетный строительный расход; μ – коэффициент, учитывающий все сопротивления;

ω – площадь поперечного сечения донного отверстия;

H_0 – напор над центром сечения отверстия с отм. 205,5 м.

Определяем напор над центром сечения отверстия:

$$H_0 = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \omega^2 n^2 2g} = \frac{1815^2}{0,8^2 24^2 11^2 2 \cdot 9,81} = 3,8 \text{ м.} \quad (5.25)$$

Находим необходимую отметку ВБ по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{УВБ}} &= \nabla_{\text{П}} + H_0 \\ \nabla_{\text{ВБ}} &= 205,5 + 3,8 = 209,3 \text{ м.} \end{aligned} \quad (5.26)$$

Определяем отметку гребня банкета при перекрытии с учетом запаса в 1 м (210,3 м).

5.1.2 Второй этап

Разработка котлована под стационарную часть плотины

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 160 м и 64 м соответственно, глубина 2 м, размеры котлована в плане под подводную часть здания ГЭС 50 м и 60 м соответственно, глубина 15 м.

Определяем объем вынимаемого грунта по формуле (5.14):

$$V = 160 \cdot 64 \cdot 2 + 50 \cdot 60 \cdot 15 = 65480 \text{ м}^3$$

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется экскаватор ЭО-5015А, вместимость ковша $q_{\text{ков}} = 0,5 \text{ м}^3$.

Производительность цикла экскаватора определяем по формуле (5.15):

$$P_{\text{эч}} = 0,32 \cdot 360 \cdot 0,75 = 86,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем время разработки котлована под стационарную часть плотины по формуле (5.16):

$$t_{\text{выем}} = \frac{65480}{86,4} = 757,9 \text{ ч} = 32 \text{ сут.}$$

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС-6890V0 со следующими характеристиками:

- вместительность кузова 8 м^3 .

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный $V_{\text{гр}} = 20 \text{ км/ч}$;

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

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 3 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала по формуле (5.17):

$$n_{\text{ков}} = \frac{8}{2,6 \cdot 0,5 \cdot 0,9} = 6,9 = 7 \text{ ковшей,}$$

Время одного цикла транспортировки грунта определяем по формуле (5.18):

$$t_{\text{ца}} = \frac{3}{20} + \frac{3}{30} + (0,033 + 0,017) = 0,35 \text{ ч}$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин определяем по формуле (5.19):

$$N_{\text{а/с}} = \frac{0,35 \cdot 3600}{27 \cdot 7} = 7 \text{ машин.}$$

Бетонные работы в нижней части стационарной плотины

Возводим стационарную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте; устраиваем глубокую цементационную завесу; бурим дренажные скважины в основании плотины; продолжаем наращивать водосливную плотину и глухие секции.

Бетонные работы в нижней части стационарной плотины и глухих секций

Ширина нижней части станционной плотины и глухих секций - $B = 53,9$ м.
Высота бетонируемого участка станционной плотины $h = 30$ м
Длина бетонируемого участка плотины $L = 202$ м
Объем $V = B \cdot L \cdot h = 53,9 \cdot 30 \cdot 202 = 326634$ м³.

Интенсивность работы 30000.

Время бетонирования $t = 11$ мес

Бетонные работы в подводной части здания ГЭС

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.

Ширина подводной части здания ГЭС $B = 60$ м

Высота подводной части здания ГЭС $h = 15$ м

Длина подводной части здания ГЭС $L_{ГЭС} = 60$ м

Объем $V = B \cdot L \cdot h = 60 \cdot 60 \cdot 15 = 54000$ м³

Время бетонирования $t = 1,8$ мес = 2 мес

5.1.3 Третий этап

На третьем этапе производится наращивание станционной и водосбросной части плотины до отметки 252 м; устраивают глубокую цементационную завесу в основании секций №10-14; под этими же секциями бурят дренажные скважины в основании плотины.

Наполняют водохранилище до отметки 240,0 м,

На данном этапе производится разработка грунта под отводящий канал здания ГЭС, разбирается перемычка, возводится надводная часть здания ГЭС и начинается монтаж агрегатов.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 232 м и 252 м.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Наибольшая высота участка бетонирования 20 м.

Длина бетонируемого участка плотины $L_{пл} = 300$ м

Ширина сечения в нижней части 56,0 м; ширина сечения в верхней части 37 м.

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины:

$$\omega_{п} = 700 \text{ м}^2$$

Объем бетона $V = \omega_{п} \cdot L_{пл} = 700 \cdot 300 = 210000$ м³.

Принимаем интенсивность бетонирования 30000 м³/мес

Время бетонирования $t = 7$ мес.

5.1.4 Четвертый этап

На данном этапе проводят бетонные работы по всему напорному фронту до отметки 267 м. Производится монтаж поверхностных затворов на секциях. Разбираются перемычки котлована. Пропуск расходов осуществляется через

водобросную плотину и донные отверстия.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 252 м и 267 м.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Бетонирование проводят на участке между отметками 252 м и 267 м. Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=150000 \text{ м}^3$. Время бетонирования $t=5$ мес., при интенсивности $30000 \text{ м}^3/\text{мес}$.

5.1.5 Пятый этап

На данном этапе возводят плотину до проектных отметок.

Бетонируются 10 донных отверстий в водосливной части плотины и демонтируются затворы, а 11 донное отверстие, расположенное в 11 секции уменьшается до размера 4х4. Расчетный строительный расход пропускают через готовые водобросные секции №№ 10-14. Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 267 м и 286,2 м.

Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=112500 \text{ м}^3$. Время бетонирования $t=4$ мес., при интенсивности $30000 \text{ м}^3/\text{мес}$.

5.2 Определение объемов работ

Производим подсчет объемов требуемых работ и сводим в таблицу 5.1

Таблица 5.1 - Определение объёмов работ

№этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м ³)
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	6528
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	17254
		Отсыпка верховой перемычки первой очереди	17072
		Разработка котлована под водобросную плотину	23296
	Бетонные	Бетонирование нижней части плотины	296234
2	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	326634
	Бетонные	Возведение нижней части здания ГЭС	54000
	Земляные	Разработка котлована под здание ГЭС и станционную плотину	65480
3	Бетонные	Бетонирование плотины	210000
4	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 252 м и 267 м	150000
5	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 267 м и 286,2 м	112500

5.3 Технологическая карта по возведению водосливной части плотины

Объемы работ

Полный объем работ по бетонированию водосливной части плотины составляет: $V_{полн} = 871899 \text{ м}^3$.

Объем сопутствующих работ приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Объем сопутствующих работ

Тип сооружения	Удельные показатели затрат по видам сопутствующих работ на 1 м ³ бетона				
	Арматурные, кг (15%)	Опалубочные, м ² (24%)	Зачистка поверхностей, м ² (35%)	Монтаж сборного железобетона, м ³ (1%)	Монтаж, демонтаж шатра, м ² (20%)
Массивные слабоармированные сооружения со столбчатой разрезкой на блоки (водосливные плотины на скальном основании и т.п.)	3564	57036,3	83178	2376,5	47530,3

Конструктивная схема сооружения с распределением марок гидротехнического бетона по зонам.

К зонам гидротехнического бетона относятся:

I – наружные части плотины и их элементов, находятся под атмосферным воздействием, не омываемые водой;

II – наружные части плотины в пределах колебаний воды в ВБ и НБ, периодически омываемые водой (водосбросы, водовыпуски, водобойные устройства);

III – наружные, а также примыкающие к основанию части плотины, расположенные ниже минимальных уровней воды в ВБ и НБ;

IV – внутренняя часть плотины, ограниченная I, II и III зонами.

Зоны гидротехнического бетона приведены на рисунке 5.9.

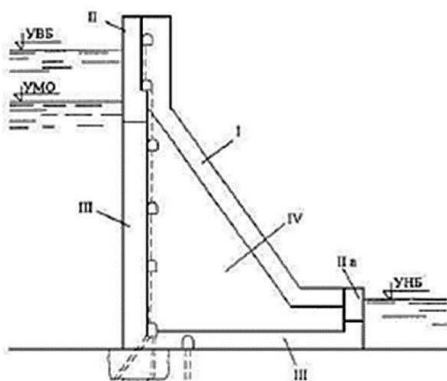


Рисунок 5.9 - Зональное распределение марок бетона.

Требования к зонам гидротехнического бетона представлены в таблице 5.3 и 5.4.

Таблица 5.3 - Требования к бетону I-IV зоны

Требования, предъявляемые к бетону различных групп	Зоны плотины	
	Бетон	Ж/бетон
Прочность на сжатие - R_b	I-IV	I-III
Прочность на растяжение - R_{bt}	I-III	I-III
По морозостойкости - F	I-II	I-II
По водонепроницаемости - W	II-III	II-III
По тепловыделению - Q_c	I-IV	-
По сопротивлению потоками воды при наличии взвешенных и влекомых наносов	II-II	II-II

Таблица 5.4 - Основные требования к бетону I-IV зоны

Зоны	B, марка бетона по прочности	W, марка бетона по водонепроницаемости	F, марка бетона по морозостойкости
I	20	4	100
II	20	8	250
III	20	8	-
IV	10	2	-

Для водосливных поверхностей водосброса и быков используют кавитационно-стойкий бетон.

Технологические мероприятия по обеспечению трещиностойкости и прочности сооружения.

Для предотвращения трещинообразования или сведение их к минимуму в процессе строительства и эксплуатации должны обеспечиваться:

- однородность бетонной смеси с применением качественных заполнителей и цемента с умеренной экзотермией поставляемого с постоянного завода;
- максимально возможное снижение расхода цемента;
- охлаждение бетонной смеси до оптимальной температуры в процессе её приготовления и укладки в блоки;
- интенсивный поверхностный полив бетона через 18 - 20 часов после окончания бетонирования и при достижении прочности $\sigma_{сж} > 1МПа$;
- дополнительное охлаждение бетонного массива системой трубного охлаждения.

Разрезка сооружений на блоки бетонирования.

При условии $R_{раст} > R_{доп}$ – образуются трещины. Для борьбы с ними применяются различные системы разрезки сооружения на блоки бетонирования, а также различные технологические мероприятия и ограничения.

Для гравитационной плотины выбираю ярусную систему разрезки «вперевязку». Эта система предусматривает разрезку сооружения на блоки с взаимной их перевязкой (перекрытием) по типу кирпичной кладки.

Обеспечение монолитности происходит за счет совместной работой блоков и монолитностью сооружения и соблюдении определенных конструктивных и технологических условий:

а) условий, исключающих образование трещин на продолжении межблочных швов;

б) температурных условий для минимального раскрытия этих швов. Для выполнения первого условия требуется, чтобы система укладки допускала взаимные смещения (проскальзывание) блоков относительно друг друга в период их температурных деформаций, т.е. в период их остывания до принятия нагрузок. Для выдерживания второго условия по минимальному раскрытию швов требуется выдерживание определенного температурного режима.

Совместность работы отдельных блоков обеспечивается перекрытием, или перевязкой, швов по высоте.

Опалубка и основные требования к ней.

Опалубка представляет собой ограждение, которое устраивают вокруг блока бетонирования для придания ему заданной проектом формы и поддержания бетонной смеси в период ее укладки и твердения.

Средний удельный расход опалубки в массивных гидросооружениях колеблется от 0,2 до 0,5 м² на 1 м³ бетона и по стоимости составляет 15-20% от общей стоимости бетона в зависимости от размера опалубливаемой поверхности.

Для водосливной плотины применяются специальные виды опалубок:

- для верховой грани - щитовая опалубка.
- для прямолинейной части водосливной плотины - специальная адсорбирующая опалубка;
- для криволинейных участках водосливной грани - вакуум-опалубка;
- для бычков плотины - плиты оболочки;

Для прямолинейной части водосливной плотины применяется опалубка представляющая собой большие щиты, перекрывающие весь водосливной пролет, не имеющие никаких креплений и выпусков в пролете и закрепляемые вне водосливного пролета на участке разделительных бычков.

На криволинейных участках водосливных пролетов (на оголовках и носках) с той же целью применяют вакуум-опалубку.

Для бычков плотины применяется несъемная опалубка, которая после бетонирования не снимается, а остается на месте установки в бетоне и становится элементом конструкции сооружения. В виде плит-оболочек.

Арматурные работы.

При монтаже армоконструкций между опалубкой и арматурой обеспечиваются зазоры – защитный слой (10-35 мм). Армоконструкции нижних блоков укладывают на бетонные подкладки толщиной, равной толщине защитного слоя. Принимаем подачу армоконструкций в блок основным краном, расстановку армоконструкций внутриблочным краном.

Транспортирование и укладка бетонной смеси.

Транспортная схема бетонных работ представляет собой комплект машин, механизмов и приспособлений для комплексной механизации бетонирования в т.ч. по вертикальному и горизонтальному транспорту бетонной смеси, опалубки, арматуры, закладных деталей, соответственно подачи, укладки и уплотнению смеси в блоках бетонирования. Подача бетонной смеси осуществляется башенными кранами.

Для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования принимаем ковшовую бадью, таблица 5.5.

Таблица 5.5 - Характеристики бадьи

Ёмкость бадьи	4,0 м ³
Размер выходного отверстия	800×600 мм
Высота бадьи в разгрузочном положении (с поднятой траверсой)	5800 мм
Высота бадьи в разгрузочном положении (без траверсы)	4030 мм
Масса бадьи	2670 кг
Привод затвора	механический

Исходя из высоты плотины ($H_{пл} = 84,2\text{м}$), для производства работ по бетонированию выбираем рельсовый башенный кран.

Определяем основные параметры работы крана:

Требуемая грузоподъемность:

$$G_{тр} = V_{бунк} \rho_{б} + m_{б} + m_{стр} = 4 \cdot 2500 + 2670 + 50 = 12720 \text{ кг} = 12,72 \text{ т}. \quad (5.27)$$

где $V_{бунк}$ – объем бункера (бадьи);

$\rho_{б} = 2500 \text{ кг/м}^3$ – плотность бетона;

$m_{б}$ – масса бункера (бадьи);

$m_{тр}$ – масса траверса.

На основании вычисленных параметров принимаем башенный кран стреловой, монтажный, рельсовый, самоподъемный, полноповоротный СКР-2200ЭМ с грузовым моментом 2200 тм. Предназначен для строительства объектов энергетики.

Вылет стрелы: max	47 м
min	44 м
Грузоподъемность: max	75 т
Высота подъема крюка	77,3 м
Глубина опускания	3 м

Способы транспортирования бетонной смеси должны обеспечивать требуемую интенсивность бетонных работ и неизменность характеристик применяемых бетонных смесей. При перевозке бетонной смеси на дальние расстояния допускается применение добавок, предотвращающих расслоение смеси и добавок – регуляторов схватывания.

В данном проекте для транспортировки БС применяем автобетоносмеситель СБ-92-1, который выбирается по объему выбранной бадьи:

СБ-92-1:

Объем перевозимой смеси	– 4 м ³ ;
Геометрический объем барабана	– 6,1 м ³ ;
Тип базового автомобиля	– КамАЗ-5511;
Максимальная скорость	– 80 км/ч.
Высота загрузки материалов	– 3520мм;
Габаритные размеры:	
- длина	– 6630мм;
- ширина	– 2630мм;
- высота	– 3420мм;
Масса:	
- загруженного	–10100 кг;
- незагруженного	–19200 кг.
Производительность транспортного средства:	

$$П = \frac{V_{mp} \cdot \tau_{см} \cdot 60 \cdot K_{вр}}{\tau_{ц}} ; \quad (5.28)$$

где $V_{mp} = 4 \text{ м}^3$ – объём порции БС, перевозимой за один рейс;
 $\tau_{см} = 8 \text{ час}$ – продолжительность смены;
 $K_{вр} = 0,8$ – коэффициент использования рабочего времени;
 $\tau_{ц}$ – продолжительность одного цикла транспортирования БС, *мин.*

Продолжительность одного цикла транспортирования:

$$\tau_{ц} = \tau_3 + \tau_{г.п.} + \tau_в + \tau_{х.п.} + \tau_0 + 2\tau_{ман} ; \quad (5.29)$$

где $\tau_3 = 5-8 \text{ мин}$ – время загрузки транспорта на бетонном заводе;
 $\tau_в = 0,5-2 \text{ мин}$ – время выгрузки БС;
 $\tau_0 = 5 \text{ мин}$ – время очистки, промывки и обслуживания транспортного средства;

$\tau_{г.п.}$ - время пробега транспорта с грузом от завода до места укладки БС;
 $\tau_{х.п.}$ – время холостого пробега транспорта к бетонному заводу, мин;
 $\tau_{ман} = 1-3 \text{ мин}$ – время маневрирования;
 $L = 3,2 \text{ км}$ – расстояние от бетонного завода;
 $v = 80 \text{ км/ч}$ – максимальная скорость для КамАЗ-5511;
 $v_г$ – скорость гружёного транспорта, *км/ч*;
 v_x – скорость порожнего транспорта:

$$v_x = \frac{2}{3} \cdot v_{max} = \frac{2}{3} \cdot 80 = 53,33 \text{ км/ч} ; \quad (5.30)$$

$$v_z = \frac{2}{3} \cdot v_x = \frac{2}{3} \cdot 53,33 = 35,56 \text{ км/ч}; \quad (5.31)$$

$$\tau_{п.г.} = L \cdot 60 / v_z = 3,2 \cdot 60 / 35,56 = 5,4 \text{ мин}; \quad (5.32)$$

$$\tau_{х.г.} = L \cdot 60 / v_x = 3,2 \cdot 60 / 53,33 = 3,6 \text{ мин}. \quad (5.33)$$

Продолжительность одного цикла транспортирования находим по формуле (5.29):

$$\tau_{ц} = 6 + 5,4 + 1,5 + 3,6 + 5 + 2 \cdot 2 = 25,5 \text{ мин}.$$

Производительность транспортного средства находим по формуле (5.28):

$$П = 4 \cdot 8 \cdot 60 \cdot 0,8 / 25,5 = 60,24 \text{ м}^3/\text{см};$$

Количество транспортных средств:

$$n = \frac{I_p \cdot \tau_{ц}}{V_{mp} \cdot 60} = 48 \cdot 25,5 / 4 \cdot 60 = 5,1 = 6 \text{ шт}; \quad (5.34)$$

Принимаем 6 автобетоносмесителей.

Подготовка блоков к бетонированию.

Контакт между основанием и укладываемым бетоном является одним из самых ответственных участков сооружения. Тщательно выполненный контакт предотвращает возможность фильтрации напорной воды и обеспечивает надежное сопряжение сооружения с основанием.

Укладка и уплотнение бетонной смеси.

Уплотнение бетона в ГТС производится глубинными вибраторами, а в случае густоармированных армоконструкций при помощи пакета вибраторов, являющегося навесным оборудованием кранов и манипуляторов.

Ручные вибраторы используют в местах где не возможно использование пакета вибраторов (в углах блока бетонирования).

В качестве расчетного рассматривается блок бетонирования на отметке 232 м БС, имеющий размеры: $L=20\text{м}$; $B=18\text{м}$.

Разравнивание и уплотнение бетонной смеси производится пакетом вибраторов.

