

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

«__» _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – строительство

код – наименования направления

**Проектирование Хорогочийской ГЭС на реке Верхняя Ларба.
Мероприятия по предотвращению трещинообразования в
бетоне напорных ГТС**

Тема

Руководитель

подпись, дата

Инженер СМГТС филиал ПАО
«РусГидро – «Саяно-Шушенская
ГЭС имени П.С. Непорожного»

Е.В.Фирищак

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

М.С. Карпов

инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ХОРОГОЧИЙСКОЙ ГЭС.....	6
1 Общая часть.....	8
2 Водно-энергетические расчеты.....	11
2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	11
2.2 Построение годовых графиков максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы.....	11
2.2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного по водности года при разной обеспеченности	13
2.2.2 Водно-энергетический расчет	15
2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	16
2.2.4. Определение установленной мощности.....	17
2.2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	18
2.2.6 Баланс мощности.....	19
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	21
3.1 Построение режимного поля.....	21
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов.....	22
3.3 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике.....	22
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса.....	26
3.5 Выбор типа серийного генератора.....	28
3.6 Гидромеханический расчет спиральной камеры.....	29
3.7 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	31
3.7.1 Расчет вала на прочность.....	31
3.7.2 Расчет подшипника.....	31
3.8 Выбор МНУ.....	32
3.9 Выбор электрогидравлического регулятора.....	33
4 Компоновка и состав гидроузла.....	34
4.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения.....	34
4.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины.....	36
4.1.3 Определение отметки гребня бетонной плотины.....	37
4.2 Гидравлические расчеты.....	38
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта. Основной расчетный случай.....	38
4.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	40
4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода.....	42
4.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	43
4.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	44
4.2.6 Пропуск расходов через глубинные водосбросы.....	47
4.3 Конструирование плотины.....	48

4.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	48
4.3.2	Разрезка плотины швами.....	48
4.3.3	Быки.....	49
4.3.4	Устои.....	49
4.3.5	Галереи в теле плотины.....	49
4.3.6	Дренаж тела плотины.....	50
4.3.7	Противофильтрационные устройства в основании.....	50
4.4	Расчет фильтрации.....	51
4.5	Статические расчеты плотины.....	52
4.5.1	Вес сооружения.....	52
4.5.2	Сила гидростатического давления.....	53
4.5.3	Сила взвешивающего и фильтрационного давления.....	54
4.5.4	Давление грунта.....	54
4.5.5	Волновое давление.....	56
4.6	Расчет прочности плотины.....	58
4.7	Критерии прочности плотины.....	60
4.8	Расчет устойчивости плотины.....	61
5	Организация и производство гидротехнических работ.....	63
5.1	Основная часть.....	63
6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды.....	75
6.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	75
6.2	Отходы образующиеся при строительстве.....	75
6.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	76
7	Пожарная безопасность. Охрана труда.....	77
7.1	Пожарная безопасность.....	77
7.2	Охрана труда.....	78
8	Технико-экономическое обоснование.....	80
8.1.1	Оценка объектов реализации электроэнергии.....	80
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	80
8.2	Налоговые расходы.....	82
8.3	Оценка сумм прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	83
8.4	Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации.....	83
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	84
8.5.1	Методология, исходные данные.....	84
8.5.2	Коммерческая эффективность.....	85
8.5.3	Бюджетная эффективность.....	85
9	Мероприятия по предотвращению трещинообразования в бетоне напорных ГТС.....	86
9.1	Гидротехнический бетон.....	86
9.2	Причины образования трещин.....	89
9.3	Мероприятия по предотвращению трещин.....	91

9.4 Мероприятия, предусмотренные для проектируемого сооружения.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А Основные данные.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Нагрузки действующие на плотину при особом сочетании нагрузок	132
ПРИЛОЖЕНИЕ В Нагрузки действующие на плотину при особом сочетании нагрузок	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Г ГУХ ПЛ50 – В – 500.....	134

ВВЕДЕНИЕ

В наличии у Российской Федерации один из самых мощных гидропотенциалов мира. При этом степень освоения на порядок ниже, чем у других стран мира. Значит есть направления развития, которому нужно следовать, увеличивая степень освоения, путем строительства ГЭС.

Использование гидроэнергетических ресурсов дает преимущества:

- 1) ниже себестоимость;
- 2) использование данного вида ресурсов позволяет сократить уровень выбросов газов;
- 3) гидротурбины имеют более высокий КПД;
- 4) технологический процесс менее трудозатратен;
- 5) ГЭС обладают высокой маневренностью;
- 6) одновременно решаются вопросы комплексного использования рек;
- 7) большая надежность, в следствии меньшей аварийности.

Целью бакалаврской работы выступает: проработка основных этапов проектирование гидроэлектростанции с применением и закреплением знаний, путем инженерного расчета к решению задач, найти проектные решения, подходящие оптимально под заданные условия.

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ХОРОГОЧИЙСКОЙ ГЭС

1.	Наименование реки	Верхняя Ларба;
2.	Место нахождения ГЭС	Амурская область;
3.	Тип проектируемой установки	ГЭС;
4.	Характерные расходы воды:	
4.1.	Максимальный с обеспеченностью:	
	0,1 %	1562 м ³ /с;
	0,01 %	1725 м ³ /с;
4.2.	Минимальный	120 м ³ /с;
5.	Параметры водохранилища:	
5.1.	Характер регулирования стока	годовой;
5.2.	Отметка НПУ	980,00 м;
5.3.	Отметка ФПУ	981,00 м;
5.4.	Отметка УМО	970,80 м;
5.5.	Полный объем	14,10 км ³
5.6.	Полезный объем	7,85 км ³
6.	Напоры ГЭС:	
6.1.	Максимальный	46,6 м;
6.2.	Расчетный	41,8 м;
6.3.	Минимальный	35,9 м;
7.	Энергетические характеристики:	
7.1.	Установленная мощность	276 МВт;
7.2.	Средняя многолетняя выработка энергии	1,140 млрд. кВт·ч;
8.	Бетонная плотина	
8.1.	Правобережная глухая	81,50 м / 55,6 м;
8.2.	Водосливная	48,00 м / 46,5 м;
8.3.	Станционная	80,00 м / 55,6 м;
8.4.	Левобережная глухая	79,60 м / 55,6 м;
9.	Водосбросные сооружения	
9.1.	Тип	поверхностный водослив
9.2.	Число и ширина пролетов	4 пр. по 8 метров;
10.	Здание ГЭС	
10.1.	Тип здания	приплотинное;
10.2.	Число агрегатов	4;
10.3.	Грунты в основании	гранит;
10.4.	Тип спиральной камеры	бетонная;
11.	Основное оборудование	
11.1.	Тип турбины	ПЛ50-В-500;
11.2.	Тип генератора	СВ-810/160-40;
11.3.	Частота вращения	150 об/мин;
12.	Технико-экономические показатели	
12.1.	Удельные капиталовложения	57768,5 руб/кВт;

12.2. Себестоимость	0,2;
12.3 Срок окупаемости	15 лет.

1 Общая часть

Река Верхняя Ларба, на которой предполагается строительство Хорогочийской ГЭС, начало берет на южных склонах Станового хребта, протекает по территории Тындинского района Амурской области и является правым притоком реки Нюкжи. Длина реки составляет 175 км. Тындинский район приравнен к районам Крайнего Севера. Река населена разнообразными видами рыб: хариус, ленок, таймень, сом, налим, карась, щука, окунь и другие. Растительность слагают флоры: Восточно – Сибирская и Маньчжурская. Таёжные леса состоят из лиственниц, берёзы, сосен, кедрового стланика, ели, осины, рябины и ольхи. Район богат ягодой: брусникой, голубикой, клюквой, жимолостью, смородиной (встречается малина, моховка, морошка). Животный мир состоит из копытных и хищных зверей, мелких грызунов и птиц.

Климат характеризуется резкой континентальностью, сравнительно теплым летом и морозной зимой. Зимой господствует антициклон со штилевой погодой и низкими температурами. Температура воздуха иногда опускается до -35... -40°С.

Горные массивы сложены гнейсами, кристаллическими сланцами, кварцитами, прорванными интрузиями. На месте строительства располагается гранит. Тындинский муниципальный район характеризуется повышенной сейсмичностью 7- 9 баллов. Категория грунта по сейсмическим свойствам №2. Расчетная сейсмическая интенсивность в баллах шкалы MSK-64 в районе строительства - А (10 %) 7, В (5 %) 8 , С (1 %) 9 в течение 50 лет.

На территории строительства располагается энергосистема Востока, в ее состав входят три региональные энергетические системы: Амурская, Приморская, Хабаровская. В 15 км от места строительства п. Хорогочи, железнодорожная станция Хорогочи Дальневосточной железной дороги Байкало-амурской магистрали. В 10 км от места строительства проходит автомобильная дорога, регионального назначения Хорогочи-Тында. В районе п. Хорогочи ПС 220 Кв Хорогочи.

1. Гидрологический ряд среднемесячных расходов р. Верхняя Ларба в створе Хорогочийской ГЭС за период 1931-2011 гг. представлен в приложении А, таблица А.1;

2. Топографические характеристики Хорогочийского водохранилища:

Для построения кривых связи верхнего бьефа от объема водохранилища выполняли сглаживания характеристики, подробнее в таблице 1.1 и на рисунке 1.1;

Таблица 1.1 – Координаты кривых площадей и объемов Хорогочийского водохранилища

$Z_{вб}, м$	$V, км^3$
932	0,0
948	3,0
963	6,0
973	9,0
977,5	11,5
980	14,1
981	16,0
982	19,0

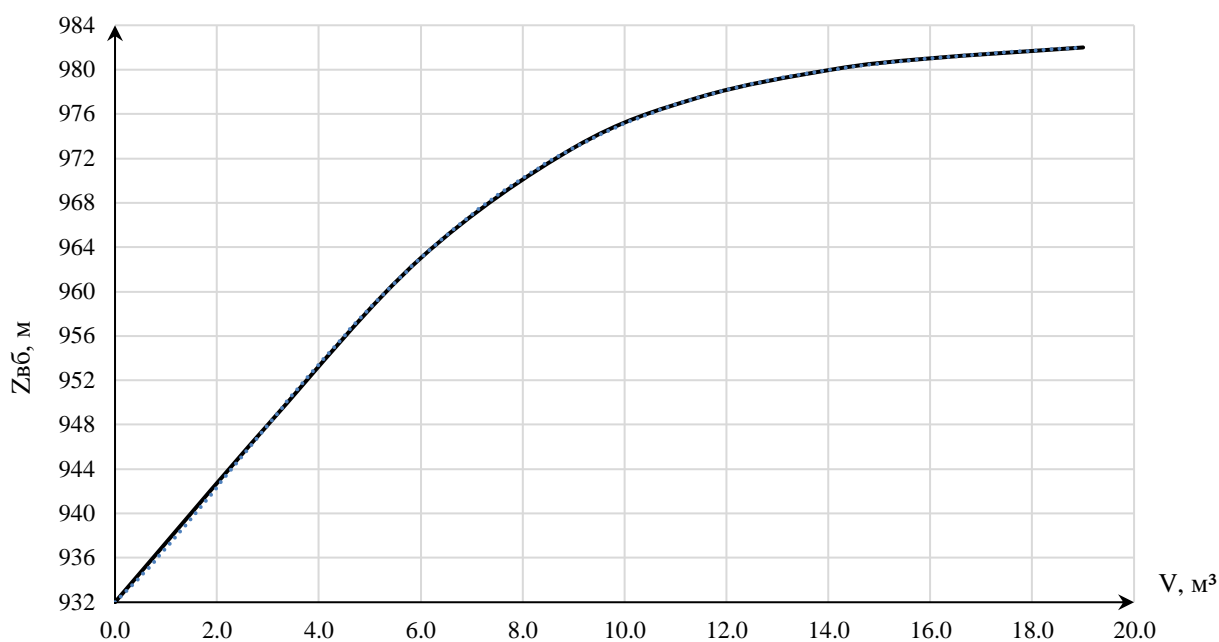


Рисунок 1.1 – График зависимости $Z_{вб} = f(F)$

3. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла подробнее в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: $K_z=0,8$.

