

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Андрияс
«___» _____ 2020 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01– Строительство

Проектирование Дебедской ГЭС-2 на реке Дебед. Правила эксплуатации ГЭС
проектируемой ГЭС

Руководитель	_____	<u>старший преподаватель</u>	<u>Т.Ю. Толошинова</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Д.В. Кукарин</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Дебедской ГЭС-2 на реке Дебед. Разработка правил эксплуатации ГТС проектируемой ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно - энергетические расчёты

подпись, дата

Затеева Е.Ю.

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

Масленникова А.В.

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

Фирищак Е.В.

инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

подпись, дата

Толошинова Т.Ю.

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

подпись, дата

Затеев В.Б.

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

Кадычegov В.А.

инициалы, фамилия

Технико - экономическое
обоснование

подпись, дата

Лапасова В.В.

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

Чабанова А.А.

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ДЕБЕДСКОЙ ГЭС-2.....	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Общая часть.....	11
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	11
1.2 Гидрологические данные.....	11
2 Водно-энергетические расчеты	12
2.1 Исходные данные.....	12
2.2 Выбор расчётного средневодного и маловодного года	12
2.3 Кривые связи	14
2.3.1 Нижний бьеф.....	14
2.3.2 Верхний бьеф.....	15
2.4 Суточный график нагрузки	16
2.5 Определение типа регулирования.....	17
2.6 Перераспределение стока маловодного года.....	17
2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по условию маловодного года	20
2.8 Баланс мощности	23
2.9 Определение установленной мощности ГЭС	24
2.10 Капитальный ремонт оборудования	25
2.11 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС для средневодного года, определение среднемноголетней выработки.....	25
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования	28
3.1 Режимное поле	28
3.2 Выбор системы и типа гидротурбин.....	29
3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	30
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы	33
3.5 Гидромеханический расчет и построение плана металлической спиральной камеры. Определение ее геометрических размеров проточной части.....	35
3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор МНУ, генератора и ЭГР	39
3.6.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	39
3.6.2 Выбор типа маслонапорной установки	40
3.6.3 Выбор генератора и расчёт установленной мощности ГЭС.....	41
3.6.4 Выбор электрогидравлического регулятора.....	41
4 Компановка и сооружения гидроузла	42
4.1 Определение класса сооружения	42
4.2 Определение отметки гребня плотины	42
4.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины	44
4.3.1 Определение ширины водосливного фронта	44
4.3.2 Определение отметки гребня водослива	46
4.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	47

4.3.4	Расчет донного водосброса	49
4.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	50
4.4	Конструирование бетонной водосливной плотины	51
4.4.1	Определение ширины подошвы водосливной плотины	51
4.4.2	Разрезка плотины швами	52
4.4.3	Быки	52
4.4.4	Галереи в теле бетонной плотины	52
4.4.5	Дренаж тела бетонной плотины	52
4.4.6	Элементы подземного контура плотины и нижнего бьефа	53
4.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	55
4.5.1	Определение нагрузок на плотину, для <i>основного</i> случая	55
4.5.2	Вес сооружения	55
4.5.3	Сила гидростатического давления воды	56
4.5.4	Равнодействующая взвешивающего давления	56
4.5.5	Сила фильтрационного давления	56
4.5.6	Давления грунта	57
4.5.7	Волновое воздействие	58
4.6	Оценка прочности плотины, для <i>основного</i> случая	59
4.6.1	Определение напряжений	59
4.6.2	Критерии прочности плотины	61
4.6.3	Расчёт устойчивости плотины	62
4.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	62
4.7.1	Определение нагрузок на плотину, для <i>проверочного</i> случая	62
4.7.2	Вес сооружения	63
4.7.3	Сила гидростатического давления воды	63
4.7.4	Равнодействующая взвешивающего давления	64
4.7.5	Сила фильтрационного давления	64
4.7.6	Давления грунта	65
4.7.7	Волновое воздействие	66
4.8	Оценка прочности плотины, для <i>проверочного</i> случая	66
4.8.1	Определение напряжений	66
4.8.2	Критерии прочности плотины	68
4.8.3	Расчёт устойчивости плотины	69
4.9	Расчёт водобоя на всплытие	70
5	Разбивка сооружений на периоды и этапы возведения	71
5.1	I этап строительства – возведение сооружений в котловане I очереди, необходимых для перекрытия русла	71
5.1.1	Гидравлический расчет пропуска строгильных расходов I очереди через стесненное русло	72
5.1.2	Конструкция перемычек	73
5.1.3	Технология возведения перемычек	74
5.1.4	Пропуск строительных расходов I очереди	75
5.1.5	Определяем отметку перемычек II очереди	76
5.1.6	Возведение сооружений в котловане I очереди	77

5.1.7	Осушение котлована I очереди	77
5.1.8	Водопонижение котлована I очереди	78
5.1.9	Разработка котлована I очереди	78
5.2	Буровзрывные работы.....	79
5.3	Производство земляных работ	80
5.3.1	Деривационный тоннель	82
5.4	Производство бетонных работ	83
5.4.1	Приготовление бетонной смеси	83
5.4.2	Опалубочные работы	83
5.4.3	Арматурные работы.....	84
5.4.4	Бетонные работы.....	84
5.4.5	Транспортировка бетонной смеси	85
5.4.6	Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию	86
5.4.7	Подготовка оснований блоков	87
5.4.8	Уплотнение бетонной смеси	87
5.4.9	Уход за бетоном.....	88
5.5	II этап – перекрытие русла	89
5.6	III этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наполнение водохранилища до отметок пуска первого агрегата; наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последующим пуском второго агрегата	90
5.7	Строительный генеральный план.....	91
5.8	Выводы по календарному графику	91
6	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ..	92
6.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	92
6.2	Налоговые расходы.....	94
6.3	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	95
6.4	Оценка инвестиционного проекта	96
6.4.1	Коммерческая эффективность.....	96
6.5	Бюджетная эффективность.....	97
6.6	Анализ чувствительности	97
7	Охрана труда, пожарная безопасность	99
7.1	Мероприятия по охране труда.....	99
7.2	Пожарная безопасность	100
7.2.1	Общие требования к пожарной безопасности.....	100
7.3	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Дебедской ГЭС-II.....	101
7.3.1	Общие сведения о районе строительства	101
7.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	102
7.3.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	104
7.3.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	106

7.3.5	В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:	106
7.3.6	Отходы образующиеся при строительстве	106
8	Разработка правил эксплуатации ГТС проектируемой ГЭС	108
8.1	Краткая характеристика района расположения гидротехнических сооружений, данные о сейсмичности района	108
8.2	Краткая характеристика гидротехнических сооружений	108
8.3	Краткая характеристика материалов для гидротехнических сооружений, их оснований и береговых примыканий (зоны бетонирования, марки бетона и характеристики грунтов)	109
8.4	Перечень основных перекрытий, площадок, берм и мостов с указанием их отметок, допустимых нагрузок и дорожных габаритов	110
8.5	Режимы эксплуатации гидротехнических сооружений, порядок эксплуатации гидротехнических сооружений при пропуске половодий и паводков.....	111
8.5.1	Порядок эксплуатации ГТС при нормальных условиях работы	111
8.5.2	Порядок эксплуатации ГТС при пропуске половодий и паводков	112
8.5.3	Порядок эксплуатации ГТС в морозный период	114
8.5.4	Порядок эксплуатации ГТС в аварийных условиях	115
8.6	Порядок подготовки и проведения ремонта гидротехнических сооружений.....	116
8.7	Краткая гидрологическая характеристика используемых водных ресурсов (водотока) и водохозяйственная схема ГЭС	116
8.8	Бытовые среднемноголетние даты (половодья - начало, пик и окончание; появления шуги; замерзания бьефа)	116
8.9	Значения характерных бытовых расходов воды при весеннем половодье в створе ГЭС (среднемноголетний из максимальных наблюденных, среднемесячные расходы воды, максимальный и минимальный из наблюденных расходов).....	117
8.10	Значения максимальных расходов, пропускаемых через каждое сооружение, включая турбины ГЭС, при нормальном и форсированном подпорных уровнях.....	117
8.11	Отметки предельных и рабочих уровней бьефов ГЭС	120
8.12	Тарировочные характеристики водопропускных отверстий.....	120
8.13	Состав и объем эксплуатационного контроля за состоянием и работой гидротехнических сооружений	120
8.14	Перечень основных контролируемых количественных и качественных показателей состояния гидротехнических сооружений.....	121
8.15	Ведомость и исполнительные схемы размещения всей контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) для наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений и контроля за режимом водотока.....	123
8.16	Методики выполнения измерений по КИА, методика обработки и анализа данных наблюдений	124

8.17 Графики (регламенты) осмотров гидротехнических сооружений, ведения наблюдений и измерений с указанием производящих их должностных лиц	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	128
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчеты	130
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование	131
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Основное и вспомогательное оборудование	133

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ДЕБЕДСКОЙ ГЭС-2

1. Наименование реки.....Дебед
2. Местонахождение ГЭС..... Республика Армения
3. Тип проектируемой установки..... ГЭС
4. Характерные расходы воды
 - а) Среднегодовалый41 м³/с
 - б) Всех турбин.....78,4 м³/с
 - в) Максимальный с обеспеченностью: 1%.....120 м³/с
0,1%.....131 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) Характер регулирования стокамноголетний
 - б) Отметка: НПУ.....1107,00 м
ФПУ1108,00 м
УМО1102,00 м
 - в) объемы:
полный1,8 км³
полезный.....0,3 км³
6. Напоры ГЭС:
 - а) Максимальный152,5 м
 - б) Расчетный148,5 м
 - в) Минимальный.....147,8 м
7. Энергетические характеристики
 - а) Мощность:
установленная.....110 МВт
гарантированная.....50 МВт
 - б) среднегодовая выработка энергии.....467 млн кВт·ч
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) левобережная бетонная плотина.....280,00 м/30 м
 - б) водосливная бетонная плотина гравитационного типа.....14,00 м/30 м
 - в) правобережная бетонная плотина.245,00 м/30 м
9. Водобросные сооружения:
 - а) Тип.....поверхностный водослив
 - б) Число и размер пролетов.....2×7 м
 - в) Общая длина.....14,00 м
 - г) Максимальная высота.....30,00 м
10. Здание ГЭС
 - а) Тип здания.....русловое
 - б) Число агрегатов.....2
 - в) Грунты в основании.....гранит
 - г) Тип спиральной камеры.....круглая металлическая
 - д) Тип отсасывающей трубы.....изогнутая

11. Основное оборудование:

- а) Тип турбины.....PO170a-B-200
- б) Тип генератора..... СВ-430/210-14
- в) Номинальная активная мощность генератора55 МВт
- г) Частота вращения.....428,6 об/мин

12. Техничко-экономические показатели

- а) Срок окупаемости.....11 лет
- б) Себестоимость энергии.....0,037 руб/кВт·ч
- в) Удельные капиталовложения.....65051,50 руб/кВт

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанции

1 Общая часть

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Дебедский гидроузел расположен в республике Армения на реке Дебед.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климату с неустойчивой зимой и жарким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет +8°C. В среднегорьях, на севере страны климат умеренно-теплый, влажный, средняя температура января составляет 0 °С, июля - +26 °С.

Годовое количество осадков составляет 500 мм.

1.2 Гидрологические данные

Река Дебед образуется слиянием рек Памбак и Дзорагет в селе Дсех. Длина составляет 178 км. Площадь бассейна – 4050 км².

Питание реки смешанное. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна по следующим причинам:

- незначительное годовое количество осадков (около 500 мм) ;
- умеренное испарение с водной поверхности из-за воздействия высоких летних температур.

Среднемноголетний расход воды составляет 41 м³/с.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

- 1) Река – Дебед;
- 2) Энергосистема – Астраханское РДУ, $P_{max} = 567$ МВт;
- 3) Отметка НПУ = 1107 м;
- 4) Отметка сухого дна = 1080 м;
- 5) Коэффициент мощности: $k_n = 8,8$;
- 6) Зимний коэффициент: $k_z = 1$;
- 7) Потери напора в проводящих сооружениях: $\Delta h = 1,5$;
- 8) В приложении А, представлен исходный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений для реки Дебед.

В таблице 2.1 представлены требования участников ВХК и потери расходов.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери расходов

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q вхк	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Q фильтр	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Q лед	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2.2 Выбор расчётного средневодного и маловодного года

Для обеспеченности средневодного года отсутствует конкретный год. По данным для построения кривых обеспеченности годовых расходов (Рисунок 2.1) определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1996 и 1956 годы. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для каждого года отдельно:

$$1996 \text{ год } \begin{cases} K_{п} = 1,04 \\ K_{м} = 0,93 \end{cases}$$

$$1956 \text{ год } \begin{cases} K_{п} = 0,93 \\ K_{м} = 1,10 \end{cases}$$

Коэффициенты приведения 1966 года ближе к 1, значит, требуют меньшую корректировку расходов. Поэтому принимаем их для дальнейшей корректировки данных.

В таблице 2.2 представлены расходы в расчетном средневодном 1996 году без корректировки и с учетом корректировки.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном 1996 году без корректировки и с учетом корректировки

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср
Q 50 %	21	21	28	50	56	66	85	67	30	23	22	20	41
Q кор	19	19	26	46	58	69	88	70	40	19	20	19	19

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1993 год (Рисунок 2.1).

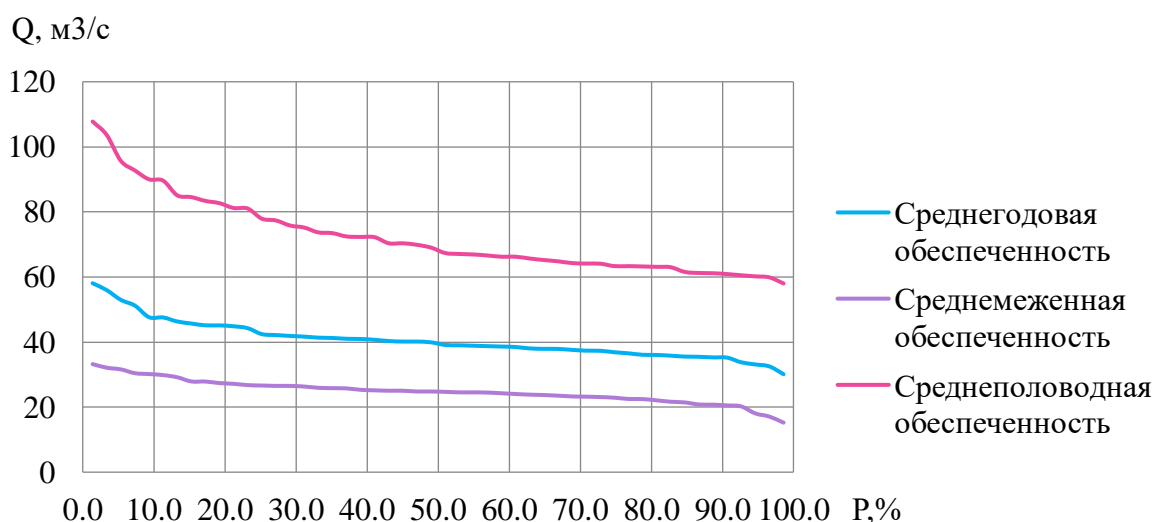


Рисунок 2.1 – Эмпирическая кривая обеспеченности стока

Коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$1993 \text{ год} \begin{cases} K_{\Pi} = 0,95 \\ K_{\text{М}} = 0,99 \end{cases}$$

Поскольку оба коэффициенты являются понижающими, использовать их нельзя. Принимаем за маловодный год 1993, не производя корректировки.

В таблице 2.3 представлены расходы в расчетном маловодном 1993 году.

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном 1993 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср
Q 90%	17	18	24	46	52	55	65	45	40	16	15	14	34

На рисунке 2.2 представлены расчетные гидрографы маловодного и средневодного годов.

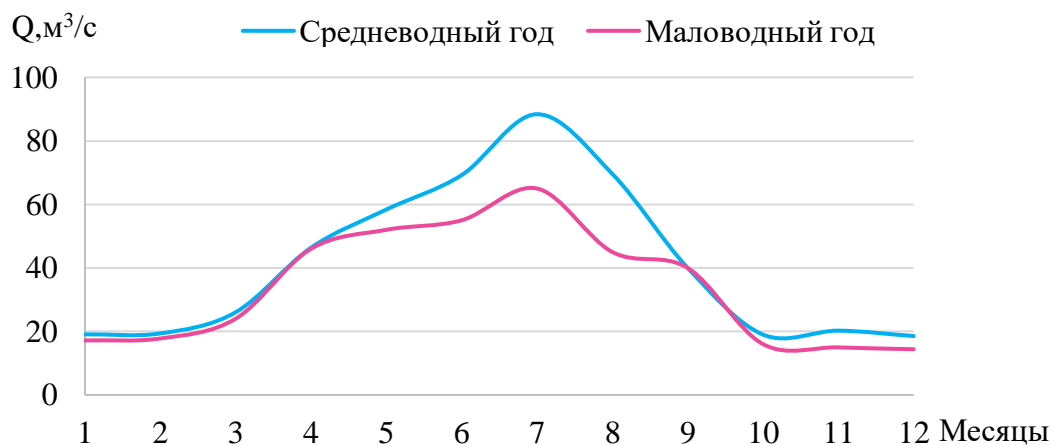


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного годов

Из рисунка 2.2 видно, что расходы в маловодном году не превышают расходы в средневодном году, дальнейшая корректировка не требуется.

2.3 Кривые связи

2.3.1 Нижний бьеф

На рисунке 2.3 представлена кривая зависимости отметки нижнего бьефа от расхода.

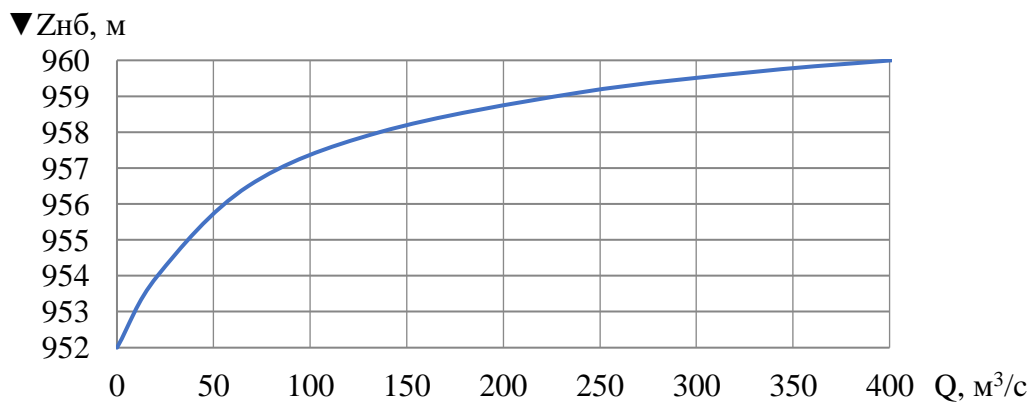


Рисунок 2.3 – Кривая зависимости отметки нижнего бьефа от расхода

В таблице 2.4 представлена зависимость отметки нижнего бьефа от расхода.

Таблица 2.4 – Сводная таблица зависимости $Z_{НБ} = f(Q)$

Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м
0	952
21	954
68	956,5
136	958
239	959,1
334	959,7
401	960

2.3.2 Верхний бьеф

На рисунке 2.4 представлена зависимость отметки верхнего бьефа от объема водохранилища.

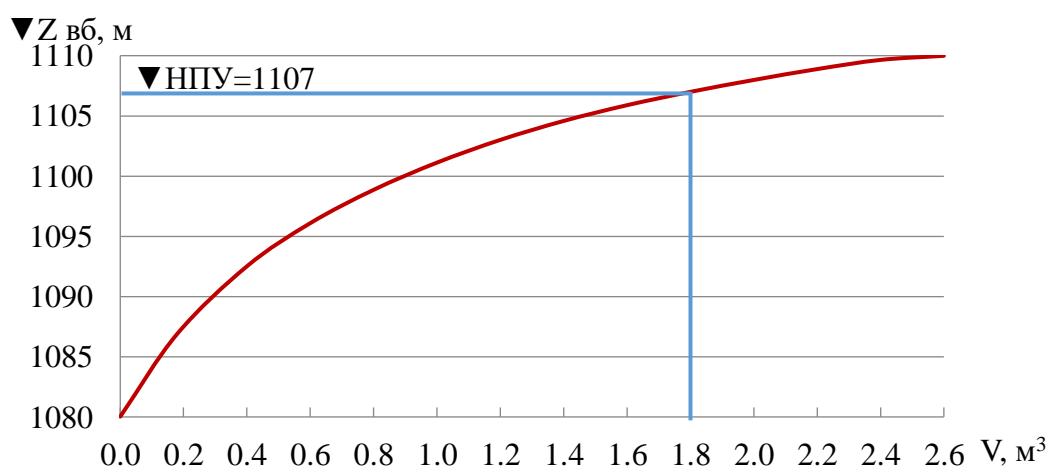


Рисунок 2.4 – Кривая зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища

В таблице 2.5 представлена зависимость отметки верхнего бьефа от расхода.

Таблица 2.5 – Сводная таблица зависимости $Z_{ВБ} = f(Q)$

V, м ³ /с	Z _{ВБ} , м
0,00	1080,03
0,18	1086,90
0,40	1092,51
0,60	1096,09
0,80	1098,86
1,00	1101,12
1,20	1103,01
1,40	1104,58
1,60	1105,89
1,80	1107,00
2,00	1107,98
2,20	1108,89
2,40	1109,65
2,60	1109,99

2.4 Суточный график нагрузки

В таблице 2.6 представлены данные для построения суточного графика нагрузки.

Таблица 2.6 – Данные для построения суточного графика нагрузки

t	P ранж	ΔP	$\Delta \Xi$	P корд	Ξ корд
1	569	5	0,005	5	0
2	563	18	0,037	24	0
3	545	2	0,007	26	0
4	543	11	0,042	37	0
5	532	4	0,020	40	0
6	528	4	0,025	45	0
7	524	2	0,016	47	0
8	522	1	0,006	48	0
9	521	2	0,015	49	0
10	519	0	0,004	50	0
11	519	3	0,028	52	0
12	516	5	0,064	58	0
13	511	0	0,006	58	0
14	511	18	0,249	76	1
15	493	5	0,073	81	1
16	488	26	0,422	107	1
17	462	8	0,134	115	1
18	454	3	0,060	118	1
19	450	21	0,403	140	2
20	429	5	0,102	145	2
21	424	10	0,209	155	2
22	414	4	0,091	159	2
23	410	0	0,001	159	2
24	410	410	9,837	569	12
P ср	494				

В таблице 2.7 представлены данные годовых максимальных и среднемесячных нагрузок Астраханского РДУ.

Таблица 2.7 – Данные годовых максимальных и среднемесячных нагрузок Астраханского РДУ

t	α	$\cos\alpha$	Pt.max,МВт	Pt.средн,МВт	a max	b max	a средн	b средн
1	0,262	0,966	567	493	531	38	453	41
2	0,785	0,707	558	482				
3	1,308	0,259	541	463				
4	1,832	-0,258	521	442				
5	2,355	-0,706	505	424				
6	2,878	-0,966	495	413				
7	3,402	-0,966	495	413				
8	3,925	-0,709	505	424				
9	4,448	-0,261	521	442				
10	4,972	0,256	541	463				
11	5,495	0,705	558	482				
12	6,018	0,965	567	493				

2.5 Определение типа регулирования

Для определения типа регулирования для начала необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Для этого принимается, что отметка УМО соответствует снижению уровня ВБ на 1/3.

$$\nabla \text{УМО} = \text{НПУ} - \frac{\text{НПУ} - \text{сух.дна}}{3} = 1107 - \frac{1107 - 1104}{3} = 1105,97 \text{ м} \quad (2.1)$$

Объемы, соответствующие отметкам УМО и НПУ, определяются по кривой связи отметки ВБ и объемов (Рисунок 2.4).

$$V_{\text{НПУ}} = 1,80 \text{ км}^3$$

$$V_{\text{УМО}} = 1,65 \text{ км}^3$$

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{пол}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 1,80 - 1,65 = 0,15 \text{ км}^3 \quad (2.2)$$

2.6 Перераспределение стока маловодного года

На основе расчетного гидрографа маловодного года (Таблица 2.3), данных о требованиях ВХК и потерях расхода (Таблица 2.1), определим среднемесячные мощности проектируемой ГЭС.

Полезный бытовой расход определяется как бытовой расход маловодного года с учетом потерь на фильтрацию, ледообразование и испарение:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{фильтр}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\text{исп}}) \quad (2.3)$$

Мощность ГЭС на полезном бытовом стоке маловодного года:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пол} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.4)$$

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

$Q_{пол}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;

$H_{ГЭС}$ – напор, разность отметок ВБ и НБ с учетом потерь, м;

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (2.5)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ВНПУ, м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней и зимней кривым связи, м;

$\Delta h = 1,5$ – потери напора в водоподводящих сооружениях, м.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.6)$$

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

Результаты расчета заносим в таблицу 2.8.

Излишки мощности, которую необходимо распределить в месяцы регулирования, рассчитаем по формуле:

$$\sum \sum N_t^{быт} - \sum N_t^{ВХК} \quad (2.7)$$

Распределение мощностей на балансе энергии, а также сам баланс энергии представлены на плакате “Использование водной энергии”.

В таблице 2.8 представлены данные режима работы по водотоку и с учетом ВХК.

Таблица 2.8 – Режим работы по водотоку и с учетом ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Q(90%)бытовая, м ³ /с	17	18	24	46	52	55	65	45	40	16	15	14	
Q исп., м ³ /с	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4	0,3	0,1	0,1	0,1	0	
Q льдообразование, м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Q фильтрации, м ³ /с	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Работа по водотоку													
ΣQ потерь, м ³ /с	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,8	0,7	0,4	0,4	0,4	0,3	
Q полезное, м ³ /с	16,8	17,4	23,6	45,6	51,5	54,4	64,2	44,3	39,6	15,6	14,6	14,1	
Z _{вб} , м	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	
Z _{нб} , м	954	954	954	956	956	956	956	955	955	954	953	953	
H, м	152	152	151	150	150	150	149	150	150	152	152	152	
N _{быт} , МВт	22	23	31	60	68	72	84	58	52	21	20	19	
Работа по ВХК													
Q ВХК, м ³ /с	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
Z _{вб} , м	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	1107	
Z _{нб} , м	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	
H, м	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	
N _{вхк} , МВт	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	Сумма
N _{быт} - N _{вхк} , МВт	-24	-23	-15	14	21	25	38	12	6	-26	-27	-27	-25

2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по условию маловодного года

Целью водно-энергетических расчетов режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности проектируемой ГЭС, отметки ∇ УМО, полезного объема водохранилища.

Обязательным условием для водно-энергетических расчетов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования. Данное условие обусловлено необходимостью использования всей полезной емкости водохранилища.

Для расчета режима работы ГЭС необходимо задаться месяцем, в котором начинается сработка. За начало сработки принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – октябрь.

Расчёт начинаем, когда водохранилище полностью заполнено и уровень воды в нем равен ∇ НПУ = 1107 м.

Результат расчетов представлен таблицами 2.3 и 2.8.

График сработки – наполнения водохранилища на рисунке 2.5.