Схема разравнивания и уплотнения бетонной смеси:

Подвесной вибратор ИВ-34:

Частота колебаний	8000 кол/мин
Длина рабочей части	750 мм
Диаметр рабочей части	133 мм
Масса	130 кг

Предельная толщина слоя бетонирования

75 см

Укладка бетонной смеси будет производиться по следующей схеме (рисунок 5.10):

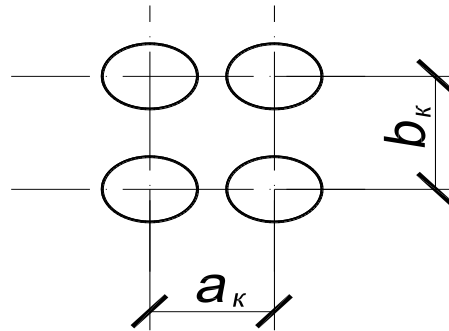


Рисунок 5.10 - Схема укладки бетонной смеси

- многослойная: каждый слой перекрывается следующим после завершения разравнивания и уплотнения бетонной смеси на всей площади блока:

$$I_{\min} = \frac{L_{\text{бл}} \cdot B_{\text{бл}} \cdot h_{\text{сл}} \cdot K}{\tau_{\text{пер}}} = \frac{20 \cdot 18 \cdot 0,5 \cdot 1,2}{5} = 43,2 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (5.35)$$

где $h_{\text{сл}}$ – высота одного слоя бетонирования;

$h_{\text{сл}} = 0,5$ м (1-1,2 рабочей части вибратора $L_{\text{р.у.}}$);

$K = 1-1,2$ – коэффициент неравномерности поступления бетонной смеси;

$\tau_{\text{пер}} = 5$ ч – предельно допустимое время перекрытия слоев;

Данная интенсивность не превышает заданную ($52 \text{ м}^3/\text{ч}$), следовательно вариант послойной укладки бетонной смеси выбран верно.

Рассчитаем среднюю расчетную интенсивность подачи бетонной смеси к бетонируемому блоку:

$$I_p = I_{\min} / (1 - \alpha \cdot K_n) = 43,2 / (1 - 2 \cdot 0,20) = 72 \text{ м}^3/\text{час}. \quad (5.36)$$

где α – коэффициент зависящий от требуемой обеспеченности непрерывного процесса бетонирования, в данном проекте класс сооружения I, следовательно $\alpha = 2$;

K_n – коэффициент вариации (изменчивости) интенсивности потока бетонной смеси, поступающей к блоку. Число одновременно бетонируемых блоков составит 9,6 шт. $K_n = 0,20$.

При разравнивании бетонной смеси:

$$a_k = b_k = \sqrt{\frac{V_k}{h_{\text{сл}}}} = \sqrt{\frac{4}{0,5}} = 2,82 \text{ м}; \quad (4.37)$$

где V_k – объем кузова автобетоносмесителя.

Количество кранов для обеспечения расчётной интенсивности:

$$N_{кр} = \alpha \cdot \left(\frac{I_p}{V_{\delta} \cdot n_{\delta}^{\delta}} + \frac{q_{арм}}{P_{арм} \cdot n_{арм}} + \frac{q_{оп}}{P_{оп} \cdot n_{оп}} \right); \quad (5.38)$$

где $\alpha = 1,2$ – коэффициент неравномерности поступления материала;
 $V_{\delta} = 4 \text{ м}^3$ – ёмкость бадьи;
 $n_{\delta}^{\delta} = 8$ – количество циклов крана в час при подаче бетона;
 $n_{арм} = 10$ – количество циклов крана в час при подаче арматуры;
 $n_{оп} = 10$ – количество циклов крана в час при подаче пакетов опалубки;
 $P_{оп}$ и $P_{арм} = 10 \text{ т}$ – масса пакета опалубки и арматуры.

Масса пакета опалубки арматуры подаваемого в блок бетонирования:

$$P_{оп} = n_{щ} \cdot m_{уд.оп} \cdot l_{щ}; \quad (5.39)$$

где $n_{щ} = 5$ – количество щитов опалубки в пакете;
 $m_{уд.оп} = 62,05 \text{ кг/м}$ – масса погонного метра опалубки;
 $l_{щ} = 5 \text{ м}$ – длина щита.

Масса пакета опалубки арматуры подаваемого в блок бетонирования находим по формуле (5.39):

$$P_{оп} = \frac{5 \cdot 62,05 \cdot 5}{1000} = 1,55 \text{ т};$$

где $q_{арм}$ – масса арматуры для обеспечения расчётной интенсивности бетонирования.

Масса арматуры:

$$q_{арм} = I_p \cdot m_a^{уд} = 72 \cdot 15 = 1080 \text{ кг} = 1,08 \text{ т}; \quad (5.40)$$

$$q_{арм} = I_{\min} \cdot m_a^{уд} = 43,2 \cdot 15 = 648 \text{ кг} = 0,648 \text{ т}. \quad (5.41)$$

где $q_{оп}$ – масса опалубки для обеспечения расчётной интенсивности бетонирования.

Масса опалубки:

$$q_{on} = I_p \cdot \frac{m_{on}^{\delta_l}}{V_{\delta_l}}; \quad (5.42)$$

где V_{δ_l} – объем блока бетонирования.

Объем блока бетонирования:

$$V_{\delta_l} = L_{\delta_l} \cdot B_{\delta_l} \cdot h_{яp} = 20 \cdot 18 \cdot 20 = 7200 \text{ м}^3; \quad (5.43)$$

где $h_{яp} = 20 \text{ м}$ – высота яруса;
 $m_{on}^{\delta_l}$ – масса опалубки в блоке бетонирования.

Масса опалубки в блоке бетонирования:

$$m_{on}^{\delta_l} = \frac{2(L_{\delta_l} + B_{\delta_l})m_{on}^{y\delta}}{1000} = 2 \cdot (20 + 18) \cdot 62,05 / 1000 = 4,7158 = 5 \text{ т}; \quad (5.44)$$

Массу опалубки находим по формуле (5.42):

$$q_{оп} = 72 \cdot 5 / 7200 = 0,05 \text{ т/ч};$$

$$q_{оп} = 43,2 \cdot 5 / 7200 = 0,03 \text{ т/ч};$$

Количество кранов находим из формулы (5.38):

$$N_{кр} = 1,2(72/4 \cdot 8 + 1,08/10 \cdot 10 + 0,05/1,55 \cdot 10) = 3,36;$$

$$N_{кр} = 1,2(48/4 \cdot 8 + 1,325/10 \cdot 10 + 0,05/10 \cdot 10) = 2,7.$$

Принимаем 4 крана для обеспечения расчётной интенсивности бетонирования.

Скальные основания перед укладкой бетонной смеси очищают от продуктов выветривания, отводят (при наличии) грунтовые воды, промывают водой и высушивают.

Подготовка бетонного основания заключается в следующих работах:

- удаление цементной пленки (различными способами в зависимости от возраста бетона);
- вырубание наплывов и раковин до здорового бетона;
- удаление пятен мазута, нефти, масла, битума;
- промывка и продувка поверхности.

Уход за бетоном.

При производстве бетонных работ обязателен комплекс мер по уходу за бетоном, обеспечивающий:

- а) создание и поддержание температурно-влажностного режима, предотвращающего значительные деформации и образование опасных трещин;
- б) предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений.

Влажностный уход за свежеложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей в постоянно влажном состоянии путем распыления над ними воды, заливки их водой или укрытия влагоемким материалом.

При бетонировании в жаркую сухую погоду открытая поверхность свежеложенной бетонной смеси сразу же после ее укладки и уплотнения в незащищенных шатром массивных блоках должна укрываться паронепроницаемой светлой пленкой и находиться под нею в течении 6-8 ч, после чего может быть начат систематический влажностный уход за бетоном.

С целью предохранения свежеложенного бетона от повреждений необходимо соблюдать следующие условия:

- а) работы на поверхности свежеложенного бетона по уходу и удалению цементной пленки до набора бетоном прочности при сжатии 1,5 МПа должны выполняться с применением дощатых настилов;
- б) механизированное удаление цементной пленки начинается только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 1,5 МПа;
- в) установка и перестановка опалубки, а также перемещение по поверхности свежеложенного бетона транспортных средств и механического оборудования допускается после достижения бетоном прочности не менее 2,5 МПа.

Разработка технологии бетонирования в зимних условиях.

До температуры наружного воздуха -10°C допускается бетонирование в открытых блоках с укрытием поверхности их после окончания бетонирования.

При температуре основания ниже 2°C производится его обогрев. Основание считается прогретым, если 0°C находится ниже 0,5 м от его поверхности.

Метод зимнего бетонирования – бетонирование в шатрах:

Наиболее благоприятной средой при бетонировании и выдерживании бетона являются: постоянная температура твердения ($10-20^{\circ}\text{C}$) и постоянная влажность (90-95%). Понижение температуры укладываемой бетонной смеси до 5°C удлинит вдвое срок твердения бетона, а при понижении температуры БС до 0°C твердение смеси прекращается.

Для бетонирования массивных сооружений, не требующих быстрого получения расчетной прочности, можно укладывать смесь без всяких дополнительных мероприятий при температуре не ниже 5°C .

Оптимальные условия при зимнем бетонировании создаются в шатрах и тепляках. Шатер представляет собой легкую конструкцию, которая опирается на

постепенно наращиваемую колонну. Верх шатра и боковые поверхности утеплены легкими теплоизоляционными материалами (стекловата, минеральная вата, пенопласт). Перемещение шатров по вертикали осуществляется при помощи стоек, температура внутри поддерживается с помощью системы электрокалориферов.

6 Мероприятия по охране окружающей среды

Влияние Приангарской ГЭС на окружающую среду разделяется на воздействие в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

В период строительства в районе строительства гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и поселка резко возрастет уровень шума. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Она загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка. В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Для обеспечения надлежащего качества воды в зоне водохранилищ предусматривается полная лесочистка и санитарная очистка ложа водохранилища до его затопления. Лесочистка производится с максимально возможным хозяйственным использованием древесины. Под затопление могут быть оставлены только отдельные древостой ниже уровня сработки водохранилища (с учетом высоты дерева), расположенные в труднодоступных местах в случае, если по прогнозным проработкам это существенно не повлияет на качество воды в водохранилище. Санитарная очистка производится с целью уменьшения загрязнения поверхностного стока путем агротехнических мероприятий и очистных сооружений.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы в: СП от 01.07.1985 № 3907-85 (санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилища) и включают:

1) Мероприятия по инженерной защите, предусматривающие:

1.1) Технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

1.2) Технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

1.3) Отведение поверхностного стока, дренажных, хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод с соблюдением "Правил".

2) Мероприятия по санитарной подготовке территории затопления - работы должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

3) Санитарная очистка территории затопления.

4) Мероприятия по санитарной охране водного объекта в зоне влияния водохранилища;

5) Мероприятия в местах захоронений, предусматривающие:

5.1) Закрытие всех кладбищ и других места захоронений, попадающих в зону постоянного или временного затопления, подтопления и берегообрушения.

5.2) Перенос всех скотомогильников, расположенных в пределах постоянного и временного затопления, в зоне сработки плюс 2 м ниже и в зоне берегообрушения.

При создании водохранилищ предусматривается организация водоохранной зоны, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия. Водоохранная зона позволит ограничить поступление в водохранилище загрязняющих веществ с поверхностным стоком. Согласно статьи 65 Водного кодекса Российской Федерации ширина водоохранной зоны реки Ангара составляет 200 м.

В пределах водоохранных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Для обеспечения соблюдения режима водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос необходимо проведение следующих мероприятий:

1) Закрепление на местности границ водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос специальными информационными знаками осуществляется в соответствии с земельным законодательством;

2) Запрещается проведение авиационно-химических работ; использование навозных стоков для удобрения почв; размещение складов ядохимикатов, минеральных удобрений. Животноводческих комплексов и ферм, мест складирования и захоронения промышленных, бытовых и сельскохозяйственных отходов, кладбищ и скотомогильников, накопителей сточных вод;

3) Вынос строений, дачных и садово-огородных участков и т.д. из установленных прибрежных полос;

4) Размещение мест захоронения отходов производства и потребления за пределами границ водоохранных зон;

5) В пределах водоохранных зон и прибрежных защитных полос оборудование стоянок автотранспорта твердым покрытием с организованным отводом ливневых вод;

6) В границах водоохранных зон допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод;

7) Использование, охрана, защита, воспроизводство лесов, расположенных в водоохранных зонах, осуществляется в соответствии с лесным законодательством.

Однако соблюдение режима водоохранных зон не означает запрета на проведение берегоукрепительных и благоустроительных работ по берегам водных объектов.

При разработке строительных планов необходимо рационально выбирать карьеры, местоположение строительной базы, дорог и т. п. К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных

земель и озеленение территории. По водохранилищу наиболее эффективным природоохранным мероприятием считается инженерная защита.

Для предотвращения или уменьшения переработки берегов их укрепляют. Предприятия, железные дороги, жилые и коммунально-бытовые постройки, памятники старины выносятся из зоны затопления. Но на первом месте стоит вопрос о необходимости переселять людей из зон затопления, подтопления, берегопереработки, неблагоприятных климатических или других условий, отрицательно сказывающихся на здоровье и жизнедеятельность населения. Кроме того, возможны изменения условий хозяйствования вследствие изменений в природной среде.

В период эксплуатации происходит разностороннее влияние на окружающую среду. Наиболее существенное влияние оказывают водохранилища, создание которого всегда влечет за собой ряд изменений в природных условиях и объектах народного хозяйства затрагиваемой территории.

Гидротехнические сооружения должны соблюдать положения законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды и нормативных документов, устанавливающих требования к охране природной среды при инженерной деятельности.

Следует также рассматривать мероприятия:

- 1) по улучшению экологической обстановки по сравнению с природной;
- 2) использованию водохранилищ, нижних бьефов и примыкающих к ним территорий для развития туризма;
- 3) обеспечения рекреации, рекультивации земель и вовлечения их в хозяйственную деятельность, не противоречащую оправданному природопользованию.

Гидроэнергетические объекты следует проектировать с минимальным ущербом природе. В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС необходимо организовать наблюдения за:

- 1) Протечками и утечками технологических масел;
- 2) Качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- 3) Качеством сбрасываемых сточных вод;
- 4) Соблюдением правил при накоплении отходов: различных видов отработанных масел (турбинных, трансформаторных, гидравлических, промышленных), ломом черных и цветных металлов, кабельной продукции, аккумуляторов резервных источников питания и др.;
- 5) Утечками элегаза, применяемого в комплексном распредустройстве.

Наблюдения, проводимые в случае отклонения величин загрязнений от допустимых:

- 1) гидрологические;
- 2) гидрохимические;
- 3) гидробиологические, включая ихтиологические.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

Мероприятия по защите растительного и животного мира:

- 1) Лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей; вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений;
- 2) Плантационное выращивание ценных пород;
- 3) Специальный режим пропусков, исключающий иссушение в нижнем бьефе; создание звероферм и зверопитомников; организация охраняемых и заповедных территорий; строительство рыбозащитных, рыбопропускных и компенсационных объектов.

Мероприятия по переселению людей с обжитых мест одни из наиболее сложных в социальном отношении, необходимо снизить количество переселяемых людей за счет оптимизации подпорных отметок водохранилищ или организации инженерной защиты населенных пунктов.

Для переселяемого населения предусматривается строительство благоустроенных населенных пунктов, оснащенных современными инженерными коммуникациями и необходимым набором социально-культурно-бытовых объектов. Кроме того, в проектах ГЭС в соответствии с действующими законами выделяются средства для компенсации сносимых строений, предметов недвижимости, садовых насаждений и т. п.

Мероприятия, направленные на снятие социальной напряженности, уменьшение возможного негативного воздействия на социальную сферу, а также улучшение условий проживания местного населения, в числе которых:

- 1) Организационные: проведение определенной кадровой политики при формировании коллектива строителей,
- 2) Организация системы учета общественного мнения, выполнение работ по переселению по юридическим договорам заказчика с каждой семьей; связанные с капитальными затратами: периодическое медицинское обследование местных жителей не только в период строительства объекта, но и в первые годы его эксплуатации, строительство по согласованному с местными властями списку объектов жилищного хозяйства, соцкультбыта, коммуникаций, домов отдыха, подсобных хозяйств и др.,
- 3) Археологические исследования и раскопки, вынос памятников культуры и истории из зоны водохранилища; мероприятия в период эксплуатации объекта: отчисление части прибыли от реализации электроэнергии в местный бюджет,
- 4) Уменьшение платы за электроэнергию в населенных пунктах, расположенных вблизи водохранилища.

7 Оценка объемов реализации энергии и расходов

7.1 Оценка объемов продаж

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	527	527	527	527	527
Число часов использования установленной мощности	Часы	7 000,00	7 000,00	7 000,00	7 000,00	7 000,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	3 689, 28	3 689, 28	3 689, 28	3 689, 28	3 689, 28
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	36, 8928	36, 8928	36, 8928	36, 8928	36, 8928
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	3 652, 39	3 652, 39	3 652, 39	3 652, 39	3 652, 39
Тариф на электроэнергию	Руб./МВт·ч	1 375,00	1 404,00	1 434,00	1 465,00	1 496,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	418, 50	427, 32	436, 46	445, 9	455, 33
НДС к выручке	млн.руб.	63, 84	65, 19	66, 58	68, 018	69, 46

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» 2017-2042гг.

7.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 240 месяцев, период окупаемости 63 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2018 года представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, руб.
Расходы на оплату труда	255,2	134 500 608,00
Прочие	274,0	144 408 960,00
Итого по ГЭС	529,2	278 909 568,00

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения стоимости представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Более 20 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по нормативам Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 – 2042 года. Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб/Мвт	71 350 675,20
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	4 994 948,16
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	1 447 943,04
Итого		77 793 566,40

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Ангара, составляет 13,2 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2022 г. по 2026 г. приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн. руб.	2,043	3,019	3,019	3,019	3,019
Расходы на страхование, млн. руб.	0,564	0,711	0,682	0,653	0,624
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	139,455	278,910	278,910	278,910	278,910

Окончание таблицы 7.5

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,035	0,044	0,043	0,041	0,039
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	38, 90	77, 80	77, 79	77, 79	77, 79
Налог на воду, млн. руб.	26, 71	58, 43	60, 10	60, 10	60, 10
Итого, млн. руб.	207, 71	418, 91	420, 55	420, 512	420, 49

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

7.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч - 13,2 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 7.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	369, 05	84248	893, 68	919, 26	943, 88
НДС, млн.руб.	342, 10	771, 57	817, 89	840, 90	863, 04
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	1, 92	2, 71	2, 71	2, 71	2, 71
Налог на имущество, млн.руб.	0,51	1, 95	1, 58	1, 52	1, 45

7.2 Оценка суммы прибыли

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, определяет рентабельность производства.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Приангарской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	2 143, 06	4 416, 44	4 555, 40	4 682, 21	4 804, 87
Текущие расходы, млн.руб.	207, 71	418, 91	420, 55	420, 52	420, 49
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1 935, 35	3 997, 52	4 134, 85	4 261, 69	4 384, 38
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	1 935, 35	3 997, 52	4 134, 85	4 261, 69	4 384, 38
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	387, 07	799, 50	826, 97	852, 34	876, 88
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	1 548, 28	3 198, 2	3 307, 88	3 409, 35	3 507, 50
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 7.2

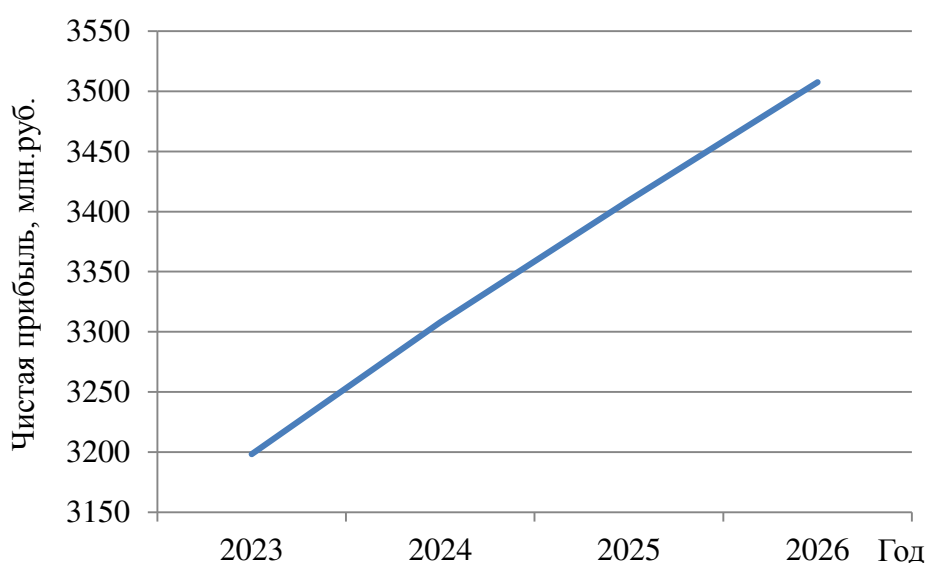


Рисунок 7.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

7.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9)

7.3.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

б) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

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

- период прогнозирования для Приангарской ГЭС на реке Ангара мощностью 527 МВт составляет 20 лет.