Таблица 1.2 – координаты расходов по лету и зиме Хорогочийского водохранилища

$Z_{нб}, м$	$Q_{нб.лето}, м^3/с$	$Q_{нб зима}, м^3/с$
932	0	0
932,5	75	60
933	200	160
934,2	650	520
934,8	1225	980
935	1725	1380
935,1	2483	1986

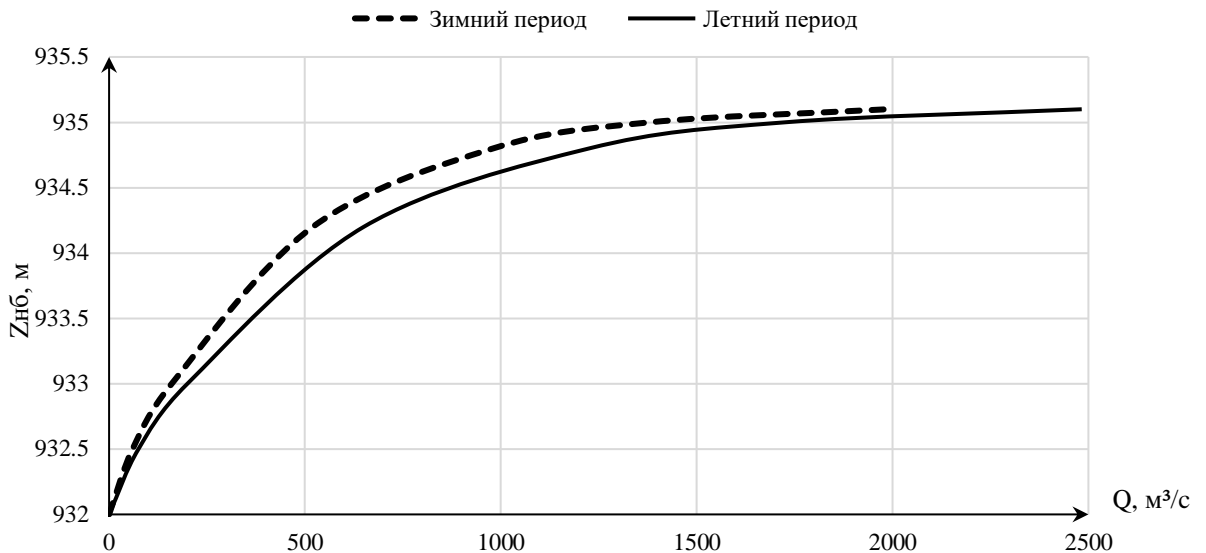


Рисунок 1.2 – График зависимости $Z_{НБ} = f(Q)$

4. Отметка нормального подпорного уровня НПУ = 980 м;
5. ДНО гидроузла = 932;
6. Требования участников ВХК и потери воды указаны в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – требования участников ВХК

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Потребление	0	0	0	1	2	2	0	0	0	0	0	0
Фильтрация	0	0	1	1	3	3	2	1	1	0	0	0
Испарение	0	0	1	1	3	2	2	1	1	0	0	0
Льдообразование	-2	-3	1	0	1	2	1	0	0	0	-1	-1

7. Данные по энергосистеме ОДУ Востока Амурское РДУ: установленная мощность существующей Зейской ГЭС 1330 МВт и среднегодовая выработка 4,910 млрд. кВт·ч, установленная мощность существующей Бурейской ГЭС 2010 МВт и среднегодовая выработка 7,100 млрд. кВт·ч, установленная мощность существующей Нижне-Бурейской ГЭС 320 МВт и среднегодовая выработка 1,670 млрд. кВт·ч;

8. Годовой максимум нагрузки Амурского РДУ 2749 МВ;
9. Резервы: нагрузочный резерв системы 1,2%, аварийный резерв системы 7%;
10. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
11. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,65$ м.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Используя сайт системного оператора (<http://so-ups.ru>), выберем один зимний день (25.12.2019), один летний (25.06.2019) (кроме выходных). Используя эти данные, построим суточные графики нагрузки для зимы и лета. Указаны в приложении А, таблица А.2 и рисунок А.1.

Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы. Данные указаны в таблице 2.1 и таблице 2.2.

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

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.1)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1- январь, 2- февраль и т. д.);

a, b – коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.2)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.3)$$

Таблица 2.1 – Данные для построения годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Востока Амурского РДУ

Месяц	$P_{\max}(\text{лето})$	$P_{\max}(\text{зима})$	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	$P_{t,\max}, \text{МВт}$
1	1687	2768	0,97	2227	540	2749
2			0,71			2609
3			0,26			2367
4			-0,26			2087
5			-0,71			1845
6			-0,97			1705
7			-0,97			1705
8			-0,71			1845
9			-0,26			2087
10			0,26			2367
11			0,71			2609
12			0,97			2749

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца рассчитывается аналогично по предыдущим формулам.

Таблица 2.2 – Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Востока Амурского РДУ

Месяц	$P_{\text{сред.}}(\text{лето})$	$P_{\text{сред.}}(\text{зима})$	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	$P_{t,\text{сред.}}, \text{МВт}$
1	1548	2620	0,97	2084	536	2602
2			0,71			2463
3			0,26			2223
4			-0,26			1945
5			-0,71			1705
6			-0,97			1566
7			-0,97			1566
8			-0,71			1705
9			-0,26			1945
10			0,26			2223
11			0,71			2463
12			0,97			2602

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

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Верхняя Ларба в створе Хорогочийской ГЭС за период 1931-2011гг. представлен в приложении А, таблица А.1

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 5-9 месяцы, а все остальные месяцы года – маловодными. Для определения маловодного и среднеговодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} 100 \%, \quad (2.4)$$

где m – порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в приложении А, рисунок А.2

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и среднеговодный год. За среднеговодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 50%, в данном случае 1947 год.

За маловодный год принимается год с обеспеченностью 90%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1996 и 1992 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

1996 г.

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж}1996}} = \frac{203}{219} = 0,93. \quad (2.5)$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол}1996}} = \frac{547}{524} = 1,04.$$

1992 г.

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж}1992}} = \frac{196}{221} = 0,89.$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол1992}}} = \frac{538}{510} = 1,05.$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1996, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав, окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, указанных в таблице 2.3 и таблице 2.4, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты.

Корректировка (Q коррек.):

Требуется дополнительная корректировка расходов маловодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

Таблица 2.3 – Маловодный год (P=90%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1996 год):

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	139	151	293	507	655	582	546	313	310	120	81	150
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	129	140	272	470	684	608	570	326	287	111	75	139
$Q_i^{\text{кор}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	99	140	319	470	694	618	530	391	272	115	89	75

Таблица 2.4 – Средневодный год (P=50%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1947 год):

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	206	195	215	378	712	743	673	553	346	207	150	137
$Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	207	197	217	381	708	739	670	550	349	209	151	139
$Q_i^{\text{кор}50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	127	207	375	530	738	679	580	470	339	209	151	111

2.2.2 Водно - энергетический расчет

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1996) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{пр90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.6)$$

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

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

$H_{ГЭС}^{подв}$ – подведенный напор ГЭС, м. Расчет по формуле:

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВВ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.7)$$

где $Z_{ВВ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м

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

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

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.8)$$

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

Результаты проведенного расчёта представлены в приложении А, таблица А.3.

10 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{изб} = N_{быт} - N_{ВХК} = 938 \text{ МВт}. \quad (2.9)$$

Избыточную мощность распределяем в 1,2,3,10,11 и 12 месяцы.

Данные для построения годового графика мощностей приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Н Зейская ГЭС, МВт	Н Бурейская. ГЭС, МВт	Н Нижне- Бурейская ГЭС, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	2602	673	972	229	41	49
2	2463	628	907	214	59	49
3	2223	583	842	199	128	49
4	1945	538	777	184	187	49
5	1705	493	712	169	273	49
6	1566	448	648	153	244	49
7	1566	448	648	153	211	49
8	1705	493	712	169	158	49
9	1945	538	777	184	110	49
10	2223	583	842	199	47	49
11	2463	628	907	214	37	49
12	2602	673	972	229	31	49

График баланса энергий представлен в приложении А, рисунок А.3.

2.2.3 Водно – энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки ВУМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{НПУ} = 980$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это октябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

В данном расчете происходит резкое понижение напора, а также условие $Z_{ВБнач} = Z_{ВБКОН}$ не соблюдается. Это значит, что мы должны понижать $N_{Гар}$.

После повышения линии $N_{Гар}$ в таблице приложения мы получим верный расчет, так как все три условия выполняются.

В связи с тем, что после сработки водохранилища мы не можем выдать гарантированной мощности по 6 месяцам, мы принимаем их наибольшее возможное значение и делаем регулирование.

Используя кривую связи объемов водохранилища от уровня воды определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{ПОЛЕЗН} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 14,10 - 6,25 = 7,85 \text{ км}^3. \quad (2.10)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 7,85 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС: $Q_{\text{ср мн}} = 391 \text{ м}^3/\text{с}$: по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол.}}}{W}, \quad (2.11)$$

$$\beta = 0,3.$$

По полученному коэффициенту зарегулированности стока $\beta = 0,3$ получим годовое регулирование стока т.е. цикл длится один год.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку $\nabla_{\text{УМО}} = 970,82 \text{ м}$ и рассчитали полезный объем водохранилища который составил $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 7,85 \text{ км}^3$. Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Хорогочийской ГЭС: $N_{\text{гар}} = 235 \text{ МВт}$.

2.2.4 Определение установленной мощности ГЭС

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

В Амурском РДУ кроме проектируемой ГЭС есть Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт и среднегодовой выработкой 4,910 млрд. кВт·ч, Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт и среднегодовой выработкой 7,100 млрд. кВт·ч и Нижне-Бурейская ГЭС с установленной мощностью 320 МВт и среднегодовой выработкой 1,670 млрд. кВт·ч.

Пересчитаем среднегодовую выработку Зейской ГЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{Зейская}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} = 13,45 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.12)$$

Пересчитаем среднегодовую выработку Бурейской ГЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{Бурейская}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} = 19,45 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Пересчитаем среднегодовую выработку Нижне-Бурейской ГЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{Бурейская}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} = 4,58 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Сперва произведем расчет для зимнего месяца, когда потребности энергосистемы выше.

Полученную максимальную гарантированную мощность по маловодному году выразим через электроэнергию:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{пр}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 235 \cdot 24 = 5640 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.13)$$

Так как любая ГЭС должна обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф независимо от времени года и выработки, а также учитывая, что существующая Зейская ГЭС покрывает практически все пики и полупики, выделим $\mathcal{E}_{\text{баз}} = 4,992$ млн. кВт · ч, остальное $\mathcal{E}_{\text{пик}} = 0,648$ млн. кВт · ч.

Найдем базовую мощность:

$$N_{\text{баз}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{баз}}}{24} = 208 \text{ МВт.} \quad (2.14)$$

Отложим по оси абсцисс $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ проектируемой ГЭС и перпендикулярно вниз проведем линию до пересечения с графиком ИКН. Отообразим получившуюся мощность на графике почасовой нагрузки энергосистемы и определим количество часов работы в пике в приложении А, рисунок А.3.

Определим пиковую мощность:

$$N_{\text{пик}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пик}}}{10} = 65 \text{ МВт.} \quad (2.15)$$

Найдем рабочую мощность на зимний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{зим}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}} = 273 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

Найдем рабочую мощность на летний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{лет}} = 273 \text{ МВт.}$$

2.2.5 Водно – энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в приложении А, рисунок А.5, а также работа по режиму уровня в расчётном году в приложении А, рисунок А.6. В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше.

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. В конечном итоге выработка в режиме по мощностям оказалась больше.

В приложении А, рисунок А.7 указан график сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

2.2.6 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $1\% P_i^{max}$, аварийный резерв составляет 8% от P_i^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемой ГЭС, на существующих ТЭС. Аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} \quad (2.17)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 276 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС} \quad (2.18)$$

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

Ремонтная площадь Зейской ГЭС:

$$F_{рем}^{З.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 166 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.19)$$

Ремонтная площадь Бурейской ГЭС:

$$F_{рем}^{Б.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 251 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.}$$

Ремонтная площадь Нижне-Бурейской ГЭС:

$$F_{рем}^{НБ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 40 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.}$$

Ремонтная площадь проектируемой Хорогочийской ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 127 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.}$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 1641 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.20)$$

Баланс мощности показан в приложении А, рисунок А.8.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

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

$Z_{нб}(V_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода (рисунок 1.1);

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.1)$$

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

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (3.2)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{вхк}=120\text{км}^3/\text{с}$.