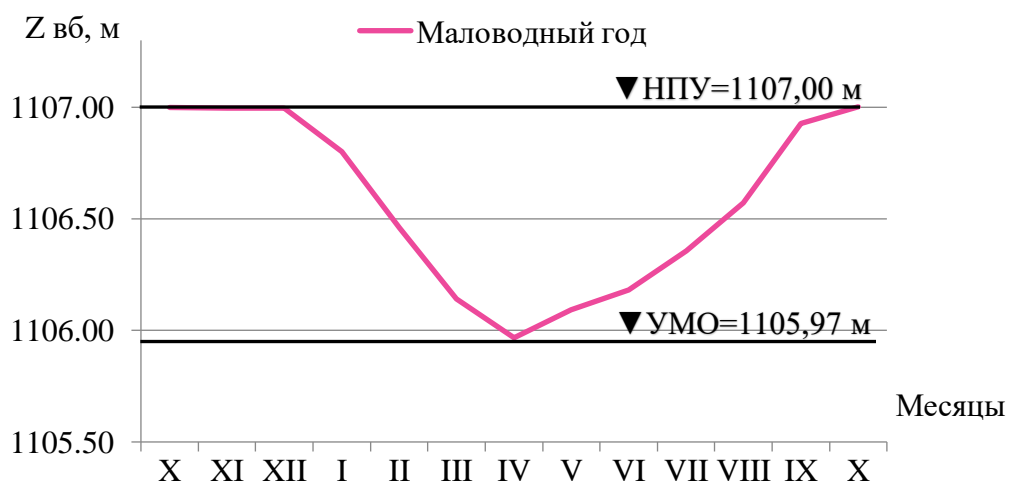


Рисунок 2.5 – График сработки-наполнения водохранилища маловодного года

В таблице 2.9, 2.10 представлены данные режима работы проектируемой ГЭС в маловодном году 1 итерация и 2 итерация соответственно.

Таблица 2.9 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (1 итерация)

Месяц	Q был, м³/с	Q исп, м³/с	Q фильтр, м³/с	Q полезн, м³/с	Q нб, м³/с	Q вхк, м³/с	Q вдх, м³/с	Q холост., м³/с	Q ГЭС, м³/с	Объем водохранилища			Уровни				Н гэс, м	N гэс, МВт	N гар, МВт
										V _{нач} , М³	ΔV, М³	V _{кон} , М³	z _{БВ} ^н , м	z _{БВ} ^к , м	z _{БВ} ^{сп} , м	z _{НБ} , м			
10	16	0,1	0,3	16	23	40	8	0	23	1,80	0,02	1,78	1107,00	1107,00	1107,00	954,18	152,61	31	31
11	15	0,1	0,3	15	37	40	22	0	37	1,78	0,06	1,72	1107,00	1106,89	1106,95	955,08	151,66	49	49
12	14	0	0,3	14	45	40	31	0	45	1,72	0,08	1,64	1106,89	1106,59	1106,74	955,55	150,99	60	60
1	17	0,1	0,3	17	46	40	29	0	45	1,64	0,08	1,56	1106,59	1106,12	1106,36	955,56	150,60	60	60
2	18	0,1	0,3	17	37	40	20	0	37	1,56	0,05	1,51	1106,12	1105,67	1105,90	955,10	150,59	49	49
3	24	0,1	0,3	24	24	40	0	0	24	1,51	0,00	1,51	1105,67	1105,36	1105,51	954,22	151,09	31	31
4	46	0,1	0,3	46	40	40	-6	0	40	1,51	-	1,53	1105,36	1105,36	1105,36	955,26	149,90	52	-
5	52	0,2	0,3	52	40	40	-12	0	40	1,53	-	1,56	1105,36	1105,46	1105,41	955,28	149,93	53	
6	55	0,2	0,4	54	40	40	-15	0	39	1,56	-	1,60	1105,46	1105,65	1105,56	955,25	150,11	52	
7	65	0,4	0,4	64	40	40	-25	0	39	1,60	-	1,67	1105,65	1105,89	1105,77	955,24	150,33	52	
8	46	0,3	0,4	45	40	40	-6	0	39	1,67	-	1,68	1105,89	1106,28	1106,09	955,25	150,64	52	
9	40	0,1	0,3	40	40	40	0	0	40	1,68	0,00	1,68	1106,28	1106,36	1106,32	955,26	150,86	53	
Q вдхр сумм = 45,5																			

При работе ГЭС с 10 по 3 месяц включительно по N_{гар}, а в остальные месяцы по N_{вхк}, первая итерация не получилась по следующим причинам:

- Суммарный расход водохранилища не равен 0 м³/с;
- Не удалось наполнить водохранилище до отметки ▼ НПУ.

Таблица 2.10 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация)

Месяц	Q быг, м³/с	Q исп, м³/с	Q фильтр, м³/с	Q полезн, м³/с	Q нб, м³/с	Q вхк, м³/с	Q вдх, м³/с	Q холост., м³/с	Q ГЭС, м³/с	Объем водохранилища			Уровни				Н гЭС, м	N гЭС, МВт	N гар, МВт
										V _{нач} , м³	ΔV, м³	V _{кон} , м³	Z _{ВВ} ^н , м	Z _{ВВ} ^к , м	Z _{ВВ} ^{ср} , м	Z _{НБ} , м			
10	16	0,1	0,3	16	16	40	0	0	16	1,80	0,00	1,80	1107,00	1107,00	1107,00	953,58	153,22	21	21
11	15	0,1	0,3	15	29	40	15	0	29	1,80	0,04	1,76	1107,00	1107,00	1107,00	954,61	152,19	39	39
12	14	0	0,3	14	38	40	24	0	38	1,76	0,06	1,70	1107,00	1106,80	1106,90	955,14	151,55	50	50
1	17	0,1	0,3	17	38	40	21	0	38	1,70	0,06	1,64	1106,80	1106,46	1106,63	955,15	151,28	50	50
2	18	0,1	0,3	17	30	40	12	0	29	1,64	0,03	1,61	1106,46	1106,14	1106,30	954,63	151,47	39	39
3	24	0,1	0,3	24	16	40	-8	0	16	1,61	-0,02	1,63	1106,14	1105,97	1106,05	953,58	152,27	21	21
4	46	0,1	0,3	46	40	40	-6	0	40	1,63	-0,02	1,65	1105,97	1106,09	1106,03	955,26	150,57	52	-
5	52	0,2	0,3	52	40	40	-12	0	40	1,65	-0,03	1,68	1106,09	1106,18	1106,14	955,28	150,66	53	
6	55	0,2	0,4	54	40	40	-15	0	39	1,68	-0,04	1,72	1106,18	1106,36	1106,27	955,25	150,82	52	
7	65	0,4	0,4	64	40	40	-25	0	39	1,72	-0,07	1,79	1106,36	1106,57	1106,46	955,24	151,02	52	
8	46	0,3	0,4	45	40	40	-6	0	39	1,79	-0,01	1,80	1106,57	1106,93	1106,75	955,25	151,30	52	
9	40	0,1	0,3	40	40	40	0	0	40	1,80	0,00	1,80	1106,93	1107,00	1106,97	955,26	151,51	53	
										Q вдхр сумм = 0									

При работе ГЭС с 10 по 3 месяц включительно по Nгар, а в остальные месяцы по Nвхк, вторая итерация выполнена успешно.

- Суммарный расход водохранилища равен 0 м³/с;
- Удалось наполнить водохранилище до отметки ▼НПУ;
- Объем водохранилища в начале сработки и в конце наполнения равны объему водохранилища при ▼НПУ.

В результате ВЭР режима ГЭС в маловодный год, была получена отметка уровня мертвого объема $\nabla \text{УМО} = 1105,97 \text{ м}$.

Уточняем коэффициент зарегулированности стока:

$$\nabla \text{НПУ} = 1107,00 \text{ м}$$

$$\nabla \text{УМО} = 1105,97 \text{ м}$$

Объемы, соответствующие отметкам УМО и НПУ, определяются по кривой связи отметки ВБ и объемов (Рисунок 2.4).

$$V_{\text{НПУ}} = 1,80 \text{ км}^3$$

$$V_{\text{УМО}} = 1,65 \text{ км}^3$$

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{пол}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 1,80 - 1,65 = 0,15 \text{ км}^3 \quad (2.8)$$

Средний многолетний сток:

$$\overline{W}_{\text{мн}} = \overline{Q}_{\text{мн}} \cdot t_{\text{год}}^c = 50,74 \cdot (365 \cdot 24 \cdot 3600) / 10^9 = 1,6 \text{ км}^3 \quad (2.9)$$

где $\overline{Q}_{\text{мн}}$ определяется по гидрологическому ряду (Приложение А)

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\overline{W}_{\text{мн}}} = \frac{0,15}{1,6} = 0,09 \quad (2.10)$$

Этот коэффициент определяет тип регулирования. Так как коэффициент принимает значение, не превышающее 0,3, это годичный тип регулирования.

2.8 Баланс мощности

Баланс мощности системы строится на графике максимальных нагрузок и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы. Для построения баланса мощности заполним таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц		ЭС		Проект ГЭС			ТЭС			
		Pt max	Pt нагр рез	Nраб	Nнагр	N рем	N раб	N ав	N рем	N нагр
январь	1	567	17	92	5		488	57		12
февраль	2	558	17	83	4		488	56		13
март	3	541	16	66	3		488	54		13
апрель	4	521	16	66	3		468	52		12
май	5	505	15	65	3		453	51	15	12
июнь	6	495	15	65	3		443	50	26	12
июль	7	495	15	65	3		443	50	26	12
август	8	505	15	65	3		453	51	15	12
сентябрь	9	521	16	66	3		469	52		12
октябрь	10	541	16	66	3	15	488	54		13
ноябрь	11	558	17	83	4		488	56		13
декабрь	12	567	17	92	5		488	57		12
январь	1	567	17	92	5		488	57		12

2.9 Определение установленной мощности ГЭС

Приближенная установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{пуст гЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{выт}} + N_{\text{рез}} = 92 + 5 = 97 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{выт}}$ – максимальная мощность проектируемой станции;

$$N_{\text{раб}}^{\text{выт}} = N_{\text{р}}^{\text{январь}} = 92 \text{ кВт}$$

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{рем}} + N_{\text{ав}} + N_{\text{нагр}}, \quad (2.12)$$

где $N_{\text{рем}}$ – ремонтный резерв;

$N_{\text{ав}}$ – аварийный резерв. Его расположим на ТЭС;

$$N_{\text{ав}}^{\text{ТЭС}} = 10\%;$$

$N_{\text{нагр}} = 3\%$ – нагрузочный резерв. Располагается на ГЭС, так как не предусматривается дополнительный объем водохранилища.

Пропорционально мощностям проектируемой и существующей ГЭС распределяем нагрузочный резерв. Соответственно 14 МВт и 27 МВт.

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}} = 5 \text{ МВт}$$

2.10 Капитальный ремонт оборудования

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется, когда на ГЭС имеется свободная мощность. Продолжительность ремонта оборудования ГЭС составляет 30 календарных дней, а его частота – 1 раз в 6 лет.

Для планирования капитального ремонта ГЭС рассчитывается ремонтная площадь по формуле 2.13. Зная вытесняющие мощности, определим ремонтную площадь проектируемой и существующей ГЭС:

$$F_{\text{рем.пр}} = \frac{N_{\text{р}}^{\text{январь}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 15 \text{ МВт} \quad (2.13)$$

2.11 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС для средневодного года, определение среднемноголетней выработки

Основной задачей ВЭР для средневодного года является определение среднемноголетней выработки.

Рассмотрим 2 режима наполнения водохранилища:

- По мощностям (Таблица 2.12);
- По отметкам сработки маловодного года (Таблица 2.13).

Из этих двух режимов выберем тот, где среднемноголетняя выработка больше.

По итогу расчета среднемноголетняя выработка в режиме по мощностям оказалась больше, чем среднемноголетняя выработка в режиме по отметкам:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{МН}}^{\text{отм}} = 466,33 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{МН}}^{\text{мощн}} = 467 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч},$$

На рисунке 2.6 представлен график сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном году.

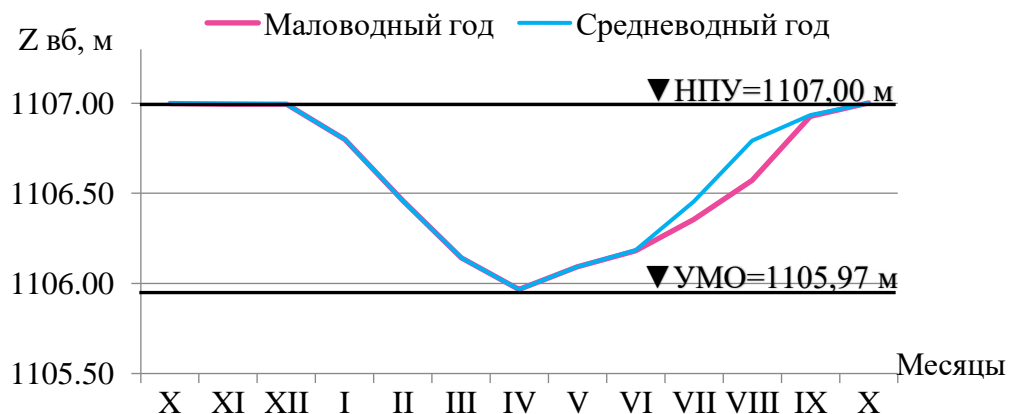


Рисунок 2.6 – График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном году

Таблица 2.12 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям

Месяц	Q быт, м³/с	Q пот, м³/с	Q исп, м³/с	Q фильтр, м³/с	Q полезн, м³/с	Q нб, м³/с	Q вхк, м³/с	Q вдх, м³/с	Q холост., м³/с	Q ГЭС, м³/с	Объем водохранилища			Уровни				Н ГЭС, м	N ГЭС, МВт	N гар, МВт	Э ГЭС, млн кВтч
											V _{нач} , м³	ΔV, м³	V _{кон} , м³	Z _{ВВ} ^н , м	Z _{ВВ} ^к , м	Z _{ВВ} ^{сп} , м	Z _{НБ} , м				
10	19	0	0,1	0,3	18	19	40	0,5	0	19	1,80	0,00	1,80	1107,00	1107,00	1107,00	953,83	152,97	25	25	0,6
11	20	0	0,1	0,3	20	33	40	13	0	32	1,80	0,03	1,77	1107,00	1106,99	1106,99	954,83	151,97	43	43	1,0
12	19	0	0	0,3	18	41	40	22,5	0	41	1,77	0,06	1,71	1106,99	1106,82	1106,91	955,32	151,38	54	54	1,3
1	19	0	0,1	0,3	19	41	40	22	0	41	1,71	0,06	1,65	1106,82	1106,50	1106,66	955,32	151,14	54	54	1,3
2	19	0	0,1	0,3	19	32	40	13	0	32	1,65	0,03	1,61	1106,50	1106,16	1106,33	954,80	151,33	43	43	1,0
3	26	0	0,1	0,3	26	19	40	-7	0	19	1,61	-0,02	1,63	1106,16	1105,97	1106,07	953,83	152,03	25	25	0,6
4	46	0	0,1	0,3	46	31	40	-15	0	31	1,63	-0,04	1,67	1105,97	1106,08	1106,03	954,74	151,09	41	-	1,0
5	58	0	0,2	0,3	58	43	40	-15	0	43	1,67	-0,04	1,71	1106,08	1106,31	1106,20	955,44	150,56	57	-	1,4
6	69	0	0,2	0,4	69	61	40	-8	0	61	1,71	-0,02	1,73	1106,31	1106,60	1106,46	956,24	150,01	80	-	1,9
7	88	0	0,4	0,4	88	77	40	-11	0	77	1,73	-0,03	1,76	1106,60	1106,71	1106,65	956,79	149,67	101	-	2,4
8	70	0	0,3	0,4	69	59	40	-10	0	59	1,76	-0,03	1,79	1106,71	1106,87	1106,79	956,18	150,41	78	-	1,9
9	40	0	0,1	0,3	40	35	40	-4,5	0	35	1,79	-0,01	1,80	1106,87	1107,00	1106,94	955,00	151,74	47	-	1,1

Таблица 2.13 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям

Месяц	Q быг, м³/с	Q пот, м³/с	Q исп, м³/с	Q фильтр, м³/с	Q полезн, м³/с	Q нб, м³/с	Q вхк, м³/с	Q вдх, м³/с	Q холост., м³/с	Q ГЭС, м³/с	Объем водохранилища			Уровни				Н гэс, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Э гэс, млн кВтч
											V _{нач} , м³	ΔV, м³	V _{кон} , м³	Z _{ВВ} ^н , м	Z _{ВВ} ^к , м	Z _{ВВ} ^{сп} , м	Z _{НБ} , м				
10	19	0	0,1	0,3	18	18	40	0	0	18	1,80	0,00	1,80	1107,00	1107,00	1107,00	953,79	153,01	24	24	0,6
11	20	0	0,1	0,3	20	35	40	15	0	34	1,80	0,04	1,76	1107,00	1107,00	1107,00	954,95	151,85	46	46	1,1
12	19	0	0	0,3	18	42	40	23,5	0	42	1,76	0,06	1,70	1107,00	1106,80	1106,90	955,38	151,32	56	56	1,3
1	19	0	0,1	0,3	19	40	40	21	0	40	1,70	0,06	1,64	1106,80	1106,46	1106,63	955,26	151,17	53	53	1,3
2	19	0	0,1	0,3	19	31	40	12	0	31	1,64	0,03	1,61	1106,46	1106,14	1106,30	954,74	151,36	41	41	1,0
3	26	0	0,1	0,3	26	18	40	-8	0	18	1,61	-0,02	1,63	1106,14	1105,97	1106,05	953,75	152,10	24	24	0,6
4	46	0	0,1	0,3	46	40	40	-6	0	40	1,63	-0,02	1,65	1105,97	1106,09	1106,03	955,28	150,55	53		1,3
5	58	0	0,2	0,3	58	40	40	-18	0	40	1,65	-0,05	1,70	1106,09	1106,19	1106,14	955,27	150,67	53		1,3
6	69	0	0,2	0,4	69	45	40	-24	0	45	1,70	-0,06	1,76	1106,19	1106,46	1106,32	955,53	150,59	59	-	1,4
7	88	0	0,4	0,4	88	78	40	-10	0	78	1,76	-0,03	1,79	1106,46	1106,79	1106,62	956,82	149,61	102		2,5
8	70	0	0,3	0,4	69	64	40	-5	0	64	1,79	-0,01	1,80	1106,79	1106,93	1106,86	956,37	150,30	85		2,0
9	40	0	0,1	0,3	40	40	40	0	0	40	1,80	0,00	1,80	1106,93	1107,00	1106,97	955,26	151,51	53		1,3

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Режимное поле

Для определения область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, нужно построить режимное поле, с указанием линий ограничений для разных режимов.

Определим ограничения работы для турбин, устанавливаемых на проектируемую ГЭС:

- Ограничение по расчётной устанавливаемой мощности;
- Ограничение по пропускной способности ГЭС;
- Ограничение по минимальному расходу.

Полученные данные заносим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные полученные при расчете режимного поля

Кривые связи для лет. и зим. условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по $N_{уст}$		Линия огр. по проп. способ-и ГЭС		Линия ограничения по сан.попуск	
Qнб	Zнб,лето	H нпу	H умо	Hзвб1(p)	H	Q	H	Q	H	Q
0	952	153,5	152,5	153,1	150,00	73	148,8	74,0	0	10
10	953	152,5	151,4	152,1	149,00	74	148,0	73,6	200	10
20	954	151,6	150,5	151,2	148,90	74	147,5	73,4	-	-
30	955	150,8	149,8	150,5	148,50	74	147,0	73,1	-	-
40	955	150,2	149,2	149,9	148,00	74	146,5	72,9	-	-
50	956	149,7	148,7	149,4	-	-	-	-	-	-
60	956	149,3	148,3	148,9	-	-	-	-	-	-
70	957	148,9	147,9	148,6	-	-	-	-	-	-
80	957	148,6	147,6	148,3	-	-	-	-	-	-
90	957	148,4	147,3	148,0	-	-	-	-	-	-
100	957	148,1	147,1	147,8	-	-	-	-	-	-

На рисунке 3.1 представлено режимное поле.

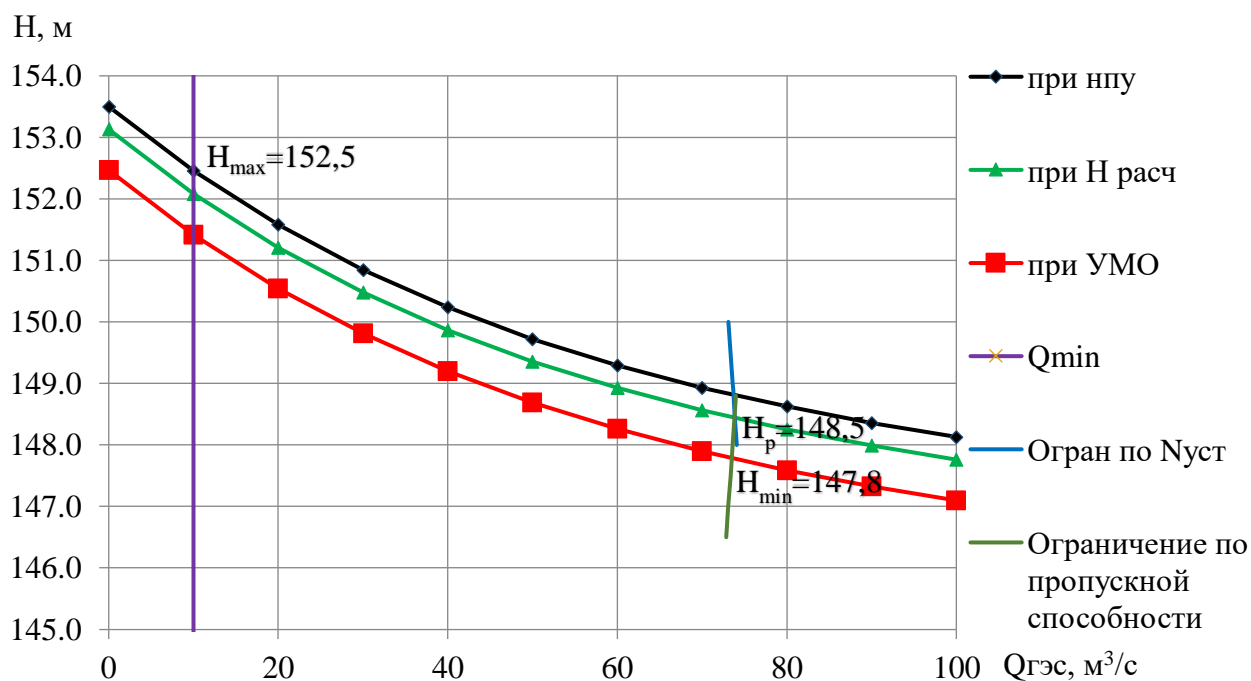


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.2 Выбор системы и типа гидротурбин

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра D_1 рабочего колеса и синхронной частоты вращения $n_{синх}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров, выбираем тип гидротурбин: РО 170а-В, РО 170б-В, ПЛД170, их параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин

Параметр	РО170а-В	РО170б-В	ПЛД170
$H_{пред}$, м	170	170	170
H_{min}/H_{max}	0,65	0,65	0,50
n'_{opt} , об/мин	68	69	80
Q'_{opt} , л/с	625	585	650
$\eta_{m opt}$	0,923	0,928	0,909
$Q_{I max}$, л/с	780	670	1100
$D'1$, м	0,4355	0,5587	0,325
$H_{мод}$, м	4	4	5
$t_{мод}$, °С	7	4	16

3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9.81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.1)$$

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

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon=0,75$).

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 110000$ кВт);

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_M} \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n' = \frac{n'_{I p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где $n'_{I p}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\min})^{0.5}} \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}} \quad (3.7)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\max})^{0.5}} \quad (3.8)$$

Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_{I p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{I p}$, чтобы произведение $Q'_{I p} \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.10)$$

Приведенные расходы:

$$Q'_{I \max} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} \quad (3.11)$$

$$Q'_{I \min} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} \quad (3.12)$$

Расчеты ПЛД170 нескольких диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛД170

D1, м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2
η_T	0,886	0,889	0,891	0,893	0,894	0,895	0,896
N' а, МВт	23,1	36,1	45,2	59,1	74,8	83,3	92,3
Z' шт	4,2	2,7	2,1	1,6	1,3	1,2	1,1
Z а, шт	4	3	2 (3)	2	2	2	2
N а, МВт	20,3	31,8	40,0	52,4	66,4	74,0	82,1
Δ'	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
n'с, об/мин	1041,9	835,0	746,2	653,6	581,5	551,1	523,7
n с об/мин	100	750	750	600	600	600	600
n' max, об/мин	10,3949098	74,7	83,6	76,4	85,8	90,6	95,3
n' расч, об/мин	10,41949654	74,5	83,4	76,2	85,6	90,4	95,1
n' min, об/мин	10,558894	73,6	82,3	75,2	84,5	89,2	93,8
Q· η рас	1,005	1,004	1,003	1,002	1,001	1,000	1,000
Q· η max	1,046	1,044	1,043	1,042	1,042	1,041	1,041

Расчеты РО 170а–В нескольких диаметров представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины РО 170а–В

D1, м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2
η_T	0,919	0,921	0,922	0,923	0,924	0,925	0,925
N' а, МВт	14,1	22,1	27,7	36,2	45,8	51,1	56,6
Z' шт	6,9	4,4	3,5	2,7	2,1	1,9	1,7
Z а, шт	8	4	4	3	3	2	2
N а, МВт	12,9	20,2	25,4	33,2	42,1	46,9	52,0
Δ'	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n'с, об/мин	848,6	679,7	607,3	531,7	472,9	448,2	425,9
n с об/мин	1000	750	600	500	500	428,6	428,6
n' max, об/мин	80,6	75,4	67,5	64,3	72,3	65,4	68,8
n' расч, об/мин	80,4	75,3	67,4	64,1	72,1	65,2	68,6
n' min, об/мин	79,3	74,3	66,5	63,3	71,2	64,4	67,7
Q· η рас	0,656	0,655	0,655	0,654	0,654	0,654	0,654
Q· η max	0,683	0,682	0,682	0,681	0,681	0,680	0,680

Расчеты РО 170б–В нескольких диаметров представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры гидротурбины РО 170б–В

D1, м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2
η_T	0,924	0,927	0,928	0,929	0,930	0,930	0,931
N' а, МВт	12,0	18,7	23,5	30,7	38,8	43,3	47,9
Z' шт	8,1	5,2	4,1	3,2	2,5	2,2	2,0
Z а, шт	8	6	4	3	3	2	2
N а, МВт	11,0	17,2	21,6	28,3	35,8	40,0	44,3
Δ'	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'с, об/мин	855,5	685,2	612,1	535,9	476,7	451,7	429,2
n с об/мин	1000	750	600	500	500	428,6	428,6
n' max, об/мин	80,8	75,7	67,8	64,5	72,5	65,6	69,1
n' расч, об/мин	80,7	75,5	67,6	64,4	72,4	65,5	68,9
n' min, об/мин	79,6	74,5	66,7	63,5	71,4	64,6	68,0
Q· η рас	0,565	0,565	0,564	0,564	0,564	0,563	0,563
Q· η max	0,588	0,588	0,587	0,587	0,587	0,586	0,586

Сопоставление различных турбин по следующим параметрам:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;
- Условия транспортировки.