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

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.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

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

Рост тарифа на электроэнергию для Сибирского федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

7.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Приангарской ГЭС на реке Ангара мощностью 527 МВт.

Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Приангарской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, год	5,25
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	17461,19
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,75
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,09
Удельные капиталовложения, руб/Квт	24533,1

7.3.3 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 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Налоговые поступления, млн. руб.	496780,5	1642356	1771674	1820261	1867015
В Федеральный бюджет, млн. руб.	509,12	1950,14	1582,94	1516,52	1450,09
В региональный бюджет, млн. руб.	497289,7	1644306	1773257	1821778	1868465

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

7.4 Анализ рисков инвестиционных проектов

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов)

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта, им уделено особое внимание.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI (рисунки 7.3 – 7.5).



Рисунок 7.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению величины NPV.

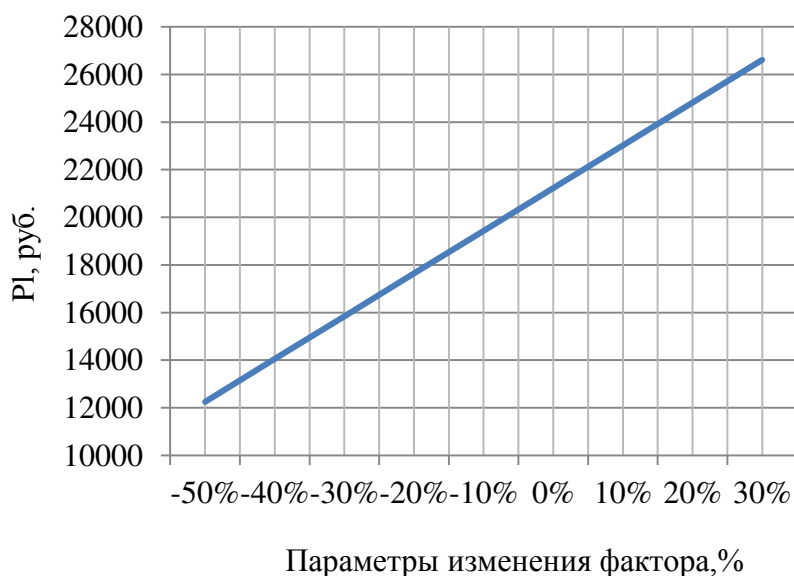


Рисунок 7.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличении цены сбыта – увеличение величины NPV

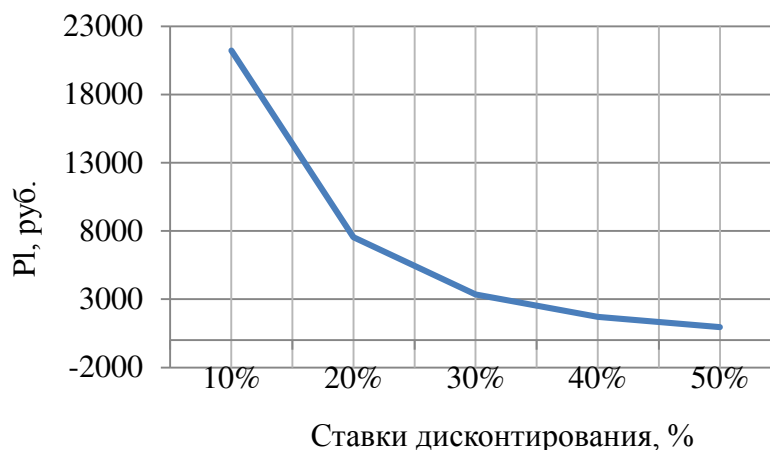


Рисунок 7.5 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Уменьшение цены сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

8 Противофильтрационный контроль плотины

8.1 Особенности процесса фильтрации и способы ее предотвращения Приангарского гидроузла

Безопасная работа высоконапорных бетонных плотин в значительной степени зависит от надежного контроля за их работой. При проектировании сооружений одновременно проектируется система КИА (контрольно-измерительная аппаратура) для натурных наблюдений за состоянием плотины и ее элементов. Следует подчеркнуть, что для Приангарского гидроузла создана индивидуальная система оперативного контроля с помощью пьезометрических сетей.

8.2 Противофильтрационный контроль

Выбор методов контроля, видов и способов наблюдений за фильтрацией определяется конкретными задачами контроля, зависящими от класса гидрогеологических условий и скальных массивов вмещающие плотину, особенностей подземного контура и т.д.

8.2.1 Контроль фильтрации в основании плотины

Для контроля фильтрации в основании бетонной плотины и берегах Приангарской ГЭС, предлагается пьезометрическая сеть верховых и низовых пьезометров, расположенных в одной продольной галерее и в трех поперечных галереях плотины.

Контроль ведется до цементационной завесы, так и после нее, чтобы определить значение падения давления, которое не должно быть не больше 0,4Н, в этом случае цементационная завеса работает хорошо. Так же значение верховых и низовых пьезометров не должно быть одинаково, это говорит о том, что состояние цементационной завесы надлежащего качества (рисунок 8.1).

На свободных участках плотин створы располагают на расстоянии 100-150м в русловой части и 150-250м в пойме. В теле плотины размещают и в береговых примыканиях не менее 3-х створов. В каждом створе должно быть не менее 3-х пьезометров и минимум 1 в НБ сооружения. Всего в створе 10 пьезометров.

8.2.2 Контроль фильтрации в теле плотины

Для определения фильтрационного давления в теле плотины со стороны напорной грани применим пьезодинамометры - закладываемые при строительстве в массивном бетоне и строительных горизонтальных швах.

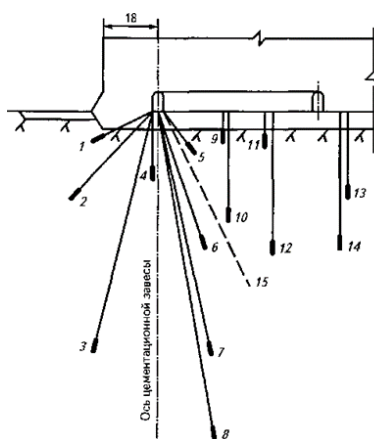


Рисунок 8.1 - Схема расположения верхних и нижних пьезометров и дренажных скважин в основании плотины
 1-4 - верхние пьезометры; 5-14 - нижние пьезометры; 15 - дренажная скважина

8.3 Контроль расходов фильтрационного потока в плотине

Расходы фильтрационного потока через основание оцениваются по результатам измерения расходов воды в дренажных скважинах (полостях), в местах неорганизованного выхода грунтовых вод, излива из дренажных, геофизических скважин и т.д.

Методы измерения расхода фильтрующейся через бетонную кладку воды зависят от ее объемов. Используем: объемный метод измерения, с помощью мерных водосливов.

8.4 Визуальные наблюдения за фильтрацией воды

Через бетонную кладку будем проводить для выявления участков дефектного бетона (трещиноватость и пористость), качества строительных швов, суффозионных процессов, интенсивности выщелачивания бетона фильтрующейся водой и других коррозионных воздействий окружающей среды (вода - воздух).

В прибрежной полосе контролируем места фильтрационных утечек воды из водохранилища и заболачивание прилегающей территории.

После сбора данных визуальных наблюдений и обследований в необходимом для оценки состояния сооружения будем проводить ретроспективный (за весь период наблюдений) сравнительный анализ изменений во времени контролируемых показателей и параметров. На основании этого анализа будет делаться вывод о динамике развития наблюдаемых процессов, периодичности повторения того или иного явления, изменении какой-либо дефектной зоны и т.п.

8.5 Конструктивные меры по снижению фильтрации

При проектировании Приангарской ГЭС были выбраны и рассчитаны конструктивные меры по снижению фильтрации:

- цементационная завеса (рассчитана в п.4.3.5), которая удлиняет путь фильтрации и снижает величину фильтрационного давления на подошву сооружения, уменьшает скорость течения потока и количество профильтровавшейся воды;
- вертикальный дренаж основания и дренаж тела бетонной плотины (рассчитаны в п.4.3.5, 4.3.7), предназначенный для сбора и отвода воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Приангарской ГЭС, с плотиной высотой 84,2 м на реке Ангара, являющейся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Приангарской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 527 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 269,6 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет 7,7 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,46 млрд. кВт·ч.

На втором этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу).

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 933 м³/с.

Была выбрана турбина типа P075a – В. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с тремя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 6,3 м.

Для выбранной радиально – осевой турбины с синхронной частотой вращения 107,1 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1190/250-56 с номинальной активной мощностью 225 МВт.

Приангарская ГЭС спроектирована по приплотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи;
- станционная часть;
- глухие правобережная, левобережная и часть между водосбросной и станционной плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 53,9 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 202 м;
- отметка гребня водослива – 286,2 м;
- число водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий в свету – 12 м;
- отметка гребня – 286,2 м;
- ширина гребня – 22 м.

Гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, осуществляется способом свободно отброшенной струи.

Противофильтрационными элементами являются:

- цементационная завеса.
- дренаж.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,29 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Приангарской ГЭС отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 9 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 24533,1 руб/кВт.
- срок окупаемости 5,25 лет.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Приангарской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. СП 14.13330.2014 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах» – Введ. 01.06.2014
3. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
4. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. – Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
8. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
9. 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>.
10. 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.
11. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
12. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
13. 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.
14. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

15. 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.
16. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
17. 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.
18. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
19. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037_{гг.}. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
20. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
21. Методические рекомендациями 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.
22. СТО КИА и аппаратура для гидротехнических сооружений. Условия создания. Нормы и требования – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 32 с.
23. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные – Введ 01.07.1986 - Санкт - Петербург: Институты ВНИИГ имени Б.Е.Веденеева, Гидропроект С.Я. Жука, 1986-53 с.
24. П 84-2001 – Рекомендации по анализу данных и проведению натуральных наблюдений за противодавлением и состоянием дренажных систем в основании и теле бетонных плотин.- Санкт-Петербург: Институт ВНИИГ имени Б.Е. Веденеева - 2001 – 38с.
25. РД 153-34.2-21.545-2003 - Правила проведения натуральных наблюдений за работой бетонных плотин – Введ. 01.01.2004 - Санкт – Петербург: ОАО «ВНИИГ имени Б.Е. Веденеева».- 2003 – 33с.
26. ВСН 33-70. - Ведомственные строительные нормы. Методические указания по натурным исследованиям фильтрации в трещиноватых скальных основаниях (в том числе с применением радиоактивных изотопов) – Введ. 01.09.1970 - Санкт – Петербург: ОАО «ВНИИГ имени Б.Е. Веденеева».- 1970 – 36с.
27. РД 34.20.501-95 - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации – Введ. 24.08.1996 – Москва - АО «ОРГРЭС» при участии ВТИ, ВНИИЭ, ЦКБ Энергоремонта, ЦДУ ЕЭС России под руководством доктора тех. наук. проф., чл. – корр. РАН А.Ф. Дьякова - 1995- 66 с.
28. РД 153-34.2-21.342-00 - Пособие к «методике определения критериев безопасности гидротехнических сооружений» - Москва: ЦПТИиТО ОРГРЭС - 2006 – 41 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологические данные по реке Ангара

Таблицы А.1 - Гидрологические данные по реке Ангара

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1903	63	57	54	160	1575	386	310	224	190	171	73	72	278
1904	84	78	74	195	1573	336	311	290	294	244	120	102	308
1905	34	28	25	85	1320	495	304	327	234	254	41	39	266
1906	48	41	36	98	1620	581	336	280	291	246	50	54	307
1907	48	41	38	51	1974	386	278	203	182	187	72	56	293
1908	75	65	61	69	1612	579	334	278	289	244	92	85	315
1909	69	62	56	64	1510	455	300	310	284	237	83	87	293
1910	62	55	53	73	1516	455	300	310	284	237	95	75	293
1911	65	59	55	65	1254	515	566	291	234	199	84	77	289
1912	64	55	52	180	1310	455	300	310	284	237	101	81	286
1913	69	62	56	65	1317	422	318	298	352	268	83	87	283
1914	46	40	38	233	1573	334	309	294	289	243	65	51	293
1915	64	55	52	181	1530	459	313	302	287	240	102	81	306
1916	67	45	47	133	1576	335	310	294	290	244	91	77	292
1917	74	64	59	67	1265	520	570	293	236	200	91	83	294
1918	67	45	47	133	1754	585	200	166	166	135	91	77	289
1920	63	55	51	179	1932	488	231	210	163	126	101	80	307
1921	66	44	46	130	1255	515	566	291	234	199	89	75	293
1922	66	60	56	202	1258	517	569	292	236	200	98	84	303
1923	70	60	60	309	1328	497	305	330	236	256	106	83	303
1924	74	64	59	67	1495	476	331	270	145	79	90	83	269
1925	65	59	55	200	1576	578	236	256	226	146	97	83	298
1926	64	58	55	161	1745	583	199	164	164	134	74	73	290
1927	66	44	46	131	1750	584	200	165	165	135	90	76	288
1928	80	76	71	186	1524	457	312	302	286	239	114	97	312
1929	51	42	48	304	1748	584	200	164	164	135	73	63	298
1930	49	41	36	98	1330	495	304	330	236	256	51	55	273
1931	50	43	45	86	1936	495	234	213	165	128	56	55	292
1932	46	41	36	93	1332	814	354	443	358	271	57	50	325
1933	53	48	44	129	1441	1100	554	369	263	254	64	62	365
1934	49	41	36	99	1517	723	329	272	230	216	50	55	301
1935	64	56	52	182	1550	480	183	270	270	202	102	82	291
1936	50	42	39	52	1827	584	159	145	152	129	74	58	276
1937	56	47	40	60	938	720	554	652	391	333	83	71	329
1938	69	60	55	306	1443	327	630	293	282	250	105	82	325
1939	45	40	38	232	1340	650	620	580	450	335	64	51	370
1940	48	41	37	113	1316	260	362	258	218	152	66	58	244
1941	54	53	52	64	1219	802	252	227	269	200	86	61	278
1942	69	46	48	135	1181	658	555	411	555	296	93	78	344

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср
1943	41	28	25	207	1590	848	678	479	357	261	58	58	386
1944	38	31	29	96	1023	528	379	364	391	293	46	44	272
1945	52	44	49	308	1315	382	361	388	337	251	74	64	302
1946	51	49	48	78	1448	625	493	358	312	267	82	66	323
1947	78	63	60	374	1152	570	446	494	382	253	95	93	338
1948	61	58	55	211	1638	344	239	189	162	133	83	81	271
1949	83	78	74	193	584	253	400	210	200	150	119	100	204
1950	65	59	56	66	1724	538	585	421	382	268	84	77	360
1951	64	58	55	161	1039	701	245	245	232	187	73	73	261
1952	66	54	51	60	1799	814	370	248	260	218	80	79	342
1953	65	58	55	198	1190	585	354	378	323	262	96	82	304
Средние расходы	61	52	49	146	1 455	537	363	303	268	216	82	72	300

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Таблица Б.1 – Проранжированные в порядке убывания данные

Годы	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	P, %	Годы	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	P, %
1942-1943	386	2	1909-1910	293	51
1938-1939	370	4	1907-1908	293	53
1932-1933	365	6	1910-1911	293	55
1949-1950	360	8	1914-1915	293	57
1941-1942	344	10	1920-1921	293	59
1951-1952	342	12	1916-1917	292	61
1946-1947	338	14	1930-1931	292	63
1937-1938	325	18	1925-1926	290	67
1931-1932	325	20	1918-1919	289	69
1945-1946	323	22	1911-1912	289	71
1908-1909	315	24	1926-1927	288	73
1927-1928	312	25	1912-1913	286	75
1904-1905	308	27	1913-1914	283	76
1906-1907	307	29	1940-1941	278	78
1919-1920	307	31	1903-1904	278	80
1915-1916	306	33	1935-1936	276	82
1952-1953	304	35	1929-1930	273	84
1922-1923	303	37	1943-1944	272	86
1921-1922	303	39	1947-1948	271	88
1944-1945	302	41	1923-1924	269	90
1933-1934	301	43	1905-1906	266	92
1924-1925	298	45	1950-1951	261	94
1928-1929	298	47	1939-1940	244	96
1917-1918	294	49	1948-1949	204	98

Таблица Б.2 – Ранжированный ряд для маловодных и средневодных лет

Половодье						Межень					
годы	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	P, %	годы	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	P, %	годы	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	P, %	годы	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	P, %
1942	899	2	1920	657	51	1946	175	2	1910	117	51
1932	866	4	1911	657	53	1941	165	4	1924	116	53
1949	817	6	1915	651	55	1938	157	6	1932	115	55
1951	808	8	1927	649	57	1937	151	8	1950	113	57
1938	798	10	1910	645	59	1904	149	10	1920	110	59
1931	736	12	1909	644	61	1922	148	12	1928	110	61
1945	731	14	1923	643	63	1944	147	14	1917	109	63
1930	720	16	1916	629	65	1927	144	16	1951	109	65
1936	716	18	1914	628	67	1952	142	18	1906	108	67
1919	715	20	1904	628	69	1936	135	20	1947	106	69
1933	710	22	1952	627	71	1915	133	22	1903	105	71

Окончание таблицы Б.2

Половодье						Межень					
годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$P,$ $\%$	годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$P,$ $\%$	годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$P,$ $\%$	годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$P,$ $\%$
1907	710	24	1940	625	73	1949	132	24	1940	105	73
1906	704	25	1903	624	75	1912	132	25	1911	105	75
1941	701	27	1934	621	76	1913	130	27	1929	103	76
1908	701	29	1922	615	78	1942	129	29	1919	102	78
1935	679	31	1929	615	80	1934	126	31	1925	98	80
1918	676	33	1944	612	82	1914	126	33	1933	97	82
1952	304	35	1929	273	84	1921	125	35	1918	95	84
1922	303	37	1943	272	86	1948	125	37	1926	94	86
1921	303	39	1947	271	88	1916	124	39	1905	93	88
1944	302	41	1923	269	90	1908	123	41	1939	92	90
1933	301	43	1905	266	92	1943	121	43	1907	84	92
1924	298	45	1950	261	94	1945	119	45	1923	83	94
1928	298	47	1939	244	96	1931	119	47	1930	79	96
1917	294	49	1948	204	98	1909	118	49	1935	75	98

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Построение интегральной кривой нагрузки