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов в приложении А таблица А.5.

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 46,6$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{сан.пуск.}=120 \text{ м}^3/\text{с}$;

- расчётный напор $H_{расч} = 41,8$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 35,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Режимное поле указано в приложении А, рисунок А.9.

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотной-лопастной ПЛ50 – В;
- поворотной-лопастной ПЛД50- В.

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$. Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{35,9}{50} = 0,77. \quad (3.3)$$

Допустимое отношение для ПЛ50 – В, ПЛД50 – В $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяют условию.

3.3 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике

Для дальнейших расчётов берутся параметры моделей для соответствующих гидротурбин. Параметры приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ50 – В	ПЛД 50 – В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	50	50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1opt}, \text{ об/м}$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1opt}, \text{ л/с}$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	40	0,916	0,910
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,6	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, \text{ м}$	0,460	0,350
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	12	5
Температура	$t_{мод}, \text{ }^\circ\text{C}$	21	16
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	0,988	1,114

Затем проводится расчёт и строится рабочее поле каждой турбины на универсальной характеристике.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняются расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины определяется по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right) = 1 - (1 - 0,888) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{5,00}} \sqrt[10]{\frac{12}{41,81}} \sqrt[5]{\frac{1,14}{0,988}} \right) = 0,925, \quad (3.4)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

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

v_M, v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M (таблица 7.3);

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N} \eta_T \eta_G^{cp} = 9,81 \cdot 1,52 \cdot 5,0^2 \cdot 41,8 \cdot \sqrt{41,8} \cdot 0,925 \cdot 0,888 = 90380 \text{ кВт}, \quad (3.5)$$

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

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a} = \frac{276000}{90380} = 3,05, \quad (3.6)$$

где $N_{ГЭС}^{уст} = 276 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной. ($Z_a = 4$)

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{276000}{4} = 69000 \text{ кВт} \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n_c = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 116 \cdot \frac{\sqrt{41,8 \cdot 1,042}}{5,0} = 149,9, \quad (3.8)$$

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

Δ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точки.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду. ($n_c = 150$)

Далее определяется минимальная, расчётная и максимальная приведённая частота вращения определяется по формуле:

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 5,0}{\sqrt{41,8 \cdot 1,042}} = 113,7, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Tcp}} = \frac{69000}{9,81 \cdot 5,0^2 \cdot 41,8^{1,5} \cdot 0,888} = 1,07. \quad (3.10)$$

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

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле 3.10, подстановкой в формулу максимального напора

Ниже представлены результаты расчетов параметров натуральных гидротурбин таблица 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчётов натуральных гидротурбин

Параметр	ПЛ50 – В							
	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
D1	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
КПДг	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,927	0,927	0,928
N'agr	73,13	81,52	90,38	101,61	113,50	130,38	143,82	162,76
Z'	3,77	3,39	3,05	2,72	2,43	2,12	1,92	1,70
Z	4	4	4	3	3	3	2	2
Naгр	69,0	69,0	69,0	92,0	92,0	92,0	138,0	138,0
Δ1	1,040	1,041	1,042	1,042	1,043	1,043	1,044	1,045
n'синх	170,0	161,1	149,9	144,5	136,4	127,7	121,6	114,4
псинх	187,5	166,7	150	150	136,4	136,4	125	115,4
n'max	138,1	129,5	122,7	130,0	124,8	133,7	128,6	126,3
n'расч	127,9	120,0	113,7	120,5	115,7	123,9	119,2	117,0
n'min	121,2	113,7	107,7	114,1	109,6	117,4	112,9	110,8

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике в таблице 3.3, а результаты расчетов в таблице 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчетов необходимых точек для ГУХ ПЛ50 – В.

D1	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
Q'*η p	1,33	1,19	1,07	1,27	1,14	0,99	1,35	1,20
Q'*η min	1,13	1,01	0,91	1,08	0,97	0,84	1,15	1,02
Q'p	851	764	689	613	549	478	433	851
Q' min	970	870	785	698	625	545	494	970

Таблица 3.4 – Результаты расчётов натуральных гидротурбин.

Параметр	ПЛ50 – В							
	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
D1	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
КПДг	0,913	0,913	0,914	0,915	0,915	0,916	0,916	0,917
N'agr	44,32	49,81	55,61	63,32	71,53	80,25	89,46	99,18
Z'	6,23	5,54	4,96	4,36	3,86	3,44	3,09	2,78
Z	8	6	6	6	4	4	4	3
Naгр	34,5	46,0	46,0	46,0	69,0	69,0	69,0	92,0
Δ1	1,058	1,058	1,059	1,060	1,061	1,061	1,062	1,062
n'синх	224,3	211,7	200,5	188,0	177,0	167,3	158,5	150,6
псинх	230,8	214,3	200	200	187,5	166,7	166,7	166,7
n'max	125,5	123,4	121,6	129,7	129,1	121,5	128,2	135,0
n'расч	116,3	114,4	112,7	120,2	119,7	112,6	118,8	125,1
n'min	110,1	108,3	106,8	113,8	113,3	106,7	112,6	118,5

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчетов необходимых точек для ГУХ ПЛД50 – В.

D1	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
Q'*η p	1,20	1,42	1,27	1,12	1,49	1,33	1,19	1,43
Q'*η min	1,02	1,21	1,08	0,95	1,26	1,13	1,01	1,22
Q'p	1269	1130	1012	889	787	702	630	568
Q' min	1446	1287	1153	1013	897	800	718	648

После расчетов частоты переносятся на ГУХ ПЛ 50-В и ПЛД 50-В.

По результатам построения, для дальнейшего расчета, остались такие варианты турбин как, ПЛ 50-В (5,0 и 5,6) и ПЛД 50-В (3,75 и 4,5).

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса

Дальнейший расчёт ведется для турбины ПЛ50-В-500.

Определяется допустимая высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5. \quad (3.11)$$

Высота отсасывания определяется для трёх наиболее опасных режимах:

1) При полной нагрузке агрегата и расчетном напоре H_p

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата $Q'_p = 1,18 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_p \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,18 \cdot 5,0^2 \cdot \sqrt{41,8} = 194,69 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.12)$$

Определяется $\sigma=0,34$. По кривой связи нижнего бьефа определяется

$$Z_{нб}(Q_a) = 932,98 \text{ м}$$

Определяется высоту отсасывания 3.13:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H + 1,5 = 10,33 - \frac{932,98}{900} - 0,34 \cdot 41,8 - 1 = -6,42 \text{ м}.$$

$$Z_{уст} = Z_{нб}(Q_p) + H_s = 932,98 + (-6,42) = 926,57 \text{ м}, \quad (3.13)$$

$$Z_{уст} = 932,92 + (-3,39) = 929,53 \text{ м}.$$

3) Работа агрегата при H_{min}

Приведённый расход при минимальной нагрузке $Q'_{min} = 1,13 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_{min} \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{min}} = 1,13 \cdot 5,0^2 \cdot \sqrt{35,9} = \frac{172,78}{c}.$$

Определяется $\sigma=0,31$. По кривой связи нижнего бьефа определяется

$$Z_{\text{нб}}(Q_a) = 932,91 \text{ м.}$$

Определяется высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma H - 1,5 = 10,33 - \frac{932,91}{900} - 0,31 \cdot 35,9 - 1,5 = -3,34 \text{ м.}$$

$$Z_{\text{уст}} = 932,91 + (-3,34) = 929,58 \text{ м.}$$

Из всех высот отсасывания выбирается та, которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы. Причём, $H_s \geq -8$ м, так как дальнейшее заглубление подводной части экономически неоправданно.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания

Турбина	ПЛ50 -В-500	ПЛ50-В-560	ПЛД50-В-375	ПЛД50-В-450
H _{min} , м	-3,34	-4,77	-4,79	-7,16
H _{сп} , м	-6,42	-8,09	-9,48	-11,43
H _{max} , м	-3,39	-4,79	-5,02	-7,21

Анализируя полученные варианты параметров турбин, выбирается турбина ПЛ50-В-500, ГУХ в приложении Г, со следующими параметрами:

- 1) $D_1 = 5,0$ м;
- 2) $Z_a = 4$;
- 3) $n_c = 150$ об/мин;
- 4) $H_s = -6,42$ м.

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Основные критерии, по которым производится выбор генератора – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины.

Мощность генератора может варьироваться в 10% от мощности турбины.

Мощность турбины $N = 69000$ кВт;

Синхронная частота вращения $n = 150$;

Основываясь на данных критериях, можно сделать вывод, что нашим данным удовлетворяет гидрогенератор серии СВ-810/160-40, основные характеристики указаны в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Основные характеристики генератора СВ-810/160-40.

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	78,2
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	70,4
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Исполнение	Подвесной		

3.6 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,267 \cdot D_1 = 11,34 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 5,0 = 8,70 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Угол охвата спиральной камеры: $\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ$.

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 5,0 = 14,64 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,828 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 5,0 = 24,14 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 5,0 = 14,59 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 7,7 \text{ м.}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 6,75 \text{ м.}$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 5,0 = 1,75 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_p = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta} = \frac{69000}{9,81 \cdot 41,8 \cdot 0,925} = 182 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.20)$$

где N – номинальная мощность турбины ($N = 69000$ кВт).

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{182 \cdot 225}{360} = 114 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{114}{5,4} = 21,05 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0 \cdot (r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ =$$

$$21,05 = 1,75 \cdot (3,85 - 3,375) + (8,7 - 3,85) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - 1,75)^2}{2} \cdot 0,267. \quad (3.23)$$

Все вычисления, необходимые для построения спиральной камеры, представлены в таблице 3.8, рисунке 3.1, в приложении А, таблица А.10.

Таблица 3.8 – Построение графика зависимости φ_i от r_i .

φ_i	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
r_i	3,38	3,73	4,09	4,44	4,80	5,15	5,51	5,86	6,22	6,57	6,93	7,28	7,63	7,99	8,34	8,70

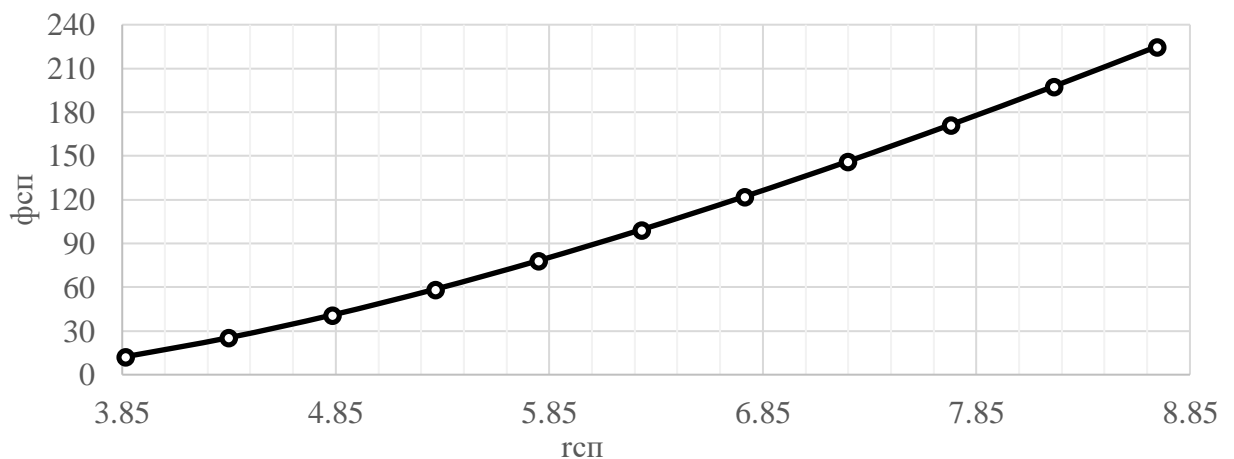


Рисунок 3.1 – График зависимости R(по оси абсцисс) от угла φ (по оси ординат).