Исходя из параметров, перечисленных выше, была выбрана гидротурбина РО170а–В–200, строим режимное поле (Рисунок 3.1). Правая граница поля состоит из двух линий – верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата (линия ограничения по пропускной способности турбины), а нижняя строится по двум точкам, одна из которой – расчетная точка, а другая – точка, определенная по той же формуле, но для максимального напора (линия ограничения по генератору). Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу (санитарный попуск), представляет собой соединенные точки Q'_I при N_{\min} и N_{\max} .

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы определим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.13)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_S определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показал, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора H_{\max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_S + \Delta Z_{\text{х.пл.}}, \quad (3.14)$$

где B – барометрическое давление (10,33 м.вод.ст);

ΔH_S – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

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

$\Delta Z_{\text{х.пл.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для турбины РО170а–В $\Delta Z_{\text{х.пл.}} = 0,238D_1/2$.

При H_{\max} :

$$H_S = 10,33 - \frac{954,5}{900} - 0,05 \cdot 152,5 - 1,5 + 0,238 \cdot \frac{2}{2} = 0,35 \text{ м}$$

При H_p :

$$H_S = 10,33 - \frac{956}{900} - 0,07 \cdot 148,5 - 1,5 + 0,238 \cdot \frac{2}{2} = -2,42 \text{ м}$$

При H_{\min} :

$$H_S = 10,33 - \frac{954,9}{900} - 0,068 \cdot 147,8 - 1,5 + 0,238 \cdot \frac{2}{2} = -2,07 \text{ м}$$

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания:

$$Z_{PK1}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}) \quad (3.15)$$

$$Z_{PK2}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}) \quad (3.16)$$

$$Z_{PK3}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}) \quad (3.17)$$

Для турбины PO170a-B-200:

$$Z_{PK1} = 954,5 + 0,35 = 954,85 \text{ м}$$

$$Z_{PK2} = 956 + (-2,42) = 953,58 \text{ м}$$

$$Z_{PK3} = 954,9 + (-2,07) = 952,83 \text{ м}$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK2} = 953,58$ м. Такая отметка рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчетных режимах.

3.5 Гидромеханический расчет и построение плана металлической спиральной камеры. Определение ее геометрических размеров проточной части

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями. При ее расчете задались тремя главными условиями, которым должен подчиняться поток, через нее проходящий:

- Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.
- Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
- Подбирались размеры радиальных сечений спиральной камеры так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

По чертежу проточной части (Приложение Б) модельной гидротурбины определили основные геометрические размеры: высота направляющего аппарата $b_0 = 0,238$, $D_1 = 0,476$ м, угол обхвата $\varphi=345^\circ$, и высоту статора $b_1 = 0,496$ м. Основные размеры статора для $D_1 = 2$ м: $D_a = 3,35$ м, $D_b = 2,85$ м, $D_4 = 3,6$ м, $R_4 = 1,80$ м, $R = 0,2$ м, $h_1 = 0,23$ м.

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2h_1 = 0,496 + 2 \cdot 0,23 = 0,96 \text{ м} \quad (3.18)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры:

$$v_{\text{ср}} = f(H_p)$$

$$v_{\text{ср}} = 9,5 \text{ м/с}$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{ВХ}} = Q_P \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 37 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 35,7 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.19)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_{\text{ВХ}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{35,7}{9,5} = 3,8 \text{ м}^2 \quad (3.20)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{ВХ}} = \sqrt{\frac{F_{\text{ВХ}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{3,8}{\pi}} = 1,09 \text{ м} \quad (3.21)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 1,80 + \sqrt{1,09^2 - \left(\frac{0,96}{2}\right)^2} = 2,78 \text{ м} \quad (3.22)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{ВХ}} = a_{\text{ВХ}} + p_{\text{ВХ}} = 7,85 + 3,64 = 3,9 \text{ м} \quad (3.23)$$

Входное сечение:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a_{\text{ВХ}} - \sqrt{a_{\text{ВХ}}^2 - p_{\text{ВХ}}^2} = 2,78 - \sqrt{2,78^2 - 1,09^2} = 0,22 \quad (3.24)$$

$$\frac{1}{c} = 0,215$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{ВХ}}}{360} = \frac{345^\circ}{360^\circ} = 0,958 \quad (3.25)$$

Сечения СК, последовательно задавая значения углов φ_i через $\Delta\varphi=15^\circ$.

Расчет для $\varphi = 330$:

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2R_4\varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 0,197 + \sqrt{\frac{2 \cdot 1,80 \cdot 0,958}{0,917} - \left(\frac{0,96}{2}\right)^2} = 0,89 \text{ м} \quad (3.26)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x = 1,80 + 0,89 = 2,69 \text{ м} \quad (3.27)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{0,792^2 + \left(\frac{0,96}{2}\right)^2} = 1,01 \text{ м} \quad (3.28)$$

Наружный радиус расчетного сечения:

$$R = a + p = 2,69 + 1,01 = 3,7 \text{ м} \quad (3.29)$$

Расчет остальных сечений производили по таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Данные для расчета спиральной камеры

φ						x	X ²	P ²	p	a	R
	$\varphi/360$	φ/c	$2R_4[3]$	$[4]-(H_1/2)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8]+]-(H_1/2)^2$	$[9]^{\wedge}0.5$	$R_4+[7]$	$[10]+[11]$
345	0,958	0,206	0,741	0,513	0,716	0,92	0,850	1,078	1,04	2,722	3,760
330	0,917	0,197	0,709	0,480	0,693	0,89	0,792	1,020	1,01	2,690	3,700
315	0,875	0,188	0,677	0,448	0,669	0,86	0,735	0,964	0,98	2,657	3,639
300	0,833	0,179	0,644	0,416	0,645	0,82	0,679	0,907	0,95	2,624	3,576
285	0,792	0,170	0,612	0,384	0,619	0,79	0,623	0,852	0,92	2,589	3,512
270	0,750	0,161	0,580	0,351	0,593	0,75	0,568	0,797	0,89	2,554	3,447
255	0,708	0,152	0,548	0,319	0,565	0,72	0,514	0,743	0,86	2,517	3,379
240	0,667	0,143	0,515	0,287	0,536	0,68	0,461	0,689	0,83	2,479	3,309
225	0,625	0,134	0,483	0,255	0,505	0,64	0,408	0,637	0,80	2,439	3,237
210	0,583	0,125	0,451	0,223	0,472	0,60	0,356	0,585	0,76	2,397	3,162
195	0,542	0,116	0,419	0,190	0,436	0,55	0,305	0,534	0,73	2,353	3,083
180	0,500	0,107	0,387	0,158	0,398	0,51	0,255	0,484	0,70	2,305	3,000
165	0,458	0,098	0,354	0,126	0,355	0,45	0,205	0,434	0,66	2,253	2,912

Так как для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строили плавную зависимость по уже имеющимся координатам R и φ . Недостающий участок плавно продлили до 0 и получили зависимость $R=f(\varphi)$.

На рисунке 3.2 представлен график зависимости угла (φ) от радиуса (R).

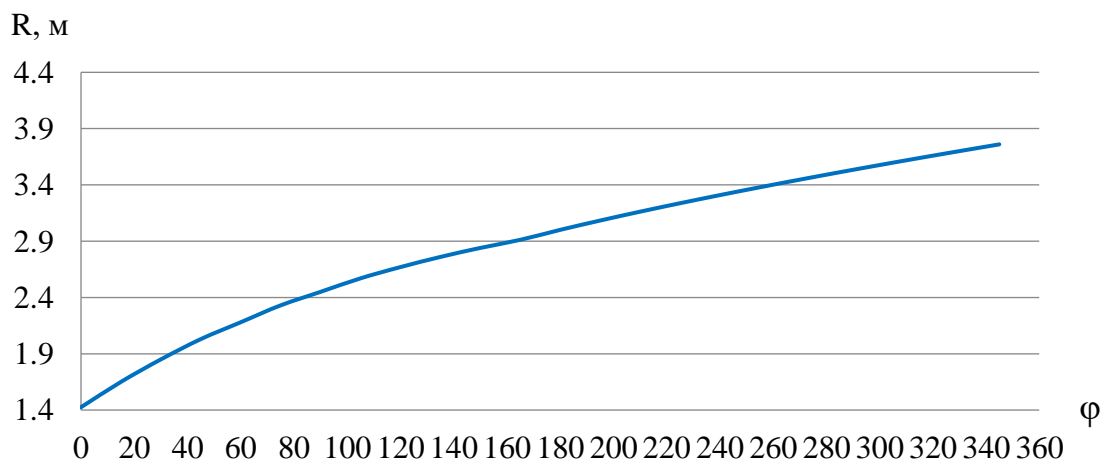


Рисунок 3.2 – График зависимости угла (φ) от радиуса (R)

Сняли значения R в зависимости от угла φ :

$$R(\varphi = 150) = 2,8 \text{ м}$$

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin \alpha_k} = \frac{0,96}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 0,83 \text{ м} \quad (3.30)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi = 150) = \frac{R_{\varphi=150} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos \alpha_k))}{2 \cos \alpha_k} \quad (3.31)$$

$$p_2(\varphi = 150) = \frac{2,8 - (1,80 + 0,83 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cos 35^\circ} = 0,95 \text{ м}$$

В таблице 3.7 представлены характеристики для меньшего радиуса эллиптических сечений.

Таблица 3.7 – Характеристики для меньшего радиуса эллиптических сечений

φ	p_1	R	p_2
150	0,83	2,8	0,95
135		2,8	0,87
120		2,7	0,78
105		2,6	0,68
90		2,5	0,56
75		2,3	0,44
60		2,2	0,29
45		2,0	0,14

В таблице 3.8 представлены данные теоретического чертежа спиральной камеры.

Таблица 3.8 – Теоретический чертеж спиральной камеры

Для круглого сечения				
№	φ	ρ	a	R
1	345	1,04	2,722	3,760
2	330	1,01	2,690	3,700
3	315	0,98	2,657	3,639
4	300	0,95	2,624	3,576
5	285	0,92	2,589	3,512
6	270	0,89	2,554	3,447
7	255	0,86	2,517	3,379
8	240	0,83	2,479	3,309
9	225	0,80	2,439	3,237
10	210	0,76	2,397	3,162
11	195	0,73	2,353	3,083
12	180	0,70	2,305	3,000
13	165	0,66	2,253	2,912
Для эллиптического сечения				
№	φ	ρ ₁	R	ρ ₂
14	150	0,83	2,8	0,95
15	135		2,8	0,87
16	120		2,7	0,78
17	105		2,6	0,68
18	90		2,5	0,56
19	75		2,3	0,44
20	60		2,2	0,29
21	45		2,0	0,14

План спиральной камеры представлен в приложении В.

3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор МНУ, генератора и ЭГР

3.6.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины

Расчет вала на прочность.

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

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33},$$

где $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$ МПа,

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 52000}{428,6} = 1,18 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.32)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]}\right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{1,18}{30}\right)^{0,33} = 0,600 \text{ м} = 600 \text{ мм} \quad (3.33)$$

Полученное значение диаметра округлили до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Приняли $D_в = 600$ мм.

Расчет сегментного подшипника.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1}\right) = \frac{0,8 \cdot 52000}{428,6 \cdot 2} = 48,53 \text{ кН} \quad (3.34)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на 15–20 мм больше $D_в$, поэтому приняли $d_n = 620$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}] = \frac{48,53}{0,62 \cdot 0,3} = 0,261 \text{ кПа}, \quad (3.35)$$

где $h_{п}$ – приняли 300 мм, при $D_в = 600$ мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 27,81 = 806,49 \text{ кПа} \quad (3.36)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_n}{30} = \pi \cdot 428,6 \cdot \frac{0,62}{30} = 27,81 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (3.37)$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдается.

Принимаем сегментный подшипник из-за более простой установки и эксплуатации.

3.6.2 Выбор типа маслонапорной установки

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

МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов.

По номограмме определили тип маслонапорной установки для напора 170 м и $D1 = 2$ м:

МНУ 1,6/1–40–2,5–2,

где 2 – объем гидроаккумулятора

1 – количество гидроаккумуляторов

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²

2,5 – вместительность сливного бака в м³

2 – количество насосов.

3.6.3 Выбор генератора и расчёт установленной мощности ГЭС

По частоте вращения и мощности подходит генератор СВ–430/210–14:

– Частота вращения, $n_{\text{синх}} = 428,6$ об/мин.

– $S_{\text{ном}} = 68,75$ МВА

– $\cos\varphi = 0,8$

– КПД = 97,5%

– Активная мощность, $N_A = 55$ МВт

– Число пар полюсов, $p = 14$

– Диаметр ротора, $D_i = 430$ см

– Высота активной стали, $l_a = 210$ см

Установленная мощность ГЭС рассчитывается исходя из подобранного генератора и находится как сумма мощностей всех генераторов:

$$N_{\text{уст.ГЭС}} = N_A + N_A = 55 + 55 = 110 \text{ МВт} \quad (3.38)$$

3.6.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина радиально–осевая, то выбрали ЭГР. Диаметр главного золотника – 150 мм. Выбранный регулятор: ЭГР–2и1–150–11,

где ЭГР – электрогидравлический регулятор;

2 и1 – управляющая колонка 2 и 1;

150 – диаметр главного золотника в мм;

11 – гидромеханическая колонка одиннадцатого исполнения.

4 Компановка и сооружения гидроузла

4.1 Определение класса сооружения

По высоте сооружения и типа грунта:

Тип грунта: Скальный – гранит;

Высота плотины: 27 м;

Класс сооружения – III

По назначению ГТС и условиям эксплуатации:

Установленная мощность: $N_{уст} = 97$ МВт;

Класс сооружения – III

По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

По числу постоянно проживающих людей: 2536 человек.

Класс сооружения – II

Вывод: Выбираем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – II класс. Коэффициент надежности для сооружений II класса: $\gamma_n = 1,20$.

4.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины принимается:

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

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 0,543 + 0,00285 + 0,5 = 1,04585 \text{ м}, \quad (4.2)$$

где $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,5$ м.

Высота ветрового нагона волны определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_W \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,0000021 \cdot \frac{20^2 \cdot 450}{9,81 \cdot 13,5} \cdot 1 = 0,00285 \text{ м}, \quad (4.3)$$

где $V = 20$ м/с – расчетная скорость ветра;

k_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра

$$k_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 20) \cdot 10^{-7} = 0,000002 \quad (4.4)$$

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{1107 - 1080}{2} = 13,5 \text{ м} \quad (4.5)$$

Находим безразмерные величины – параметры волнового воздействия:

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 450}{20^2} = 11 \text{ и } \frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{20} = 10595 \quad (4.6)$$

$$\text{Для } \frac{gL}{V^2} = 11 \quad \begin{cases} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,0065 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 0,85 \end{cases}, \quad \text{для } \frac{gt}{V} = 10595 \quad \begin{cases} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,075 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 3,9 \end{cases}$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{0,85 \cdot V}{g} = \frac{0,85 \cdot 20}{9,81} = 1,73 \text{ с} \quad (4.7)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0065 \cdot V^2}{g} = \frac{0,0065 \cdot 20^2}{9,81} = 0,26 \text{ м} \quad (4.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,73^2}{2 \cdot 3,14} = 4,67 \text{ м} \quad (4.9)$$

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

$$13,5 > 0,5 \cdot 4,67 = 2,335$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,26 \cdot 2,09 = 0,543 \text{ м}, \quad (4.10)$$

где K_i – коэффициент, определяемый в зависимости от значения $\frac{gL}{V^2}$ (для глубоководной зоны), $K_i = 2,09$;

\bar{h} – средняя длина волны.

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 1107 + 1,05 = 1108,05 \text{ м} \quad (4.11)$$

4.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчет 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.

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты.

Расчетный максимальный расход для второго класса капитальности является расход 1% обеспеченности, для поверочного – 0,1% обеспеченности.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчетный случай. Пропуск расчетного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{осн.рас}} = Q_{\text{осн.мах}} - (n_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} - Q_{\text{ав}}, \quad (4.12)$$

где $n_{\text{агр}}$ – число агрегатов;

$Q_{\text{ГА}}$ – расход через один агрегат;

$$Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}$$

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем;

$t_{\text{ср}}$ – время сработки, $t_{\text{ср}} = 6$ месяца.

$$Q_{\text{осн.рас}} = 120 - (2 - 1) \cdot 39,2 - \frac{0,29 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 62,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}_{\text{м.з}}(Q_{1\%}) = 1107 - 957,8 = 149,2 \text{ м}, \quad (4.13)$$

где $\text{УНБ}(Q_{1\%})$ – уровень нижнего бьефа при $Q_{1\%}$

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{52 \cdot 1000}{9,81 \cdot 21,2 \cdot 0,9065} = 39,2 \frac{м^3}{с}, \quad (4.14)$$

где $N_{ГА}$ – мощность одного гидроагрегата;
 $H_{осн}$ – основной напор, определяемый выше;
 η – КПД гидроагрегата.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{осн.рас}}{q} = \frac{Q_{осн.рас}}{1,25q_p} \quad (4.15)$$

$$B = \frac{Q_{осн.рас}}{1,25 \cdot V_{доп} \cdot h_{нб}} = \frac{62,2}{1,25 \cdot 5 \cdot 5,7} = 1,75 \text{ м},$$

где q – удельный расход на водосливе;

q_p – удельный расход на рисберме;

$V_{доп}$ – допустимая скорость на рисберме, для гранита $V_{доп} = 5 \text{ м/с}$;

$h_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$

При $Q_{осн.мах}$:

$$h_{нб} = \nabla_{НБ} - \nabla_{дно} = 1085,7 - 1080 = 5,7 \text{ м} \quad (4.16)$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону

Предварительные расчеты показали, что высота затвора в 6 раз больше чем его ширина. Принимаем ширину водосливного фронта больше, чем расчетное значение.

Принимаем 2 пролёта по 10 метров:

$$B = b \cdot n = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м}, \quad (4.17)$$

где n – число пролетов (не менее $2 \div 3$);

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 4, 5, 6, 7... м.

Условия для принятия ширины быка:

1) По Березинскому так как $b = 5 \text{ м}$;

$$\delta_{б} = (0,2 \div 0,25)b = (1,0 \div 1,25)\text{м}$$

- 2) Рекомендован разрезной бык, поэтому добавляем запас на разрез и принимаем $\delta_6 = 2$ м.

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный без вакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_0 = \left(\frac{Q_{\text{осн.рас}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.18)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

$$H_{01} = \left(\frac{62,2}{0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,02 \text{ м},$$

где σ_{Π} и $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициенты принимаем равные 1

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

$$H_{02} = \left(\frac{62,2}{0,95 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,08 \text{ м}$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{2,02}{5} = 0,95, \quad (4.19)$$

где b и n – ширина и число пролетов или отверстий, указаны выше;

$\sum_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\sum_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 2,08 - \frac{1,1 \cdot 0,1^2}{2 \cdot 9,81} = 2,05 \text{ м} \quad (4.20)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{62,2}{(1107 - 1080) \cdot (10 + (2-1) \cdot 2)} = 0,19 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (4.21)$$

где n – число пролетов или отверстий, указаны выше;

$\delta_6 = 2$ м – толщина быка;

B – ширина водосливного фронта;

$$Q_{\text{осн.рас}} = 62,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} - \text{определили выше.}$$

Приводим это значение к стандартному: $H_{\text{ст}} = 4 \text{ м.}$

Отметка гребня водослива:

$$ГВ = \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 1107 - 4 = 1103 \text{ м} \quad (4.22)$$

Отметка гребня быка:

$$ГБ = ГВ + (1,6 \cdot H_{\text{ст}}) = 1103 + (1,6 \cdot 4) = 1110 \text{ м} \quad (4.23)$$

Сравниваем $ГБ = 1110 \text{ м}$ и $ГП(\text{по волне}) = 1108,05 \text{ м}$ и выбираем наибольшее значение. Тогда общая отметка плотины: $ГП = 1110 \text{ м.}$

4.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверяется достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{макс.пов}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ав}} = Q_{0,1\%} - n_{\text{агр}} \cdot Q_{\text{ГА}} - Q_{\text{ав}}, \quad (4.24)$$

где $Q_{\text{ГА}} = 39,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – расход через один агрегат;

$n_{\text{агр}} = 2$ – количество агрегатов;

$V_{\text{пол}} = 0,29 \text{ м}^3$ – полезный объем;

$t_{\text{ср}} = 6 \text{ месяца}$ – время сработки;

$$Q_{\text{макс.пов}} = Q_{0,1\%} = 131 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}};$$

$$Q_{\text{р.пов}} = 131 - 2 \cdot 39,2 - 18,6 = 34 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления:

$$H_0 = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (4.25)$$

$$H_{01 \text{ пов}} = \left(\frac{34}{0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 1,35 \text{ м,}$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля:

$$B = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м,}$$

С учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{34}{0,99 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 1,391 \text{ м}$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \cdot \frac{1,35}{5} = 0,97, \quad (4.26)$$

где b и n – ширина и число пролетов, указаны выше;

$\Sigma_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\Sigma_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0 \text{ пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{34}{(1108 - 1080) \cdot (10 + (2-1) \cdot 2)} = 0,10 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (4.27)$$

где $\nabla \text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку, ФПУ – принимается равной 1108 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 1,3914 - \frac{1,1 \cdot 0,10^2}{2 \cdot 9,81} = 1,390 \text{ м} \quad (4.28)$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 1103 + 1,390 = 1104,39 \text{ м} \quad (4.29)$$

Для пропуска катастрофического паводка должно выполняться условие:

$$\nabla \text{ФПУ} \geq \nabla \text{ГВ} + H_{02}$$

$$1108 \geq 1104,39 \text{ м}$$

Исходная отметка ФПУ удовлетворяет этому условию.

4.3.4 Расчет донного водосброса

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраивается аварийный донный водосброс для пропуска воды Q_p :

$$Q_p = Q_{ав} = \frac{0,29 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 18,6 \frac{м^3}{с}, \quad (4.30)$$

где $Q_{ав} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}}$

$V_{пол} = 0,29 \text{ м}^3$ – полезный объем;

$t_{ср} = 6$ месяца – время сработки.

Определяем местоположение глубинного водосброса с учетом того, что туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии до других полостей. Принимаем минимальное расстояние – 3 м. Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{отв} = 3 \text{ м}$.

Площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{18,6}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 22,5}} = 1,11 \text{ м}^2, \quad (4.31)$$

где $Q_p = 18,6 \frac{м^3}{с}$ – определили выше;

$\mu = 0,8$ – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью;

H – напор над центром выходного сечения.

$$H = \text{НПУ} - \left(\text{дно} + 3 + \frac{h_{отв}}{2} \right) = 1107 - \left(1080 + 3 + \frac{3}{2} \right) = 22,5 \text{ м} \quad (4.32)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{отв}} = \frac{1,11}{3} = 0,37 \text{ м} \quad (4.33)$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{отв} \cdot b_{отв} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ м} \quad (4.34)$$

Отверстий должно быть как минимум два. Ширина отверстий должна быть меньше или равна толщине стенки между отверстиями, поэтому принимается $b_{отв} = 1 \text{ м}$.

4.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяется тип гидравлического прыжка за водосливами. Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B_{\text{полное}}^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 80,8^2}{9,81 \cdot 19^2}} = 1,27 \text{ м} \quad (4.35)$$

$$Q_p = Q_{\text{ав}} + Q_{\text{р.осн}} = 18,6 + 62,2 = 80,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (4.36)$$

где $V_{\text{пол}} = 0,29 \text{ м}^3$ – полезный объем вод-ща;

$t_{\text{ср}} = 6$ месяца – время сработки вод-ща;

$Q_{\text{р.осн}} = 62,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определили выше;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$B_{\text{полное}}$ – полная ширина потока на водобое,

$$B_{\text{полное}} = n \cdot b + (n - 1) \delta_b + n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} + (n_{\text{отв}} + 1) \cdot \delta_b \quad (4.37)$$

$$B_{\text{полное}} = 2 \cdot 5 + (2 - 1) \cdot 2 + 2 \cdot 1 + (2 + 1) \cdot 2 = 19 \text{ м},$$

где n – количество пролетов;

b – ширина пролетов;

δ_b – толщина быка;

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{ДНО} - 0)}} = \frac{4,25}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 (1107 - 1080 - 0)}} = 0,1945 \text{ м}, \quad (4.38)$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;

$$q = \frac{Q_p}{B_{\text{полное}}} = \frac{80,8}{19} = 4,25 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad (4.39)$$

где $\varphi = 0,85 \div 1,00$ – коэффициент скорости.

Уточняем величину $h'_{c(1)}$:

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_{c(1)})}} = \frac{4,25}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 (1107 - 1080 - 0,1945)}} = 0,1952 \text{ м} \quad (4.40)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h_c'' = \frac{h'_{c(2)}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (4.41)$$

$$h_c'' = \frac{0,1952}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{1,27}{0,1952} \right)^3} - 1 \right) = 4,46 \text{ м}$$

Сравниваем h_c'' и $h_{нб} = УНБ(Q_{1\%}) - \text{дно} = 1085,7 - 1080 = 5,7 \text{ м}$. $h_c'' < h_{нб}$. Следовательно, прыжок затоплен, и гашение энергии не требуется.

4.4 Конструирование бетонной водосливной плотины

4.4.1 Определение ширины подошвы водосливной 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 (Рисунок 4.1).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

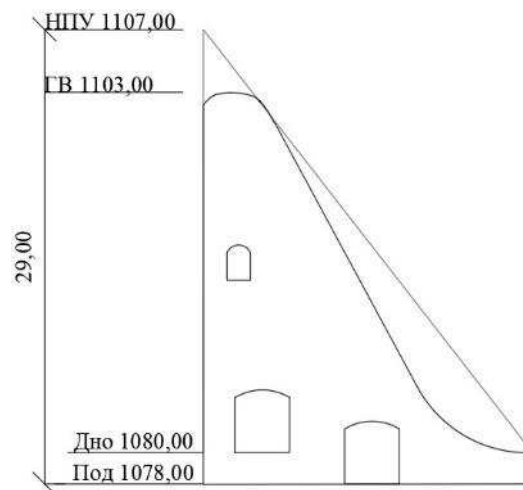


Рисунок 4.1 – Схема треугольного профиля плотины

Принимаем ширину подошвы 0,7 метров от высоты плотины

$$B_{\text{под}} = 0,7 \cdot H_{\text{пл}} = 0,7 * 30 = 21 \text{ м}, \quad (4.42)$$

где $H_{\text{пл}}$ – высота плотины

4.4.2 Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Расстояние меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании быть не более 30 м. Поэтому принимаем расстояние между швами:

$$S = \delta_6 + b = 2 + 5 = 7 \text{ м}, \quad (4.43)$$

где δ_6 – толщина быка;

b – ширина пролета.

Разрез делаем по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

4.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты для установки затворов.

Толщина быка была определена в пункте 1.3.1. Принимаем быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина паза рабочего затвора принимается 0,8 м, длина паза рабочего затвора принимается равной 1,0 м. Толщина быка между пазами 1 м.

4.4.4 Галереи в теле бетонной плотины

В теле плотины устраиваются смотровые галереи с шагом приблизительно 13 м по высоте.