Таблица В.1 – Данные для построения ИКН зимних суток

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t, МВт \cdot ч$	$\Sigma P, МВт$	$\Sigma Э, МВт \cdot ч$
0	30 057	220	0,22	220	0,22
1	29 837	531	1,06	751	1,28
2	29 306	124	0,37	875	1,65
3	29 182	30	0,12	905	1,77
4	29 152	110	0,55	1015	2,32
5	29 042	269	1,61	1284	3,94
6	28 773	16	0,11	1300	4,05
7	28 757	81	0,65	1381	4,70
8	28 676	90	0,81	1471	5,51
9	28 586	222	2,22	1693	7,73
10	28 364	6	0,07	1699	7,79
11	28 358	279	3,35	1978	11,14
12	28 079	184	2,39	2162	13,53
13	27 895	107	1,50	2269	15,03
14	27 788	149	2,24	2418	17,27
15	27 639	123	1,97	2541	19,24
16	27 516	464	7,89	3005	27,12
17	27 052	607	10,93	3612	38,05
18	26 445	69	1,31	3681	39,36
19	26 376	620	12,40	4301	51,76
20	25 756	17	0,36	4318	52,12
21	25 739	377	8,29	4695	60,41
22	25 362	260	5,98	4955	66,39
23	25 102	-187	-4,49	4768	61,90

Таблица В.2 – Данные для построения ИКН летних суток

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t, МВт \cdot ч$	$\Sigma P, МВт$	$\Sigma Э, МВт \cdot ч$
0	20 444	55	0,06	55	0,06
1	20 389	100	0,20	155	0,26
2	20 289	4	0,01	159	0,27
3	20 285	110	0,44	269	0,71
4	20 175	16	0,08	285	0,79
5	20 159	23	0,14	308	0,93
6	20 136	40	0,28	348	1,21
7	20 096	24	0,19	372	1,40
8	20 072	154	1,39	526	2,78
9	19 918	11	0,11	537	2,89
10	19 907	46	0,51	583	3,40
11	19 861	135	1,62	718	5,02
12	19 726	5	0,07	723	5,08
13	19 721	82	1,15	805	6,23
14	19 639	189	2,84	994	9,07

Окончание таблицы В.2

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t, МВт \cdot ч$	$\Sigma P, МВт$	$\Sigma Э, МВт \cdot ч$
15	19 450	582	9,31	1576	18,38
16	18 868	265	4,51	1841	22,88
17	18 603	44	0,79	1885	23,68
18	18 559	81	1,54	1966	25,22
19	18 478	207	4,14	2173	29,36
20	18 271	129	2,71	2302	32,06
21	18 142	252	5,54	2554	37,61
22	17 890	3	0,07	2557	37,68
23	17 887	85	2,04	2642	39,72

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Построение интегральной кривой нагрузки

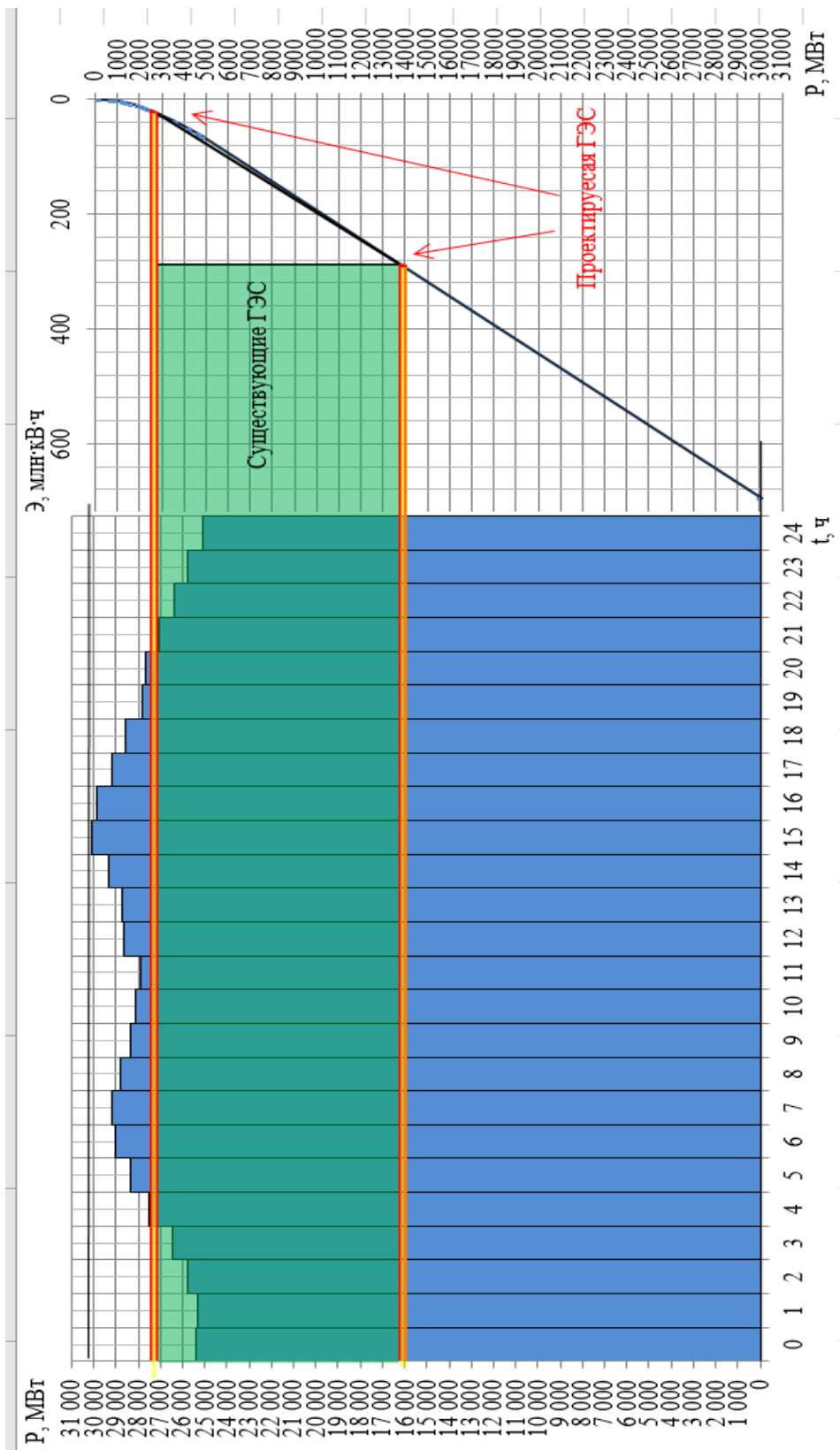


Рисунок Г.1 – ИКН. Зима

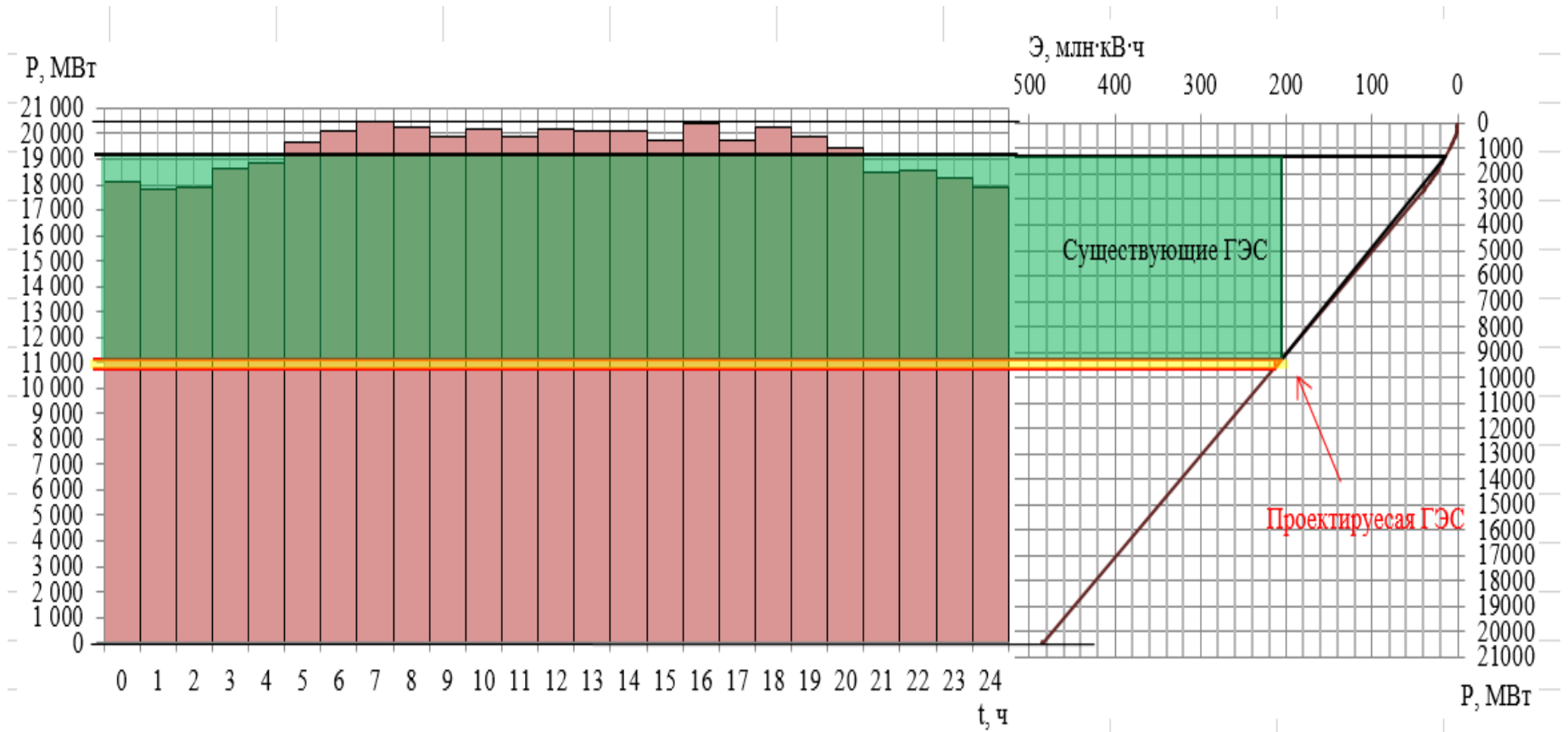


Рисунок Г.2 – ИКН. Лето

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Баланс энергии

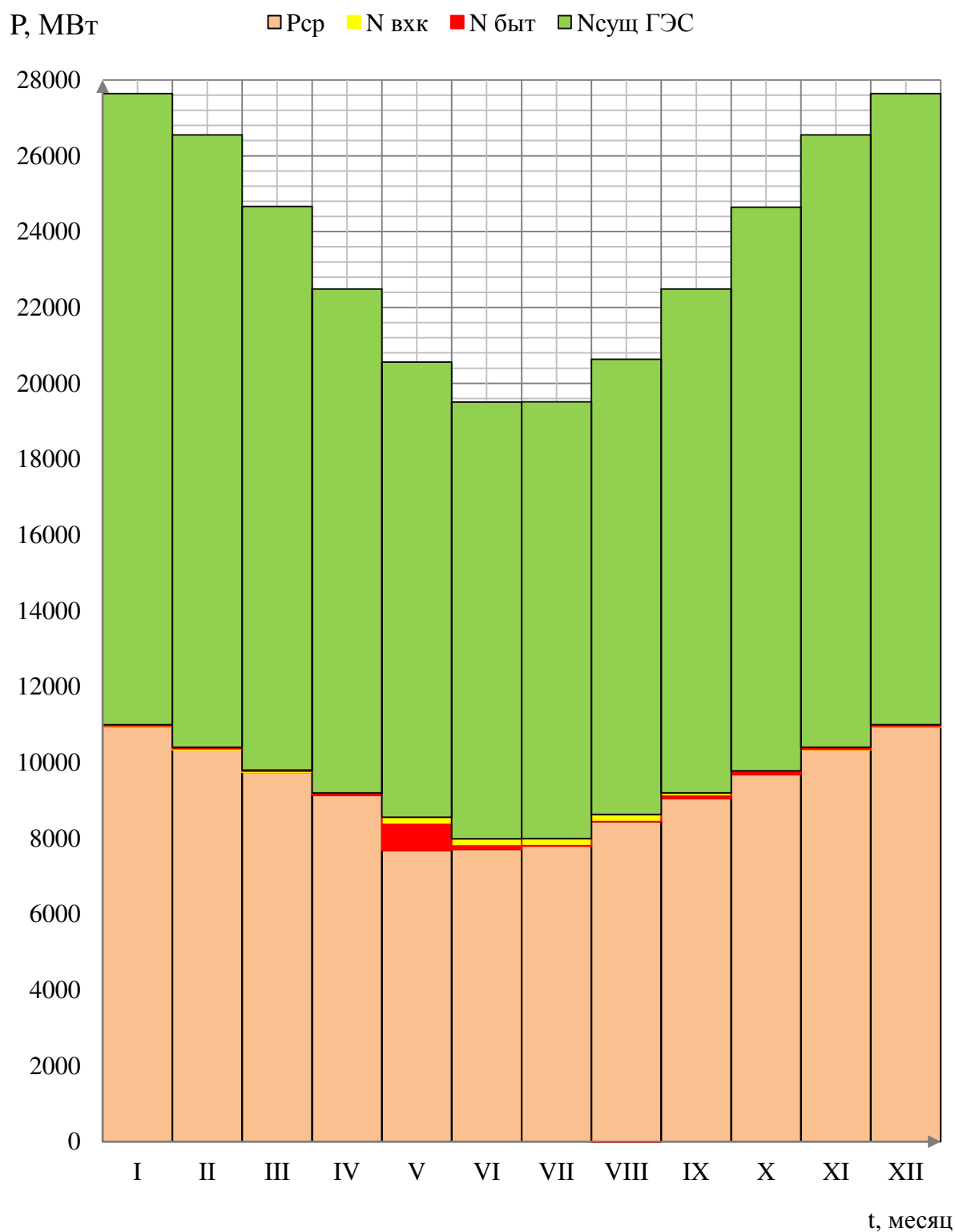


Рисунок Д.1 – График средних мощностей

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Баланс мощности энергосистемы

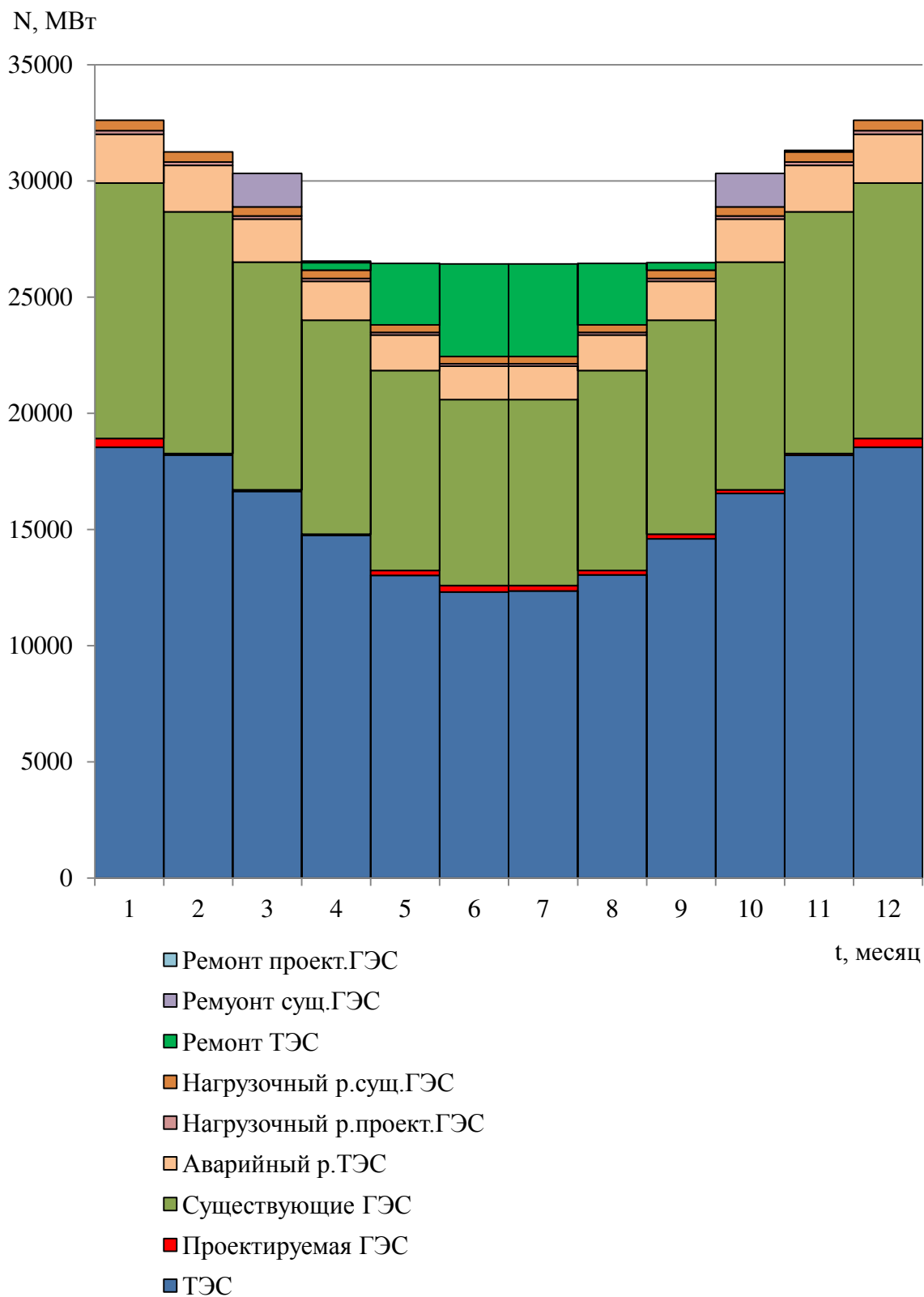


Рисунок Е.1 – График максимальных нагрузок

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Расчёт и построение режимного поля

Таблица Ж.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			$\square h_{вс},$ м	$Z^{НПУ},$ м	$Z^{УМО},$ м	$Z^{ЗВБ1},$ м	Напорные характеристики			Ограничение по расчетной установленной мощности ГЭС		Ограничение по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Z_{НБ}$ Лето, м	$Z_{НБ}^{Зи}$ ма, м					$H^{НПУ},$ м	$H^{УМО},$ м	$H^{ЗВБ1},$ м	$Q,$ м ³ /с	$H,$ м	$Q,$ м ³ /с	$H,$ м
0	204,0	204,0	0,60	279,0	269,6	272,3	74,4	65,0	67,7	200	299,4	200	2,8
200	206,4	206,8	0,60	279,0	269,6	272,3	71,6	62,2	64,9	400	149,7	400	11,0
400	207,2	207,7	0,60	279,0	269,6	272,3	70,7	61,3	64,0	600	99,8	600	24,8
600	207,8	208,3	0,60	279,0	269,6	272,3	70,1	60,7	63,4	800	74,9	800	44,0
800	208,2	208,8	0,60	279,0	269,6	272,3	69,6	60,2	62,9	1000	59,9	1000	68,8
1000	208,6	209,1	0,60	279,0	269,6	272,3	69,3	59,9	62,6	1200	49,9	1200	99,0
1200	208,8	209,4	0,60	279,0	269,6	272,3	69,0	59,6	62,3	1400	42,8	1400	134,8
1400	209,1	209,6	0,60	279,0	269,6	272,3	68,8	59,4	62,1	1600	37,4	1600	176,0
1600	209,3	209,8	0,60	279,0	269,6	272,3	68,6	59,2	61,9	1800	33,3	1800	222,8
1800	209,4	210,0	0,60	279,0	269,6	272,3	68,4	59,0	61,7	2000	29,9	2000	275,0
2000	209,6	210,2	0,60	279,0	269,6	272,3	68,2	58,8	61,5	2200	27,2	2200	332,8