3.7 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.7.1 Расчет вала на прочность

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала:

$$D_B = 105 \cdot \left(\frac{Na}{n_{\text{синх}}} \right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{69000}{150} \right)^{0,35} = 898 \text{ мм.} \quad (3.24)$$

Значение диаметра, полученное по формуле (3.24), округляется до стандартизированного значения $D_B = 0,9 \text{ м}$.

3.7.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Предпочтительнее всего устанавливать подшипник на водяной смазке. Для того, чтобы определиться с типом подшипника производится расчёт для сегментного и кольцевого подшипника.

Радиальная сила на рабочем колесе $R_{\text{рад}}$:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{Na}{n_c \cdot D_1} = 73,60 \text{ кН.} \quad (3.25)$$

Принимается диаметр вала под подшипником с учетом облицовки $d_{\text{п}} = 0,92 \text{ м}$.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \quad (3.26)$$

где $h_{\text{п}}$ – высота подшипника, равная 600 мм, для данного диаметра вала.

Допустимое $[p_{\text{уд}}]$ для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{в}} \cdot h} = 88,89 \text{ кПа.} \quad (3.27)$$

$$90,56 \leq [p_{\text{уд}}] = 419 \text{ кПа.}$$

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{73,60}{1 + 2 \cos 30^\circ + 2 \cos 60^\circ} = 107,59 \text{ кН,} \quad (3.28)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{12} = 30, \quad (3.29)$$

где $Z_{\text{сегм}}$ – количество сегментов, равное 8, для данного диаметра вала.

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = 0,87 \cdot \pi \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,314 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}]. \quad (3.31)$$

Допустимое $[p_{\text{уд}}]$ для сегментного подшипника:

$$[p_{\text{уд}}] = 722,2 \text{ кПа} \quad (3.32)$$

$$586 \text{ кПа} \leq 722,2 \text{ кПа.}$$

Так как сегментный подшипник удовлетворяет условию, выбираем его.

3.8 Выбор МНУ

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА). МНУ состоит из маслoвоздушного котла и сливного бака. Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслonaсосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле. Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По нанограмме [СП Щавелева] определяется тип: МНУ 10/1–40-12,5-2.

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 10 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслonaсосным агрегатом ГА 10/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м³ с 2 насосами.

3.9 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотно – лопастная, то выбирается ЭГР для ГА с двумя регулируемыми органами. Согласно справочным данным, выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК – 2И – 150 – 4.

4 Компонровка и состав сооружений гидроузла

4.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=48,0$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – гранит), присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации. По установленной мощности ($N=296$ МВт), присвоен: III.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнических сооружений, 32400 человек (город Тынды), что более 20000), присвоен: I.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это I класс.

4.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью VГГП наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$VГГП = VНПУ + h_s, \quad (4.1)$$

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчётным уровнем в ВБ.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.2)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины; Δh_{set} – высота ветрового нагона; a – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,5 м.

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w, \quad (4.3)$$

где α_w – угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (буду рассматривать перпендикулярное направление ветра к оси плотины, 0 град.); V_w – скорость ветра; L – длина разгона волны, м; K_w – коэффициент, принимаемый по таблице; d – средняя глубина водохранилища; g – ускорение свободного падения.

Для скорости ветра $V_w = 25$ м/с принимаю $K_w = 2,55 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 4500$ м.

Методом последовательных приближений находим Δh_{set} , присваивая величине Δh_{set} находящейся в знаменателе нулевое значение.

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{980,00 - 932,00}{2} = 24,0 \text{ м.} \quad (4.4)$$

Высота ветрового нагона в первом приведении:

$$\Delta h_{set} = \frac{2,55 \cdot 10^{-6} \cdot 25^2 \cdot 4100}{9,81 \cdot (24,0 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,0305 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 4500}{25^2} = 71,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{25} = 8476,$$

где: $t = 6$ ч – период развития волн на водохранилище.

2. По графику в приложение А, рисунок А.10 по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$, и по таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Величины безразмерных комплексов

$\frac{gL}{v^2}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
71	0,016	1,45
$\frac{gt}{v}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
8476	0,08	4,0

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{h} = \frac{0,016 \cdot v^2}{g} = \frac{0,016 \cdot 25^2}{9,81} = 1,02 \text{ м,} \quad (4.5)$$

$$\bar{T} = \frac{1,45 \cdot v}{g} = \frac{1,45 \cdot 25}{9,81} = 3,70 \text{ с.} \quad (4.6)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,70^2}{2 \cdot 3,14} = 21,33 \text{ м.} \quad (4.7)$$

4. Условие $d = 20,8 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 10,66 \text{ м}$ выполнен

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 1,02 \cdot 2,09 = 2,13 \text{ м,} \quad (4.8)$$

где: $k_i = 2,09$ – коэффициент принимаемый по графику

Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{\text{ran}} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,5 \cdot 2,13 = 4,02 \text{ м,} \quad (4.9)$$

где $k_r=1$ и $k_p=0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, укрепленного бетонными плитами, $k_{sp} = 1,5$ – коэффициент, $k_{\text{run}}=1,4$ – коэффициент, принимаемый по графикам.

$$h_s = 4,02 + 0,0305 + 0,52 = 4,60 \text{ м.} \quad (4.10)$$

Тогда:

$$\nabla\text{ГГП} = 980,00 + 4,60 = 984,60 \text{ м.} \quad (4.11)$$

4.1.3 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью ∇ ГБП наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a. \quad (4.12)$$

$$\nabla\text{ГБП} = 980,00 + 2,13 + 0,0305 + 0,5 = 982,66 \text{ м.}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 975,50 + 1,6 \cdot 4,5 = 982,70 \text{ м,}$$

где $H_{ст} = 4,5 \text{ м}$, $\nabla\text{ГВ} = 975,50 \text{ м}$.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равно 984,60 м.

4.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяю:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для проверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта. Основной расчетный случай

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{p.осн.} = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол.вдхр.} + V_{пр}}{t_{сраб}} = \quad (4.13)$$
$$= 1562 - 513,00 - \frac{7850000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 544,00 \text{ м}^3/\text{с},$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности,

$Q_{ГЭС}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно.

$$H_{осн} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{0,1\%}) - \Delta h = 980,00 - 934,90 - 0,65 = 44,45 \text{ м.}$$

$H_{осн} > H_{min}$, $44,45 > 35,9$, соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{69,00 \cdot 1000}{9,81 \cdot 44,45 \cdot 0,925} = 171,00 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot (4 - 1) = 3 \cdot 171,00 = 513,00 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{в} = 1,25 \cdot q_{р}, \quad (4.14)$$

где $q_{р}$ – удельный расход на рисберме.

$$q_{р} = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (4.15)$$

где $h_{НБ}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ = 934,90$ м

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{дна} = 934,90 - 932,00 = 2,90 \text{ м}, \quad (4.16)$$

где $[v_h]$ – допустимая неразрывающаяся скорость на рисберме, равная $5,00$ м/с.

$$q_{р} = 5,00 \cdot 2,90 = 14,50 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда

$$q_{в} = 1,25 \cdot 14,50 = 18,12 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{р}}{q_{в}} = \frac{544,00}{18,12} = 30,01 \text{ м}. \quad (4.17)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 8$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{30,01}{8,00} = 3,75 \approx 4,00. \quad (4.18)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 8,00 \cdot 4,00 = 32,00 \text{ м}. \quad (4.19)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_B = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2) \text{ м} = 0,25 \cdot 8,00 + 2,00 = 4,00 \text{ м}$. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 32,00 + (4 - 1) \cdot 4,00 = 44,00 \text{ м.} \quad (4.20)$$

4.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.21)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа B ($m \approx 0,49$).

$$H_{01} = \left(\frac{544,00}{0,49 \cdot 32,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,94 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.22)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$;

σ_ϕ – коэффициент формы водосливной ($\sigma_\phi = 1$). Изобразим на рисунке 4.2.

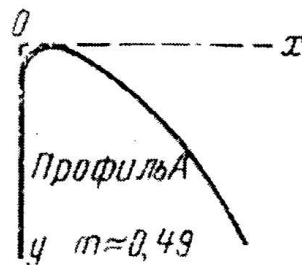


Рисунок 4.2 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (4.23)$$

где $\xi = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,20 \cdot 3,94 \cdot 0,45}{8,00} = 0,956,$$

$$H_{02} = \left(\frac{544,00}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,956 \cdot 1 \cdot 32,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,07 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (4.24)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса.

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (4.25)$$

$$v_0 = \frac{544,00}{(980,00 - 932,00)(32,00 + (4 - 1) \cdot 4,00)} = 0,258 \text{ м/с,}$$

$$H = 4,07 - \frac{1,1 \cdot 0,258^2}{2 \cdot 9,81} = 4,06 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{ст} = 4,50 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 980,00 - 4,50 = 975,50 \text{ м.} \quad (4.26)$$

4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол.вдхр.} + V_{пр.}}{t_{сраб}} = \quad (4.27)$$

$$= 1725 - 503,00 - \frac{7850000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 717,00 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$Q_{ГЭС}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ($n-1$) при числе агрегатов до 6 включительно.

$$H_{пов} = \PhiПУ - УНБ(Q_{0,01\%}) - \Delta h = 981,00 - 935,00 - 0,65 = 45,35 \text{ м}.$$

$H_{осн} > H_{min}, 45,35 > 35,9$, соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{69,00 \cdot 1000}{9,81 \cdot 45,35 \cdot 0,925} = 167,70 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot (4 - 1) = 3 \cdot 167,70 = 503,00 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (4.13)$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{717,00}{0,49 \cdot 32,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,74 \text{ м}. \quad (4.28)$$

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

$$H_{02пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m_{пов.} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.29)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 4,74 \cdot 0,45}{8,00} = 0,947,$$

где $m_{пов.}$ – коэффициент расхода для поверочного случая.

$$m_{\text{пов}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left(\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right], \quad (4.30)$$

$$m_{\text{пов}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{4,74}{4,50} - 0,05 \cdot \left(\frac{4,74}{4,50} \right)^2 \right] = 0,494,$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{717,00}{0,494 \cdot 1 \cdot 0,947 \cdot 1 \cdot 32,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,893 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (4.31)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)}, \quad (4.32)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{717,00}{(981,00 - 932,00) \cdot (32,00 + (4-1) \cdot 4,00)} = 0,333 \text{ м/с,}$$

$$H_{\text{пов}} = 4,893 - \frac{1,1 \cdot 0,333^2}{2 \cdot 9,81} = 4,887 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка $\nabla\text{ФПУ}_p$ заданную $\nabla\text{ФПУ} = 981,00$ м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 975,50 + 4,89 = 980,39 \text{ м.} \quad (4.33)$$

$\nabla\text{ФПУ} > \nabla\text{ФПУ}_p$, пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пов}} = 1725,00$ м³/с. Конечное значение ФПУ принимаем $\nabla\text{ФПУ} = 981,00$ м.

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{\text{ст}}$. Расчеты сведем в таблицу в приложении А, таблица А.6.

4.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Устанавливаю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С – С. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 544,00^2}{9,81 \cdot (44,00)^2}} = 2,58 \text{ м.} \quad (4.35)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 980,00 - 932,00 = 48,00 \text{ м.} \quad (4.36)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{48,00}{2,58} = 18,62 \text{ м.} \quad (4.37)$$

По графику определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,21$ и $\xi_{T_0}'' = 3,0$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,21 \cdot 2,58 = 0,54 \text{ м,} \quad (4.38)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,0 \cdot 2,58 = 7,73 \text{ м.} \quad (4.39)$$

Глубина в НБ при $Q_{осн.р.} = 1562,00 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 2,90 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (гранит) высотой более 40 м (высота плотины 48,0 м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

4.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{НБ}^{max} + (1 - 2)м = 3,00 + 2,0 = 5,00 \text{ м,} \quad (4.40)$$

где $h_{нб}^{max} = 3,00$ м.