Одна из продольных галерей проектируется выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей принимаем: смотровая – 1,5x2,25 м ; буровая – 3,5x4 м.

4.4.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Диаметр скважин для дренажа принимается 20 см, а расстояние между осями дрен – 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}}, \quad (4.44)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

$$H_d = \text{НПУ} - \text{УНБ}_{\text{пл. min}} = 1107 - 1081,5 = 25,5 \text{ м}, \quad (4.45)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности класса;

$I_{кр}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины принимаем $I_{кр} = 25$.

$$a_{др} \geq \frac{25,5 \cdot 1,20}{25} = 1,2 \text{ м}$$

Принимаем $a_{др} = 1,5 \text{ м}$.

4.4.6 Элементы подземного контура плотины и нижнего бьефа

В основании плотины, проектируемой на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot (1107 - 1081,5) = 12,75 \text{ м}, \quad (4.46)$$

где H_{max} – максимальный напор на плотину при НПУ и минимальным УНБ_{пл.}

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 12,75 = 6,4 \text{ м} \quad (4.47)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{кр}} = \frac{22,5 \cdot 1,20}{15} = 1,8 \text{ м}, \quad (4.48)$$

где ΔH – напор на завесу

$J_{кр}$ – критический градиент напора в завесе

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 25,5 - 10,2 = 15,3 \text{ м}, \quad (4.49)$$

где H_d – полный фильтрационный напор,

$$H_d = H_{max} = 25,5 \text{ м};$$

H_{as} – напор на цем. завесе, $H_{as} = 10,2 \text{ м}$.

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot V_{\text{под}} = 0,075 \cdot V_{\text{под}} = 0,075 \cdot 21 = 1,6 \text{ м} \quad (4.50)$$

Округляем $l_1 = 3,75 \text{ м}$.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа:

$$l_2 = 7 \text{ м}.$$

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемых через плотину, устраивается водобойную плиту и рисберму.

Длина водобойной плиты:

$$l_{\text{вод}} = (0,75 \div 1)l_{\text{г.п.}} = 1 \cdot l_{\text{г.п.}} = 1 \cdot 21 = 20,7 \text{ м} \quad (4.51)$$

$$l_{\text{г.п.}} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5(1,9 \cdot 4,46 - 0,1952) = 20,7 \text{ м} \quad (4.52)$$

Принимаем длину водобойной плиты:

$$l_{\text{вод}} = 21 \text{ м}$$

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_{\text{вод}} = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h_c} = 0,15 \cdot 21,8 \cdot \sqrt{0,1952} = 1,44 \text{ м}, \quad (4.53)$$

где V_c – скорость струи в сжатом сечении.

$$V_c = \frac{Q_c}{B_{\text{вод}} \cdot h_{c(2)'}} = \frac{80,81}{19 \cdot 0,1952} = 21,8 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (4.54)$$

$$h_c = h'_{c(2)} = 0,1952 \text{ м}$$

Принимаем толщину водобойной плиты:

$$\delta_{\text{вод}} = 2 \text{ м}.$$

Длина рисбермы:

$$l_{\text{рис}} = (0,4 \div 0,5)l_{\text{вод}} = 0,5l_{\text{вод}} = 0,5 \cdot 21 = 10,5 \text{ м} \quad (4.55)$$

Толщина рисбермы:

$$\delta_{\text{рис}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{вод}} = \frac{2}{3} \cdot 2 = 1,33 \text{ м} \quad (4.56)$$

Принимаем: $\delta_{\text{рис}} = 1,5 \text{ м}$

4.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.5.1 Определение нагрузок на плотину, для *основного* случая

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входит нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

4.5.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{\text{пл}} = 300 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 400 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{300 \cdot 5 \cdot 24}{5 + 2} = 5142,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.57)$$

где b – ширина пролета;

$\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{400 \cdot 2 \cdot 24}{5 + 2} = 2742,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (4.58)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 27,5^{1,5} \cdot 9,81 = 77,8 \text{ кН}, \quad (4.59)$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (1108 - 1103 + 0,5) \cdot 5 = 27,5 \text{ м}^2 \quad (4.60)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{77,8}{5+2} = 11,1 \text{ кН/м} \quad (4.61)$$

4.5.3 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{ВБ} = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 29^2}{2} = 4205 \text{ кН}, \quad (4.62)$$

где H_B – высота воды в ВБ:

$$H_B = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 1107 - 1078 = 29 \text{ м} \quad (4.63)$$

С нижнего бьефа:

$$W_{НБ} = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,5^2}{2} = 61,3 \text{ кН}, \quad (4.64)$$

где H_H – определяется по формуле 4.65.

$$H_H = \nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под} = 1081,5 - 1078 = 3,5 \text{ м} \quad (4.65)$$

$$W_{пр} = \gamma_B \cdot S_{эп} = 10 \cdot 4,2 = 42 \text{ кН} \quad (4.66)$$

4.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = H_H \cdot B_{под} \cdot \gamma_B = 3,5 \cdot 21 \cdot 10 = 735 \text{ кН}, \quad (4.67)$$

где H_H – определяется по формуле 4.65;

$B_{под}$ – ширина подошвы, определена в пункте 4.4.1.

4.5.5 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 1107 - 1081,5 = 25,5 \text{ м} \quad (4.68)$$

На основании СНиПа 2.06.06–85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 25,5 = 10,2 \text{ м} \quad (4.69)$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 43 = 3,8 \text{ м} \quad (4.70)$$

$$W_\phi = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 134 \cdot 10 = 1340 \text{ кН} \quad (4.71)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 4.2.

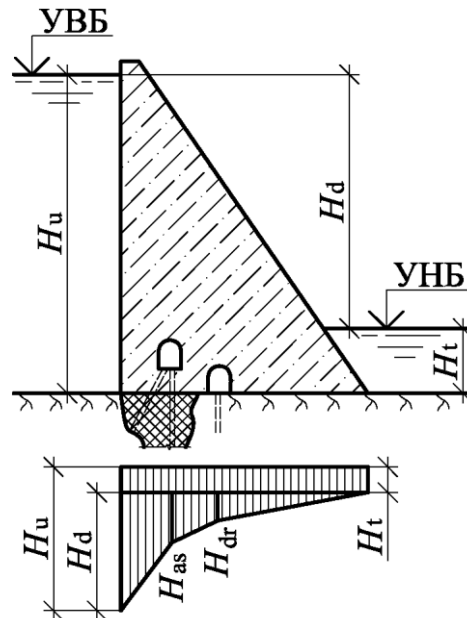


Рисунок 4.2 – Эпюра фильтрационного давления

4.5.6 Давления грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (4.72)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов, $h_H = 3$ м;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20$.

$$p_H = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (4.73)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,1 \text{ кН} \quad (4.74)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (4.75)$$

$$p_1 = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -102,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (4.76)$$

$$p_2 = (10 \cdot 3 + 15,05 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -59,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

где $\gamma_{гр}$ – вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 25 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 15,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (4.77)$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,005$.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м.:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-102,2 - 59,6}{2} = -80,9 \text{ кН} \quad (4.78)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитываем в дальнейших расчетах.

4.5.7 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_B \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,543 \cdot \left(\frac{4,67}{\pi} + \frac{0,2}{2} \right) = 4,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.79)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,543$ м;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 4,67$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,543^2}{4,67} = 0,2 \text{ м} \quad (4.80)$$

Плечо силы $W_{волн}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,67}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,543 = 0,54 \text{ м} \quad (4.81)$$

4.6 Оценка прочности плотины, для основного случая

4.6.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 4.1, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.1 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{ВБ}$	1	→	4205,0	4205,0	9,67	+40662,4
$W_{НБ}$	1	←	61,3	61,3	1,17	-71,7
$G_{пл}$	0,95	↓	5142,9	4885,7	5,5	-26871,4
$G_б$	0,95	↓	2742,9	2605,7	6,2	-16155,4
$W_{вз}$	1	↑	735,0	735,0	0,0	0,0
$W_ф$	1	↑	1340,0	1340,0	5,01	+6713,4
E_n	1,2	→	22,1	26,5	3,0	+79,6
$W_{волн}$	1	→	4,3	4,3	27,75	+119,3
$q_з$	0,9	↓	11,1	10,0	8,07	-84,1
$W_{пр}$	1	↓	42,0	42,0	8,54	+373,4

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_ф + W_{пр} \quad (4.82)$$

$$\sum N = 4885,7 + 2605,7 + 10,0 - 735 - 1340 + 42 = 5468 \text{ кН}$$

$$\sum M = 4765,3 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} + \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{5468}{21} + \frac{6 \cdot 4765,3}{21^2} = -195,6 \text{ кПа}, \quad (4.83)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.84)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;
 $m_u^2 = \operatorname{tg} \alpha$ – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -195,6 \cdot 0^2 - 10 \cdot 29 \cdot (1 - 0^2) = -290 \text{ кН/м}^2 \quad (4.85)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.86)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (4.87)$$

$$\sigma_1^u = -195,6 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 29 \cdot 0^2 = -195,6 \quad (4.88)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 29 = -290 \quad (4.89)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{5468}{21} - \frac{6 \cdot 4765,3}{21^2} = -325,2 \text{ кПа} \quad (4.90)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (4.91)$$

$$\sigma_x^t = -325,2 \cdot 0,53^2 - 10 \cdot 3,5 \cdot (1 - 0,53^2) = -116,5,$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа
 $m_t = \operatorname{tg} \alpha = \operatorname{tg} 28^\circ = 0,53$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,5 - 325,2) \cdot 0,53 = 153,8 \quad (4.92)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (4.93)$$

$$\sigma_3^t = -325,2 \cdot (1 + 0,53^2) + 10 \cdot 3,5 \cdot 0,53^2 = -406,8 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,5 = -35 \text{ кПа} \quad (4.94)$$

Значения краевых напряжений представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-195,6	-290,00	0,00	-195,6	-290,00
Низовая грань	-325,2	-116,5	153,8	-35,00	-406,8

4.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.95)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{1c} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$.

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 406,8}{0,9} \quad (4.96)$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 542 \text{ кН/м}^2$.

$$2600 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 542 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

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

$$\begin{aligned} \sigma_y^u &< 0; \\ -195,6 \text{ кН/м}^2 &< 0 \end{aligned}$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u \quad (4.97)$$

$$195,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 29 = 72,5$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

4.6.3 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = 5468 \cdot 0,75 + 110 \cdot 21 = 6414,3 \text{ кН/м}, \quad (4.98)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 110 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 21 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n \quad (4.99)$$

$$F = 4205 - 61,3 + 4,3 + 26,5 = 4174,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{6411,3 \cdot 0,9}{4174,5 \cdot 0,9} \geq 1,20$$

$$1,24 \geq 1,20$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,32).

4.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.7.1 Определение нагрузок на плотину, для поверочного случая

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входит нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

4.7.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{\text{пл}} = 300 \text{ м}^2$, $S_6 = 400 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{300 \cdot 5 \cdot 24}{5 + 2} = 5142,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.100)$$

где b – ширина пролета;
 γ_6 – удельный вес бетона;
 δ_6 – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{400 \cdot 2 \cdot 24}{5 + 2} = 2742,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (4.101)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 27,5^{1,5} \cdot 9,81 = 77,8 \text{ кН}, \quad (4.102)$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (1108 - 1103 + 0,5) \cdot 5 = 27,5 \text{ м}^2 \quad (4.103)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{77,8}{5 + 2} = 11,1 \text{ кН/м} \quad (4.104)$$

4.7.3 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 30^2}{2} = 4500 \text{ кН}, \quad (4.105)$$

где $H_{\text{В}}$ – высота воды в ВБ:

$$H_{\text{В}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{под} = 1108 - 1078 = 30 \text{ м} \quad (4.106)$$

С нижнего бьефа:

$$W_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 7,8^2}{2} = 304,2 \text{ кН}, \quad (4.107)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле 4.108.

$$H_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 1085,8 - 1078 = 7,8 \text{ м} \quad (4.108)$$

$$W_{\text{пр}} = \gamma_{\text{В}} \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 34,4 = 344 \text{ кН} \quad (4.109)$$

4.7.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 7,8 \cdot 21 \cdot 10 = 1638 \text{ кН}, \quad (4.110)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле 4.108;

$B_{\text{под}}$ – ширина подошвы, определена в пункте 4.4.1.

4.7.5 Сила фильтрационного давления

$$H_{\text{д}} = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 1108 - 1081,5 = 26,5 \text{ м} \quad (4.111)$$

На основании СНиПа 2.06.06–85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{\text{ас}} = 0,4H_{\text{д}} = 0,4 \cdot 26,5 = 10,6 \text{ м} \quad (4.112)$$

$$H_{\text{др}} = 0,15H_{\text{д}} = 0,15 \cdot 26,5 = 4 \text{ м} \quad (4.113)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 141 \cdot 10 = 1410 \text{ кН} \quad (4.114)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 4.3.

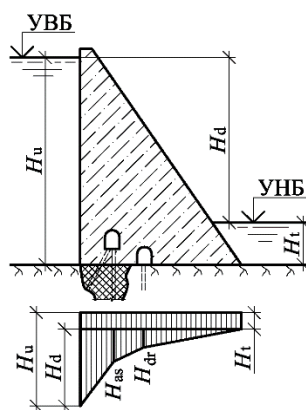


Рисунок 4.3 – Эпюра фильтрационного давления

4.7.6 Давления грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.115)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов, $h_H = 3$ м;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20$;

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,1 \text{ кН} \quad (4.116)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (4.117)$$

$$p_1 = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -102,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (4.118)$$

$$p_2 = (10 \cdot 3 + 15,05 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -59,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где $\gamma_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 25 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 15,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (4.119)$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,005$.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м.:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-102,2 - 59,6}{2} = -80,9 \text{ кН} \quad (4.120)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитываем в дальнейших расчетах.

4.7.7 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,543 \cdot \left(\frac{4,67}{\pi} + \frac{0,2}{2} \right) = 4,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.121)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,543$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 4,67$ м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,543^2}{4,67} = 0,2 \text{ м} \quad (4.122)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,67}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,543 = 0,54 \text{ м} \quad (4.123)$$

4.8 Оценка прочности плотины, для поверочного случая

4.8.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 4.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{ВБ}$	1	→	4500,0	4500,0	10,0	+45000,0
$W_{НБ}$	1	←	304,2	304,2	2,59	-787,9
$G_{пл}$	0,95	↓	5142,9	4885,7	5,5	-26871,4
$G_б$	0,95	↓	2742,9	2605,7	6,2	-16155,4
$W_{Вз}$	1	↑	1638,0	735,0	0,0	0,0
$W_ф$	1	↑	1410,0	1340,0	5,22	+7360,2
E_n	1,2	→	22,1	26,5	3,0	+79,6
$W_{волн}$	1	→	4,3	4,3	28,75	+119,3
$q_з$	0,9	↓	15,7	14,1	8,42	-84,1
$W_{пр}$	1	↓	344,0	42,0	7,25	+2494,0

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W_{Вз} - W_ф + W_{пр} \quad (4.124)$$

$$\sum N = 4885,7 + 2605,7 + 10 - 1638 - 1410 + 344 = 4797 \text{ кН}$$

$$\sum M = 11158,5 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{4797}{21} + \frac{6 \cdot 11158,5}{21^2} = -76,6 \text{ кПа}, \quad (4.125)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину
 $B_{под}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.126)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа
 $m_u^2 = tg^2 \alpha$ – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -76,6 \cdot 0^2 - 10 \cdot 30 \cdot (1 - 0^2) = -300 \text{ кН/м}^2 \quad (4.127)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_v \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.128)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_v \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (4.129)$$

$$\sigma_1^u = -76,6 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 30 \cdot 0^2 = -76,6$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 30 = -300 \quad (4.130)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\Sigma N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \Sigma M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{4797}{21} - \frac{6 \cdot 11158,5}{21^2} = -380,3 \text{ кПа} \quad (4.131)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (4.132)$$

$$\sigma_x^t = -380,3 \cdot 0,53^2 - 10 \cdot 7,8 \cdot (1 - 0,53^2) = -162,9,$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа

$m_t = tg \alpha = tg 28^\circ = 0,53$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 7,8 - 380,3) \cdot 0,53 = 160,2 \quad (4.133)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (4.134)$$

$$\sigma_3^t = -380,3 \cdot (1 + 0,53^2) + 10 \cdot 7,8 \cdot 0,53^2 = -465,2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 7,8 = -78 \text{ кПа} \quad (4.135)$$

Значения краевых напряжений представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-76,6	-300,00	0,00	-76,6	-300,00
Низовая грань	-380,3	-162,9	160,2	-78,00	-465,2

4.8.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.135)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{1c} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$.

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 465,2}{0,9} \quad (4.136)$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 620 \text{ кН/м}^2$.

$$2600 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 620 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

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

$$\sigma_y^u < 0;$$

$$-76,6 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u$$

$$76,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 30 = 75$$

Условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

4.8.3 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = 4797 \cdot 0,75 + 110 \cdot 21 = 5908,1 \text{ кН/м}, \quad (4.137)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 110 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 21 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n \quad (4.138)$$

$$F = 4500 - 304,2 + 4,3 + 26,5 = 4226,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{5908,1 \cdot 0,95}{4226,6 \cdot 0,9} \geq 1,20$$

$$1,20 \geq 1,20$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,32).

4.9 Расчёт водобоя на всплытие

$$K_{\text{всп}} = \frac{(\rho_b - \rho_w) \cdot \delta_b \cdot l \cdot g}{(W_d + W_n + W_\phi) \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.139)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_n – коэффициент по ответственности сооружения;

W_d – дефицит давления;

W_n – пульсационная вертикальная динамическая нагрузка;

W_ϕ – фильтрационное противодавление.

$$K_{\text{всп}} = \frac{(24 - 10) \cdot 2 \cdot 21 \cdot 9,81}{(2636,9 + 5,45 + 1160,8) \cdot 0,9} = 1,69 \quad (4.140)$$

$$1,69 \geq 1,20$$

$$W_\phi = 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot l \cdot \rho_w \cdot g \cdot 0,5, \quad (4.141)$$

где l – расстояние от сжатого сечения до конца водобойной стенки;

T – превышение уровня верхнего бьефа над поверхностью водобоя.

$$W_\phi = 0,05 \cdot (27 - 4,46) \cdot 21 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 0,5 = 1160,8 \quad (4.142)$$

$$T = \text{НПУ} - \text{ПВ} = 1107 - 1080 = 27 \text{ м} \quad (4.143)$$

$$W_d = 0,5 \cdot t_1 \cdot g \cdot \rho_w \cdot l = 0,5 \cdot 2,56 \cdot 9,81 \cdot 10 \cdot 21 = 2636,9 \quad (4.144)$$

$$t_1 = 0,6 \cdot (h_c'' - h_c') = 0,6 \cdot (4,46 - 0,1952) = 2,56 \quad (4.145)$$

$$W_n = \frac{\alpha \cdot V_c^2 \cdot \rho_w}{2} = \frac{0,6 \cdot 21,8 \cdot 10}{2} = 5,45 \quad (4.146)$$

где $\alpha = 0,05 \div 0,07$.

5 Разбивка сооружений на периоды и этапы возведения

В состав сооружения входит:

- Водосбросная бетонная плотина, гравитационного типа;
- Гравитационная правобережная бетонная плотина;
- Гравитационная левобережная бетонная плотина;
- Здание ГЭС с машинным залом;
- Водоприёмник (установлен вне тела плотины)
- Деривация

Выделяют три основных периода, относящихся непосредственно к осуществлению гидротехнического строительства: подготовительный, основной и заключительный.

Первый период – подготовительный. Главная задача подготовительного периода – подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период – основной. Главная задача этого периода – возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

Третий период – заключительный. Главная задача этого периода – подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

Общую задачу каждого периода разбиваем на ряд более частных задач и выделяем внутри каждого периода соответствующие этапы. В основном периоде для речных гидротехнических сооружений выделяем пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

- I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;
- II этап – перекрытие русла;
- III этап – возведение сооружений в котловане II очереди, и наращивание сооружений по всему фронту до проектных отметок, наполнение водохранилища, поочередный пуск агрегатов.

5.1 I этап строительства – возведение сооружений в котловане I очереди, необходимых для перекрытия русла

Строительство сооружений напорного фронта верхнего узла ГЭС с русловой компоновкой выполняем со стеснением русла.

Строительные работы начинаем с возведения перемычек.

Пропуск строительных расходов на этом этапе будет производиться по стесненному руслу реки со стороны правого берега.

Перекрываем 60 % ширины русла и строим в котловане I очереди.

Для того, чтобы обеспечить строительство сооружений, необходимых для перекрытия русла реки, требуется возвести перемычки, образующие

левобережный котлован I очереди.

Основные строительные работы I этапа (котлован I очереди):

- 1) Возведение верховой, продольной и низовой перемычек I очереди
- 2) Откачка воды и водопонижение в котловане первой очереди;
- 3) Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу левого берега с применением БВР;
- 4) Бетонирование тела водосбросной плотины, подводящего канала, быстротока, глухой левобережной бетонной плотины, отдельного устоя между водоливной и станционной частями, левобережной подпорной стенки;

Монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водоливной плотины.

5.1.1 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло

При проектировании временных гидротехнических сооружений расчетные максимальные расходы воды следует принимать исходя из ежегодной вероятности превышения (обеспеченности), устанавливаемой в зависимости от класса и срока эксплуатации сооружений (для перемычек IV класса при сроке эксплуатации до 10 лет – 10%).

$$Q_{10\%} = 104 \text{ м}^3/\text{с}; \quad \nabla \text{УВ} (Q_{10\%}) = 1085,4 \text{ м.}$$

Скорость потока в сжатом русле:

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{\text{сж}}} = \frac{104}{442} = 0,24 \text{ м/с}, \quad (5.1)$$

где $\omega_{\text{сж}}$ – площадь сечения сжатого русла.

$$\omega_{\text{сж}} = B_{\text{сж}} \cdot h_{\text{сж}} = 82 \cdot 5,4 = 442 \text{ м}^2 \quad (5.2)$$

$$B_{\text{сж}} = 0,45 \cdot B_0 = 0,45 \cdot 182 = 82 \text{ м}, \quad (5.3)$$

где B_0 – ширина русла реки

$$B_0 = 182 \text{ м}$$

$$h_{\text{сж}} = h_0 = \nabla \text{УВ} (Q_{10\%}) - \nabla \text{ДНА} = 1085,4 - 1080 = 5,4 \text{ м} \quad (5.4)$$

Допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (гранитогнейсов) составляет 20 м/с, скорость в сжатом сечении не превышает допустимую, следовательно, размыва русла не происходит.

При сжатии русла перед верховой перемычкой образуется подпор, а между ВП и НП образуется перепад Z.

$$Z = \frac{V_{сж}^2}{2\varphi^2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{0,24^2}{2 \cdot 0,8^2 \cdot 9,81} - \frac{0,1^2}{2 \cdot 9,81} = 0,004 \text{ м}, \quad (5.5)$$

где $\varphi = 0,8$ – коэффициент скорости;
 g – ускорение свободного падения;

$$V_0 = \frac{Q_{10\%}}{\omega_0} = \frac{104}{982} = 0,1 \text{ м/с}, \quad (5.6)$$

где $\omega_0 = B_0 \cdot h_0 = 182 \cdot 5,4 = 982 \text{ м}^2$;
 $h_0 = h_{сж} = 5,4 \text{ м}$.

$$\nabla \text{ГВП}_{\text{Юч}}(Q_{10\%}) = \text{УНБ}(Q_{10\%}) + Z + d \quad (5.7)$$

$$\nabla \text{ГВП}_{\text{Юч}}(Q_{10\%}) = 1085,4 + 0,003 + 1 = 1086,5 \text{ м},$$

где d – запас высоты гребня.

$$d = h_{\text{н}} + \Delta h + \alpha = 0,535 + 0,0285 + 0,5 = 1, \quad (5.8)$$

где $h_{\text{н}} = 0,535$ – высота наката ветровой волны на откос, м;
 $\Delta h = 0,0285$ – высота ветрового нагона, м;
 $\alpha = 0,5$ – запас, м.

$$\nabla \text{ГНП}_{\text{Юч}} = \text{УНБ}(Q_{10\%}) + \alpha = 1085,4 + 0,5 = 1086 \text{ м} \quad (5.9)$$

По плану определяем длины перемычек: верховой, низовой, продольной

$L_{\text{в}} = 143$ – верховая перемычка, м;

$L_{\text{н}} = 148$ – низовая перемычка, м;

$L_{\text{п}} = 91$ – продольная перемычка, м.

5.1.2 Конструкция перемычек

Принимаем тип и профиль перемычек – каменно-земляная трапециевидальная с наклонным ядром из суглинка.

Ширину по гребню принимаем 10 м для удобства производства работ.

Назначаем откосы в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения: верховой откос 1:2, низовой откос 1:15.

На рисунках 5.1, 5.2, 5.3 представлены сечения каменно-земляных перемычек.