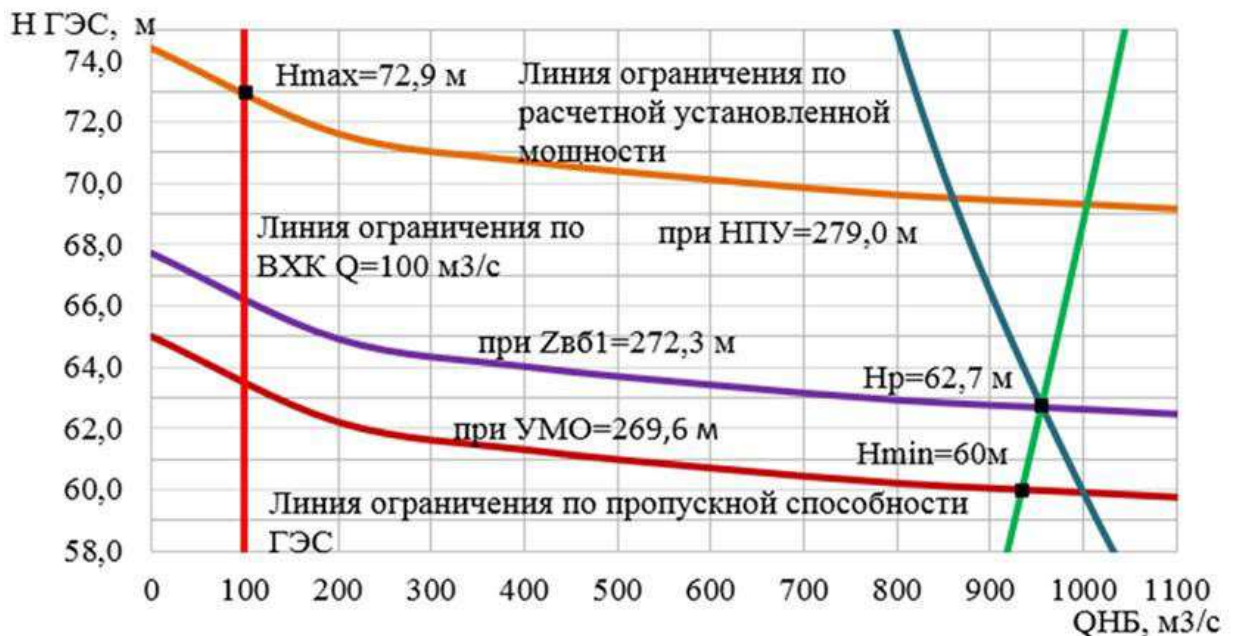


Рисунок Ж.1 – Режимное поле Приангарской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Характеристики гидротурбины РО75а-В-630

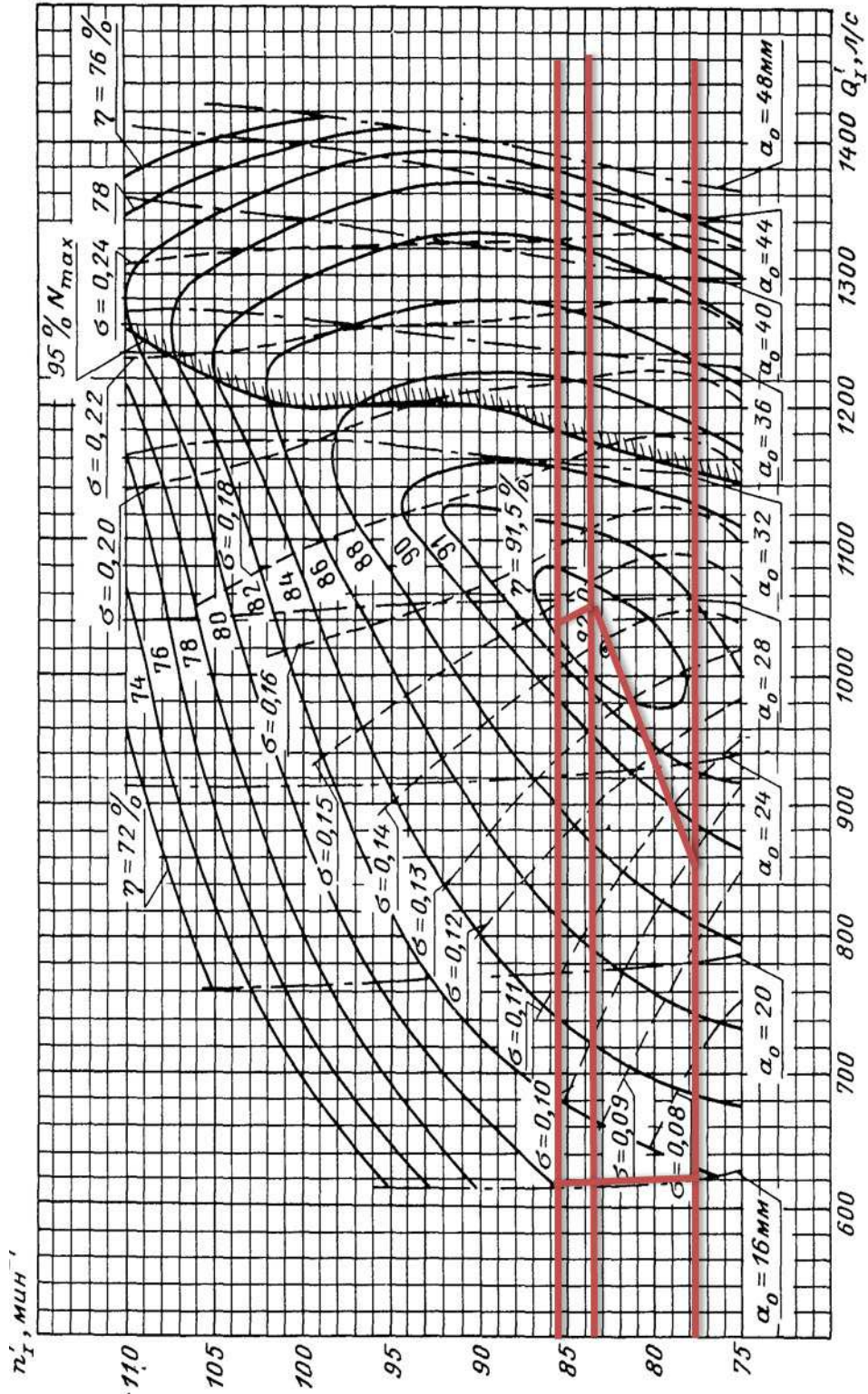


Рисунок И.1 – Универсальная характеристика. РО75а-В-630

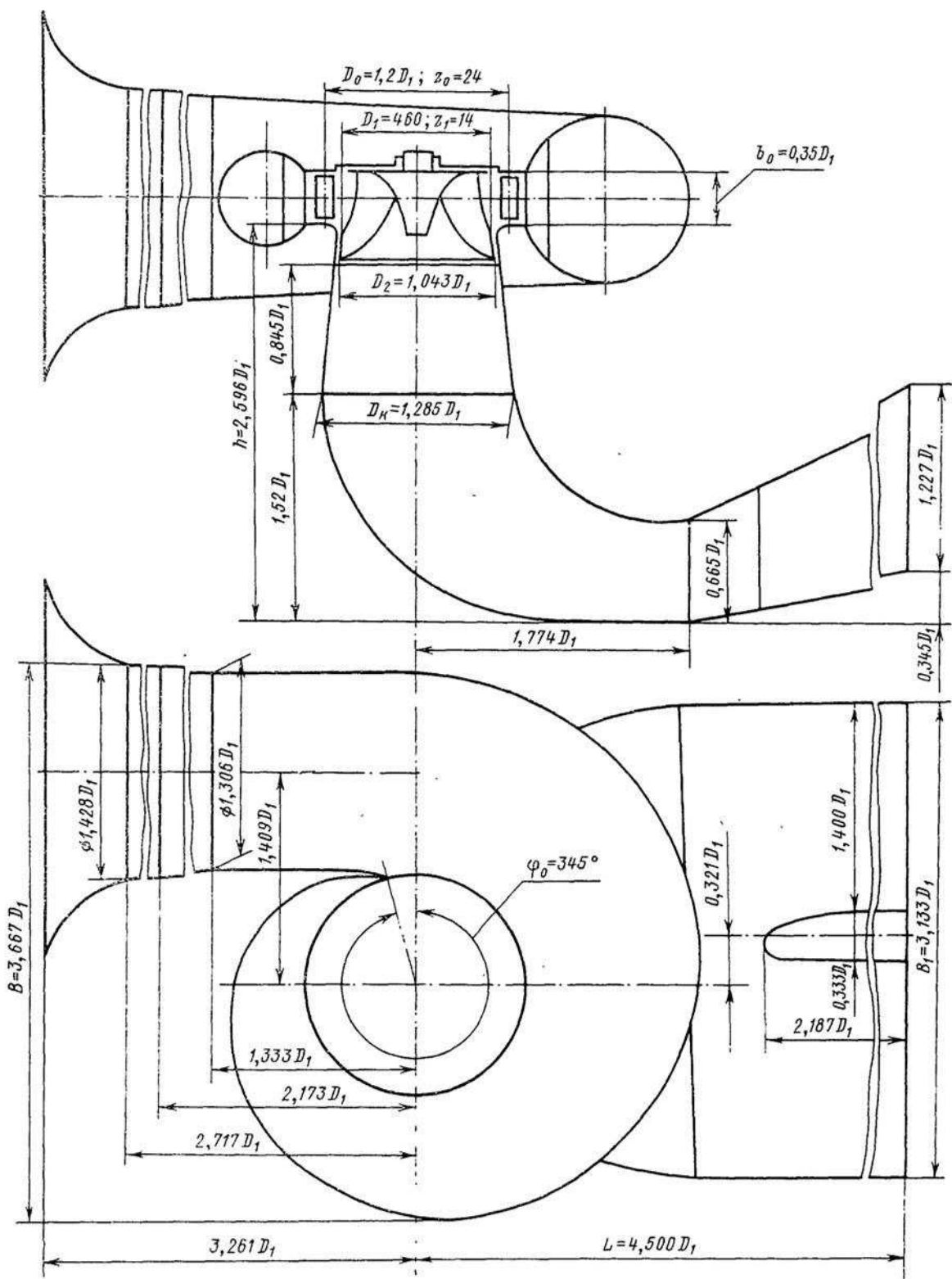


Рисунок И.2 – Проточная часть модели гидротурбины PO75a-B-630

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Нагрузки и воздействия, эпюры напряжений

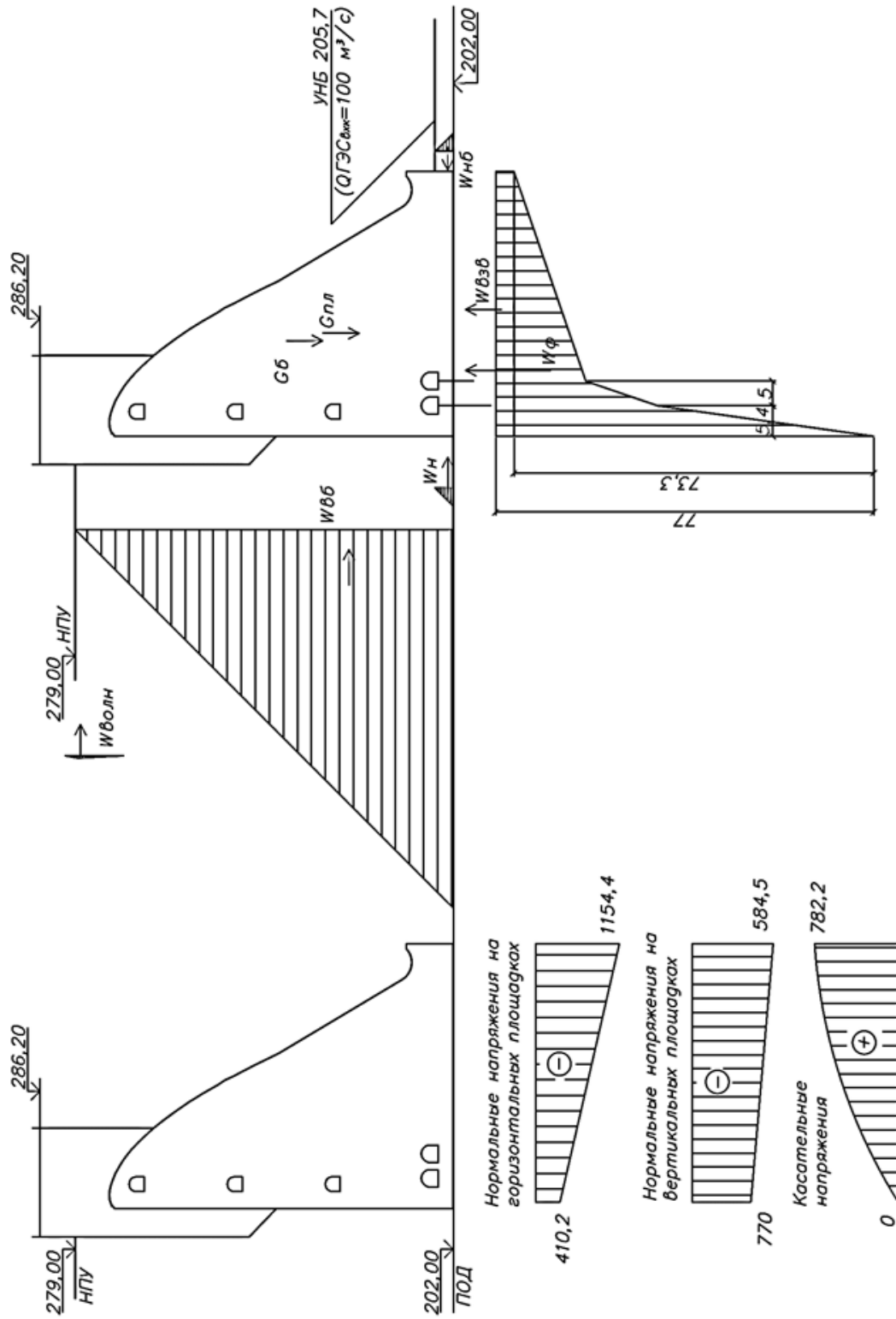
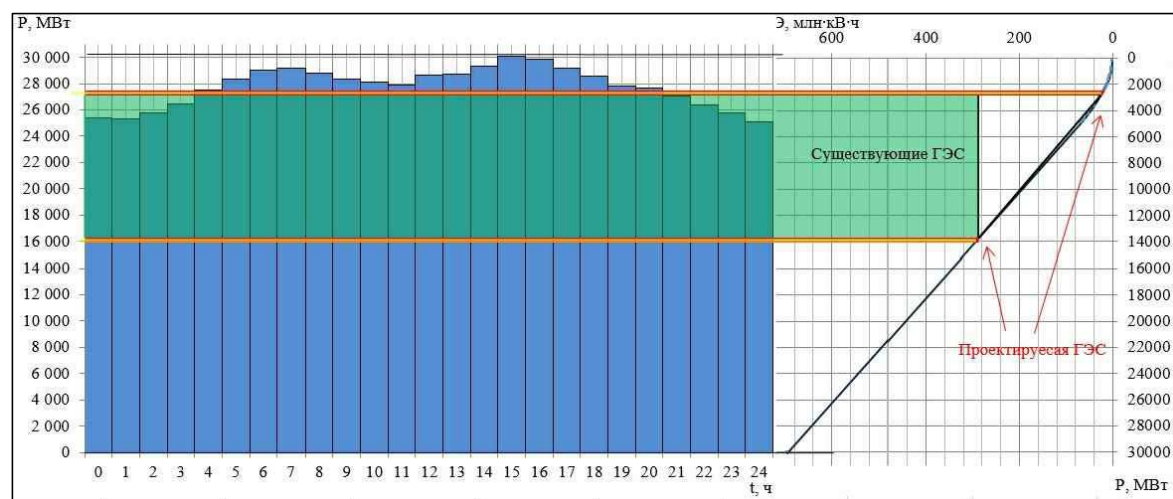


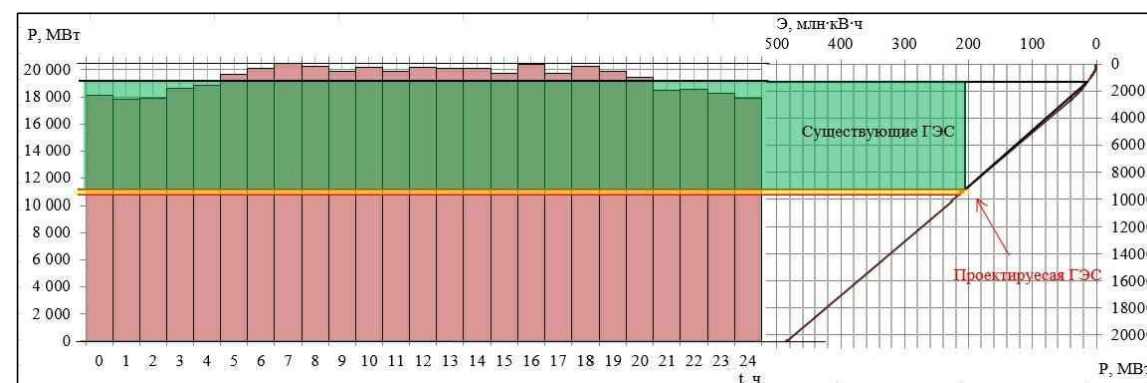
Рисунок К.1 – Нагрузки и воздействия, эпюры напряжений

Иллюстрационные материалы для выбора установленной мощности Приангарской ГЭС

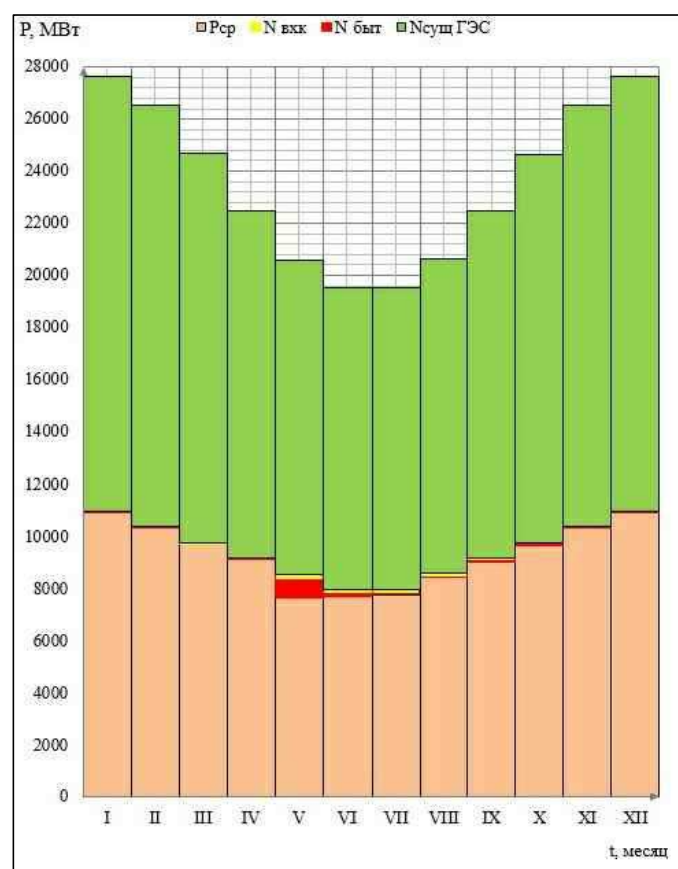
Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода



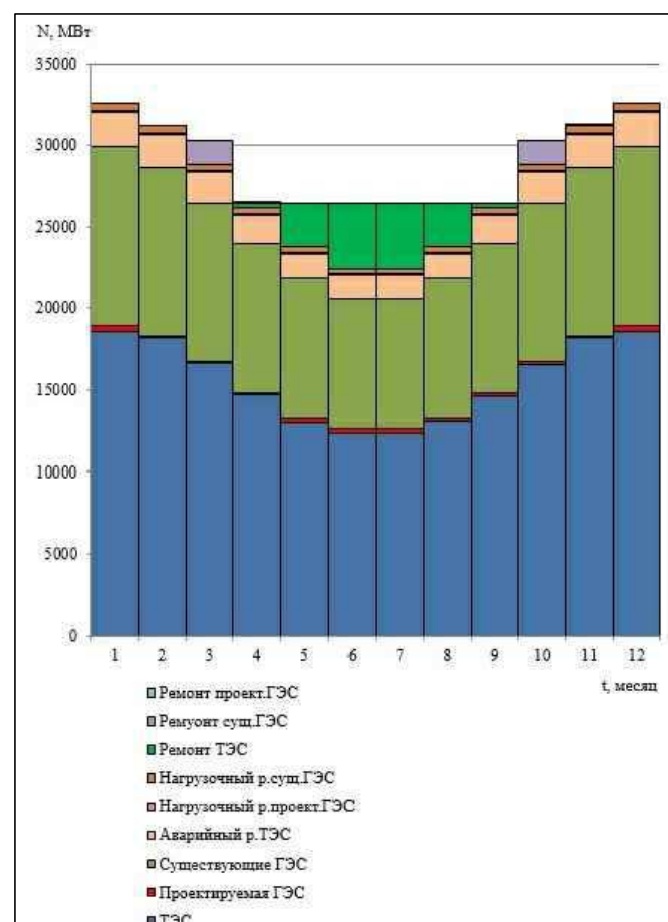
Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода



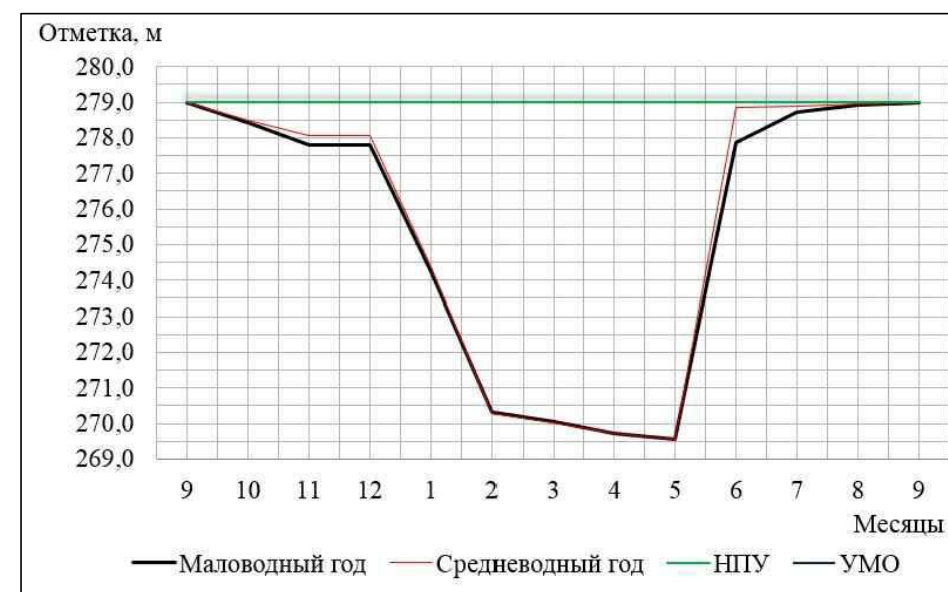
Баланс энергий



Баланс мощности



Сработка наполнения водохранилища в условиях средней водности



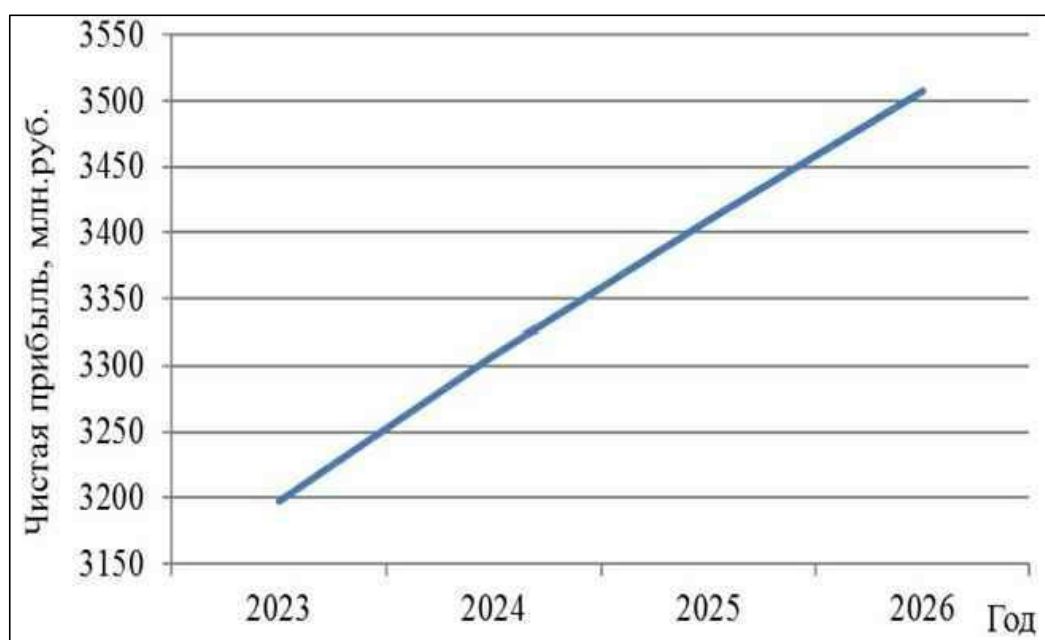
Основные параметры проектируемого гидроузла

Выработанная установленная мощность	527 МВт
Среднегодовая выработка	1,46 млрд. кВт·ч

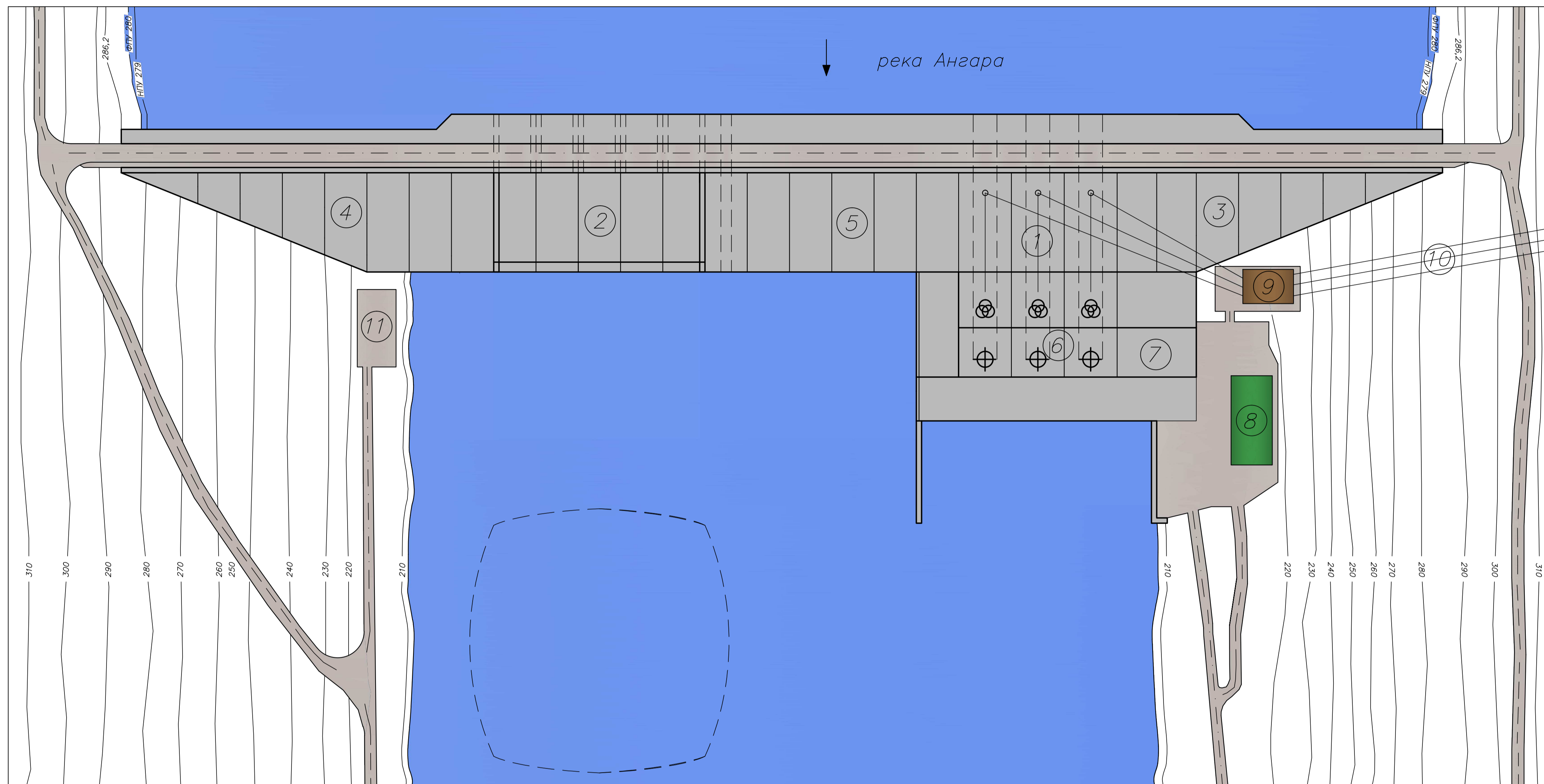
Технико-экономические показатели работы Приангарской ГЭС

Показатель	Величина
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости, мес	63
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,09
Чистый приведенный доход, млн. руб.	17461,00
Индекс прибыльности	1,75
Удельные капиталовложения, руб/кВт	24533,1

График распределения прибыли по годам



Генеральный план М 1:1000



Экспликация зданий и сооружений

1	Станционная часть бетонной плотины
2	Бетонная водосливная плотина
3	Глухая левобережная бетонная плотина
4	Глухая правобережная бетонная плотина
5	Глухая часть бетонной плотины
6	Машинный зал
7	Монтажная площадка
8	Административное здание
9	Подстанция КРУЭ
10	ЛЭП
11	Смотровая площадка

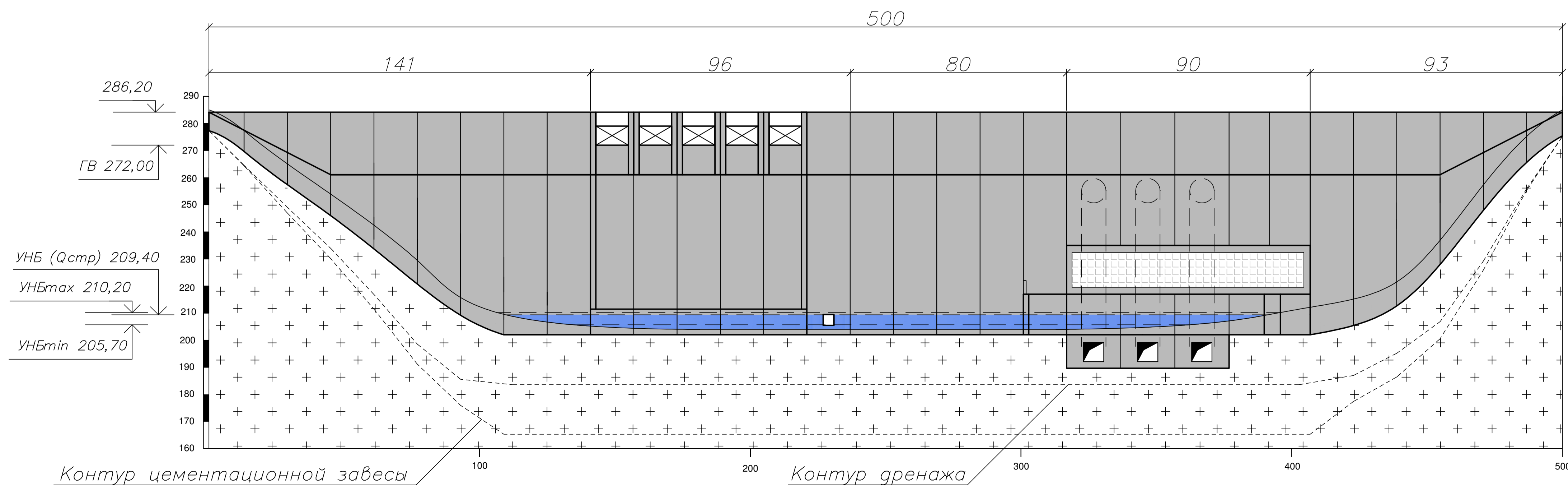
Условные обозначения:

- гидроагрегат
- трансформатор
- водосливное отверстие
- вода
- гранит

Ведомость проекта

№	Обозначение	Наименование	Примеч.
1	БР 08.03.01-1207119 ГП	Генеральный план. Вид с НБ.	
		Экспликация зданий и сооружений.	
		Ведомость проекта	Лист 1
2	БР 08.03.01-1207119 ГР1	Станционная плотина и здание ГЭС	
		Поперечный разрез станционной части плотины. Основные характеристики гидроагрегатов	Лист 2
3	БР 08.03.01-1207119 ГР2	Поперечный разрез водосливной части плотины. План водосливной части плотины. Зональное распределение марок бетона в теле плотины	Лист 3
4	БР 08.03.01-1207119 ПОС	Основные этапы строительства	Лист 4
5	БР 08.03.01-1207119 ПОС	Строительный генеральный план. Экспликация зданий и сооружений	Лист 5
6	БР 08.03.01-1207119 ПОС	Календарный график	Лист 6
7	БР 08.03.01-1207119	Противофильтрационный контроль плотины	Лист 7
8	БР 08.03.01-1207119 ПЗ	Пояснительная записка	

Вид с нижнего бьефа



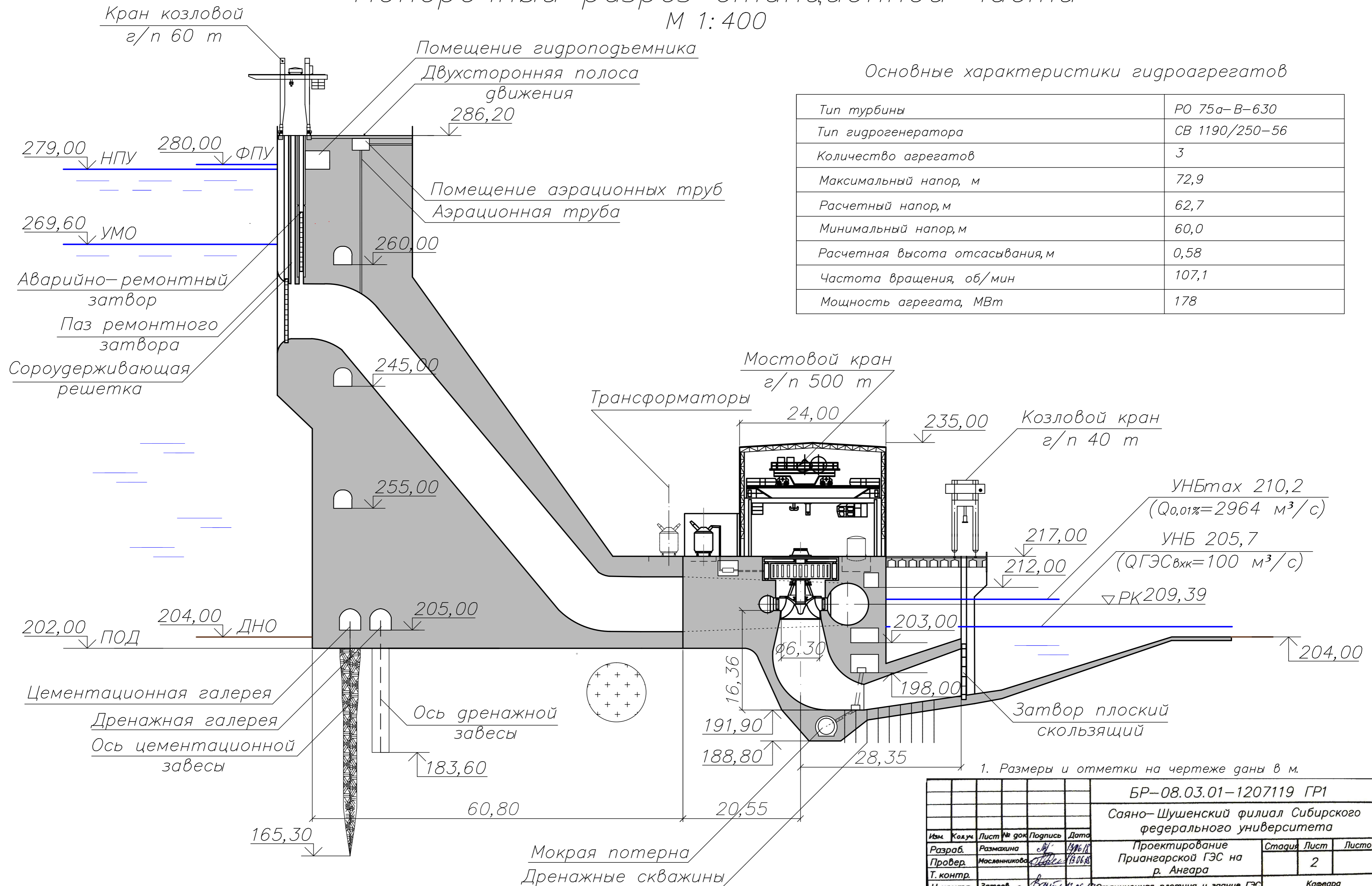
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

БР-08.03.01-1207119 ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Код	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разроб.	Размачина	1	1	И.И.И.	13.06.18
Провер.	Ильмова	1	1	С.В.В.	13.06.18
Т.контр.					
Н.контр.	Затеев	1	1	С.В.В.	13.06.18
Утв.	Затеев	1	1	С.В.В.	13.06.18
Проектирование Приангарской ГЭС на р. Ангара				Страниц	Листов
Генеральный план, вид с нижнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость проекта				1	7
				Кафедра Гидротехнических сооружений, 2018	