Отметка носка:

$$\nabla НОС = \nabla ДНА + a = 932,00 + 5,00 = 937,00 \text{ м.} \quad (4.41)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla НПУ - \nabla НОС = 980,00 - 937,00 = 43,00 \text{ м.} \quad (4.42)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 43,00} = 26,14 \text{ м/с,} \quad (4.43)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{12,36}{26,14} = 0,47 \text{ м,} \quad (4.44)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{26,14^2}{9,81 \cdot 0,47} = 147,29. \quad (4.45)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (4.46)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимаю равным 0,9; α - угол наклона носка, принимаю равным 30° ; $Z_0 = \nabla НПУ - \nabla НБ_{max} = 45,10$ м.

Таким образом:

$$L = 0,9 \cdot 43,00 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{45,10}{43,00} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 57,38 \text{ м.}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > (0,5 \div 0,6) \cdot Z_0, \\ 57,38 > 24,0.$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (4.47)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = 12,49$;

d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1 м.

$$H_p = 9,59$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (4.48)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (4.49)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,47 \cdot \cos 30^\circ + 5,00 - 2,90)}{26,14^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,65,$$

$$L_1 = 57,38 + \frac{12,49}{0,65} = 76,59 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размыва русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 2,58 + 3,7 \cdot 9,59 = 41,93 \text{ м.} \quad (4.50)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{\text{кр}}$, где $h_{\text{кр}}$ – критическая глубина потока равна 6,45 м.

4.2.6 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 3,0$ м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,5 + 2,0 = 3,5 \text{ м.} \quad (4.51)$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{гал}} + h_{\text{гал}} + 3,5 = 932,00 + 3,5 + 3,5 = 939,00 \text{ м.} \quad (4.52)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$\begin{aligned} H_{\text{ВО}} &= \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \\ &= \frac{980,00 + 970,82}{2} - 939,00 = 36,41 \text{ м.} \end{aligned} \quad (4.53)$$

Расход через отверстие:

$$\begin{aligned} q_{\text{в.в.}} &= \mu \cdot \omega_{\text{ВО}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}} = \\ &= 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 36,41} = 151,17 \text{ м}^3/\text{с.} \end{aligned} \quad (4.54)$$

где μ – коэффициент расхода, равный 0,8;

$\omega_{\text{ВО}}$ – площадь водовыпускного отверстия, $\omega_{\text{ВО}} = 7,07 \text{ м}^2$.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{в.в.}}} = \frac{504,82}{151,17} = 3,34. \quad (4.55)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода $n = 4$.

4.3 Конструирование плотины

4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (алевролит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани можно принять равным $m=0,67 \div 0,7$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{б}} + (2 \div 3)) = 932,00 - 3,00 = 929,00, \quad (4.56)$$

где $\delta_{\text{б}} = 0, \nabla_{\text{дна}} = 932,00$ м.

Рассчитаем ширину подошвы

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 51,00 = 36,00 \text{ м.} \quad (4.57)$$

4.3.2 Разрезка плотин швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-усадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_{\text{в}}, \quad (4.58)$$

$$b_c = 8,00 + 6,00 = 14,00 \text{ м,}$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка,

b – ширина пролета в свету,

δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

4.3.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4,00 м. Минимальная толщина между пазами 0,80 м. Ширина быка по гребню 22,2 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

4.3.4 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 2 отдельных устоя для отделения водосливной плотины от здания ГЭС и для отделения водосливной плотины от глубинных водовыпусков. Также применим 1 сопрягающий устой для отделения глубинных водовыпусков от берега.

4.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 15 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3,00 м, высотой – 3,50 м. Галереи находятся на отметке $\nabla 932,00$ м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,50 м, высотой – 4,00 м. Галереи находятся на отметках: $\nabla 947,00$ м, $\nabla 964,00$ м.

4.3.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дрены, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$ необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{48,00 \cdot 1,25}{25} = 2,40 \text{ м}, \quad (4.58)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,25;

$J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины;

H_{max} – напор над расчетным сечением:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 980,00 - 932,00 = 48,00 \text{ м}. \quad (4.59)$$

Таким образом, $a_{др}$ принимается равным 3,60 м, что удовлетворяет условию $a_{др} \geq 2,40$ м.

4.3.7 Противофильтрационные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 3.4.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 36,00 = 3,60 \text{ м}, \quad (4.60)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 7,00$ м.

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 47,30 \approx 23,70 \text{ м}. \quad (4.61)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (4.62)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБс. н.}) \cdot 0,6 = 47,30$ м – потер напора на цементационной завесе;

$J_{кр} = 15$ критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{зав} = 47,30 \cdot 1,25 / 15 = 3,9 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 23,70 \approx 11,80 \text{ м.} \quad (4.63)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

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

4.4 Расчёт фильтрации

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 980,00 - 932,70 = 47,30 \text{ м.} \quad (4.64)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{ас}}{H_d} = 0,40, \quad (4.65)$$

где $H_{ас} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 47,30 = 18,92$ м.

$$\frac{H_{др}}{H_d} = 0,20, \quad (4.66)$$

где $H_{ас} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 47,30 = 18,92$ м,

$H_{др} = 0,20 \cdot H_d = 0,20 \cdot 47,30 = 9,46$ м,

$H_t = 3,70$ м.

4.5 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных, сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

4.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$\begin{aligned} G_{\text{пл}} &= \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = & (4.67) \\ &= \frac{1184,65 \cdot 8,00 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8,00 + 4,00} = 18594,27 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

Точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ также была определена с помощью приложения AutoCad и равна 6,01 м.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$\begin{aligned} G_{\text{б}} &= \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = & (4.68) \\ &= \frac{1524,02 \cdot 4,00 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8,00 + 4,00} = 11960,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \end{aligned}$$

где $Y_{\text{б}} = -8,0$ м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.69)$$

где f – площадь затвора:

Площадь затвора:

$$\begin{aligned} f &= (V_{\text{ФПУ}} - V_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = & (4.70) \\ &= (980,00 - 975,50 + 0,5) \cdot 8,00 = 48,00 \text{ м}^2. \end{aligned}$$

Таким образом:

$$Q_3 = 179,43 \text{ кН}.$$

Рассчитаем $Q_3^{\text{расч}}$:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{179,43}{8,00 + 4,00} = 14,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.71)$$

4.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды при НПУ:

– с верхнего бьефа НПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 51,00^2}{2} = 12757,91 \text{ кН/м}, \quad (4.72)$$

где $H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 51,00 \text{ м}$.

– с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,70^2}{2} = 67,15 \text{ кН/м}, \quad (4.73)$$

где $H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 3,70 \text{ м}$.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды при ФПУ:

– с верхнего бьефа ФПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 52,00^2}{2} = 13263,12 \text{ кН/м}, \quad (4.74)$$

где $H_B = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ПОД} = 52,00 \text{ м}$.

– с нижнего бьефа ФПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,00^2}{2} = 176,58 \text{ кН/м}, \quad (4.75)$$

где $H_H = \nabla\text{УНБ}_{\text{max}} - \nabla\text{ПОД} = 6,00 \text{ м}$.

4.5.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\text{фосн}} = 3737,22 \text{ КН/м}, W_{\text{фособ}} = 3634,51 \text{ КН/м}.$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$\begin{aligned} p_{\text{взвномн}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{с.п.}}} - \nabla_{\text{под}}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,70 = 36,30 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (4.76)$$

$$\begin{aligned} p_{\text{взвособ}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{с.п.}}} - \nabla_{\text{под}}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,00 = 58,86 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (4.77)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая:

$$W_{\text{взвосн}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 133,20 = 1306,69 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.78)$$

$$W_{\text{взвособ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 216,00 = 2118,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.79)$$

4.5.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = \\ &= 13 \cdot 5,00 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 31,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (4.80)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 13 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 5,00 \text{ м}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 5,00 \text{ м},$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{5,00 \cdot 31,85}{2} = 79,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.81)$$

Давление грунта:

$$\begin{aligned}
 p'_{\text{гр}} &= \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = & (4.82) \\
 &= 13 \cdot 5,00 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = \\
 &= 92,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},
 \end{aligned}$$

где c – сцепление грунта, 42,5 кН/м²;

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 25,5 - (1 - 0,30) \cdot 10 = 18,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (4.83)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта равный 25,5 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, 0,30;

γ_w – удельный вес воды, 10 кН/м³

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$\begin{aligned}
 p''_{\text{гр}} &= (\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = & (4.84) \\
 &= (13 \cdot 5,00 + 18,50 \cdot 3,00) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - \\
 &- 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = 219,80 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},
 \end{aligned}$$

где $h_{\text{гр}}$ – толщина грунта, 3,00 м.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{\text{ав}} = \frac{p'_{\text{гр}} + p''_{\text{гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{92,07 + 219,80}{2} \cdot 3 = 467,80 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.85)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$P'_{\text{пн}} = 0 \quad (4.86)$$

$$\begin{aligned}
 P''_{\text{пн}} &= [\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}] \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = & (4.87) \\
 &= [(18,5 \cdot 3)] tg^2 \left(45 + \frac{36,5}{2} \right) + 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left(45 + \frac{36,5}{2} \right) = \\
 &= 386,25 \text{ кН/м}^2.
 \end{aligned}$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\text{п}} = \frac{(P'_{\text{пн}} + P''_{\text{пн}})}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{0 + 386,25}{2} \cdot 3 = 579,37 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.88)$$

4.5.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л.Можевитинова.

Основной случай:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,04^2}{21,33} = 0,61 \text{ м}. \quad (4.89)$$

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,04 \cdot \left(\frac{21,33}{3,14} + \frac{0,61}{2} \right) = 70,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (4.90)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21,33}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,04 = 2,60 \text{ м}. \quad (4.91)$$

Особый случай:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,32^2}{15,00} = 0,37 \text{ м}. \quad (4.92)$$

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,32 \cdot \left(\frac{15,00}{3,14} + \frac{0,37}{2} \right) = 33,03 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (4.93)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{15,00}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,32 = 1,90 \text{ м}. \quad (4.94)$$

4.6 Расчёт прочности плотины

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

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаю сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 5.1, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad. Основные нагрузки сведены в таблицу в приложении А, таблица А.11.

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

1) Для верховой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^u &= -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{23996,58}{36,00} + \frac{6 \cdot 44421,62}{36,00^2} = -460,92 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (4.95)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -9,81 \cdot 51,00 = -500,31 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (4.96)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 51,00 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (4.97)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -460,92 \text{ кН/м}^2; \quad (4.98)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 51,00 = -500,31 \text{ кН/м}^2. \quad (4.99)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = & (4.100) \\ &= -\frac{23996,58}{36,00} - \frac{6 \cdot 44421,62}{36,00^2} = -872,23 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = & (4.101) \\ &= -872,23 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 3,70 \cdot (1 - 0,78^2) = -544,88 \text{ кН/м}^2, \end{aligned}$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 3,70 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 3,70 - 872,23) \cdot 0,78 & (4.102) \\ &= \frac{652,03 \text{ кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = & (4.103) \\ &= -872,23 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 3,70 \cdot 0,78^2 = -1380,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,70 = -36,30 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (4.104)$$

Расчёт краевых напряжений для особого случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется аналогично. Полученные расчёты сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай		Особый случай	
	Напорная грань	Низовая грань	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-460,92	-872,23	-394,73	-898,99
σ_x	-500,31	-544,88	-510,12	-570,00
τ_{xy}	0	652,03	0	655,30
σ_1	-460,92	-36,30	-394,73	-58,86
σ_3	-500,31	-1380,81	-510,12	-1410,13

4.7 Критерии прочности плотины

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.105)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок;

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 7,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10;

γ_{cd} – коэффициент условия работы; $\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок; $\gamma_{cd} = 1,0$ – при особом сочетании нагрузок.

Основной случай:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1380,81| \leq 7500 \cdot 0,9, \quad (4.106)$$

$$1726,01 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа}.$$

Особый случай:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1410,13| \leq 7500 \cdot 0,9, \quad (4.107)$$

$$1762,66 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа}.$$

Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (4.108)$$

Основной случай:

$$-460,92 \text{ кПа} < 0. \quad (4.109)$$

с учетом того, что сжимающие напряжения приняты со знаком «+».