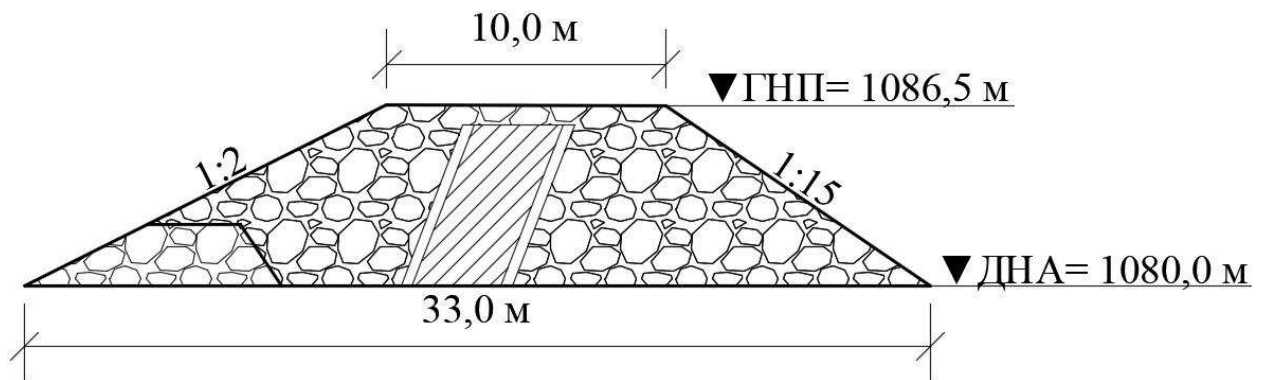


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение продольной каменно-земляной
перемычки

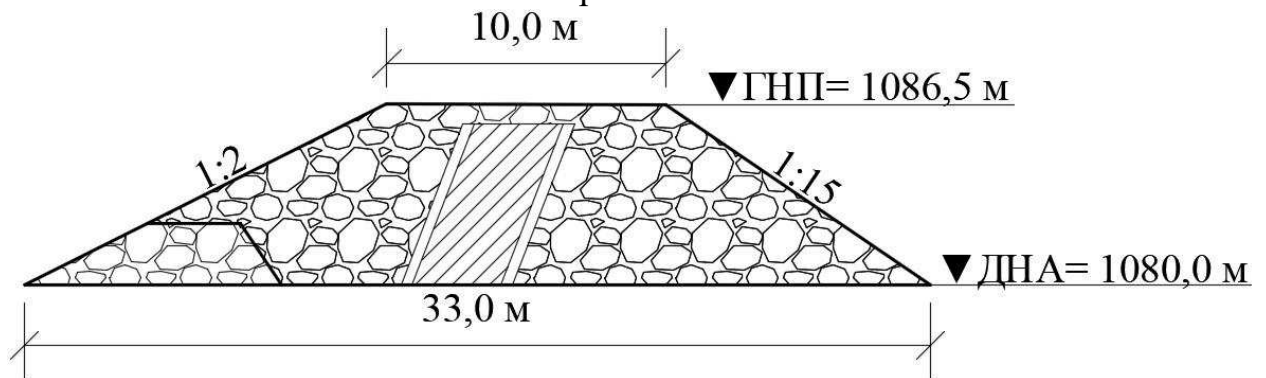


Рисунок 5.2 – Поперечное сечение верховой каменно-земляной
перемычки

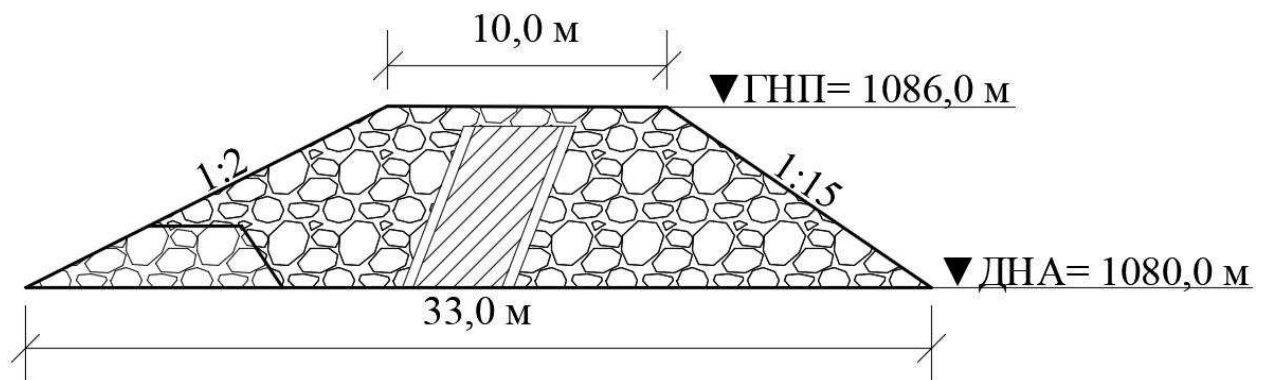


Рисунок 5.3 – Поперечное сечение низовой каменно-земляной
перемычки

5.1.3 Технология возведения перемычек

Для того, чтобы отсыпать вертикальное суглинистое ядро без размыва отсыпаем скальный банкет пионерным способом, для создания стоячего прудка воды. Далее в стоячую воду слоями отсыпаем перемычку.

Определяем площади поперечного сечения перемычек с помощью программы AutoCAD: $\omega_{\text{вп}} = 138 \text{ м}^2$, $\omega_{\text{пп}} = 135 \text{ м}^2$, $\omega_{\text{нп}} = 129 \text{ м}^2$.

Суммарный объём верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V_{\text{сум}} = (\omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}}) = (138 \cdot 91 + 138 \cdot 143) = 32292 \text{ м}^3, (5.10)$$

где $\omega_{\text{пп}}, \omega_{\text{вп}}$ – площади поперечных сечений перемычек;
 $L_{\text{пп}}, L_{\text{вп}}$ – длины перемычек.

Объём низовой перемычки равен:

$$V_{\text{нп}} = \omega_{\text{нп}} \cdot L_{\text{нп}} = 129 \cdot 148 = 19092 \text{ м}^3 (5.11)$$

$$V_{\text{пер}} = V_{\text{сум}} + V_{\text{нп}} = 32292 + 19092 = 51384 \text{ м}^3 (5.12)$$

Время отсыпки перемычек определяем по ГЭСН 81–02–36–2017 “Земляные конструкции ГТС” таблица ГЭСН 36–01–004–01 равно 16,83 м.час на 1000 м³ при отсыпке в воду в искусственных прудках,
 $\left(\frac{51384}{1000}\right) \cdot 16,83 = 865$ часов, при 2–х сменной работе, 36 суток.

5.1.4 Пропуск строительных расходов I очереди

Определяем минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки:

$$n_{\text{min}} = \frac{Q_{10\%}}{V_{\text{доп}} \cdot h_p \cdot l} = \frac{104}{20 \cdot 5,4 \cdot 1} = 0,96, \quad \text{округляем} \quad - \quad 1 \quad \text{отверстие} \quad (5.13)$$

где $V_{\text{доп}}$ – допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (гранитогнейсы) составляет 20 м/с;

h_p – глубина воды на пороге быстротока;

l – ширина отверстия, принимаем ширину донного отверстия в строительный период равной ширине водосбросных отверстий эксплуатационного периода.

Определяем расчетную отметку порога донных отверстий (ВПДО):

Назначаем размеры отверстия, исходя из конструкции бетонной водосливной плотины: 2 донных отверстия шириной 5 м, и высотой 3 м.

Назначаем время перекрытия русла: декабрь с расходом 41 м³/с.

Следовательно, $Q_{\text{пер}} = 41 \text{ м}^3/\text{с}$ $\nabla \text{УНБ}_{Q_{\text{пер}}} = 1083,2 \text{ м}$

$$\text{УВБ} = \text{УНБ}_{Q_{\text{пер}}} + Z_{\text{max}} = 1083,2 + 1 = 1084,2 \text{ м}, (5.14)$$

где Z_{max} – 1м, перепад при перекрытии русла, в предварительных расчетах принимаем 1м

$$H_{\Pi} = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot 2g}\right)^{2/3} = \left(\frac{41}{0.3 \cdot 5 \cdot 2 \cdot 9.81}\right)^{2/3} = 1,2 \text{ м}, \quad (5.15)$$

где b – ширина донного отверстия 5;
 m – коэффициент расход водослива.

$$\nabla_{\text{ПДО}} = \text{УВБ} - H_{\Pi} = 1084,2 - 1,2 = 1083 \text{ м} \quad (5.16)$$

Назначаем отметку порога донного отверстия 1083 м.

Определяем количество отверстий для пропуска паводка при $Q_{10\%}$:

Определяем режим работы донных отверстий:

$\nabla_{\text{ВерхДО}} = \nabla_{\text{ПДО}} + h = 1083 + 3 = 1086 \text{ м}$ и сравниваем с $\nabla_{\text{УНБ}} (Q_{10\%}) = 1085,4 \text{ м}$ $1086 > 1085,4$ – отверстие незатопленное

$$H_{\text{до}} = \frac{Q_{10\%}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{до}} \cdot 2g} = \frac{104^2}{0,8^2 \cdot 30^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 1 \text{ м}, \quad (5.17)$$

где $\mu = \frac{1}{(1 + \xi_{\text{вх}} + 2gL/C^2R)} = \frac{1}{(1 + 0,2 + 2 \cdot 9,81 \cdot 16,8 / 80^2 \cdot 1,36)} = 0,8$;

Коэффициент Шези $C = 80$ – по таблице в зависимости от R и n ;

Шероховатость – 0,013;

R – гидравлический радиус, м;

L – длина донного отверстия 16,8 м, по чертежу;

$\xi_{\text{вх}}$ – потери напора на входе = 0,2.

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) = \nabla_{\text{УНБ}}Q_{\text{стр}} + H_{\text{до}} + 0,5 \cdot h_{\text{до}} \quad (5.18)$$

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) = 1085,4 + 1 + 0,5 \cdot 3 = 1087,9 \text{ м}$$

5.1.5 Определяем отметку перемычек II очереди

$$\nabla_{\text{ГВП}}\text{IIоч} = \text{УВБ}Q_{\text{стр}} + d = 1087,9 + 1 = 1088,9 \text{ м} \quad (5.19)$$

$$\nabla_{\text{ГВП}}\text{IIоч} = \text{УВБ}Q_{\text{стр}} + \alpha = 1085,4 + 0,5 = 1085,9 \text{ м} \quad (5.20)$$

Конструкция перемычек II очереди аналогична конструкции перемычек I очереди.

По плану определяем длины перемычек: верховой, низовой, продольной

$L_{\text{в}} = 150$ – верховая перемычка, м;

$L_{\text{н}} = 160$ – низовая перемычка, м.

Время возведения перемычек II очереди приведено в итоговых таблицах.

5.1.6 Возведение сооружений в котловане I очереди

Состав работ I этапа (котлован I очереди):

- Откачка воды и водопонижение в котловане I очереди;
- Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу с применением БВР;
- Бетонные работы на глухой правобережной плотине, водобойном колодце, водосливной плотине и рисберме;
- Устройство глубокой цементационной завесы;
- Бурение дренажных скважин в основании плотины.
- Монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

5.1.7 Осушение котлована I очереди

Осушение котлована I очереди выполняем методом открытого водоотлива.

Откачку осуществляем насосами, которые будут установлены на берегу. Планируем не менее двух насосов: основной и резервный, количество насосов влияет на время откачки. Объем воды, которую будем откачивать равен 2 объемам котлована. Соблюдаем интенсивность откачки, то есть градиент напоров не должен превышать допустимый для скального грунта, из которого сложены откосы котлована и перемычек, в противном случае произойдет суффозия – и размыв бортов.

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем для скальных грунтов – 0,5 – 0,8 (м/сут) / 1 – 1,15 (м/сут)

Определяем площадь котлована (по программе AutoCad), $S_{\text{кот}} = 15120 \text{ м}^2$

Глубину воды в котловане $h_{\text{в}} = 5,4 \text{ м}$ при строительном расходе воды в реке $Q_{\text{стр}} = 104 \text{ м}^3/\text{с}$,

Определяем объём воды, которую требуется откачать из котлована с учетом фильтрации:

$$V_{\text{воды}} = S \cdot h_{\text{в}} \cdot 3 = 15120 \cdot 5,4 \cdot 2 = 163296 \text{ м}^3 \quad (5.21)$$

Для откачки воды из котлована выбираем насосы ЦНС 300–120, имеющий производительность $W = 300 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды до 120 м), в количестве $n = 2$ шт. с учетом водопонижения.

Рассчитываем время откачки с использованием n насосов.

$$t = \frac{V_{\text{кот}}}{W \cdot n} = \frac{163296}{300 \cdot 2} = 272 \text{ часа} \quad (5.22)$$

Интенсивность понижения уровня воды $J = \frac{h}{t} = \frac{5,4}{11} = 0,49 \text{ (м/сутки)}$.

Интенсивность откачки ниже допустимой величины для грунтов (гранитогнейс) $J_{\text{доп}} = 0,5 \text{ (м/сутки)}$.

5.1.8 Водопонижение котлована I очереди

Для поддержания котлована в сухом состоянии выбираем насосы ЦНС–10/40, имеющий производительность $W = 10 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды до 20 метров, по периметру устраиваем водосбросные канавки сечением 2х2 м и зумпфы–приямки – еще более глубокие, чем канавки. Откачка воды производим из приямков за пределы котлована по трубам. Насосы располагаем во временных передвижных насосных станциях.

5.1.9 Разработка котлована I очереди

Производство земельно–скальных работ состоит из:

Рыхления грунтов с применением буровзрывных работ (БВР);

Набора грунта землеройными механизмами, погрузки его в транспорт, транспортировки грунта и складирования.

Для ведения земельно–скальных и буровзрывных работ, а именно для разработки грунтов и их организованного вывоза к месту складирования применяем следующие виды спецтехники: тросовый экскаватор модели ЭО–5119 с прямой лопатой и самосвал КамАЗ 55111.

Тросовый экскаватор на гусеничном ходу модели ЭО–5119 с прямой лопатой предназначен для производства земляных работ в грунтах I–IV категорий и мелкодробленными скальными породах V–VI категорий. Технические характеристики экскаватора представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические характеристики экскаватора ЭО–5119

Тип шасси	гусеничный
Тип лопаты	прямая (возможна установка обратной)
Вместимость ковша, м ³	1,2 (при работе с прямой лопатой) 1,5–2 (при работе с обратной лопатой)
Скорость передвижения, км/ч	5,1
Длина стрелы, мм	6400
Глубина копания, мм	6500
Радиус копания, мм	9200
Высота подъема ковша, мм	5000

Самосвал КамАЗ модели 55111 предназначен для транспортировки грузов строительного и промышленного характера. Эти автомобили активно эксплуатируются в карьерах и на строительных площадках.

К несомненным преимуществам этой спецтехники можно отнести простоту и надежность конструкции кузова, большой угол его опрокидывания (60°), хороший обзор из кабины, устойчивость, управляемость, наличие экономичной топливной системы. Технические характеристики самосвала представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики самосвала КамАЗ–55111

Колёсная формула	6х4
Грузоподъёмность, кг	10000
Объём кузова, м ³	6
Время разгрузки 1 тонны, мин	1
Угол подъёма кузова, град°	60
Максимальная скорость, км/ч	не менее 100
Мощность двигателя, л.с	210

5.2 Буровзрывные работы

Разработку скальных грунтов выполняем методом скважинных зарядов. Бурение скважин в скальных грунтах (гранитогнейсы) выполняется с помощью станков роторно–шарошечного бурения.

Подбор станка:

Класс пород (гранитогнейс) по классификации пород по относительному показателю трудности бурения породы – 10 (труднобуримые), по классу пород подбираем модель бурового станка 5СБШ–200–36 с технической скоростью бурения 7,2 м/ч.

Определяем сменную производительность бурового станка:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_в} \cdot K_{и.б} = \frac{8}{0,14 + 0,02} \cdot 0,85 = 41 \text{ м/см}, \quad (5.23)$$

где $T_{см}$ – продолжительность смены, ч, ($T_{см} = 8$ ч);

$T_0 + T_в$ – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций (20% от T_0), приходящихся на 1 м скважины, ч;

$K_{и.б}$ – коэффициент использования сменного времени;

$$T_0 = \frac{1}{V_б} = \frac{1}{7,2} = 0,14 \text{ ч};$$

$V_б$ – техническая скорость бурения, м/ч.

Назначаем схему бурения грунтов методом скважинных зарядов.

Определяем длину скважины:

$$L_{скв} = H_{уст} + d = 4 + 10 \cdot 0,2 = 6 \text{ м}, \quad (5.24)$$

где $H_{уст}$ – высота уступа, м;

d – диаметр бурового станка, м.

На рисунке 5.4 представлена схема бурения грунтов методом скважинных зарядов.

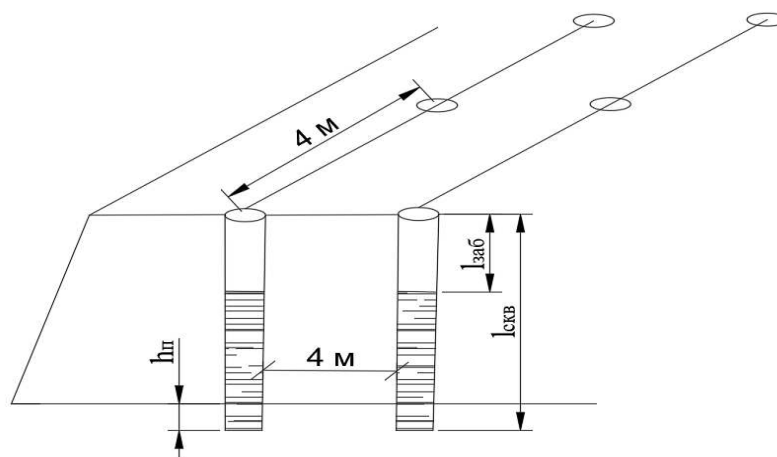


Рисунок 5.4 – Схема бурения грунтов методом скважинных зарядов

Определяем объем буровых работ в пм бурения.

Объем грунта, приходящийся на 1 скважину равен $4 \times 4 \times 6 = 96 \text{ м}^3$;

Объем врезки в берег 23775 м^3 , объем выемки грунта на водобойный колодец 1150 м^3 , объем грунта на дороги и проезды 9510 м^3 .

Суммарный объем выемки $W_{\text{земл}} = 37935 \text{ м}^3$.

Количество скважин $n_{\text{скв}} = 37935 \text{ м}^3 / 96 \text{ м}^3 = 395 \text{ шт.}$

$$W_{\text{пм бур}} = n_{\text{скв}} \cdot L_{\text{скв}} = 395 \cdot 6 = 2370 \text{ пмб} \quad (5.25)$$

$$T_{\text{бур}} = \frac{W_{\text{пм бур}}}{P_{\text{б. см}}} = \frac{2370}{41} = 58 \text{ смен} \quad (5.26)$$

Интенсивность производства буровзрывных работ:

$$J_{\text{бвр}} = \frac{T_{\text{бур}}}{W_{\text{земл}}} = \frac{58}{37935} = 0,0015 \text{ маш. ч/м}^3 \quad (5.27)$$

5.3 Производство земляных работ

Суммарный объем выемки $V = 37935 \text{ м}^3$. Разработку разрыхленного грунта выполняем эксковатором. Цикл земляных работ состоит из набора грунта эксковатором прямой лопатой с погрузкой в транспорт, транспортировки в полезную насыпь на расстоянии 3 км.

Используем ранее подобранные единицы спецтехники: экскаватор ЭО–5119 емкостью ковша $1,2 \text{ м}^3$, объем кузова автосамосвала КамАЗ 55111, 4–5 ковшей экскаватора $4–5 \text{ м}^3$, у выбранного самосвала объем кузова 6 м^3 .

Определяем необходимое количество транспорта:

$$(m - 1) \cdot T_{\text{п}} = \frac{L1}{V1} + \frac{L2}{V2} + T_{\text{р}} + T_{\text{з}}, \quad (5.28)$$

$$(m - 1) \cdot 0,056 = \frac{3}{20} + \frac{3}{50} + 0,017 + 0,17$$

$$m = 0,397/0,056 + 1 = 8 \quad (5.29)$$

где m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

$T_{\text{п}}$ – время погрузки 1 машины;

L_1 и L_2 – длина пути груженной машины и обратно в км, 3 км;

V_1 и V_2 – скорость в пути груженной машины и обратно в км/час;

$T_{\text{р}}$ – время разгрузки самосвала в час, 1 мин; 0,017 час;

T_3 – время задержки в пути час, 10 мин; 0,17 час

Время погрузки:

$$T_{\text{п}} = \frac{W}{\Pi_3} = \frac{6}{107} = 0,056 \text{ ч}, \quad (5.30)$$

где W – емкость кузова в м^3 , 6 м^3 ;

Π_3 – эксплуатационная производительность экскаватора $\text{м}^3/\text{час}$.

Определяем *теоретическую* производительность экскаватора:

$$\Pi_{\text{к}} = \frac{3600 \cdot q}{t_{\text{ц}}} = \frac{3600 \cdot 1,2}{25} = 173 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.31)$$

где q – вместимость ковша м^3 ;

$t_{\text{ц}}$ – продолжительность цикла, с;

Определяем *эксплуатационную* производительность экскаватора:

$$\Pi_3 = \Pi_{\text{т}} \cdot T_{\text{р}} \cdot K_{\text{в}} = 137 \cdot 1 \cdot 0,78 = 107 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.32)$$

где $\Pi_{\text{т}}$ – техническая производительность $\text{м}^3/\text{час}$;

$T_{\text{р}}$ – длительность периода работы час;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период;

Определяем *техническую* производительность экскаватора:

$$\Pi_{\text{т}} = \frac{\Pi_{\text{к}} \cdot K_{\text{н}}}{K_{\text{р}}} = \frac{173 \cdot 1}{1,26} = 137 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.33)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент наполнения ковша;

$K_{\text{р}}$ – коэффициент разрыхления грунта;

$t_{\text{ц}}$ – продолжительность цикла, с.

Принимаем количество машин равным 8.

Определяем объем выемки в месяц одного экскаватора:

$$V_{\text{в.м.}} = P_{\text{э}} T_p = 107 \cdot 8 \cdot 21 = 17976 \text{ м}^3/\text{мес} \quad (5.34)$$

Определяем количество времени на разработку котлована 1 очереди, при работе одного экскаватора в одну смену:

$$\frac{V}{V_{\text{в.м.}}} = \frac{37935}{17976} = 2,1 \text{ мес} \quad (5.35)$$

5.3.1 Деривационный тоннель

Технология.

Проходку тоннелей осуществляют обычным (щитовым) способом.

Щит выполняет функции удобных буровых подмостей. Забой обуривают с выдвигаемых платформ щита легкими бурильными молотками массой до 20 кг на пневмоподдержках, электро– или пневмо–сверлами.

По ГЭСН 29–01–002–05 время на проходку шахтных тоннелей диаметром до 6 м обычным способом без временных крепей в грунтах VI–VII группы: 89,38 маш*ч.

$$V_T = 5700 \text{ м}^3 - \text{объем выемки тоннеля}$$

Время на проходку одним станком в одну смену:

$$T = (89,38 \cdot 5700)/100 = 5094 \text{ маш. ч /м}^3 \quad (5.36)$$

Интенсивность проходки туннеля:

$$J T_{\text{ун.}} = T/W = 5094/5700 = 0,89 \text{ маш. ч /м}^3 \quad (5.37)$$

По ГЭСН 29–01–137–03 время на устройство монолитной бетонной обделки свода и стен тоннелей, разработанных на полный профиль, с передвижной металлической опалубкой в грунтах I–VII групп, толщина обделки более 30 до 50 см– 193,97 маш*ч.

$\frac{193,97 \cdot 5094}{100} = 9881$ маш. ч, время на устройство монолитной бетонной обделки свода и стен тоннелей.

Интенсивность обетонирования туннеля:

$$J T_{\text{ун.}} = T/W = 9881/5094 = 1,94 \text{ маш. ч /м}^3 \quad (5.38)$$

5.4 Производство бетонных работ

Цикл бетонных работ состоит из:

Вспомогательных работ: опалубочные и арматурные работы.

Основных работ: приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси (горизонтальный и вертикальный), подготовка блока к бетонированию, укладка и уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ.

5.4.1 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимаем бетонный завод «Стандарт 15», который находится в 3 км от производимых работ. Технические характеристики бетонного завода указаны в таблице 5.3.

Таблица 5.3. Технические характеристики бетонного завода «Стандарт 15»

Производительность, м ³ /ч	10 – 15
Объём по загрузке бетона, л.	750
Объём готового замеса бетона, л.	500
Объём готового замеса раствора, л.	600
Способ дозирования	автоматический
Принцип действия	циклический
Тип пульта управления	полуавтоматический
Компановка	горисонтальная
Хранение цемента	в силосах
Хранение заполнителей	в бункерах
Тип дозаторов	автоматизированные
Тип бетоносмесителей	гравитационного перемешивания

5.4.2 Опалубочные работы

Тип опалубки – щитовая, деревометаллическая.

Тип крепления – тяжи к анкерам внутри блока.

Определяем площадь опалубливаемой поверхности S , в м²

$$S = W_{\text{бет}} \cdot K_{\text{оп}} = 41011, \quad (5.39)$$

где $W_{\text{бет}}$, м³ – объём бетона внутри опалубливаемой поверхности S ;

$K_{\text{оп}}$ – коэффициент опалубливаемой поверхности в м²/м³;

$K_{\text{оп}} = 1 \text{ м}^2/\text{м}^3$.

Объём бетонирования:

- Объём бетонирования здания ГЭС и Маш.Зала, $W_{\text{з.ГЭС}} = 5800 \text{ м}^3$;
- Объём бетонирования бетонных сооружений, $W_{\text{б.с}} = 115930 \text{ м}^3$;
- Объём бетонирования водобоя, $W_{\text{водобой}} = 1150 \text{ м}^3$;

- Объём бетонирования водоприёмника $W_{\text{водоприёмник}} = 1200 \text{ м}^3$;
- Суммарный объём бетонных работ, $W_{\text{бет}} = 125000 \text{ м}^3$.

Объёмы определялись в программном комплексе AutoCAD.

Площадь опалубываемой поверхности S , м^2 :

$$S = W_{\text{бет}} \cdot K_{\text{оп}} = 125000 \cdot 1 = 125000 \text{ м}^2, \quad (5.40)$$

где $W_{\text{бет}}$ – суммарный объём бетона;

$K_{\text{оп}}$ – коэффициент опалубываемой поверхности.

Количество машино–часов для установки и разборки деревянной крупнопанельной щитовой опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 10–25 т определяем по ГЭСН 37–01–015–01 – 13,21 маш/ч на 100 м^2 опалубываемой поверхности.

$$T_{\text{опалубки}} = \frac{13,21 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{13,21 \cdot 125000}{100} = 16513 \text{ маш/ч} \quad (5.41)$$

5.4.3 Арматурные работы

Необходимое количество арматуры принимаем по коэффициенту армирования $\mu = 20 \text{ кг/м}^3$, далее вычисляем количество арматуры на объём бетона:

$$W_{\text{арм}} = W_{\text{бет}} \cdot \mu = 125000 \cdot 20 = 2500000 \text{ кг} = 2500 \text{ тонны} \quad (5.42)$$

Количество машино–часов для установки кранами башенными бетоноукладочными: 10–25 т армокаркасов и армоферм массой до 5 т, определяем по ГЭСН 37–01–027–02 – 75,21 маш/ч на 100 т арматуры.

$$T_{\text{армир}} = \frac{75,21 \cdot W_{\text{арм}}}{100} = \frac{75,21 \cdot 2500}{100} = 1880 \text{ маш/ч} \quad (5.43)$$

5.4.4 Бетонные работы

Для выполнения бетонных работ был подобран кран КБГС–450 грузоподъемностью 10–25тн . Его с технические характеристики, приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – характеристики крана КБГС-450

Наибольший вылет крюка, м	40,0
Наименьший вылет крюка, м	7,0
Грузоподъемность, т	18,0
Грузоподъемность при наибольшем вылете, т	10,0
Грузоподъемность при наименьшем вылете, т	25,0
Высота подъема крюка, м	45,0
Скорость передвижения грузовой тележки, м/мин	30,0
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,4
Скорость передвижения крана, м/мин	9,0

5.4.5 Транспортировка бетонной смеси

Горизонтальный транспорт:

Технология.

Доставку бетонной смеси от бетонного завода осуществляем путем транспортировки самосвалом КамАЗ–55111.

Учитывая расстояние от бетонного завода до места укладки, а также возможность снижения затрат на автобетоносмесители, рационально использовать тот же самосвал КамАЗ–55111, что использовался для земельно–скальных работ.

Определяем объем смеси перевозимый одним самосвалом до места подачи в блок, который высчитывается по формуле Q в м³/смену:

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot \frac{k}{t(\text{ц})} = 3,2 \cdot 60 \cdot 8 \cdot \frac{0,8}{25} = 49 \text{ м}^3/\text{смену}, \quad (5.44)$$

где q – Объем порции бетонной смеси 3,2 м³, перевозимый за 1 рейс;

60 – количество минут в часе;

T – продолжительность смены в часах;

k – Коэффициент использования рабочего времени = 0,8;

t(ц) – 25 мин, продолжительность цикла в минутах.

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{з}} + t_{\text{г.п}} + t_{\text{в}} + t_{\text{п.п}} + t_{\text{о}} = 5 + 7 + 3 + 5 + 5 = 25 \text{ мин}, \quad (5.45)$$

где t_з – время загрузки, мин;

t_{г.п} – время грузового пробега, мин;

t_в – время выгрузки, мин;

t_{п.п} – время порожнего пробега, мин;

t_о – время очистки кузова, мин.