Станционная плотина и здание ГЭС

Поперечный разрез станционной части

М 1:400



Основные характеристики гидроагрегатов

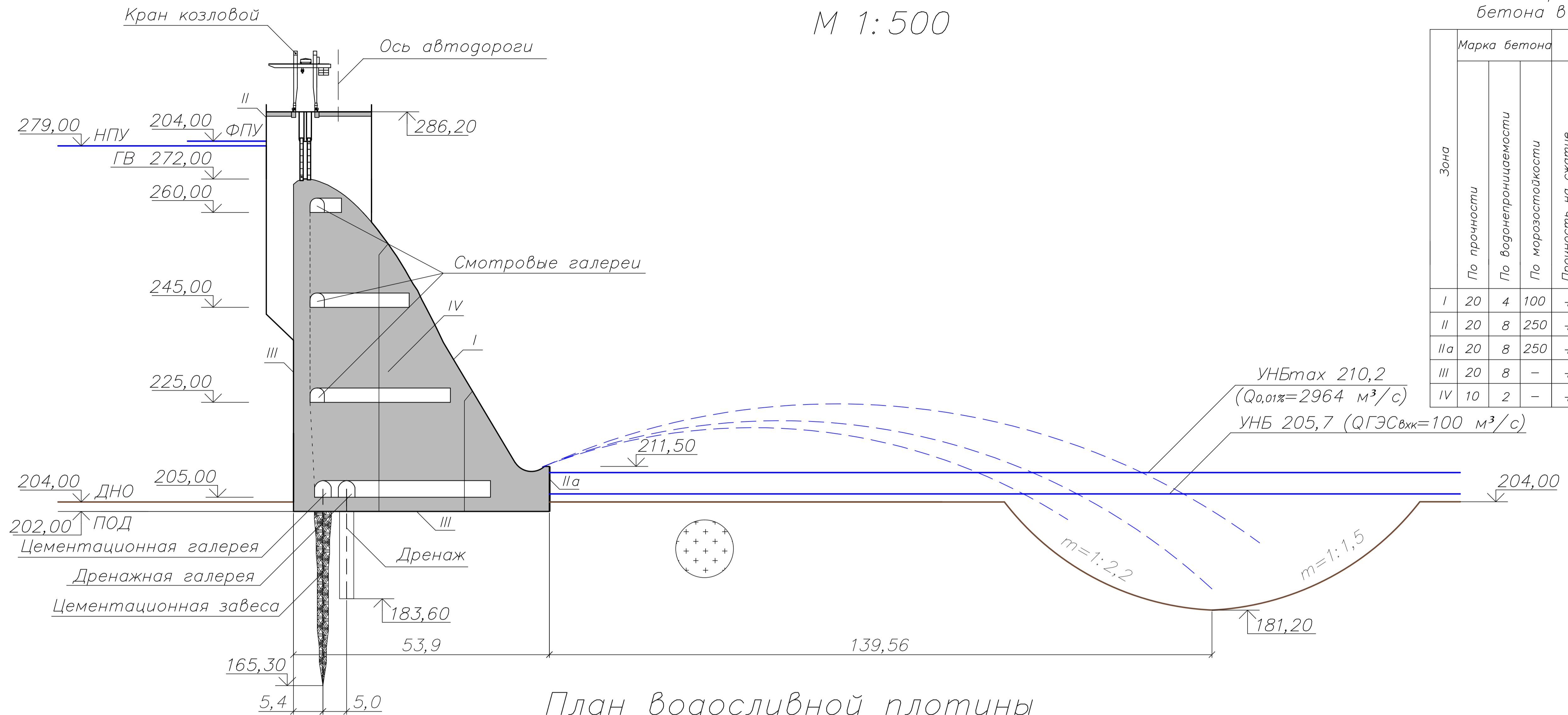
Тип турбины	PO 75а-В-630
Тип гидрогенератора	СВ 1190/250-56
Количество агрегатов	3
Максимальный напор, м	72,9
Расчетный напор, м	62,7
Минимальный напор, м	60,0
Расчетная высота отсасывания, м	0,58
Частота вращения, об/мин	107,1
Мощность агрегата, МВт	178

БР-08.03.01-1207119 ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Проектирование Приангарской ГЭС на р. Ангара				Стадия	Лист
Станционная плотина и здание ГЭС Поперечный разрез Основные характеристики гидроагрегатов				2	2
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Размахина				19/06/18
Провер.	Масленникова				19/06/18
Т. контр.					
Н. контр.	Затеев				15.06.18
Утв.	Затеев				15.06.18

Поперечный разрез водосливной плотины

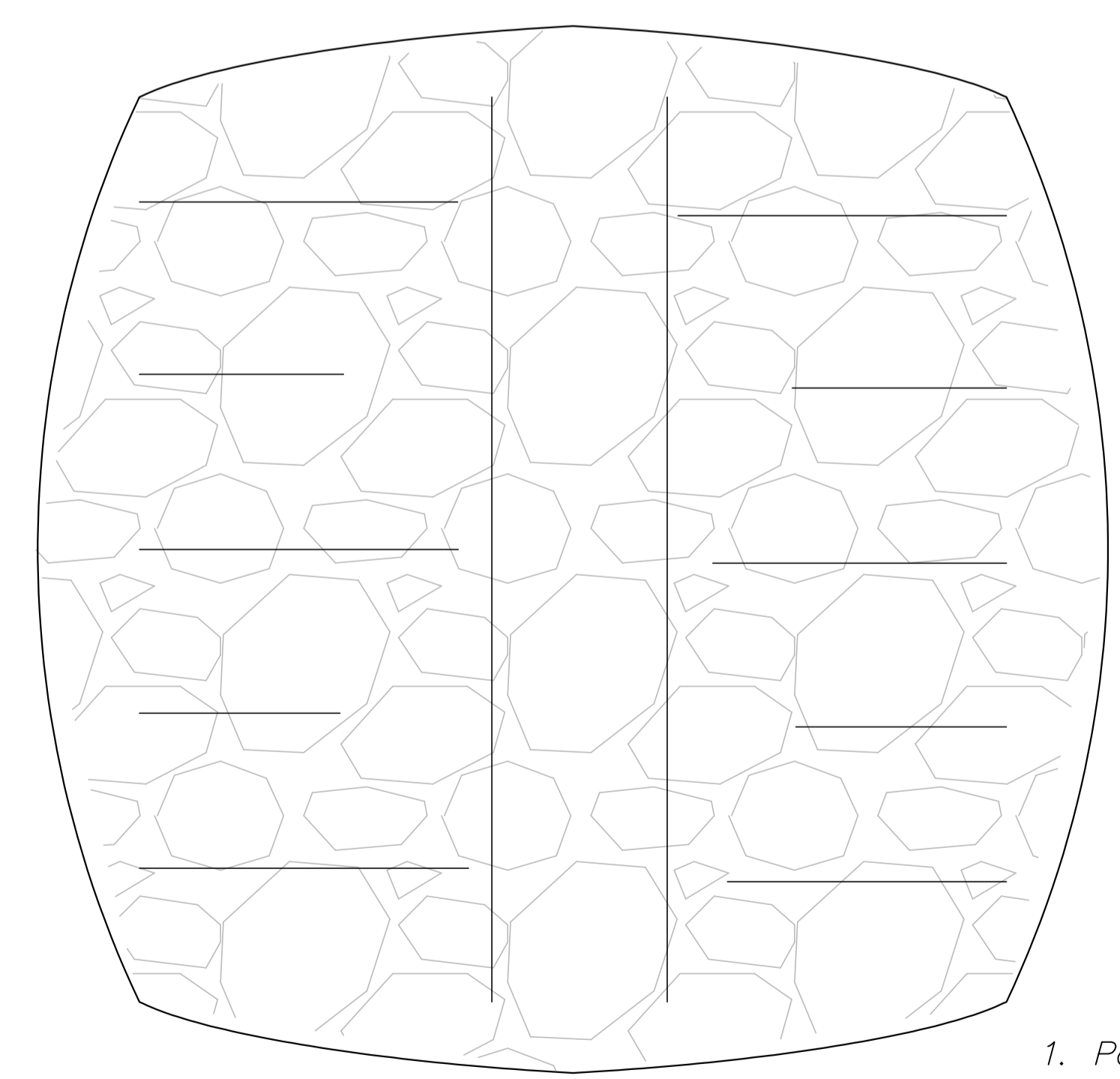
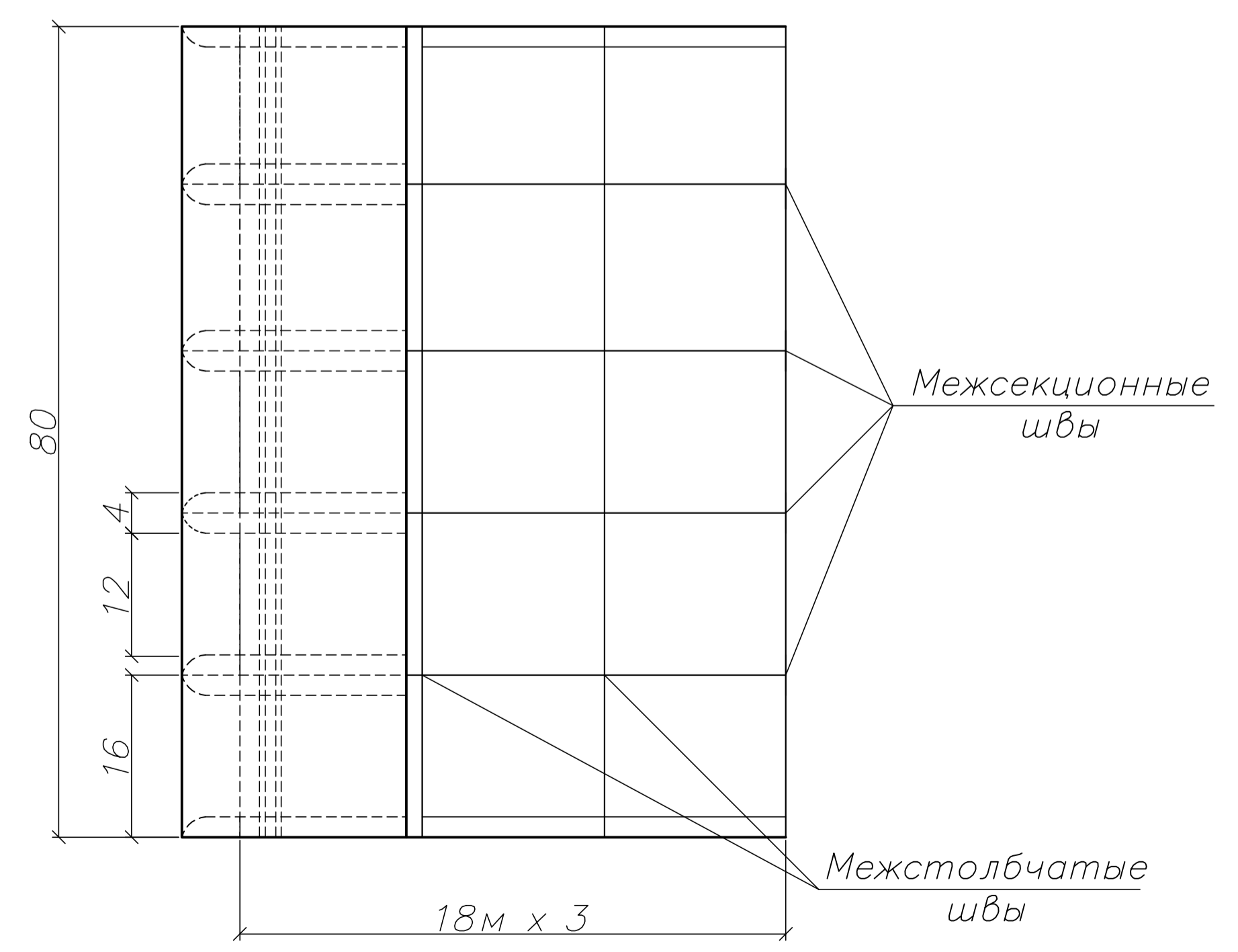
М 1:500

Зональное распределение марок бетона в теле плотины



Зона	Требования предъявляемые к бетону								
	По прочности	По водонепроницаемости	По морозостойкости	Прочность на сжатие	Прочность на растяжение	По морозостойкости	По водонепроницаемости	По тепловладелению	По сопротивлению потоками воды при наличии взвешенных и влекаемых наносов
I	20	4	100	+	-	+	-	+	+
II	20	8	250	+	+	+	+	+	+
IIa	20	8	250	+		+	+	+	-
III	20	8	-	+	+	-	+	+	-
IV	10	2	-	+	-	-	-	+	-

План водосливной плотины

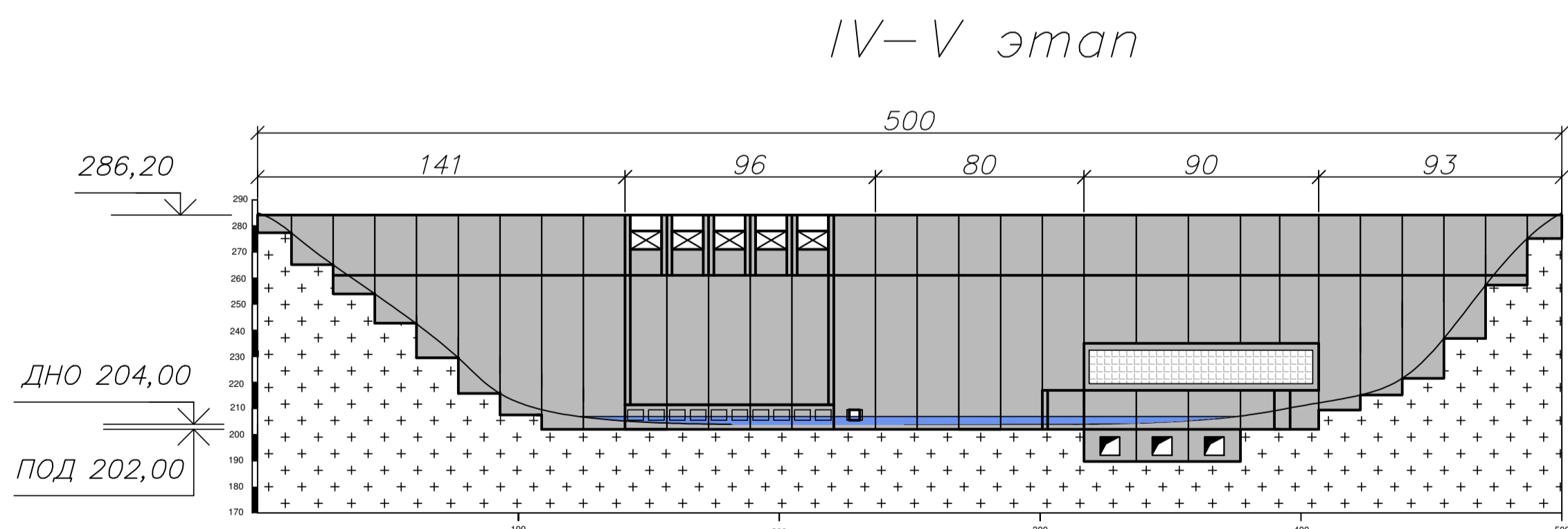
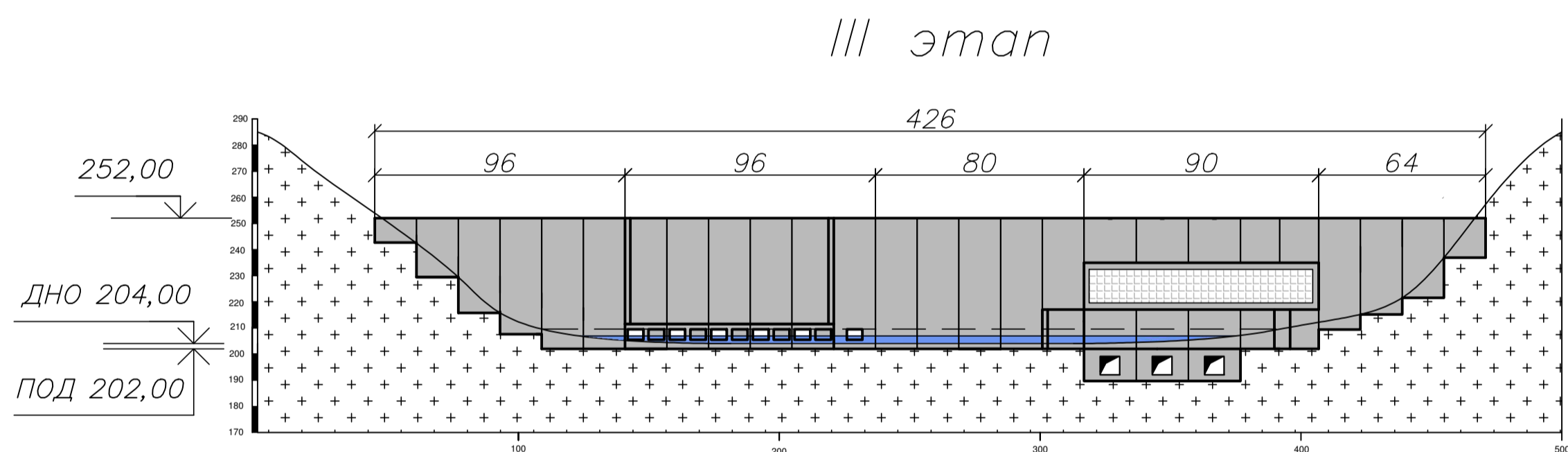
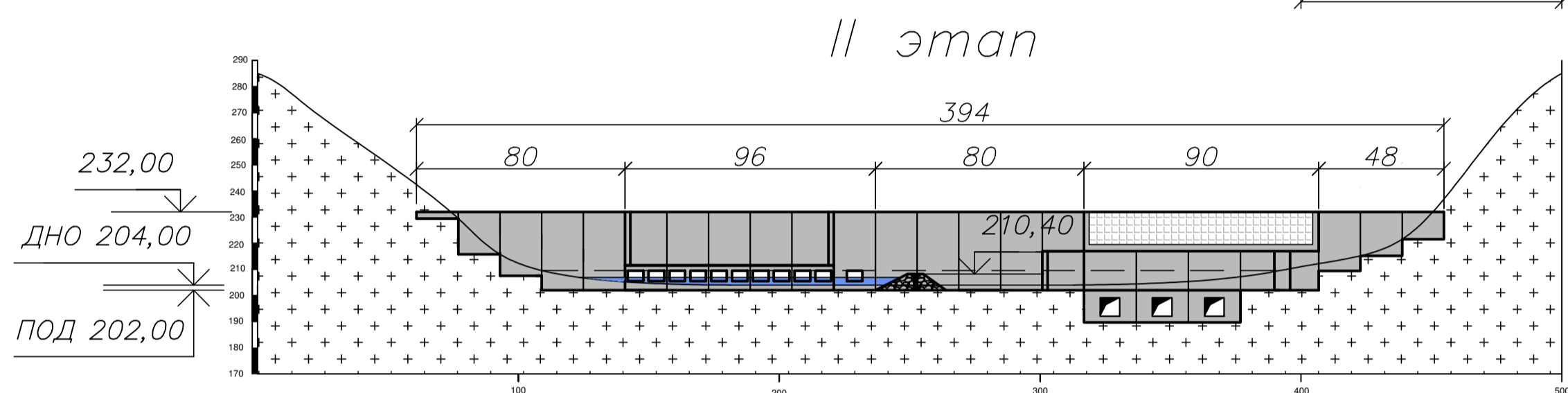
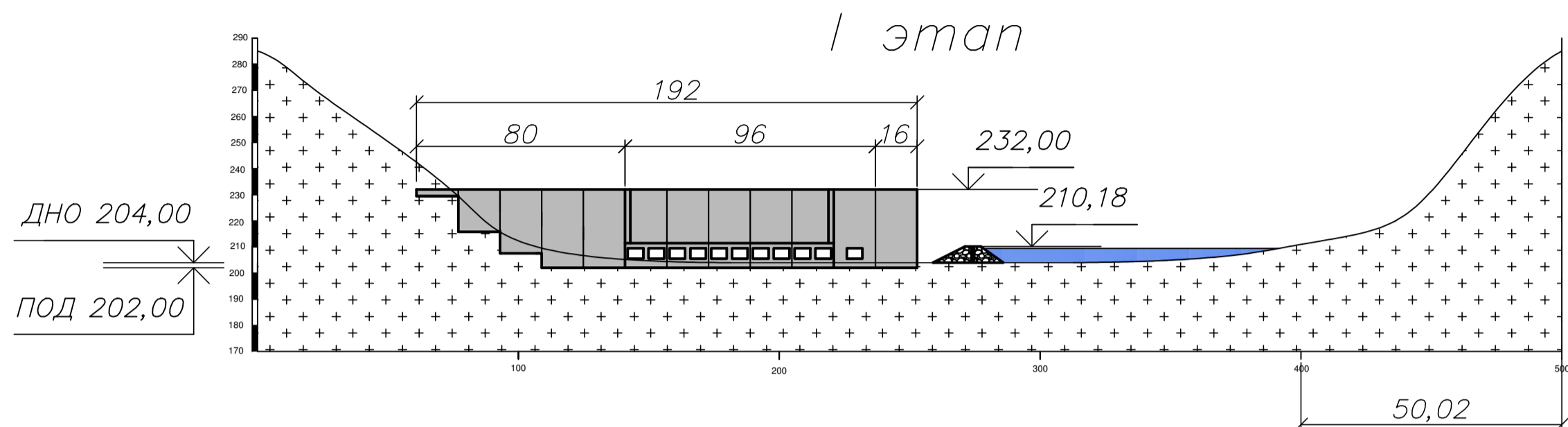