Особый случай:

$$-394,73 \text{ кПа} < 0. \quad (4.110)$$

2) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.111)$$

Основной случай:

$460,92 \text{ кПа} \geq 127,50 \text{ кПа}$.

Особый случай:

$394,73 \text{ кПа} \geq 130,00 \text{ кПа}$.

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.8 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (4.108)$$

$$\begin{aligned} R_{\text{осн}} &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взвосн}} - W_{\text{фосн}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega + \gamma_c \cdot E_{\text{п}} = \quad (4.109) \\ &= (17664,55 + 11362,48 - 1306,69 - 3737,22 + 13,46) \cdot 0,7 + \\ &+ 42,5 \cdot 36,00 + 0,7 \cdot 463,50 = 18652,06 \text{ кН/м}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{\text{особ}} &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взвособ}} - W_{\text{фособ}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega + \gamma_c \cdot E_{\text{п}} = \quad (4.110) \\ &= (17664,55 + 11362,48 - 2118,96 - 3634,51 + 13,46) \cdot 0,7 + \\ &+ 42,5 \cdot 36,00 + 0,7 \cdot 463,50 = 18155,37 \text{ кН/м}, \end{aligned}$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания (скала)

$c = 42,5 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 36,00 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F_{\text{осн}} &= T_{\text{восн}} - T_{\text{носн}} + W_{\text{волносн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{а}} = \quad (4.111) \\ &= 12757,91 - 67,15 + 70,99 + 95,55 + 561,37 = \\ &= 13418,66 \text{ кН/м}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_{\text{особ}} &= T_{\text{вособ}} - T_{\text{нособ}} + W_{\text{волнособ}} + E_{\text{н}} + E_{\text{а}} = \quad (4.112) \\ &= 13263,12 - 176,58 + 70,99 + 95,55 + 561,37 = \\ &= 13776,49 \text{ кН/м}. \end{aligned}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

Основной случай:

$$\frac{18652,06 \cdot 0,95}{13418,66 \cdot 1,0} \geq 1,25.$$

$$1,32 \geq 1,25.$$

Особый случай:

$$\frac{18155,37 \cdot 0,95}{13776,49 \cdot 1,0} \geq 1,25,$$

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

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Основная часть

Более высокое качество при производстве работ можно получить при возведении сооружений, а особенно подготовки основания в сухом котловане. Чтобы получить сухой котлован, необходимо выгородить участок реки или всю реку, пропуская расходы реки через стесненное русло или специально созданное дополнительное русло (строительный канал, туннель, трубопровод и т.п.).

В данной работе рассмотрим пропуск расходов со стеснением русла, то есть в две очереди: в первую очередь через стесненное русло осуществляем пропуск строительных расходов I очереди, во вторую очередь пропускаем строительные расходы реки через уже полностью или частично построенные сооружения (водосброс, здание ГЭС, донные отверстия, «гребенку» и т.д.).

Выгораживание части реки – стеснение русла для создания котлованов I очереди и II очереди осуществляется с помощью временных сооружений – перемычек.

Класс временных сооружений назначен IV класс в соответствии с СП 58.13330 п. 8.32. Классу временных сооружений IV соответствует основной расчетный расход строительного периода ($Q_{стр}$) обеспеченностью 10% с учетом времени эксплуатации перемычек.

По кривой связи расходов и уровней воды в реке определяем уровень воды в реке УВ (при $Q_{Стр.}$)= 934,30 м .

Рассмотрим пропуск строительных расходов I очереди.

Схема пропуска строительных расходов для гидравлического расчета стеснения русла приведена на рис.1 (на схеме принят $Q_{стр}= Q_{10\%}$)

Необходимая величина стеснения русла определяется размерами возводимых в котловане I очереди сооружений, размерами перемычек и допустимыми не размывающими скоростями для грунтов русла реки.

Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло

Определение скорости потока в сжатом русле $V_{сж}$ определим по формуле:

$$V_{сж} = \frac{Q_{стр}}{\omega_{сж}} = \frac{535}{172,5} = 3,10 \text{ м/с}, \quad (5.1)$$

где $\omega_{сж}$ – площадь сечения сжатого русла. При этом $\omega_{сж}$ равен:

$$\omega_{сж} = V_{сж} \cdot h_{сж} = 75 \cdot 2,30 = 172,5 \text{ м}^2 . \quad (5.2)$$

Стеснение русла для русел из скальных грунтов принимается $J=45-60\%$, для русел из нескальных грунтов - $J=35-45\%$. При этом $V_{сж}$ равен:

$$V_{сж} = J \cdot V_0 = 0,5 \cdot 150 = 75 \text{ м}, \quad (5.3)$$

где B_0 , м – ширина русла реки, принимается по геологическому разрезу створа ГЭС на уровне УВ (при $Q_{стр}$). $h_{сж}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{сж} = УВQ_{стр} - \nabla ДНА = 934,30 - 932 = 2,30 \text{ м.} \quad (5.4)$$

Допустимая средняя скорость для грунтов русла реки сравнивается со скоростью в сжатом сечении:

Если $V_{сж} < V_{доп}$, следовательно, размыва русла не происходит.

Если $V_{сж} \geq V_{доп}$, следовательно, происходит размыв русла.

$3,10 \text{ м/с} < 22 \text{ м/с}$, допустимая не размывающая скорость для гранита, размыва русла не происходит.

Определим отметки гребня перемычек.

Для формирования котлована I очереди необходимо выполнить строительство верховой (ВП), продольной (ПП) и низовой перемычек (НП).

При сжатии русла перед верховой перемычкой образуется подпор, а между ВП и НП образуется перепад Z , рассчитаем по формуле:

$$Z_{расч} = \frac{V_{сж}^2}{2\varphi^2 g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{3,1^2}{2\varphi^2 g} - \frac{1,6^2}{2g} = 0,765 - 0,13 = 0,634 \text{ м,} \quad (5.5)$$

где $\varphi = 0,8-0,85$ коэффициент скорости;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

V_0 – рассчитаем по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{\omega_0} = \frac{535}{345} = 1,6 \text{ м/с.} \quad (5.6)$$

ω_0 – рассчитаем по формуле:

$$\omega_0 = B_0 \cdot (h_0 + Z_{прин}) = 150 \cdot 2,3 = 345 \text{ м}^2, \quad (5.7)$$

где $h_0 = УВQ_{стр} - \nabla ДНА = 934,30 - 932 = 2,30 \text{ м.} \quad (5.8)$

Расчет выполняем в таблице и строим график, результат в приложении А, таблица А.12, рисунок А.8.

Рассчитаем отметку гребня верховой перемычки I очереди:

$$\nabla ГВП_{шоч} = УВQ_{стр} + Z_{расч} + d = 934,30 + 0,665 + 6,42 = 941,38 \text{ м,} \quad (5.9)$$

где $d = h_n + \Delta h + \alpha = 4,02 + 0,0004 + 2,4 = 6,42 \text{ м.} \quad (5.10)$

$\alpha =$ запас $0,4-0,5 \text{ м.}$

Величину d и α необходимо увеличить на $2,0 \text{ м}$ при наличии ледохода на реке.

Величину d и α необходимо увеличить на величину защитного слоя от промерзания (на глубину сезонного промерзания для региона строительства).

Значит $\alpha = 2,4 \text{ м.}$

Рассчитаем отметку гребня низовой перемычки I очереди:

$$\nabla_{\text{ГНШоч}} = \nabla_{\text{ВQстр}} + \alpha = 934,30 + 2,4 + 2 + 0,5 = 939,2 \text{ м.} \quad (5.11)$$

По генплану определяем длины перемычек I очереди, верховой $L_{\text{в}} = 75$ м, продольной перемычки $L_{\text{п}} = 80$ м, низовой $L_{\text{н}} = 75$ м. Рассмотрим пропуск строительных расходов II очереди.

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

$$n_{\text{min}} = \frac{Q_{\text{стр}}}{V_{\text{доп}} \cdot h_{\text{п}} \cdot l} = \frac{535}{22 \cdot 2,3 \cdot 3} = 3,52 \text{ отверстий,} \quad (5.12)$$

где $V_{\text{доп}} = 22$ м/сек - допустимая средняя скорость для грунтов русла реки, гранит, с условием того, что в эксплуатационный период сопряжение бьефов осуществляется способом отброса струи

$h_{\text{п}}$ – глубина воды на пороге быстротока или в русле реки м;

l – ширина донного отверстия, м. = 3 м .

Ширину донного отверстия в строительный период обычно принимают равной ширине водосбросных отверстий эксплуатационного периода.

Определяем расчетную отметку порога донных отверстий ($\nabla_{\text{ПДО}}$)

Отметка порога донных отверстий назначается из необходимости пропуска расходов в момент перекрытия русла, поэтому определяется при расходах равных расходам перекрытия ($Q_{\text{пер}}$) – то есть минимальных расходов. Время перекрытия русла реки обычно выбирается в период межени: зимней или осенней (чаще). Расходы перекрытия выбираются по гидрографу.

Количество отверстий обычно достаточно одного, а размеры отверстий назначают по аналогии с эксплуатационными отверстиями и конструктивными особенностями водосброса (донные отверстия строительного периода должны вписываться в сечение сооружения).

Определяем уровень воды в реке ($\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{пер}})$):

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{пер}}) = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{пер}}) + Z_{\text{max}} = 932,70 + 2 = 934,70 \text{ м,} \quad (5.13)$$

где $\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{пер}})$ – уровень воды в реке при расходе перекрытия, определяем по кривой связи расходов и уровней или по таблице связи расходов и уровней (для промежуточных значений расходов уровни определяются интерполяцией).

Z_{max} – максимальный перепад при перекрытии русла, обычно бывает 1 или 2 м (уточняется по результатам расчета перекрытия русла).

Определяем глубину воды над порогом донного отверстия $H_{\text{п}}$:

$$H_{\text{п}} = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{120}{0,9 \cdot 12 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8}} \right)^{2/3} = 1,84 \text{ м,} \quad (5.14)$$

где $b = n \cdot l = 4 \cdot 3 = 12$ – ширина донных отверстий;

n – количество донных отверстий = 4 шт,
 l – ширина донного отверстия, м = 3м,
 m – Коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом 0,3-0,35.

Рассчитаем отметку порога донного отверстия:

$$\nabla_{\text{ПДО}} = \nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{пер}}) - H_{\text{п}}, = 934,70 - 1,84 = 932,86 \text{ м.} \quad (5.15)$$

Назначаем окончательную отметку порога донного отверстия из конструктивных соображений, с учетом отметки дна реки и меньше расчетной.

Определяем количество отверстий строительного периода для пропуска максимального строительного расхода $Q_{\text{стр}}$.

Для выбора расчетных формул необходимо определить состояние пропуска расходов: затопленный водослив или незатопленный водослив.

Водослив считается затопленным, если отметка верха донного ($\nabla_{\text{Верха ДО}}$) отверстия меньше уровня воды в НБ ($\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}})$), то есть за водосливом.

Если $\nabla_{\text{Верха ДО}} < \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}})$ – затопленное отверстие .

Если $\nabla_{\text{Верха ДО}} \geq \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}})$ – незатопленное отверстие.

$939,00 = 932,86 + 6,14 \text{ м} \geq 934,30$ – не затопленное отверстие.

Рассчитаем напор:

$$H_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{во}}^2 \cdot 2g} = \frac{535^2}{0,78^2 \cdot 74^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 4 \text{ м,} \quad (5.16)$$

$$\text{где } \omega_{\text{во}} = b \cdot h_{\text{отв}} \cdot n = 3 \cdot 6,14 \cdot 4 = 74 \text{ м}^2. \quad (5.17)$$

Размеры донных отверстий в эксплуатационный период, 4 отверстия, шириной 3 метра каждый, ширина и количество совпадает со строительным периодом.

Рассчитаем μ :

$$\mu = \frac{1}{1 + \xi_{\text{вх}} + \frac{2gL}{C^2 R}} = \frac{1}{1 + 0,2 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot 36}{87,8^2 \cdot 1,2}} = 0,78, \quad (5.18)$$

где C – коэффициент Шези:

$$C = 87,8$$

n – коэффициент шероховатости: для бетона=0,012-0,013;

y – показатель степени по упрощенной формуле, для $R > 1,0$ м:

$$y = 1,3 \cdot \sqrt{n} = 1,3 \cdot \sqrt{0,013} = 0,148, \quad (5.19)$$

где R – гидравлический радиус.