Вертикальный транспорт:

Технология.

Выбираем схему подачи бетонной смеси в блоки бетонирования бетоноукладочными башенными кранами КБГС–450 с размещением их на поверхности котлована земли.

Количество машино–часов для укладки бетонной смеси в блок кранами КБГС–450 определяем по ГЭСН 37–01–002–01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10–25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м» – 10,26 маш/ч на 100 м³ бетона.

$$T_{\text{бетонир}} = \frac{10,26 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{10,26 \cdot 125000}{100} = 12825 \text{ маш/ч} \quad (5.46)$$

Количество машино–часов для вибрирования бетонной смеси определяем по ГЭСН 37–01–002–01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10–25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м» – 28,68 маш/ч на 100 м³ бетона.

$$T_{\text{вибрир}} = \frac{28,68 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{28,68 \cdot 125000}{100} = 35850 \text{ маш/ч} \quad (5.47)$$

Для данного сооружения целесообразно принять схему с размещения бетоноукладочных кранов непосредственно на поверхности земли.

Суммарное количество машино–часов на весь цикл бетонных работ составляет:

$$\sum T_{\text{бет.раб}} = T_{\text{опалубки}} + T_{\text{армир}} + T_{\text{бетонир}} + T_{\text{вибрир}} = 67068 \text{ маш/ч} \quad (5.48)$$

Интенсивность производства бетонных работ:

$$J_{\text{бет}} = \frac{\sum T_{\text{бет.раб}}}{W_{\text{бет}}} = \frac{67068}{125000} = 0,54 \text{ маш. ч/м}^3 \quad (5.49)$$

5.4.6 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

В общем случае мероприятия по подготовке блоков имеют своей целью обеспечить условия для нормального ведения бетонных работ в блоке и для набора бетоном и конструкцией проектной прочности, включая получение прочного и плотного сцепления свежееуложенной смеси с ранее уложенным бетоном или с естественным основанием. Эти мероприятия подразделены на следующие группы:

- Установка опалубки (деревянную крупнопанельную щитовую, плоскую с деревянными фермами – подкосами) и заделка щелей;
- Установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- Установка закладных частей для различного оборудования;
- Установка контрольно–измерительной аппаратуры;
- Подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- Подготовка поверхностей оснований блоков;
- Приемка блоков к бетонированию;

Проверка готовности транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

5.4.7 Подготовка оснований блоков

Подготовка естественных оснований заключается в обеспечении требуемых условий для получения в контактном слое требуемых прочностных и противодиффузионных свойств. При наличии скальных оснований (гранит) предусматриваются следующие операции: разработка защитного слоя; удаление всех продуктов выветривания (рыхлой скалы, бухтящих кусков); отвод ключей грунтовых напорных вод при необходимости; очистка, промывка, продувка воздухом; сдача комиссии по приемке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания.

Подготовка поверхности ранее уложенного бетона предусматривает:

- Удаление опалубки, штраб, пробок, и других деревянных закладных частей;
- Удаление наплывов, раковин (до здорового бетона);
- Удаление пятен мазута, нефти, битума;
- Удаление цементной пленки;
- Очистку от мусора;
- Окончательную промывку струей воды под напором и продувку сжатым воздухом.

Цементная пленка удаляется различными способами в зависимости от возраста бетона в основании: в возрасте бетона 6–12 ч – водяной или воздушной струей под давлением 0,4–0,5 МПа; в возрасте бетона 8–20 ч – металлическими механическими щетками; в возрасте бетона более 3 сут – с применением гидropескоструйного аппарата.

5.4.8 Уплотнение бетонной смеси

Уплотнение бетонной смеси является одним из основных технологических процессов при бетонировании конструкций, в значительной мере определяющим качество уложенного бетона.

Для возведения массивных бетонных сооружений применяются жесткие и малопластичные бетонные смеси, то основным методом уплотнения при возведении таких конструкций принимаем виброуплотнение.

Виброуплотнение заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний – вибратора. Процесс виброуплотнения сводится к разрушению первоначальной структуры укладываемой смеси (трехфазной) и в переводе ее в разжиженное состояние (пластично–вязкое течение), при которой смесь подчиняется действию силы тяжести, растекается, занимая всю возможную форму, уплотняется и приобретает более устойчивую, плотную (приближающуюся к двухфазной) структуру. При этом зерна заполнителя перемещаются в результате чего достигается заполнение

межзернового пространства цементным тестом с одновременным вытеснением воздуха, отделением части воды на поверхность уплотняемой смеси. Таким образом, вибрирование позволяет уменьшить содержание воздуха и расход воды для приготовления бетонной смеси, а, следовательно, повысить плотность и прочность бетона.

5.4.9 Уход за бетоном

При производстве бетонных работ обязателен комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий (СП «Конструкции бетонные гидротехнических сооружений. правила производства и приемки работ»):

а) создание и поддержание температурно–влажностного режима, необходимого для приобретения бетоном требуемых проектом прочности и долговечности в установленные сроки, а также предотвращающего значительные температурно–усадочные деформации и образование опасных трещин;

б) предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений в ходе строительного–монтажных работ.

Для массивных гидротехнических сооружений необходимые мероприятия по уходу за бетоном по регулированию температурного режима массивных сооружений.

Влажностный уход за свежесуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей в постоянно влажном состоянии путем распыления над ними воды, создания на них тонкой водяной пленки, заливки их водой или укрытия песком (или иным влагоемким материалом), систематически увлажняемым в процессе твердения бетона.

Уход за свежесуложенным бетоном гидротехнических конструкций следует начинать сразу же по достижении бетоном прочности 0,5 МПа и продолжать не менее 14 сут. либо до перекрытия блока блоком. Влажностный уход за кавитационностойким, износостойким бетоном и бетоном, к которому предъявляются требования высокой морозостойкости (MF 200 и выше) продолжается не менее 28 сут.

При бетонировании в жаркую и сухую погоду открытая поверхность свежесуложенной бетонной смеси сразу же после ее укладки и уплотнения в незащищенных шатром массивных блоках и конструкциях типа плит должна укрываться паронепроницаемой (полиэтиленовой) светлой пленкой 0,16—0,20 мм и находится под нею в течение 6 ÷ 8 ч, после чего может быть начат систематический влажностный уход за бетоном посредством полива водой и др.

В жаркую и сухую погоду на период ухода за бетоном должна также постоянно находиться во влажном состоянии неснятая деревянная опалубка.

В осеннее и весеннее время года, когда среднесуточная температура наружного воздуха составляет около 5° С и возможны заморозки, влажностный уход за бетоном следует заменять укрытием паро– или гидроизоляционными

материалами (полиэтиленовая пленка, ПВХ, толь и т. п.); при необходимости поверх них устраивается теплоизоляционный слой.

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

- работы на поверхности уложенного блока по уходу и по удалению цементной пленки до набора бетоном прочности при сжатии 1,5 МПа выполняются с применением дощатых настилов;
- механизированное удаление цементной пленки следует начинать только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 1,5 МПа;
- установку и перестановку опалубки производится после достижения бетоном прочности при сжатии 2,5 МПа;
- перемещение по поверхности свежееуложенного бетона транспортных средств (бетоновозов и т. п.) и механического оборудования допускается только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 2,5 МПа;
- при производстве вблизи забетонированных конструкций взрывных работ паспорт буровзрывных работ должен быть согласован с генпроектировщиком.

Закрепление конструкции опалубки в свежееуложенный бетон с применением тяжей и анкеров производится при прочности бетона при сжатии не менее 2,5 МПа.

В случае обнаружения дефектов бетона (раковин, каверн, трещин) причины их появления (неправильно подобранный состав бетонной смеси, нарушения правил ее приготовления, недостаточное уплотнение бетонной смеси, неправильный уход за бетоном и т. д.) выясняются и устраняются.

Поверхностные раковины в уложенных блоках обязательно расчищаются до здорового бетона. Расчищенные раковины на лицевых поверхностях блока заполняются бетонной смесью той же марки (класса), что и в конструкции, но с крупностью заполнителя до 20 мм.

5.5 II этап – перекрытие русла

Пропуск строительного расхода при перекрытии русла производится через донные отверстия в бетонной водосливной плотине котлована первой очереди.

Основные работы II этапа:

- Предварительное стеснение русла перемычками;
- Разборка низовой перемычки I очереди и затопление котлован;
- Разборка верховой перемычки I очереди (расходы пропускаются через донные отверстия);
- Отсыпка перемычек в проране для перекрытия реки.

Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными, как для перемычек I очереди.

5.6 III этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наполнение водохранилища до отметок пуска первого агрегата; наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последующим пуском второго агрегата

- 1) Основные работы III этапа (котлован II очереди):
- 2) Наращивание перемычек II очереди;
- 3) Откачка воды и водопонижение в котловане II очереди;
- 4) Земельно–скальные работы с применением БВР;
- 5) Возведение глухой левобережной бетонной плотины;
- 6) Наращивание бетонных сооружений по всему фронту до проектных отметок (водосливная и глухая правобережная);
- 7) Устройство глубокой цементационной завесы;
- 8) Бурение дренажных скважин в основании плотины;
- 9) Омоноличивание швов;
- 10) Пуск гидроагрегатов.

Все работы: водоотлив, БВР, выемка грунтов, бетонные работы по котловану II очереди выполняются аналогично, как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта. Все объемы работ приведены на чертеже и в сводных таблицах 5.5 и 5.6. Технология строительства тоннеля приведена выше (Пункт 5.3.1)

Таблица 5.5 – Объемы земляных работ

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечание
Выемка грунта				
I	Котлован I очереди (скального грунта)	11909	БВР=0,3 ЗР=0,65	в 3 смены и 1 механизмом
II	Котлован II очереди (скального грунта)	11866	БВР=0,25 ЗР=0,65	–
III	Водоприемник	1200	БВР=1,8 ЗР=0,07	–
III	Здание ГЭС и Маш.Зал	5800	БВР=0,01 ЗР=0,32	–
III	Деривационный туннель	5700	ЗР=7,5	2 смены 2 мех
Насыпные работы				
Перемычки котлована I очереди				
I	Верховая перемычка	19734	1,1	–
	Низовая перемычка	19092	1,1	–
	Продольная перемычка	12558	0,7	–
Перемычки котлована II очереди				
II	Верховая перемычка	20700	1,1	–
	Низовая перемычка	22080	1,2	–
I	Перекрытие русла	–	–	–

Таблица 5.6 – Объемы бетонных работ

№ этапа	Бетонные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечание
I	Водосливная плотина	3062	1,7	3 смены 2 крана
I	Правобережная глухая плотина	56638	30,6	3 смены 2 крана
III	Левобережная глухая плотина	59700	32,2	3 смены 2 крана
III	Здание ГЭС и Маш.Зал	5800	3,1	3 смены 2 крана
III	Водоприёмник	1200	1,93	2 смены 1 кран
III	Деривационный туннель , обделка	5700	15	2 смены 2 мех.

5.7 Строительный генеральный план

Строительный генеральный план содержит:

- границы строительной площадки;
- действующие и временные сети и коммуникации;
- постоянные и временные дороги;
- размещение постоянных, строящихся и временных зданий, и сооружений, расположение знаков геодезической разбивочной основы;
- расположение помещений для санитарно–бытового обслуживания персонала;
- расположение зон выполнения работ повышенной опасности, здания промышленные зоны и жилой поселок.

5.8 Выводы по календарному графику

Строительство Дебедской ГЭС–II состоит из трех периодов:

- Подготовительный;
- Основной;
- Заключительный

Подготовительный период включает в себя устройство автодорог и временных ЛЭП, а так же строительство производственной базы и бетонного завода «Стандарт 15». Продолжительность периода составляет 22 месяца.

6 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

6.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

В таблице 6.1 представлена оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Таблица 6.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	97	97	97	97	97
Число часов использования установленной мощности	Часы	4800	4800	4800	4800	4800
Выработка электроэнергии	МВт*ч	465600	465600	465600	465600	465600
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	4656	4656	4656	4656	4656
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	460944	460944	460944	460944	460944
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1525	1565	1604	1642	1678
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	702,94	721,38	739,35	756,87	773,46
НДС к выручке	млн.руб	117,16	120,23	120,25	126,15	128,91

Вывод: Согласно таблице 6.1, рост выручки за исследуемый период произошёл за счет изменения тарифа на электроэнергию, при этом объемы реализации не изменились.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	25,12
Прочие	493,6	15,95
Итого по ГЭС		41,08

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 6.3.

Таблице 6.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
5–9	0,09
10–15	0,14
Свыше 15	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	43,75
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	3,06
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	0,89
Итого		47,70

В таблице 6.5 представлены текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации.

Таблица 6.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	35,36	73,42	77,58	82,58	82,58
Расходы на страхование, млн.руб.	28,61	42,08	46,28	50,48	50,48
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	41,08	123,23	123,23	123,23	123,23
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,60	1,18	1,30	1,42	1,42
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	4,77	14,31	14,31	14,31	14,31
Налог на воду, млн.руб.	1,01	4,02	4,02	4,02	4,02
Итого, млн.руб.	111,42	258,24	266,73	276,04	276,04

Вывод: Значительный рост затрат по гидроузлу в исследуемый период объясняется увеличением расходов на эксплуатационные затраты. Также происходит рост расходов на амортизационные отчисления и страхование. Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (Рисунок 6.1).



Рисунок 6.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: большую часть текущих затрат составляют эксплуатационные затраты, т.к при строительстве ГЭС большее количество средств идёт на обеспечение работоспособности всех производственных фондов.

6.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Налоговые расходы

Наименование	Годы реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	202,65	205,60	208,23	210,73	213,35
НДС, млн.руб.	175,97	247,27	249,54	251,68	253,93
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
Налог на имущество, млн.руб.	107,04	105,22	103,40	101,59	99,77
Итого, млн.руб.	489,92	562,34	565,44	568,26	571,31

Вывод: Основным составляющим налоговых расходов является налог на прибыль так как выработка электроэнергии станции растёт. Также рост расходов связан с налогом на добавленную стоимость.

6.3 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Годы реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	363,98	1120,78	1149,35	1177,22	1203,72
Текущие расходы, млн.руб.	111,42	258,24	266,73	276,04	276,04
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	362,64	1116,75	1145,33	1173,20	1199,70
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	132,28	932,10	948,54	963,57	991,89
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	26,46	186,42	189,71	192,71	198,38
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	209,84	745,68	758,83	770,86	793,51
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: Из таблицы 6.7 видно, что в рассматриваемый период часть прибыли идёт на уплату налога на прибыль, также снижение прибыли связано с увеличением расходов.

На рисунке 6.2 представлен график чистой прибыли.

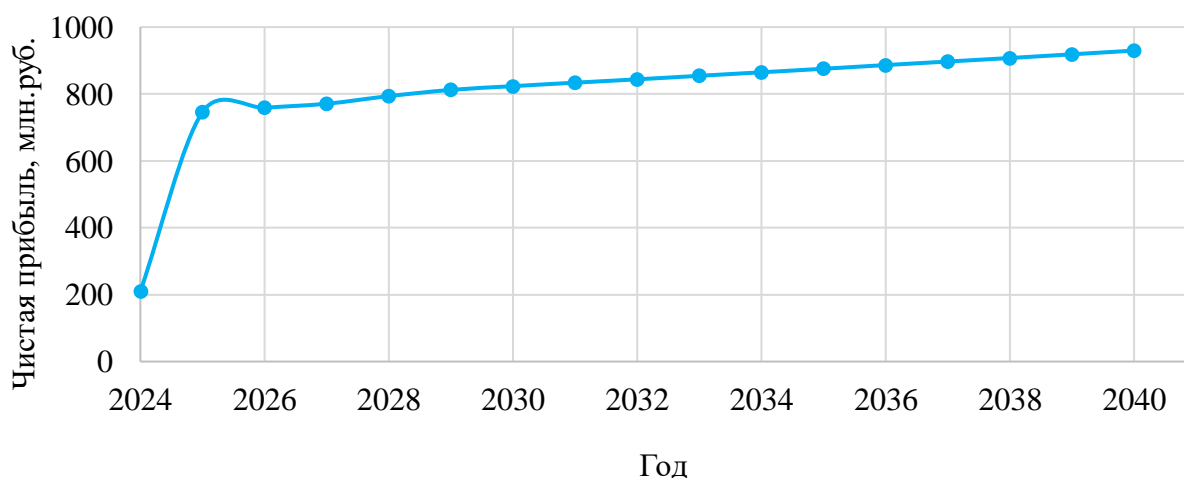


Рисунок 6.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

Вывод: По результатам расчета чистой прибыли (Рисунок 6.2) сделан вывод, что проект в 4 квартале 2024 года выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность.

На рисунке 6.3 представлен график с указанием годов реализации проекта.

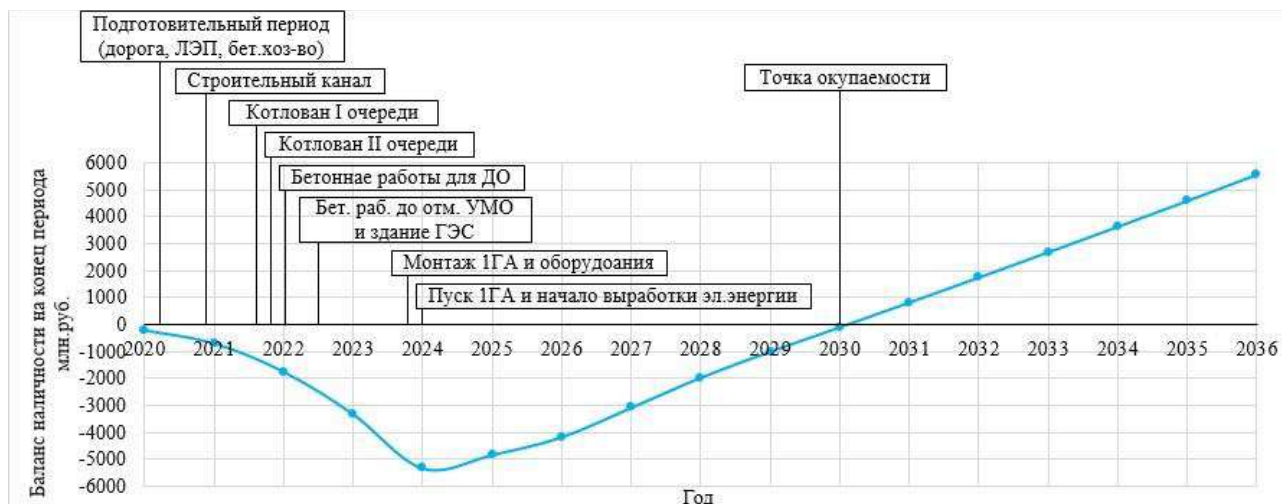


Рисунок 6.3 – График с указанием годов реализации проекта

Вывод: С 1 квартала 2020 по 4 квартал 2020 выполняются подготовительные работы (строительство дорог, монтаж ЛЭП, строительство бетонного хозяйства и производственных баз). Основной период строительства приходится на конец 2020 года. Из рисунка 6.3 видно, что после запуска первого агрегата начинается выработка электроэнергии и как следствие станция получает прибыль. С пусками последующих агрегатов повышается выработка, растут тарифы на электроэнергию и мощность, в 2030 году станция начинает окупаться.

6.4 Оценка инвестиционного проекта

6.4.1 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Дебедской ГЭС-2 на реке Дебед»

Наименование	Значение, руб.
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	132
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	495,28
Индекс прибыльности – PI	1,12
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	13,16
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,037
Удельные капиталовложения, руб/Квт	65051,5

6.5 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	19,79	19,55	18,36	18,84	194,47
В региональный бюджет, млн.Рублей	3,00	10,90	19,20	50,77	92,06

Вывод: В целом проект приносит не только коммерческую эффективность, а также бюджетную эффективность. В таблице 6.9 представлены поступления в федеральный и региональный бюджет на начальном этапе эксплуатации станции, в дальнейшем поступления будут только увеличиваться.

6.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности индекса доходности к изменениям:

- Ставки налогов;
- Объема инвестиций;
- Объём сбыта;

На рисунке 6.4 представлено изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов.

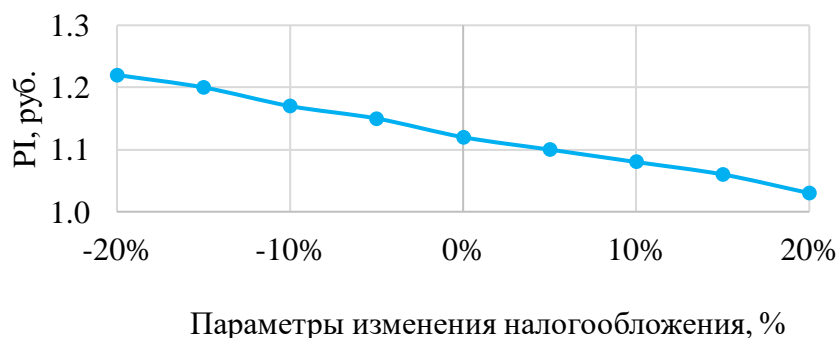


Рисунок 6.4 – Изменение индекса PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Исходя из графика видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении—наоборот, тесно присутствует обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться и будет более эффективен.

На рисунке 6.5 представлено изменение индекса PI в зависимости от изменения цены сбыта.

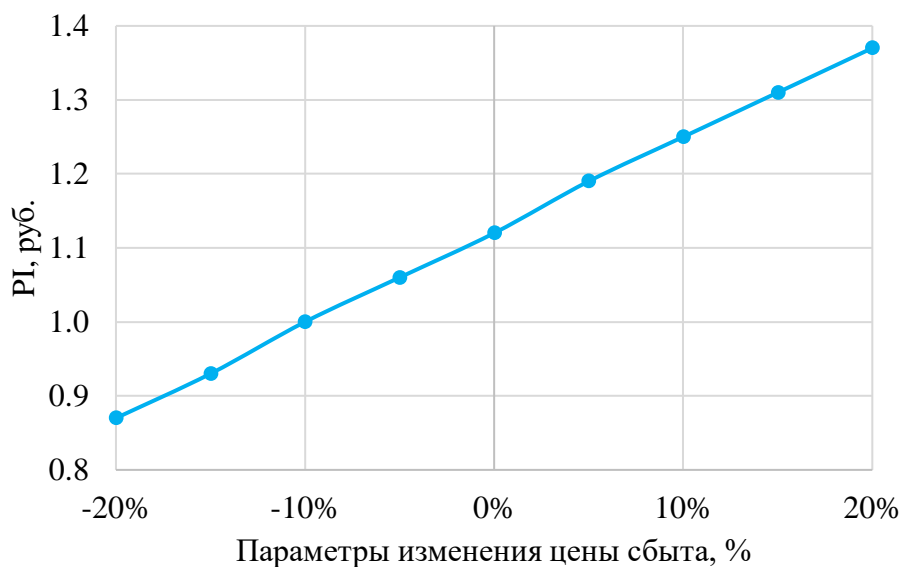


Рисунок 6.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Исходя из графика можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности прямо зависит от цены сбыта. При увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

На рисунке 6.5 представлено изменение суммы PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

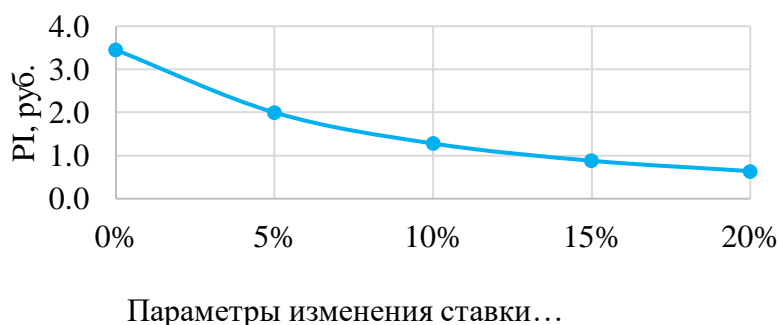


Рисунок 6.5 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Исходя из графика видно, что уменьшение процента ставки дисконтирования влечёт за собой увеличение индекса прибыльности, что говорит о финансовой перспективе и рентабельности проекта.

7 Охрана труда, пожарная безопасность

7.1 Мероприятия по охране труда

Гидротехническое, гидромеханическое и вспомогательное оборудование энергоснабжающих организаций, средства механизации, средства автоматизации, а так же территория и акватория на которых они размещаются должны соответствовать действующим государственным и отраслевым нормативным правовым актам.

При обслуживании действующего, вновь вводимого или реконструируемого оборудования, отступления от требований вышеперечисленных правил, допускаются только при введении новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами системы управления охраной труда на проектируемой ГЭС являются:

- создание безопасных условий труда;
- осуществление контроля за соблюдением правил по технике безопасности
- инструктаж и обучение персонала безопасным приемам работ;
- инструктаж и обучение персонала приемам оказания первой помощи;
- выявление и устранение причин производственного травматизма;
- разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

Лицо ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности, назначается в соответствии с приказом руководителя ГЭС.

Руководители подразделений и производственных участков, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы, а так же контроль выполнения правил техники безопасности.

На Дебедской ГЭС-2 надзор за соблюдение правил по охране труда осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

7.2 Пожарная безопасность

7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращения воздействий на людей опасных факторов пожара.

Требования к пожарной безопасности энергетических предприятий изложены в Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий, РД-153-34.0-03.301-00, утвержденных РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя ГЭС.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовывать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работник на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу и месте пожара, принять все возможные меры к спасению людей, имущества и приступить в ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи пожарной безопасности (первичный, периодические, внеплановые и целевые);
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за соблюдение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Дебедской ГЭС-2

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Дебедская ГЭС-2 расположена в республике Армения на реке Дебед.

Река Дебед образуется слиянием рек Памбак и Дзорагет в селе Дсех. Длина составляет 178 км. Площадь бассейна – 4050 км².

Течёт по узкому и глубокому ущелью до села Баграташен.

Воды используются для орошения и получения электроэнергии.

Питание реки смешанное. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна по следующим причинам:

- незначительное годовое количество осадков (около 500 мм) ;
- умеренное испарение с водной поверхности из-за воздействия высоких летних температур.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с неустойчивой зимой и жарким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет +8°C.

Основными, источниками загрязнения реки Дебед в рассматриваемом створе является строительство ГЭС, так как в неё не сбрасывается никаких отходов.

Растительность территории в районе строительства Дебедской ГЭС-2, является степи с малым количеством деревьев, по берегам реки.

В районе площадки строительства Армянского ГУ обитает 65 видов охотничьих ресурсов. Из них 30 видов млекопитающих, 35 видов птиц. Основными видами являются:

- 1) *копытные* – лось, олень благородный, олень пятнистый, кабан.
- 2) *пушные* – заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, муфлон;
- 3) *птицы* – сокол, орёл, перепел, куропатка, фазан, гусь, воробей, утка, аист, журавль.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: кавказский леопард, беозаровый козёл, рысь, серый медведь, шакал, косуля, коршун и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Армянского ГУ на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Дебед на участке строительства Дебедской ГЭС-2 насчитывают около 30 видов рыб. Представителями являются: лососевые (5 видов), карповые (22 вида), сомовые (3 вида).