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

БР-08.03.01-1207119 ГР2						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Приангарской ГЭС на р. Ангара	Стация	Лист	Листов
Разраб.	Размаина	4	1/18	1/18	1/18				
Провер.	Ульянова	1/18	1/18	1/18	1/18				
Т.контр.									
Н.контр.	Затеев	1/18	1/18	1/18	1/18				
Утв.	Затеев	1/18	1/18	1/18	1/18	Поперечный разрез водосливной плотины. План водосливной плотины. Зональное распределение марок бетона в теле плотины	3		Кафедра Гидротехнических сооружений, 2018

Основные этапы строительства

М 1:200

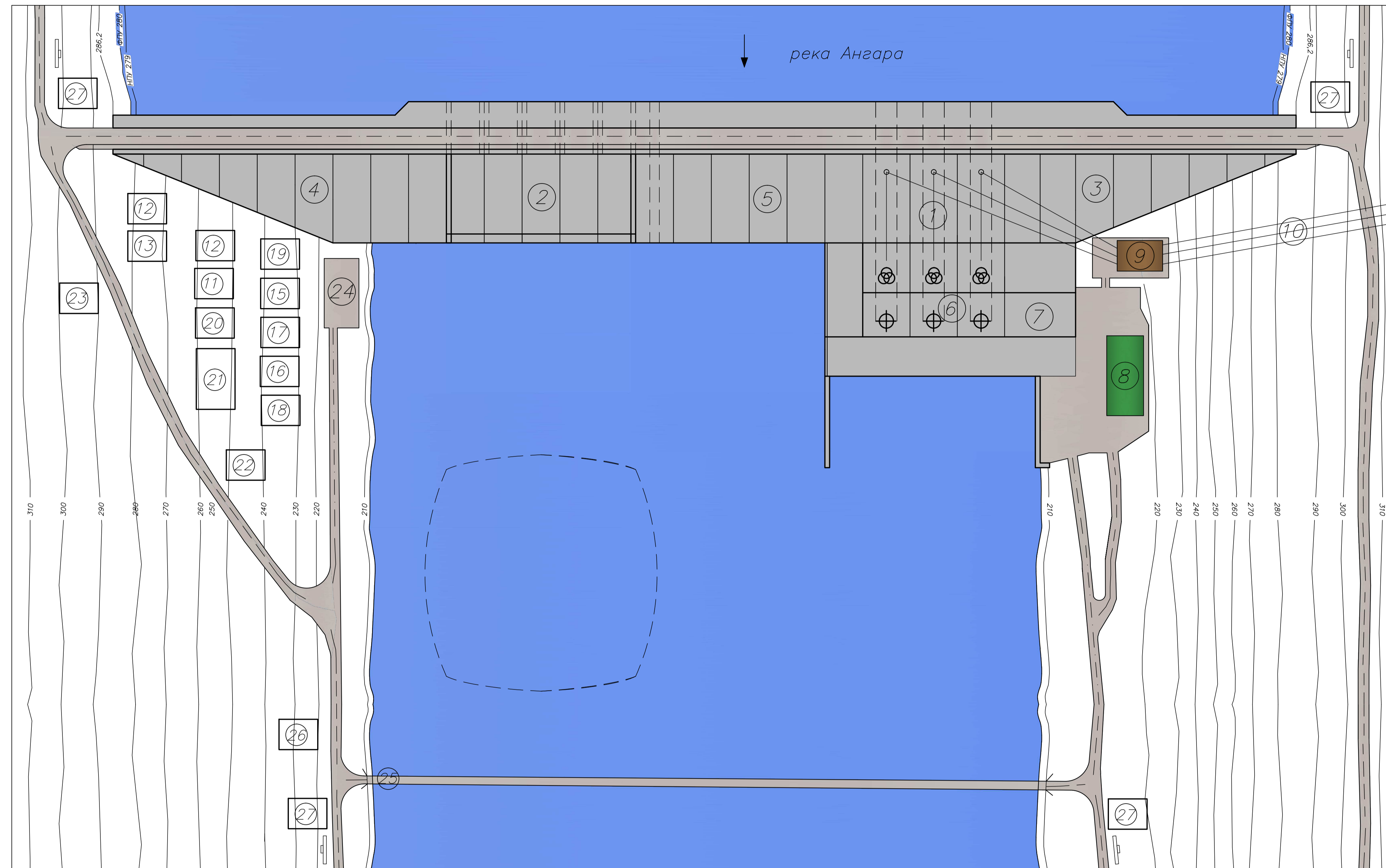


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

БР-08.03.01-1207119 ПОС						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Проектирование Приангарской ГЭС на р. Ангара						Стадия	Лист	Листов
Изм.	Колуч.	Лист № док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Размакина	<i>М. Размакина</i>	13.08.18				
Провер.		Затеев	<i>В. Затеев</i>	13.08.18				
Т. контр.								
Н. контр.		Затеев	<i>В. Затеев</i>	13.08.18				
Утв.		Затеев	<i>В. Затеев</i>	13.08.18				
Основные этапы строительства						Кафедра Гидротехнических сооружений, 2018		

Строительный генеральный план

М 1:1000



Экспликация зданий и сооружений

1	Станционная часть бетонной плотины	10	ЛЭП	19	База гидромеханического оборудования
2	Бетонная водосливная плотина	11	Служебный комплекс	20	База механизации
3	Глухая левобережная бетонная плотина	12	Санитарно-бытовой комплекс	21	Склад готовой продукции, закрытый
4	Глухая правобережная бетонная плотина	13	Столовая	22	Склад перегрузочный, открытый
5	Глухая часть бетонной плотины	14	Медпункт	23	Временная электростанция
6	Машинный зал	15	Бетонный завод	24	Монтажная площадка с навесом
7	Монтажная площадка	16	Арматурно-сварочный завод	25	Мост
8	Административное здание	17	Лаборатория	26	АЗС
9	Подстанция КРУЭ	18	Мастерская	27	КПП

Условные обозначения:

- гидроагрегат
- трансформатор
- водосливное отверстие
- вода
- гранит
- въездной стеной с транспортной схемой

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

БР-08.03.01-1207119 ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Затеев	5	1	Затеев	18.08.18
Провер.	Затеев	5	1	Затеев	18.08.18
Т.контр.	Затеев	5	1	Затеев	18.08.18
Н.контр.	Затеев	5	1	Затеев	18.08.18
Утв.	Затеев	5	1	Затеев	18.08.18
Проектирование Приангарской ГЭС на р. Ангара				Стадия	Лист
Строительный генеральный план				5	Листов
Кафедра Гидротехнических сооружений, 2018					

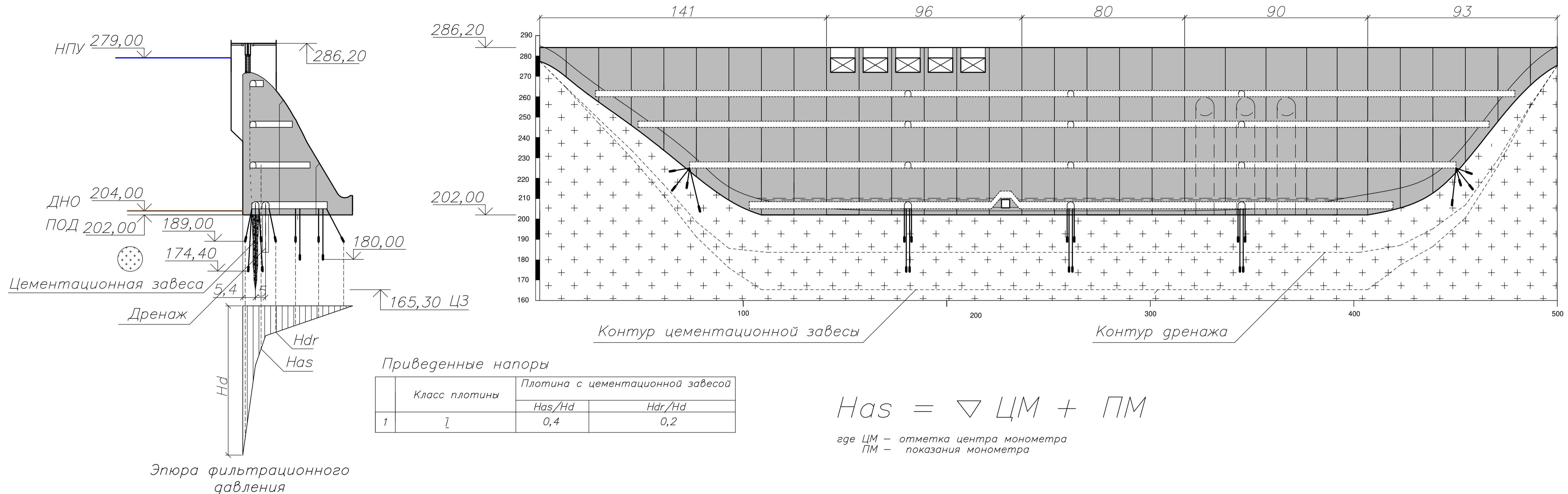
Календарный график

№ сооружения	Наименование сооружений гидроузла	№ вида работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Подготовительный этап	I					II				III				IV				V				Заключительный этап											
					2018				2019				2020				2021				2022				2023				2024				2025				
					1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв		2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
1	Объекты производственной базы	1	Строительство дорог		■	■	■	■																													
		2	Строительство временных ЛЭП	■																																	
		3	Строительство производ. базы		■	■	■	■																													
2	Перемычки I и II очереди	4	Возведение перемычек 1 очереди				■																														
		5	Осушение котлована 1 очереди					■																													
		6	Возведение разделительного устоя						■																												
		7	Возведение перемычек 2 очереди														■																				
		8	Осушение котлована 2 очереди															■																			
3	Бетонная водосливная плотина	9	Въемка мягких грунтов																																		
		10	Въемка скальных грунтов						■																												
		11	Производство бетонных работ							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
		12	Разборка перемычки 1 очереди																																		
4	Глухая левобережная плотина	13	Въемка скальных грунтов																																		
		14	Производство бетонных работ																																		
5	Станционная плотина	15	Въемка скального грунта																																		
		16	Производство бетонных работ																																		
		17	Разборка перемычки второй очереди																																		
6	Глухая правобережная плотина	18	Въемка скального грунта						■																												
		19	Производство бетонных работ							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
7	Здание ГЭС и монтажная площадка	20	Въемка скального грунта																																		
		21	Производство бетонных работ																																		
		22	Возведение шатра																																		
		23	Монтаж агрегатов																																		
8	КРУЭ	24	Строительство здания КРУЭ																																		
		25	Монтаж оборудования																																		
8	Водохранилище	26	Подготовка ложа																																		
		27	Наполнение водохранилища																																		
			Гидрограф реки																																		

БР-08.03.01-1207119 ПОС							
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета							
Изм.	Калуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		
Разраб.	Размахина				14.06.18		
Провер.	Затеев				15.06.18		
Т. контр.							
Н. контр.	Затеев				15.06.18		
Утв.	Затеев				13.06.18		
				Проектирование Приангарской ГЭС на р. Ангара	Стация	Лист	Листов
				Календарный график		6	
				Кафедра Гидротехнических сооружений, 2018			

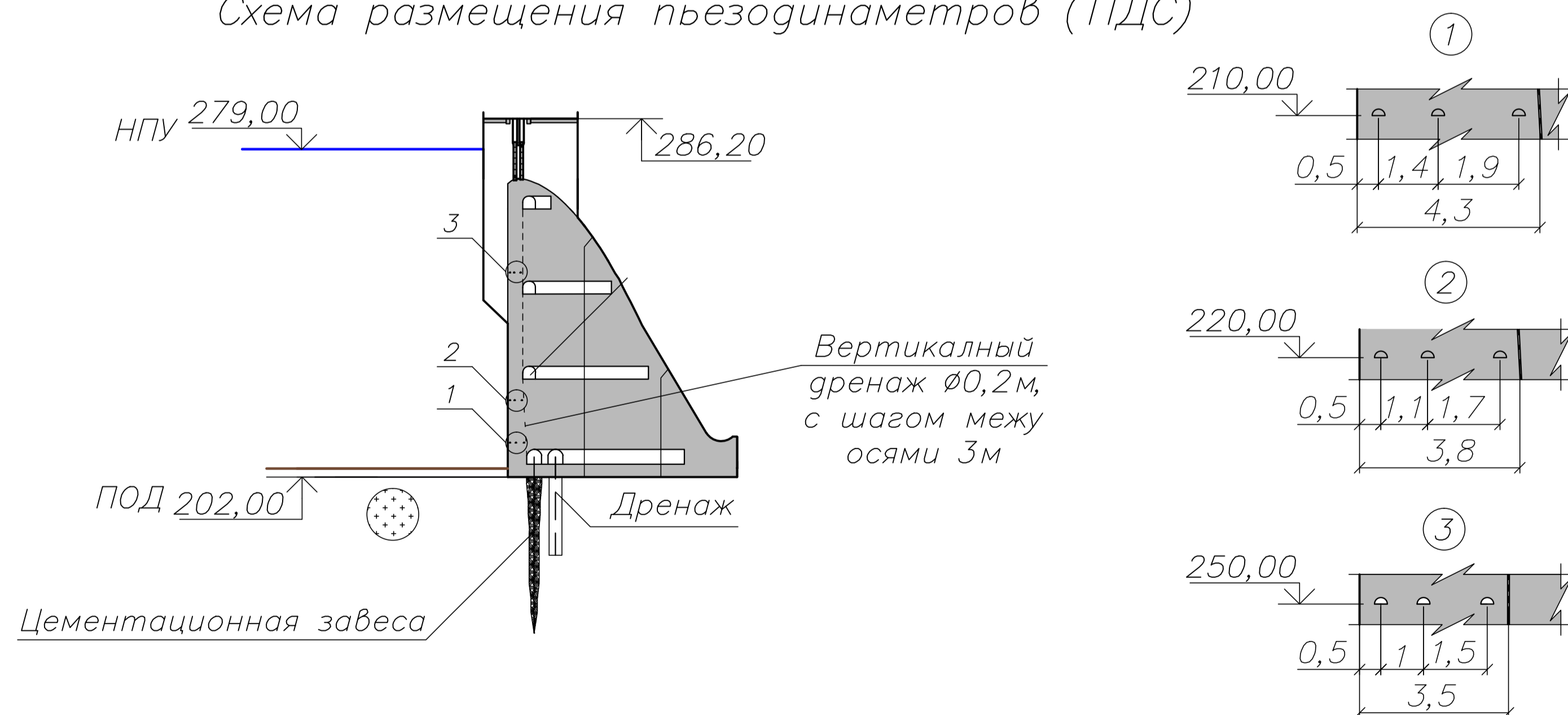
Фильтрационный контроль основания и береговых примыканий

Схема размещения пьезометров



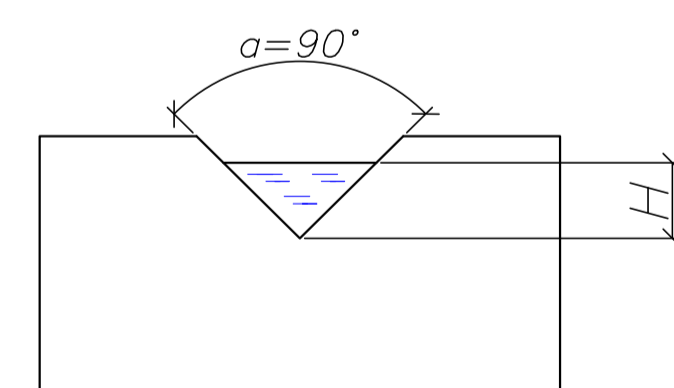
Фильтрационный контроль в теле плотины

Схема размещения пьезодинамометров (ПДС)



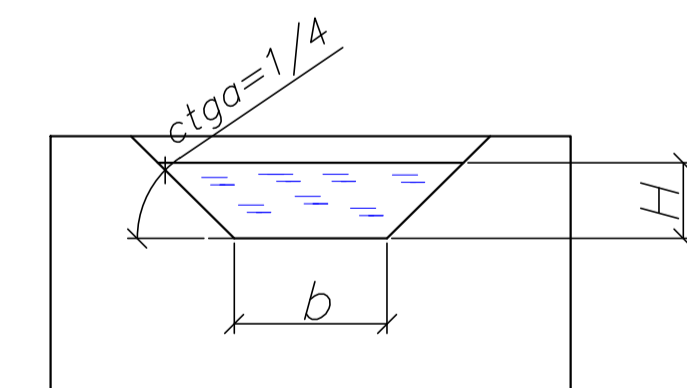
Измерения фильтрационных расходов с помощью мерных водосливов

Треугольный водослив Томпсона



$$Q = 1,4 H^{5/2} \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Трапецидальный водослив Чиполетти



$$Q = 1,86 b H^{3/2} \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Характеристики ПДС

№	Типы пьезодинамометров	Диапазон измерения, МПа	Погрешность $\pm 2\%$, МПа
1	ПДС-3	0-0,3	0,006
2	ПДС-10	0-1,0	0,02
3	ПДС-30	0-3,0	0,6

Определение контрольного показателя (КП) измеряемого ПДС

$$КП = A \frac{1}{x^2} + B \frac{1}{x} + C$$

где x – период колебаний струны
A, B, C – индивидуальные напоры преобразователей

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

БР-08.03.01-1207119					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Размачина	1/1	1/1	1/1	1/1
Провер.	Затеев	1/1	1/1	1/1	1/1
Т. контр.					
Н. контр.	Затеев	1/1	1/1	1/1	1/1
Утв.	Затеев	1/1	1/1	1/1	1/1
Противофильтрационный контроль плотины				Стация	Лист
				7	Листов
				Кафедра	Листов
				Гидротехнических сооружений	2018

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

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

ИНСТИТУТ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.Б. Затеев

подпись

«__» _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

вод – вымывание направляющих

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРИАНГАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА.
ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ПЛОТИНЫ**

Тема

Руководитель

Т.Ю. Толошинова

подпись, дата

9.06.2018

ст. преподаватель ГТС

должность, кафедра

Т.Ю. Толошинова

инициалы, фамилия

Выпускник

М.Г. Размахина

подпись, дата

М.Г. Размахина

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2018