Для незатопленного отверстия:

$$R = \frac{w}{x} = \frac{b \cdot h}{b + 2h} = \frac{3 \cdot 6,14}{3 + 2 \cdot 6,14} = 1,2 \text{ м,} \quad (5.20)$$

где L – длина донного отверстия, = 36 м.

Значение перепада должно быть небольшим, в противном случае необходимо увеличивать размеры и количество отверстий, либо отказываться от донных отверстий и осуществлять пропуск расходов через «гребенку».

Рассчитаем уровень верхнего бьефа при строительных расходах:

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) = \nabla_{\text{ПДО}} + H_{\text{во}} + 0,5 \cdot h_{\text{во}} = 932,86 + 4,0 + 0,5 \cdot 6,14 = 939,93. \quad (5.21)$$

Рассчитаем отметку гребня верховой перемычки II очереди:

$$\nabla_{\text{ГВПШоч}} = \nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) + d = 939,93 + 6,42 = 946,4 \text{ м}. \quad (5.22)$$

Рассчитаем отметку гребня низовой перемычки II очереди:

$$\nabla_{\text{ГНПШоч}} = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}}) + 2,4 = 934,30 + 2,4 + 2 + 0,5 = 939,20 \text{ м}. \quad (5.23)$$

По плану определяем длины перемычек II очереди, верховой $L_{\text{в}} = 75$ м, низовой $L_{\text{н}} = 75$ м, в качестве продольной перемычки используем бетонные сооружения .

Строительные отверстия можно использовать для регулирования скорости наполнения водохранилища, а также в период эксплуатации в качестве водосбросных отверстий зимнего периода и при «посадке станции на 0».

Рассмотрим технологию возведения перемычек.

Производим отсыпку грунта в воду. С использование экскаватора ЭКГ 5А, расценку применяем 36-02-004-02.

Водоотлив состоит из двух этапов:

- Откачка котлована
- Водопонижение в котловане

Откачка котлована выполняется способом открытого водоотлива, откачка воды из котлована производится непосредственно с воды. Откачка осуществляется центробежными насосами, которые могут быть установлены на берегу, бровке, понтонах. Планируется не менее двух насосов: основной и резервный, количество насосов влияет на время откачки.

Объем воды, которую необходимо откачать равен 2-3 объемам котлована.

Площадь принимается по автокад $S_{\text{Юч}} = 6000 \text{ м}^2$

Объем рассчитаем по формуле:

$$V = S \cdot h = 6000 \cdot 2,30 \cdot 2 = 27600 \text{ м}^3. \quad (5.24)$$

Для откачки воды выбираем насос Lowara 111\22A производительностью 111 м^3 в час 2 шт.

Определяем время откачки:

$$T = \frac{\frac{V}{2}}{24} = \frac{\frac{27600}{111}}{24} = 5,18 \text{ сут.} \quad (5.25)$$

Определяем фактическую интенсивность откачки

$$J = \frac{h}{T} = \frac{2,3}{5,18} = 0,44, \text{ что меньше допустимой.} \quad (5.26)$$

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем для скальных грунтов составляет – 0,5 – 0,8 м/сут / 1 – 1,5 м/сут.

Водопонижение производим способом открытого водоотлива. Для поддержания котлована в сухом состоянии, по периметру устроим водосборные канавки сечением 2х2м и зумпфы-приямки – еще более глубокие, чем канавки. Откачка воды производится из приямков за пределы котлована по трубам. Насосы ЭЦВ10 располагают во временных передвижных насосных станциях.

Определяем класс пород по трудности бурения. Гранит относятся к труднобуримым, класс пород ПБ10.

Выбираем буровой станок СБШ-250МНА-32 с технологичной скоростью бурения 11- м/ч.

Рассмотрим производительность бурового станка.

Сменная производительность бурового станка метры/смену определяется по формуле:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_о + T_в} \cdot K_{и.б} = \frac{8 \cdot 0,8}{0,9 + 0,18} = 58,6 \frac{м}{см}, \quad (5.27)$$

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

$T_о + T_в$ – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций, приходящихся на 1м скважины, ч;

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

Определим продолжительность основных операций:

$$T_о = \frac{1}{V_6} = 1/11 = 0,09, \quad (5.28)$$

где V_6 – техническая скорость бурения, м/ч.

Определяем глубину скважины L:

$$L_{св} = H_{уст} + h_{п} = 4 + 2,5 = 6,5 \text{ м.} \quad (5.29)$$

Определяем объём грунта, приходящийся на одну скважину:

$$W1 = 4 \cdot 4 \cdot 6,5 = 104 \text{ м}^3. \quad (5.30)$$

Объём земляных работ равен 989997 м³.

Используем экскаватор ЭКГ 5А.

Рассчитаем производительность экскаватора.

Расчет теоретической производительности имеет вид:

$$P_T = 3600 q / t_{\text{Ц}} = 3600 \cdot 5 \cdot 0,85 / 23 = 15300 / 23 = 665 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (5.31)$$

Техническая производительность экскаватора определяется из выражения:

$$P_T = 3600 q K_H / t_{\text{Ц}} K_P = 3600 \cdot 5 \cdot 0,85 / 23 \cdot 1,5 = 15300 / 34,5 = 443 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.32)$$

где K_H – коэффициент наполнения ковша;

K_P – коэффициент разрыхления грунта; $t_{\text{Ц}}$ – продолжительность цикла (для данных условий)

Эксплуатационная производительность определяется за час, месяц, год по формуле:

$$P_{\text{Э}} = P_T T_p K_B = 443 \cdot 1 \text{ час} \cdot 0,8 = 354,4 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.33)$$

где P_T – техническая производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$;

T_p – длительность периода работы, ч;

K_B – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период.

Емкость ковша 5 м^3 , емкость кузова самосвала 20 м^3 , используем самосвал Белаз 7548 – 40 т.

Отвал находится на расстоянии 2 км.

Средняя скорость движения 22 км/ч.

Определим количество машин:

$$(m-1) \cdot T_{\text{п}} / P_{\text{Э}} = L_1 / V_1 + L_2 / V_2 + T_p + T_3 = \quad (5.34)$$

$$= 0,342 / 0,056 = 6,1 = 7 \text{ машин.}$$

Объем выемки в месяц одного экскаватора:

$$P_{\text{Э}} \cdot T_p = 354 \cdot 8 \cdot 21 = 59472 \text{ м}^3/\text{мес}. \quad (5.35)$$

Полный объем выемки $989997 / 59472 = 16$ месяцев.

Приготовление бетонной смеси представляет собой технологический процесс, цикл которого состоит из:

- прием и хранение компонентов бетонной смеси;
- дозирование их в заданных объемах;
- перемешивание;
- выдачу в транспортные средства.

Приготовление бетонной смеси осуществляется в бетонном хозяйстве, в состав которого входят:

- Бетонный завод;
- Склады заполнителей;
- Склады цемента;
- Установки для приготовления, подогрева и охлаждения заполнителей и воды;
- Бетонная лаборатория ;
- Устанoвка промывки бетоновозных транспортных средств (кузовомоечная).

Дополнительно могут входить:

- Установки контрольного грохочения и промывки заполнителей ;
- Установки классификации и промывки песка;
- Компрессорные и холодильные станции.

Производительность бетонного завода:

$$P = (\Sigma (q/c) \cdot K_n / (\varphi \cdot m \cdot n)), \quad (5.37)$$

где $P = (10911,2 \cdot 1,3 / (0,95 \cdot 28 \cdot 21)) = 26 \text{ м}^3/\text{час}$

P -производительность бетонного завода $\text{м}^3/\text{час}$

$\Sigma (q/c)$ - сумма месячных объемов бетонных работ q за период c наиболее напряженного года в м^3 , с календарного графика $10911,2 \text{ м}^3/\text{мес}$.

φ -коэффициент использования рабочего времени $\varphi = 0,9 \dots 0,95$

m -число рабочих суток в месяце $m = 25 \dots 28$ суток, остальное время завод должен находиться на техническом обслуживании (ТО);

n -число рабочих часов в сутках в часах, $n = 21$ час при круглосуточной работе бетонного завода;

K_n - коэффициент неравномерности потребления бетона $K_n = 1,3 \dots 1,4$.

Подготовка скального основания к бетонированию должна включать удаление всех продуктов выветривания, включая рыхлую скалу, легко откалывающиеся плитки и пр. Требования к основанию должны определяться ТУ на их подготовку с учетом конкретных инженерно-геологических условий. Далее производится очистка, промывка и продувка скального основания: при этом вода, оставшаяся в пониженных местах и в углублениях, должна быть удалена.

Для обеспечения прочного и плотного сцепления ранее уложенного бетона со свежееукладываемым горизонтальные поверхности блоков подготавливаются следующим образом:

- а) поверхностная цементная пленка удаляется
- б) удаляются опалубка штраб, пробки и другие деревянные закладные части;
- в) наплывы и раковины вырубаются до здорового бетона;
- г) удаляются пятна мазута, нефти, битума, масла;
- д) поверхность бетона очищается от сора и пыли, после чего промывается струей воды под напором и продувается сжатым воздухом.

Рассчитаем площадь опалубливаемой поверхности:

$$S = V \cdot K_{оп} = 1159071 \cdot 0,5 = 579535,5 \text{ м}^2, \quad (5.38)$$

где $V=1159071$ - объем бетона внутри S в м^3 .

Назначаем деревянную опалубку щитовую крупнопанельную, деревометаллическую, поскольку очень большой объем бетона.

Определяем время на выполнение опалубочных работ:

$$T = 13,21 \cdot 579535,5 / 100 = 76556 \text{ ч}. \quad (5.39)$$

Состав работ:

01. Установка опалубки с подачей ее кранами и крепление

02. Разборка опалубки с обрезкой тяжей и анкеров.

Выбираем горячекатаную гладкую и периодического профиля с постоянной и переменной высотой выступов (кольцевой и серповидный профиль соответственно) диаметром 6– 50 мм;

Рассчитаем количество опалубки:

$$\text{Количество опалубки} = 1159071 \cdot 10 = 711590710 \text{ кг} = 11590,7. \quad (5.40)$$

Состав работ:

01. Установка арматурных конструкций с электроприхваткой.

02. Сварка стыков

Краны башенные бетоноукладочные при работе на гидроэнергетическом строительстве 10– 25 т – 32,73 м·ч.

Время на выполнение арматурных работ:

$$T = 11590,7 \cdot 32,73 / 100 = 3793,6 \text{ ч}. \quad (5.41)$$

Краны башенные бетоноукладочные, расположены будут, непосредственно на бетонных сооружениях.

Состав работ:

01. Подготовка блока к бетонированию.

02. Перегрузка бетонной смеси из автомобиля-самосвала в бадью.

03. Подача и укладка бетонной смеси.

04. Уход за бетоном.

05. Монтаж и демонтаж приемных устройств.

Рассчитаем время укладки:

$$T_{\text{ук}} = 1159071 \cdot 7,62 / 100 = 88321 \text{ ч.} \quad (5.41)$$

Общее время на бетонирование:

$$T = T_{\text{опал}} + T_{\text{арм}} + T_{\text{укл}} + T_{\text{виб}} = 76556 + 3793,6 + 88321 + 332421,5 = 413654 \text{ ч.} \quad (5.42)$$

Интенсивность бетонных работ:

$$J_{\text{бет}} = T / V = 413654,3 / 1159071 = 0,36 \text{ час / м}^3. \quad (5.43)$$

Время вибрирования:

$$T_{\text{виб}} = 1159071 \cdot 28,68 / 100 = 332421,5 \text{ час.} \quad (5.44)$$

Используются глубинные вибраторы, их применяют для уплотнения бетонной смеси в армированных и неармированных блоках массивных сооружений, фундаментах, колоннах, балках и изготовления железобетонных изделий. И электромеханические вибраторы.

Для предварительных расчетов Производительность $P_{\text{в}}$ м³/час глубинного вибратора принимается 2 м³/час.