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Дебед на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в реку Дебед необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Дебедской ГЭС-2 на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

- При строительстве Армянского ГУ выполняются следующие виды работ:
- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;

- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Дебед в нижнем бьефе Армянского гидроузла;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- в зоне затопления и подтопления отсутствуют населённые пункты, предприятия, здания и сооружения, а так же памятники природы.
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

- Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

- Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

- Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные организационные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1) Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- 2) Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- 3) Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 4) Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 5) Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 6) Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 7) Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 8) Организация и проведение производственного экологического контроля.

Основные санитарно-технические мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1) Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2) Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- 3) Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 4) Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 5) Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 6) Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 7) Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- 8) Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 9) Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 10) Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие.

7.3.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Армянского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

7.3.5 В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- 1) Регулирование водным режимом водотока;
- 2) Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- 3) Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект.

При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по предотвращению ухудшения качества воды реки Дебед от сбросов Дебодской ГЭС-2 ниже по течению реки.

В первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод.

Выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

7.3.6 Отходы образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объём строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014-82220101215

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{125000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 5625 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³;

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8 \%$);

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО – 2014-46101001205

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1998г. таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0%.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{2500 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 50 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – удельное количество арматуры, т. (2500, т.);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0 \%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

Таким образом в результате строительства будет образовано 5625 тон лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 50 тон отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

8 Разработка правил эксплуатации ГТС проектируемой ГЭС

Правила эксплуатации ГТС Дебедской ГЭС-2, содержат в себе материалы, затрагивающие вопросы: эксплуатации, мониторинга, конструктивных решений, ремонта сооружений, безопасности и контроля за состоянием и работой гидротехнических сооружений

8.1 Краткая характеристика района расположения гидротехнических сооружений, данные о сейсмичности района

Дебедская ГЭС-2 расположена в республике Армения на реке Дебед. В районе строительства субтропический климат. Зима тёплая, лето жаркое. Средняя температура Января, Февраля составляет: +1; +2°С, средняя температура июля, августа составляет: +24°С.

Вся территория республики делится на 7-ми и 8-балльные сейсмические зоны, из них 8-балльная зона включает 70% территории, а 7-балльная зона – 30%. По имеющимся историческим данным, максимальная сила землетрясений на обширном Армянском нагорье достигала 10 баллов (по 12-балльной шкале).

8.2 Краткая характеристика гидротехнических сооружений

В состав сооружения Дебедской ГЭС-2 входят: водосливная бетонная плотина, гравитационного типа, гравитационная правобережная и левобережная бетонные плотины, здание ГЭС и машинный зал, водоприемник, деривационный тоннель.

Для крепления русла в зоне гидравлического прыжка предусмотрено строительство водобойной плиты, за которой будет располагаться средство уменьшения осредненных скоростей – рисберма.

Для деления водосливно-го фронта на пролеты и для установки затворов на водосливе устраивают быки округлой формы.

В теле плотины устраиваются смотровые галереи с шагом приблизительно 13 м по высоте.

В основании плотины, проектируемой на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Класс сооружений – II

Основные характеристики:

Годовая выработка ГЭС – 467 млн кВт·ч;

Разновидность электростанции – деривационная;

Расчётный напор ГЭС – 148,5 м;

Электрическая мощность ГЭС – 97 МВт.

Характеристики оборудования:

Тип турбин: радиально осевые

Количество и марка турбин: 2хРО170а-В-200

Количество и марка генераторов: 2хСВ-430/210-14

Мощность генераторов: 55 МВт;

Маслонапорная установка: МНУ 1,6/1-40-2,5-2;

Электрогидравлический регулятор: ЭГР-2и1-150-11.

Основные гидротехнические сооружения:

Тип плотины: бетонная гравитационная;

Высота плотины: 30 м;

Длина плотины: 546 м.

8.3 Краткая характеристика материалов для гидротехнических сооружений, их оснований и береговых примыканий (зоны бетонирования, марки бетона и характеристики грунтов)

На рисунке 8.1 представлена разбивка сооружения на зоны бетонирования

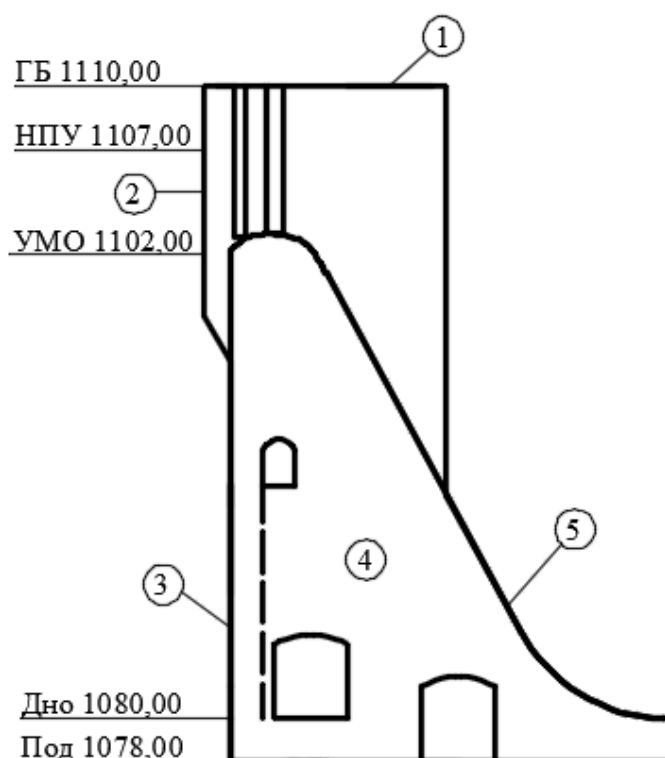


Рисунок 8.1 – Зоны бетонирования

Зонирование (в скобках указаны марки бетона для каждой зоны):

1) Зона взаимодействия с наружными климатическими условиями (В25F200)

2) Зона переменного уровня (В25, F400, W2)

- 3) Зона подводная напорная (B25, W6)
- 4) Зона внутренняя (B15)
- 5) Зона, подверженная истиранию (B30 F400 W4)

Основание и береговые примыкания :

Грунт – гранит;

Плотность гранита – 2600 кг/м³;

Прочность на сжатие – 300 МПа;

8.4 Перечень основных перекрытий, площадок, берм и мостов с указанием их отметок, допустимых нагрузок и дорожных габаритов

Основными и наиболее нагруженными перекрытиями гидротехнических сооружений Дебедской ГЭС-2 являются:

Перекрытие монтажной площадки Здания ГЭС:

Воспринимаемые нагрузки: вес генератора , вес трансформатора;

Отметка: 958,87 м

Перекрытие пола машинного зала Здания ГЭС:

Воспринимаемые нагрузки: вес насосов, сосудов МНУ, временные нагрузки при ремонте от веса материалов.

Отметка: 958,87 м

Технологический проезд по плотине со стороны НБ:

Воспринимаемые нагрузки: крановые нагрузки, вес затворов, транспортные нагрузки.

Отметка: 1084 м;

Технологический проезд по плотине со стороны ВБ:

Воспринимаемые нагрузки: крановые нагрузки, вес затворов, транспортные нагрузки.

Отметка: 1110 м.

Дорожные габариты:

По гребню плотины пролегает дорога муниципального назначения.

Дорога относится ко 2 категории (СП 34.13330.2012, Таблица 5.1);

Ширина дороги по гребню плотины составляет 7 метров;

8.5 Режимы эксплуатации гидротехнических сооружений, порядок эксплуатации гидротехнических сооружений при пропуске половодий и паводков

Режимы эксплуатации:

1) Общий режим – режим эксплуатации ГТС на протяжении определенного периода (например, года или цикла наполнения – сработки водохранилища) – определяет общий порядок эксплуатации сооружений при их исправном состоянии;

2) Режим эксплуатации ГТС при пропуске половодий и паводков – частный режим, определяющий особенности эксплуатации сооружений при их исправном состоянии в период подготовки и пропуска половодий и паводков;

3) Зимний режим – частный режим, определяющий особенности эксплуатации сооружений при их исправном состоянии в период отрицательных температур наружного воздуха;

4) Режимы эксплуатации ГТС при возникновении аварийных ситуаций – возможные частные режимы, определяющие особенности эксплуатации ГТС при их частичном разрушении (или повреждении), когда невозможна дальнейшая их нормальная эксплуатация без проведения аварийно-ремонтных восстановительных работ. Эти возможные режимы зависят от характера аварии (повреждения), объекта и элемента конструкции ГТС и приводятся в настоящей инструкции для некоторых наиболее вероятных аварийных ситуаций.

8.5.1 Порядок эксплуатации ГТС при нормальных условиях работы

Эксплуатацией ГТС занимаются разные службы, на которые возложены функции, связанные с эксплуатацией ГТС: оперативная служба, служба мониторинга, служба эксплуатации и технического обслуживания, производственно-техническая служба.

Основными задачами служб является обеспечение работоспособного состояния и надежной работы гидротехнических сооружений, путем:

- реализации технических воздействий (оперативное управление, контроль состояния, организация ремонта и ТО и т.д.) на производственные активы, закрепленные за Службой;

- формирование предложений в Производственные программы по активам, закрепленным за Службой.

Службы должны быть укомплектованы персоналом согласно штатного расписания.

Квалификационный уровень персонала должен соответствовать требованиям Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики и СТО РусГидро 02.01.80-2012 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Правила эксплуатации. Нормы и требования» п.5.3.

Персонал должен непрерывно проходить подготовку, переподготовку и повышение квалификации. В области промышленной безопасности проходить аттестацию в соответствии с «Регламентом подготовки, аттестации и проверки знаний руководителей и специалистов ОАО «РусГидро»».

Должна быть обеспечена готовность эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации опасных повреждений и аварийных ситуаций.

В работоспособном состоянии должны находиться технические средства для аварийного открытия и закрытия водосливных и водосбросных устройств ГТС.

Для обеспечения повышенных требований безопасной эксплуатации в работоспособном состоянии должны находиться автономные установки, обеспечивающие работу оборудования ГТС при прекращении подачи электроэнергии.

На территории объекта в достаточном количестве должно быть обеспечено наличие резервов строительных материалов, оборудования для оперативной локализации повреждений и аварийных ситуаций.

На предприятии должно быть организовано исполнение мероприятий по обеспечению безопасности ГТС, согласованных на срок действия деклараций безопасности ГТС.

8.5.2 Порядок эксплуатации ГТС при пропуске половодий и паводков

Ежегодно до наступления паводкового периода на ГЭС должна быть образована паводковая комиссия под руководством главного инженера. В задачу комиссии входит разработка плана мероприятий по обеспечению пропуска половодья (паводка) через гидроузел и защиты гидротехнических сооружений от повреждений.

План мероприятий по пропуску половодья (паводка) разрабатывается заблаговременно, основываясь на предыдущих и текущем прогнозах, содержащих сроки начала и конца половодья, размер и характер его прохождения, а также максимальные величины приточного расхода половодья, и включает следующее:

- режим предварительной сработки водохранилища;
- режим работы гидроузла в период прохождения паводковых расходов;
- график маневрирования затворами;
- перечень аварийного запаса строительных материалов и мест их нахождения (камень, песок, щебень, лесоматериалы, материалы для уплотнения и др.), необходимых для ликвидации возможных размывов и повреждений

сооружений, а также перечень транспортных средств, спецодежды, инструментов и оборудования.

В состав подготовительных работ перед половодьем (паводком) включаются:

- общий осмотр паводковой комиссией состояния гидротехнических сооружений;
- проверка работоспособности КИА;
- завершение плановых ремонтов всех гидротехнических сооружений, в том числе устройств, обеспечивающих отвод талых и дренажных вод;
- проверка действия затворов и оборудования, работа которых связана с пропуском высоких вод; выполнение мероприятий по обеспечению надежной работы затворов и их подъемных устройств;
- разборка или удаление временных сооружений и конструкций, устанавливаемых на морозный период (запаней, тепляков, потокообразователей и др.);
- разработка и согласование с местными органами власти и другими организациями совместных планов действий в случае аварийных ситуаций при прохождении ледохода и высоких вод, в том числе по оказанию помощи эксплуатирующей организации;
- организация аварийных бригад на время пропуска половодья (паводков), обучение их производству работ, которые могут потребоваться при пропуске паводка (дробление льда и взрывные работы, подводная каменная наброска, фашинные крепления, механизированный и ручной водоотливы и т.п.), проведение инструктажа по технике безопасности;
- усиление электроосвещения акватории в зоне водосбросов;
- проверка и поддержание в исправном состоянии проездов и подъездов для автотранспорта к гидротехническим сооружениям и складам аварийного запаса с учетом неблагоприятных метеорологических условий (дождь, снежный покров и т.п.).

Режим работы в этот период осуществляется, как правило, службами ОДУ, согласно диспетчерским графикам.

На Дебедской ГЭС-2 пропуск паводка основного расчетного случая и близких ему требует заблаговременной подготовки емкости водохранилища для аккумуляции части расхода половодья (расчет ниже).

Для каждой конкретной ГЭС должна быть разработана схема оптимального маневрирования затворами в зависимости от прохождения паводка, обеспечивающая наиболее благоприятные условия сопряжения потока в нижнем бьефе и не приводящая к повреждениям сооружений, разрушению креплений и подмывам дна, с учетом режима работы гидроагрегатов ГЭС.

При этом должны соблюдаться следующие требования:

- открытие водосбросных отверстий должно производиться постепенно с целью недопущения образования больших волн, а также для

возможно большего распределения потока сбрасываемой воды по всему фронту сооружения;

- если водосливные отверстия имеют различные отметки гребня, то первоочередной сброс воды следует осуществлять через водосбросные отверстия, имеющие более высокую отметку гребня водослива;

- не допускать сосредоточенных сбросов воды, особенно при низком уровне нижнего бьефа; создавать наиболее желательные направления потока воды и допустимые скорости.

На Дебедской ГЭС-2, где для пропуска высоких паводков предусмотрена форсировка, повышение уровня воды выше отметки НПУ допустимо только при работающих турбинах (если работа турбин возможна) и полностью открытых всех водосбросных и водопропускных отверстиях. При снижении притока воды отметка уровня воды должна быть в кратчайшее время понижена до НПУ.

После прохождения половодья (паводка) все гидротехнические сооружения, особенно крепления нижнего бьефа, а также оборудование должны быть осмотрены, выявлены повреждения и назначены сроки их устранения.

8.5.3 Порядок эксплуатации ГТС в морозный период

Разрабатывается план мероприятий по подготовке гидротехнических сооружений и гидроузла в целом к эксплуатации в зимних условиях до начала периода с отрицательной температурой воздуха по результатам комиссионных осмотров гидротехнических сооружений с учетом опыта эксплуатации ГЭС и гидрометеопрогнозов.

В план подготовки к эксплуатации должны быть включены следующие мероприятия:

- проверка готовности к действию затворов, предназначенных для работы в зимний период, и механизмов, их обслуживающих, а также исправности уплотнений;

- проверка готовности решеткоочистительных механизмов;

- проверка действия воздухообдувной сети или потокообразователей (при их наличии);

- проверка исправности устройств для обогрева и утепления затворов, решеток, пазов, закладных частей и механизмов подъема;

- подготовка и проверка утепления аэрационных устройств, уравнильных резервуаров (башен), крышек дренажных люков, измерительных устройств и смотровых колодцев;

- подготовка к эксплуатации в зимний период помещений, подверженных промораживанию (утепление дверей, проверка отопительной системы и т.п.), причем в первую очередь, помещений дренажных устройств и помещений с контрольно-измерительной аппаратурой;

- проверка исправности контрольно-измерительной аппаратуры и предохранение ее от промерзания;

– проверка исправности освещения и связи, в первую очередь, на акватории, примыкающей к аванкамере и водосбросным сооружениям, в местах расположения аэрационных и дренажных устройств;

Затворы сооружения, не рассчитанные на эксплуатацию при давлении сплошного ледяного поля, в течение всего зимнего периода должны быть защищены устройством полынни. Поддержание полынни, как правило, осуществляется механическими средствами (потокообразователями и барботажными установками), а в отдельных случаях можно применять искусственное утепление (при достаточно стабильном верхнем бьефе).

В период ледостава, при снижении температуры воздуха ниже 0 °С и охлаждении воды ниже +1 °С, необходима организация непрерывного контроля за температурой воды на водозаборе для установления момента ее переохлаждения. Для обнаружения появления шуги целесообразно использование шугосигнализаторов.

В местной инструкции должны быть указаны места на деривационном тракте, где могут образовываться забереги, для своевременного скалывания льдин в целях предупреждения увеличения их толщины.

Готовность сооружений к работе в зимних условиях проверяется комиссией по подготовке к зиме.

8.5.4 Порядок эксплуатации ГТС в аварийных условиях

– Эксплуатационный персонал должен прилагать все усилия для предупреждения возникновения аварийных ситуаций, для чего необходима организация усиленного контроля за состоянием наиболее вероятных источников аварий.

– При угрозе аварии гидротехнических сооружений действия персонала должны быть направлены на устранение угрозы и предотвращение аварии, а в случае невозможности предотвращения аварии – на уменьшение ущерба от аварии.

– Повреждения гидротехнических сооружений, носящие аварийный характер, создающие опасность для работающего персонала и оборудования, а также в случае их быстрого прогрессирующего развития, должны устраняться немедленно.

– Противоаварийные устройства (аварийно-ремонтные затворы), водоотливные и спасательные средства должны содержаться в исправном состоянии и периодически осматриваться. Периодичность их осмотра устанавливается отдельными инструкциями.

Для разработки действий персонала при различных аварийных ситуациях на ГЭС предварительно разрабатываются аварийные ситуации, которые имели место на аналогичных гидроэлектростанциях и являются возможными на проектируемой ГЭС: разрабатывается сценарии наиболее вероятной и наиболее тяжелой аварий (с прорывом напорного фронта). В составе правил (инструкции) должны быть приведены вероятные причины возникновения чрезвычайных

(аварийных) ситуаций природного и техногенного происхождения, указаны мероприятия по предупреждению таких ситуаций, по снижению ущерба в случае их возникновения, по ликвидации их последствий, а также требования к действиям персонала в указанных условиях.

8.6 Порядок подготовки и проведения ремонта гидротехнических сооружений

Планирование ремонта гидротехнических сооружений включает в себя разработку:

- перспективных планов ремонта гидротехнических сооружений на 5,10,25 лет;
- годовых планов ремонта гидротехнических сооружений;
- годовых планов и графиков технического обслуживания гидротехнических сооружений.

Организация проведения ремонта гидротехнических сооружений включает в себя разработку:

- проектно-сметной документации по ремонту
- проведение закупочных процедур по выбору подрядной организации на проведение ремонта
- организация выполнения ремонтных работ непосредственно на объекте

8.7 Краткая гидрологическая характеристика используемых водных ресурсов (водотока) и водохозяйственная схема ГЭС

Река Дебед, правый приток реки Храми, протекает в Армении. Река Храми является правым притоком Куры. Образуется слиянием двух рек Памбак и Дзарогет в селе Дсех. Длина реки – 178 км, площадь бассейна – 4050 км².

8.8 Бытовые среднемноголетние даты (половодья - начало, пик и окончание; появления шуги; замерзания бьефа)

В соответствии с гидрографом реки начало половодья приурочено к середине марта, пик половодья в начале июля, в августе начинаются дождевые паводки, на реке Дебед шуга не образуется, минусовые температуры наружного воздуха начинаются в декабре месяце, заканчиваются в феврале, ледостав в водохранилище наступает в январе месяце. На рисунке 8.2 представлен гидрограф реки Дебед.

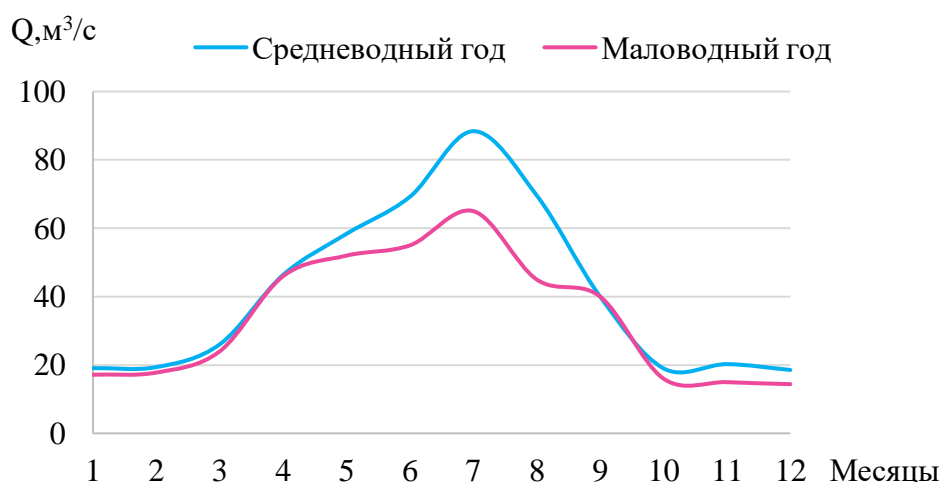


Рисунок 8.2 – Гидрограф реки Дебед

8.9 Значения характерных бытовых расходов воды при весеннем половодье в створе ГЭС (среднегодовое из максимальных наблюдаемых, среднемесячные расходы воды, максимальный и минимальный из наблюдаемых расходов)

В соответствии с гидрологическим рядом реки Дебед среднегодовое из максимальных наблюдаемых составляет: 58 м³/с, среднемесячные расходы воды составляют: максимальный 83 м³/с и минимальный 19 м³/с из наблюдаемых.

Расходы соответствующие величине обеспеченности приведены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Значения максимальных расходов соответствующие величине обеспеченности

P, %	0,01	0,1	1	5	10	20	30	50	70	75	80	90	95	99	99,9
Q, м³/с	141	131	120	109	104	98	94	87	82	78	76	70	66	57	49

8.10 Значения максимальных расходов, пропускаемых через каждое сооружение, включая турбины ГЭС, при нормальном и форсированном подпорных уровнях

Максимальный расход при НПУ

В соответствии с СП58 п.8.26, пропуск расчетного расхода воды для основного расчетного случая должен обеспечиваться, как правило, при НПУ=1107 м, через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии.

При количестве затворов на водосбросной плотине более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора и исключать один пролет из расчета пропуска паводка.

На Дебедской ГЭС-2 предусмотрено 2 затвора на водосбросной плотине, по этому при пропуске паводка основного расчетного случая участвуют все два пролёта.

Работа гидроагрегатов в период пропуска паводочных расходов должна быть обоснована при проектировании каждого конкретного гидроузла в зависимости от количества агрегатов гидроэлектростанции, условий ее работы в энергосистеме, вероятности аварийных ситуаций на ГЭС, а также фактического напора на ГЭС. В любом случае количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более: (n-1) при числе гидроагрегатов до шести включительно; На Дебедской ГЭС-2, запроектировано 2 ГА, по этому при пропуске паводков учитываем 1 ГА.

Для средненапорных гидроузлов при снижении напоров на гидроагрегаты ниже допустимых по характеристикам гидротурбин или по данным завода-изготовителя пропускная способность гидротурбин в расчетах пропуска максимальных расходов воды не должна учитываться.

Расход через 1 ГА: $Q_{1ГА} = 39,2 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через одно отверстие водосброса $Q_{\text{вод}} = 31,1 \text{ м}^3/\text{с}$;

Суммарный максимальный расход основного расчётного случая составит:

$$Q_{\text{сум}} = 2 \cdot 31,1 + 39,2 + 18 = 120 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $18 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход, который аккумулируется в водохранилище

$Q_{1\%} = 120 \text{ м}^3/\text{с}$ – таким образом расход основного расчётного случая Дебедской ГЭС-2 пропускается через все отверстия водосброса, 1 ГА и с аккумулярованием части расхода в водохранилище.

Пропуск дождевого паводка

В период пропуска дождевого паводка водохранилище наполнено, по этому аккумулярование части притока невозможно. Следовательно дождевой паводок можем пропускать через все отверстия водосброса и 1 ГА,

Суммарный максимальный расход при дождевом паводке составит:

$$Q_{\text{сум}} = 2 \cdot 31,1 + 39,2 = 101,4 \text{ м}^3/\text{с}$$

Максимальный расход дождевого паводка был зафиксирован в августе 1986 года и составил $90 \text{ м}^3/\text{с}$ - таким образом максимальный расход дождевого паводка Дебедской ГЭС-2 успешно пропускается.

Максимальный расход при ФПУ

В соответствии с СП58 п. 8.27 пропуск поверочного расчетного расхода воды на Дебедской ГЭС-2 должен осуществляться при наивысшем технически и экономически обоснованном ФПУ = 1108 м, всеми водопропускными сооружениями гидроузла, включая эксплуатационные водосбросы, гидротурбины ГЭС, при этом, учитывая кратковременность прохождения пика паводка, допускается:

- уменьшение выработки электроэнергии ГЭС;
- нарушение нормальной работы водозаборных сооружений, не приводящее к созданию аварийных ситуаций на объектах - потребителях воды;
- повреждение резервных водосбросов, не снижающее надежности основных сооружений;
- пропуск воды через водоводы замкнутого поперечного сечения при переменных режимах, не приводящий к разрушению водоводов;
- размыв русла и береговых склонов в нижнем бьефе гидроузла, не угрожающий разрушением основных сооружений, селитебных территорий и территорий предприятий, при условии, что последствия размыва могут быть устранены после пропуска паводка.

Учет пропускной способности гидроагрегатов ГЭС в пропуске расхода поверочного расчетного случая осуществляют так же, как и в случае пропуска основного расчетного случая.

Значения расходов и пропуск половодья при отметке ФПУ:

Расход через 1 ГА: $Q_{1ГА} = 39,2 \text{ м}^3/\text{с}$

Расход через одно отверстие водосброса: $Q_{\text{вод}} = 34 \text{ м}^3/\text{с}$;

Суммарный максимальный расход поверочного расчётного случая составит:

$$Q_{\text{сум}} = 2 \cdot 34 + 39,2 + 24 = 131 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $24 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход, который аккумулируется в водохранилище

$Q_{0,1\%} = 131 \text{ м}^3/\text{с}$ – таким образом расход поверочного расчётного случая Дебедской ГЭС-2 пропускается через все отверстия водосброса, 1 ГА и с аккумулярованием части расхода в водохранилище.

Пропуск дождевого паводка

В период пропуска дождевого паводка водохранилище наполнено, по этому аккумулярование части притока невозможно. Следовательно дождевой паводок можем пропускать через все отверстия водосброса и 1 ГА.

Суммарный максимальный расход при дождевом паводке составит:

$$Q_{\text{сум}} = 2 \cdot 34 + 39,2 = 107,2 \text{ м}^3/\text{с}$$

Максимальный расход дождевого паводка был зафиксирован в августе 1986 года и составил 90 м³/с – таким образом максимальный расход дождевого паводка для Дебедской ГЭС-2 успешно пропускается.

8.11 Отметки предельных и рабочих уровней бьефов ГЭС

Уровни верхнего бьефа

Рабочий уровень:

НПУ = 1107 м (нормальный подпорный уровень)

Предельные уровни:

ФПУ = 1108 м (форсированный подпорный уровень);

УМО = 1102 м (Уровень мертвого объема);

Уровни нижнего бьефа

УНБ(Q_{0,1%}): 1085,90 м

УНБ(Q_{1%}): 1085,70 м

8.12 Тарировочные характеристики водопропускных отверстий

В таблице 8.2 представлены характеристики водопропускных отверстий Дебедской ГЭС-2.

Таблица 8.2 – Характеристики водопропускных отверстий Дебедской ГЭС-2

Уровень воды в водохранилище, м	Пропускная способность турбины, м ³ /с	Пропускная способность одного отверстия водосброса, м ³ /с
ФПУ = 1108	39,2	34,0
НПУ = 1107	39,2	31,1
УМО = 1102	39,2	0,0 (отметка порога водосброса 1103м.)

8.13 Состав и объем эксплуатационного контроля за состоянием и работой гидротехнических сооружений

На Дебедской ГЭС-2 организованы следующие виды контроля:

– Фильтрационный контроль (фильтрационный режим сооружения, основания и береговых массивов, сопряжений, эффективность работы противофильтрационных элементов: цемзавесы и дренажных устройств);

- Геодезический контроль (общие и относительные перемещения сооружения, его конструктивных элементов и основания);
- Контроль напряженно-деформированного состояния ответственных элементов сооружения и основания (напряжения в теле сооружения и в основании, прочность бетона как материала, деформации)
- Температурный контроль (температурный режим сооружения, основания, водохранилища);
- Сейсмический контроль (исходя из СП 58.13330.2012 п.6.11);

На гидротехнических сооружениях II класса в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше должны проводиться следующие виды специальных наблюдений и испытаний:

- инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий (сейсмометрический мониторинг);
- инженерно-сейсмологические наблюдения в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях;
- тестовые испытания по определению динамических характеристик гидротехнических сооружений (динамическое тестирование) с составлением динамических паспортов.)

8.14 Перечень основных контролируемых количественных и качественных показателей состояния гидротехнических сооружений

Для оценки состояния эксплуатируемых бетонных гидротехнических сооружений необходимо контролировать следующие количественные (измеряемые с помощью технических средств и вычисляемые на основе измерений) показатели:

- вертикальные и горизонтальные перемещения и деформации сооружений, их оснований (в пределах активной зоны) и приконтактной зоны;
- напряжения в сооружениях и их основаниях (бетон, арматура, скала, грунт и другие);
- напряжения на контакте бетонных сооружений с основанием, с различного рода засыпками и земляными сооружениями;
- параметры сейсмических колебаний оснований и динамической реакции сооружений;
- взаимные смещения по межсекционным швам бетонных и железобетонных сооружений;
- раскрытие трещин, межблочных швов в бетонных и железобетонных сооружениях;
- глубину распространения трещины по контакту бетонной плотины со скальным основанием;
- углы поворота характерных сечений бетонных и железобетонных сооружений;
- фильтрационный расход воды;

- пьезометрические напоры;
- фильтрационное давление на подошвы бетонных сооружений;
- температуру сооружений и их оснований в приконтактной зоне;
- характеристики размыва русла в нижнем бьефе.

Для оценки состояния гидротехнического сооружения необходимо контролировать также действующие на сооружение нагрузки и воздействия, к числу которых относятся:

- гидростатическое давление со стороны верхнего и нижнего бьефов;
- давление фильтрующей воды;
- температура окружающей среду (воздуха, воды);
- давление наносов;
- воздействие льда на сооружение и механическое оборудование;
- динамические воздействия на сооружение;
- сейсмические воздействия
- волновое воздействие

Оценку состояния эксплуатируемых гидротехнических сооружений необходимо выполнять с учетом следующих условий:

- соответствия конструктивно-компоновочных решений и условий эксплуатации ГТС положениям проекта, действующих норм и правил, а также современным методам расчетов и методам оценки состояния ГТС;
- опасности превышения принятых в проекте расчетных уровней возможных природных воздействий;
- изменения расчетных значений механических и фильтрационных характеристик материалов сооружений и конструкций, а также свойств пород оснований;
- изменения пропускной способности водосбросных и водопропускных сооружений, а также работоспособности элементов противофильтрационного контура;
- соответствия критериям безопасности показателей состояния, контролируемых средствами измерений, а также оцениваемых на экспертной основе (в том числе контролируемых визуально);
- оценок последствий возможных аварий и состояния противоаварийного обеспечения ГТС;
- соответствия условий эксплуатации требованиям норм и правил безопасности.

Экспертной оценке и визуальному контролю подлежат следующие качественные показатели:

- оползни, в том числе локальные, береговых склонов, абразия берегов, оврагообразование;
- деформация, износ и коррозия бетонных, железобетонных и металлических элементов сооружений;

- наличие полостей и каверн в основании и теле сооружений;
- наличие и развитие трещин и других повреждений на гранях сооружений, в зонах сопряжения элементов сооружений и оснований с различными механическими и фильтрационными свойствами, а также в подземных выработках;
- протечки в потернах сооружений, следы выщелачивания бетона;
- засорение, зарастание, перемерзание дренажных устройств;
- наледи на выходах фильтрующей воды;
- высачивание воды и намокание склонов, заболачивание, появление ключей и грифонов;
- наличие мутности фильтрующей воды;
- механические повреждения элементов водосбросного тракта и размывы русла в нижнем бьефе;
- работоспособность затворов, гидромеханического, кранового и электромеханического оборудования;
- состояние систем инструментального контроля;
- ориентировочные объемы и уровень наносов в верхнем бьефе.

8.15 Ведомость и исполнительные схемы размещения всей контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) для наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений и контроля за режимом водотока

Размещение КИА для наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений и контроля за режимом водотока, выполнено следующим образом:

- датчики размещены в вертикальных и горизонтальных измерительных сечениях сооружения;
- датчики располагаются вдоль измерительных створов, включающих несколько измерительных точек;
- количество измерительных створов в плане: 3
- количество измерительных створов по высоте: 3
- большинство датчиков КИА обладают возможностью автоматического сбора информации;
- Дебедская ГЭС-2 оборудована АСДК (автоматической системой диагностического контроля);

Значения контролируемых параметров формируются в базе данных информационно-диагностической системы (ИДС), которая позволяет не только хранить данные, но и выполнять анализ технического состояния ГТС путем сравнения с критериальными значениями.

8.16 Методики выполнения измерений по КИА, методика обработки и анализа данных наблюдений

Методика выполнения измерений должна включать следующие разделы:

а) Средства измерений. Приводится перечень средств измерений, вспомогательных устройств и приспособлений, необходимых для выполнения измерений.

б) Метод измерений. Приводится физический принцип, положенный в основу измерений.

в) Условия выполнения измерений. Приводятся допустимые пределы параметров окружающей среды в месте расположения измерительных средств на объекте измерений.

г) Подготовка к выполнению измерений. Содержит требование проверки наличия и сроков действия сопроводительной документации на средства измерения и вспомогательные устройства и правила их монтажа на объекте измерений.

д) Проведение измерений. Приводятся последовательность и порядок выполнения операций в процессе измерений, а также способы и порядок регистрации выходных сигналов средств измерений.

е) Обработка и оформление результатов измерения. Приводятся порядок и способы математической обработки данных измерений, а также требования к точности вычислений и степени округления полученных результатов.

ж) Требования к квалификации операторов. Указывают квалификацию оператора и перечень НТД, которые он должен изучить перед выполнением измерений.

з) Требования техники безопасности. Формулируются требования по обеспечению техники безопасности и охране окружающей среды при выполнении измерений с указанием соответствующих НТД.

и) Анализ данных наблюдений выполняется методами многофакторного анализа, который включает:

- анализ, а при необходимости и корректировку расчетных схем, сочетания нагрузок, расчетных характеристик сооружения в соответствии с требованиями современных СНиП и условий работы сооружения;

- разработку математических моделей сооружения с учетом показателей его состояния в период длительной эксплуатации, статические и динамические расчеты прочности и устойчивости сооружения в целях корректировки критериев надежности и безопасности;

- сравнительный анализ данных натуральных наблюдений и результатов расчетов по уточненным математическим моделям и расчетным схемам, сопоставление фактических диагностических показателей работы и состояния сооружения с критериями надежности и безопасности.

8.17 Графики (регламенты) осмотров гидротехнических сооружений, ведения наблюдений и измерений с указанием производящих их должностных лиц

На Дебедской ГЭС-2 периодичность осмотров, объемы измерений гидротехнических сооружений и наблюдений проводятся в соответствии графиками осмотров, которые разрабатываются эксплуатирующей организацией в составе инструкций по эксплуатации. Ответственные за проведение осмотров должностные лица назначаются распорядительным документом по предприятию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлен расчёт параметров Дебедского гидроузла на реке Дебед с максимальной высотой бетонной плотины 30 м и шириной по гребню 546 м. Сооружение гидроузла принадлежит к II классу.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расходов обеспеченностью 0,1% и 0,01%. Так же было определено значение строительного расхода. Значения всех вычисленных на данном этапе расходов: $Q_{0,1\%} = 120 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 131 \text{ м}^3/\text{с}$.

На этапе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность проектируемо станции, которая составила 110 МВт, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 1102 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 467 млн.кВтч.ч.

Также было построено режимное поле и определены напоры:

- минимальный (147,8 м);
- расчетный (148,5 м);
- максимальный (152,5 м).

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, принята к установке гидротурбина РО170а-В-200 при числе агрегатов равном 2.

Произведен расчет основных размеров генератора типа СВ-430/210-14 с номинальной мощностью 68,75 МВА и синхронной частотой вращения 428,6 об/мин.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения (считая от правого берега):

- Глухая бетонная правобережная плотина;
- Водосбросная бетонная плотина;
- Глухая бетонная левобережная плотина;
- Водоприемник;
- Деривационный тоннель;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива 1103,0 м;
- отметка подошвы плотины 1078,0 м;
- количество водосливных отверстий – 2;

В качестве гасителей энергии потока выступает водобойная плита.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. По результатам оценки плотина Дебедского гидроузла отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены

мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- удельные показатели – 65051,5 руб./кВт;
- индекс прибыльности – 1,12
- себестоимость производства электроэнергии – 0,37 руб./кВт^ч;
- срок окупаемости станции 11 лет с начала строительства.

Анализируя полученные в ходе расчета данные можно сказать, что проект экономически эффективен.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014;
2. Выбор параметров ГЭС. А.Ю Александровский, Е.Ю Затеева, Б.И. Синаев. СШФ КГТУ, Саяногорск, 2005;
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990. 366с;
4. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с;
5. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с;
6. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с;
7. СТО РусГидро 02.03.131-2015 «Гидроэлектростанции. Методика определения критериев безопасности для декларируемых гидротехнических сооружений» - Введ. 11.03.2016 – Москва: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева», 2016;
8. СТО 70238424.27.140.035-2009 «Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования» - Введ. 31.12.2009 – Москва: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева», 2009;
9. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1), «Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения» - Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева», 2013;
10. СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах СНиП II-7-81* (актуализированного СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах» (СП 14.13330.2011)) (с Изменением N 1), «Свод правил. Строительство в сейсмических районах» - Введ. 01.06.2014 – Институт: ОАО «НИЦ Строительство», 2014;
11. МСН СНиП 23-01-99* «Строительная климатология», «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Строительная климатология» - Введ. 01.01.2000 – Научно исследовательский институт строительной физики (НИИСФ), 2000;

12. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85 (с Изменениями N 1, 2), «Свод правил. Плотины бетонные и железобетонные» - Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева», 2013;

13. Пособие к СНиП 2.03.01-84 «Проектирование бетонных и железобетонных конструкций из тяжелых и легких бетонов без предварительного напряжения арматуры» - Введ. 01.03.2001 – Москва: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева», 2001;

14. СТО 02.01.80-2012 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Правила эксплуатации. Нормы и требования» - Введ – 25.07.2012 – Москва: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева», 2012;

15. СП 34.13330.2012 «Автомобильные дороги» Введ. 01.07.2013 – Технический комитет по стандартизации ТК 465 «Строительство», 2013.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

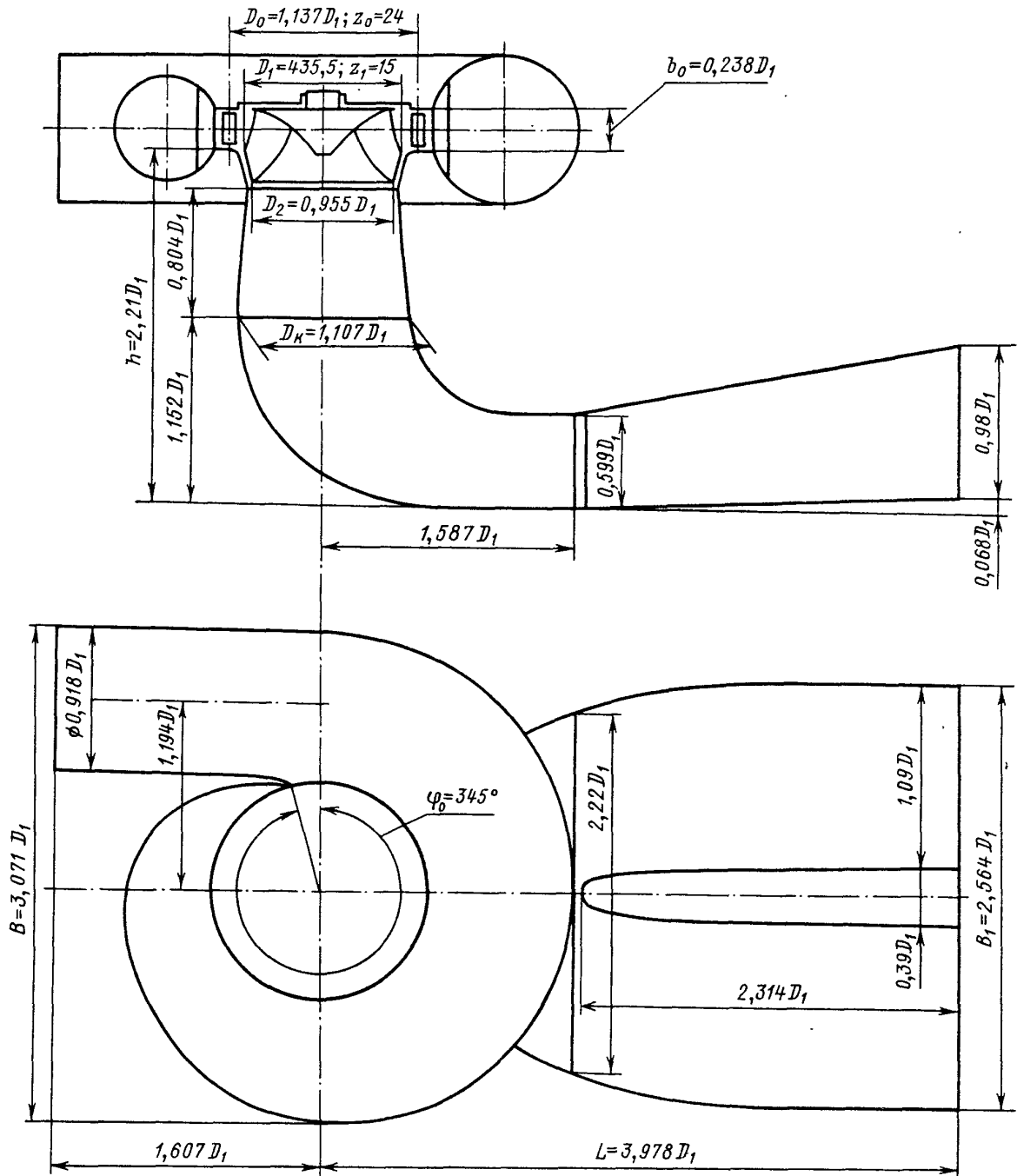
Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Дебед, за 50 лет наблюдений

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год	Q сум
1955	20	29	31	33	46	42	64	54	22	25	19	20	34	405
1956	11	12	38	34	50	77	90	72	27	22	26	11	39	469
1957	16	22	28	29	43	61	85	77	32	24	20	17	38	455
1958	20	22	30	31	61	68	83	70	27	24	30	16	40	482
1959	15	21	27	26	45	66	78	64	20	20	8	7	33	397
1960	10	12	16	23	41	60	74	65	20	22	8	10	30	361
1961	20	22	28	27	45	59	80	68	25	24	25	23	37	448
1962	27	27	30	29	41	61	84	70	27	23	16	12	37	448
1963	19	22	32	37	45	68	79	68	24	23	16	20	38	455
1964	16	22	35	34	41	63	71	66	22	21	19	17	36	426
1965	17	22	28	27	49	50	75	72	26	22	25	19	36	432
1966	20	23	29	27	44	63	82	68	27	22	17	11	36	433
1967	23	32	51	36	115	123	114	79	39	24	29	33	58	697
1968	19	25	29	28	42	53	84	74	24	22	19	8	35	426
1969	20	22	33	37	50	57	86	72	27	24	21	15	39	463
1970	17	22	28	27	96	84	76	69	31	22	14	11	41	496
1971	12	21	27	29	71	69	90	71	27	19	16	13	39	465
1972	22	24	28	33	43	66	75	69	28	23	26	27	39	466
1973	20	22	29	29	44	68	82	74	37	24	28	33	41	491
1974	21	29	28	31	42	59	75	69	24	25	28	21	38	451
1975	23	28	31	38	102	100	84	85	27	29	37	30	51	614
1976	19	22	27	32	51	62	88	74	30	23	28	32	41	488
1977	22	22	28	34	46	53	77	66	23	24	16	27	37	438
1978	7	13	17	40	63	119	82	70	23	22	23	20	42	500
1979	16	22	29	28	106	103	78	71	29	23	30	36	48	571
1980	5	12	18	19	50	54	82	67	24	22	22	15	33	390
1981	20	22	29	34	86	97	85	73	25	26	19	27	45	542
1982	17	21	33	37	49	71	86	73	28	21	25	41	42	503
1983	20	22	29	28	83	76	82	70	27	38	22	11	42	509
1984	21	22	36	35	73	89	93	76	28	24	22	19	45	538
1985	20	30	37	38	119	107	105	83	40	28	35	29	56	671
1986	26	23	29	39	90	93	109	90	39	24	42	32	53	636
1987	25	27	30	38	67	77	89	76	33	27	32	27	46	548
1988	11	19	31	37	82	82	88	72	27	25	30	37	45	541
1989	28	22	33	39	71	77	84	71	26	23	18	14	42	506
1990	24	23	34	30	56	66	88	71	29	24	24	24	41	492
1991	22	22	26	27	46	58	91	74	28	23	24	20	38	462
1992	20	22	28	40	79	124	86	71	26	22	21	17	46	556
1993	17	18	24	46	52	55	65	45	40	16	15	14	35	407
1994	20	22	30	34	61	66	88	74	28	23	27	22	41	495
1995	20	22	28	34	49	53	72	70	22	22	15	21	36	430
1996	21	21	28	42	56	66	85	67	30	23	22	20	40	480
1997	20	22	29	39	45	74	78	71	26	24	23	17	39	468
1998	20	21	22	34	60	78	61	61	25	23	25	14	37	442
1999	18	26	28	27	44	45	82	72	27	22	21	10	35	423
2000	19	22	27	22	73	78	78	65	21	24	12	14	38	456
2001	19	22	29	29	67	68	78	80	30	21	18	20	40	484
2002	26	27	31	37	85	88	92	72	32	28	34	19	48	572
2003	25	23	30	40	57	64	87	82	34	24	30	36	44	531
2004	20	26	36	37	43	54	89	77	30	23	24	22	40	482

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Проточная часть модели гидротурбины РО 170/803-В-43,55 (к универсальной характеристике № 2500 ЛМЗ)



Черт. 61

Рисунок Б.1 – Чертеж проточной части модельной гидротурбины

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

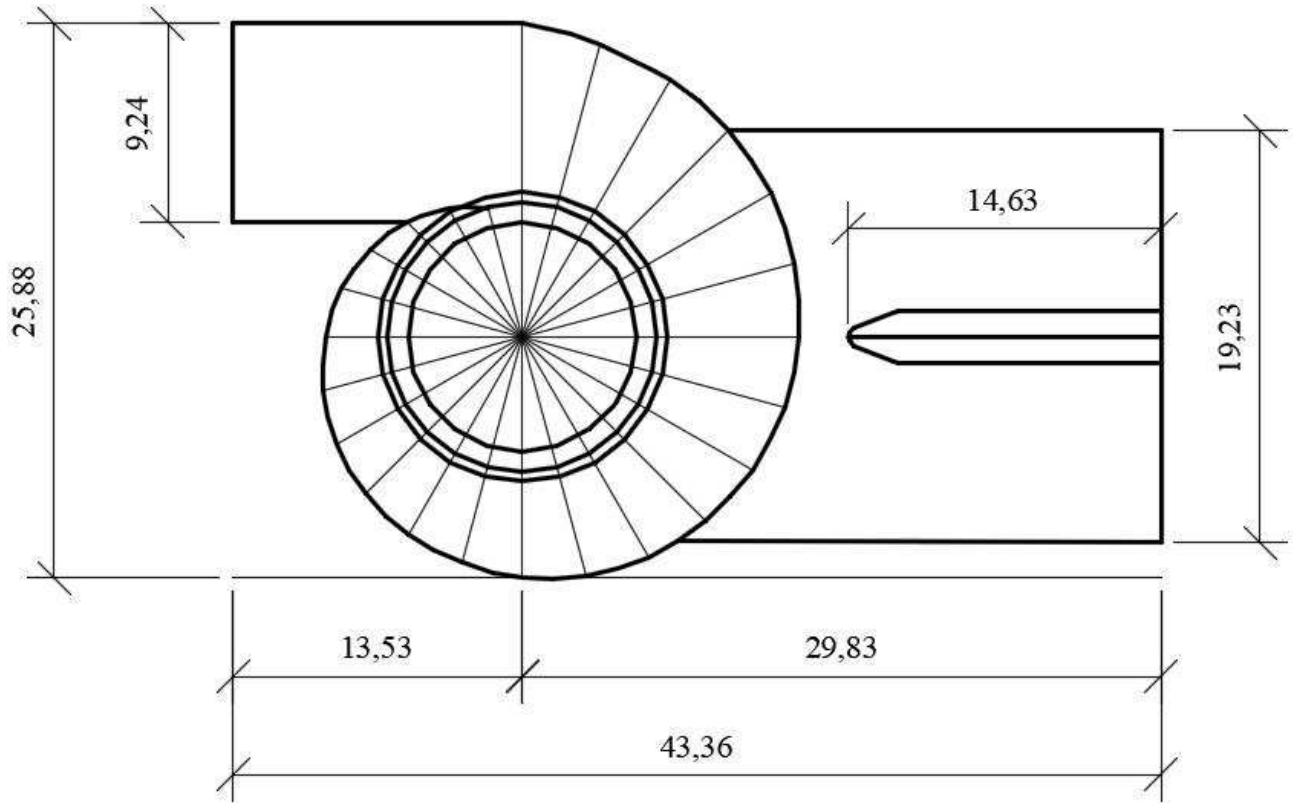
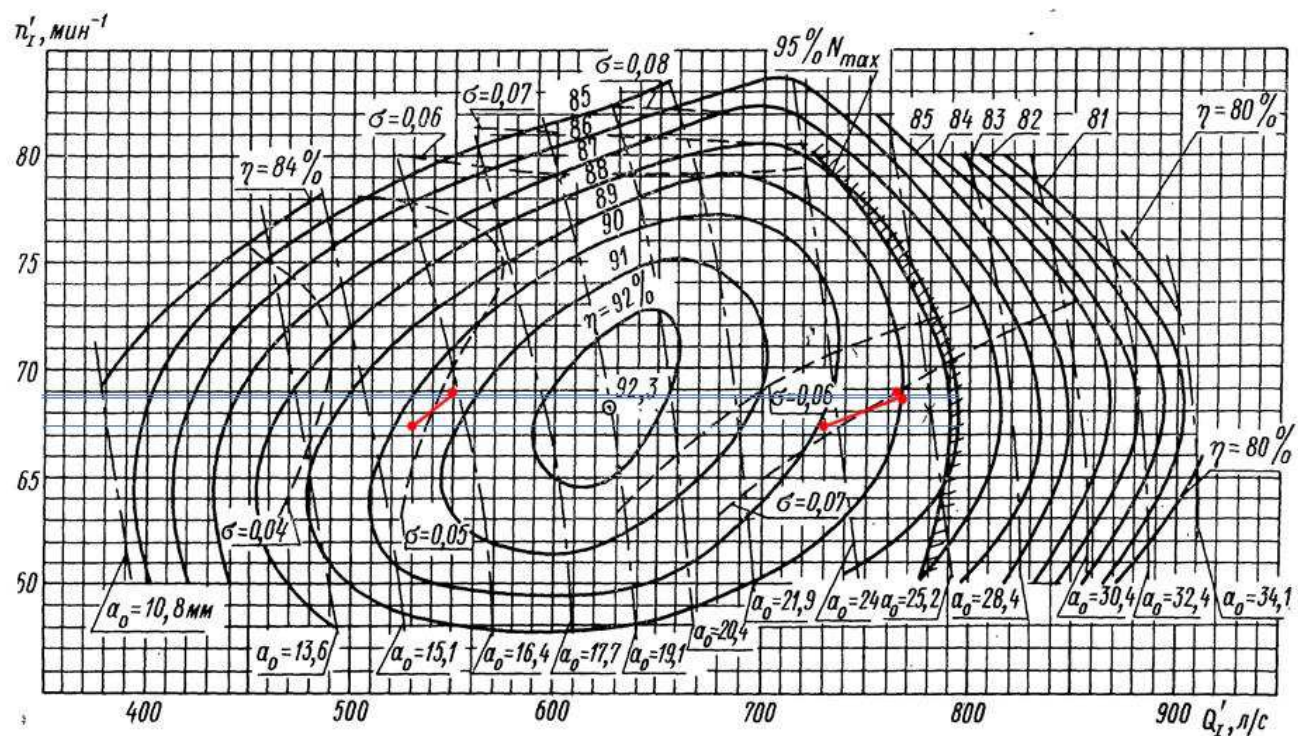


Рисунок В.1 – Чертеж спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Основное и вспомогательное оборудование

Универсальная характеристика гидротурбины РО 170/803-В-43,55
№ 2500 ЛМЗ




Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t=7^\circ\text{C}$
Черт. 62

Рисунок Г.1 – Главная универсальная характеристика турбины РО170а-В-200

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Андрияс
«02» 07 2020 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01– Строительство

Проектирование Дебедской ГЭС-2 на реке Дебед. Правила эксплуатации ГЭС
проектируемой ГЭС

Руководитель 
подпись, дата

старший преподаватель
должность

Т.Ю. Голошинова
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

Д.В. Кукарин
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Дебедской ГЭС-2 на реке Дебед. Разработка правил эксплуатации ГЭС проектируемой ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Консультант


подпись, дата

Затеев В.Б.
инициалы, фамилия

Водно - энергетические расчёты


подпись, дата

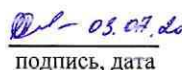
Затеева Е.Ю.
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата

Масленникова А.В.
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла


подпись, дата

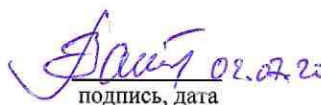
Фирищак Е.В.
инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ


подпись, дата

Толошинова Т.Ю.
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда


подпись, дата

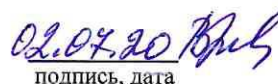
Затеев В.Б.
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата

Кадычegov В.А.
инициалы, фамилия

Технико - экономическое
обоснование


подпись, дата

Лapasова В.В.
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр


подпись, дата

Чабанова А.А.
инициалы, фамилия