Уход за свежеложенным бетоном подразумевает создание благоприятных условий для гидратации цемента, это когда первоначально жидкий или пластичный, цементный клей превращается в результате гидратации в цементный камень, то есть бетон набирает прочность.

В летний период:

– В яркий солнечный день обязательно нужно защитить уложенный бетон от прямого попадания солнечных

– Четкая организация технологического процесса, время доставки бетона до объекта не должно превышать 1 час, ну и естественно оперативно его уложить.

– Главные моменты ухода за бетоном – это его увлажнение и нужно принять все меры, предотвращающие испарение воды с его поверхности. Дело в том, что как Вы понимаете, к высокой температуре окружающей среды прибавляется и тепло, выделяемое бетоном в процессе гидратации цемента, поэтому, особенности важно увлажнять бетон при производстве бетонных. увлажнять бетон при производстве бетонных работ в летнее время при высоких температурах.

Уход за бетоном в зимнее время:

– Прогрев

– Утепление

Производство бетонных работ в зимнее время проводится как в обычных условиях и добавляются дополнительные мероприятия, обеспечивающие достижение проектной прочности и других характеристик в зимних условиях:

Применение подогретых заполнителей (до 500С) и воды (до 850С) и получение бетонной смеси температурой 35– 450С

Транспортируют бетонную смесь в закрытой утепленной таре, прогретой до начала загрузки (двойные днища, утеплитель, выхлопные газы...)

Места погрузки и выгрузки защищают от ветра, а средства подачи в блок утепляют

Основание прогревают до положительных температур и предохраняют от промерзания до набора требуемой прочности

Опалубку и арматуру очищают от наледи и прогревают до положительных температур

Работы проводят в отапливаемых тепляках.

Преимущества бетонирования в тепляках

- простота технологического процесса;
- доступность материалов и техники;
- низкая стоимость оборудования;
- Недостатки бетонирования в тепляках;
- низкий КПД;
- трудность контроля режима прогрева;
- Требуемое оборудование;
- Тепляк (шатер);
- Воздухонагреватель строительный (электрический, газовый).

Контроль качества конструкций должен устанавливать соответствие технических показателей конструкций (геометрических размеров, прочностных показателей бетона и арматуры, прочности, трещиностойкости и деформативности конструкции) при их изготовлении, возведении и эксплуатации, а также параметров технологических режимов производства показателям, указанным в проекте, нормативных документах и в технологической документации (СНиП 12-01, ГОСТ 4.250).

Способы контроля качества (правила контроля, методы испытаний) регламентируются соответствующими стандартами и техническими условиями (СНиП 3.03.01, ГОСТ 13015.1, ГОСТ 8829, ГОСТ 17625, ГОСТ 22904, ГОСТ 23858).

Для обеспечения требований, предъявляемых к бетонным и железобетонным конструкциям, следует производить контроль качества продукции, включающий в себя входной, операционный, приемочный контроль.

Для монолитных конструкций, кроме того, контроль прочности бетона следует производить по результатам испытаний контрольных образцов, изготавливаемых на месте укладки бетонной смеси и хранящихся в условиях, идентичных твердению бетона в конструкции, или неразрушающими методами (ГОСТ 18105, ГОСТ 22690, ГОСТ 17624).

Контроль прочности следует производить статистическим методом с учетом фактической неоднородности прочности бетона, характеризуемой

величиной коэффициента вариации прочности бетона на предприятии - производителе бетона или на строительной площадке, а также при неразрушающих методах контроля прочности бетона в конструкциях.

Допускается применять нестатистические методы контроля по результатам испытаний контрольных образцов при ограниченном объеме контролируемых конструкций, на начальном этапе их контроля, при дополнительном выборочном контроле на площадке возведения монолитных конструкций, а также при контроле неразрушающими методами.

Контроль морозостойкости, водонепроницаемости и плотности бетона следует производить, руководствуясь требованиями ГОСТ 10060.0, ГОСТ 12730.5, ГОСТ 12730.1, ГОСТ 12730.0, ГОСТ 27005.

Контроль показателей качества арматуры (входной контроль) следует производить в соответствии с требованиями стандартов на арматуру и норм оформления актов оценки качества железобетонных изделий.

Контроль качества сварочных работ производят согласно СНиП 3.03.01, ГОСТ 10922, ГОСТ 23858.

Оценку пригодности конструкций по прочности, трещиностойкости и деформативности (эксплуатационной пригодности) следует производить по указаниям ГОСТ 8829 путем пробного нагружения конструкции контрольной нагрузкой или путем выборочного испытания нагружением до разрушения отдельных сборных изделий, взятых из партии однотипных конструкций.

Общую задачу каждого периода строительства разбиваем на ряд более мелких задач - этапы.

Основной период делим на этапы возведения сооружений:

I – этап:

– возведение верховой перемычки 1 очереди, низовой перемычки 1, продольной перемычки, котлована 1 очереди, водосливной плотины до отметки 944.00, правой глухой плотины до отметки 944.00;

II – этап:

– возведение верховой перемычки 2 очереди, низовой перемычки 2, котлована 2 очереди; перекрытие русла

III – этап:

– возведение водосливной плотины до отметки 984.60, станционной части до отметки 947.00, приплотинного здания ГЭС до 936.00, правая глухая плотина до отметки 984.60

IV – этап:

– возведение приплотинного здания ГЭС до отметки 960.00, полностью, станционной части до отметки 984.60, левой глухой плотины до 984.60.

Ведомости объемов работ по этапам строительства указаны в приложении А, таблица А.13.

Объемы бетонных работ указаны в приложении А, таблица А.14.

6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды

6.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.

А) Организационные:

А1) Разработка и утверждение проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферный воздух;

А2) Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;

А3) Разработка и утверждение, и согласование нормативов на допустимые сбросы веществ и микроорганизмов в водные объекты;

А4) Получение разрешения на выброс загрязняющих веществ;

А5) Оформление решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных вод или дренажных вод;

А6) Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

А7) Организация и проведение производственный экологический контроля.

Б) Санитарно-технические:

Б1) Раздельное накопление отходов;

Б2) Размещение отходов на специально оборудованных площадках;

Б3) Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

Б4) Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

Б5) Организация контроля за соблюдением нормативов;

Б6) Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

Б7) Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации;

Б8) Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах;

Б9) Очистка ложа от мусора, древесной и кустарной растительности.

6.2 Отходы образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, буде образовываться большое количество отходов, в том числе:

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме, рассчитанные по формуле 6.1.

Код отходов по ФККО-201482220101215

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot p = \frac{1159071 \cdot 1.8}{100\%} \cdot 2,5 = 52159 \text{ т}, \quad (6.1)$$

где N – объем бетонных работ

q – удельный норматив образования

p – плотность бетона

2) Лом и отходы, содержащие незагрязнённые черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов ФККО – 2014461010205

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot p = \frac{11590.7 \cdot 1.0}{100\%} \cdot 2,0 = 231 \text{ т}, \quad (6.2)$$

где N – количество арматуры

q – удельный норматив образования

p – удельный вес

За период строительства будет образовано 52159 т лома бетонных изделий, которые должны быть вывезены на специальный полигон, а также 231 т отходов черных металлов, которые должны быть переданы на переплавку.

6.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Хорогочийской ГЭС проводятся следующие мероприятия:

- 1) Регулирование водным режимом водотока
- 2) Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты
- 3) Обеспечение условие непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект
- 4) Обеспечение непопадания загрязняющих веществ при проведении ремонтов
- 5) Проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны, исследования химических и физических факторов, поскольку на расстоянии возможного воздействия находится поселок Хорогочи.
- 6) Организация поддержания популяций рыбы, с помощью строительства рыбного хозяйства.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда.

Одной из главных задач эксплуатации является обеспечение безопасности ГТС., которая обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнического сооружения. Работа службы по обеспечению безопасности, СОТ и ПК, Хорогочийской ГЭС осуществляется за счет соблюдения технических стандартов, законов, регламентов, производственных и должностных инструкций.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений Хорогочийской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности Гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области;
- безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

7.1 Пожарная безопасность.

Хорогочийской ГЭС должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений, на требуемом уровне.

Объекты, пожары на которых могут привести к массовому поражению людей, находящихся на этих объектах, и окружающей территории опасными и вредными производственными факторами (по ГОСТ 12.0.003), а также опасными факторами пожара и их вторичными проявлениями, должны иметь системы пожарной безопасности, обеспечивающие минимально возможную вероятность возникновения пожара. Конкретные значения минимально возможной вероятности возникновения пожара определяются проектировщиками и технологами при паспортизации этих объектов в установленном порядке.

Объекты, отнесенные к соответствующим категориям по пожарной опасности согласно нормам технологического проектирования для определения категорий помещений и зданий по пожарной и взрывопожарной опасности, должны иметь экономически эффективные системы пожарной безопасности.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

7.2 Охрана труда

Все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять требования настоящего стандарта, а также соответствующие требования в области охраны труда (правил безопасности), Сооружения и оборудование ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Сооружения и оборудование Хорогочийской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. При этом, предусматривается защита работников и в зонах возможного затопления ГЭС.

У Хорогочийской ГЭС на случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к

реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. В мероприятиях должны учитываться конкретные специфические особенности ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для Хорогочийской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

Экспликации планов эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликации при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания.

Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

Должен обеспечиваться контроль и систематические проверки.

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

В каждой рабочей зоне должны быть в наличии средства, необходимые для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае.

Каждый несчастный случай должен расследоваться и учитываться в соответствии с положениями о расследовании и учете несчастных случаев.

Руководители и специалисты, не обеспечивающие выполнение требований настоящего стандарта, не принявшие должных мер для предотвращения несчастных случаев или повреждения здоровья, связанных с исполнением работником трудовых обязанностей, должны привлекаться к административной, дисциплинарной или уголовной ответственности согласно действующему законодательству.

Рабочие места ГЭС должны быть аттестованы на соответствие требованиям ОиБТ согласно действующему положению о порядке аттестации.

На Хорогочийской ГЭС должен быть оборудован кабинет охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии.

8 Технико-экономическое обоснование

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2039	2040	2041	2042	2043
Установленная мощность	МВт	276	276	276	276	276
Число часов использования установленной мощности	Часы	4 130	4 130	4 130	4 130	4 130
Выработка электроэнергии	МВт·ч	94 990	94 990	94 990	94 990	94 990
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	997,40	997,40	997,40	997,40	997,40
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	93 992	93 992	93 992	93 992	93 992
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	6 312	7 047	7 869	8 782	9 798
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	593,3	662,4	767,3	825,5	920,9
НДС к выручке	млн.руб	90,5	101,1	117,1	125,9	140,4

Вывод:

По полученным данным видно, что с каждым годом происходит рост выручки, это обусловлено ростом цен на электроэнергию. Неизменными остаются показатели, зависящие от значений установленной мощности и числа часов её использования. Неизменным остаётся расход электроэнергии на собственные нужды, это зависит от ранее принятого процента на него.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08 процентов.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	252,2	70,4
Прочие	274,0	75,6
Итого по ГЭС		146,1

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 100 МВт до 399 МВт	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	37,3
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб./ МВт·ч	2,6
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,7
Итого		40,7

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в приложении А.

Вывод:

Большую часть текущих затрат занимают амортизационные отчисления, их доля составляет 35 процентов и эксплуатационные затраты – 30 процентов, меньшую часть занимает налог на воду – 1 процент.

Данные затраты являются статьей расходов, проектируемой ГЭС, их снижение может увеличить прибыльность проекта и повысить рентабельность.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы в приложении А, рисунок А.11.

8.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

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 приложении А, таблица А.15

Вывод:

Вследствие ежегодного увеличения прибыли и добавленной стоимости соответствующие им денежные значения налогов тоже имеют увеличивающий характер. Снижение уровня налогов, может привести к росту чистой прибыли предприятия, и позволит снизить срок окупаемости, а так же повысить индекс прибыльности. Наименее значимыми являются взносы в социальные фонды, которые не зависят от увеличения прибыли и остаются неизменным и. Налог на имущество имеет уменьшающий характер.

8.3 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 приложении А, таблица А.16

Вывод:

В связи с ежегодным ростом продаж электроэнергии все показатели увеличиваются, кроме текущих расходов и ставки налога на прибыль. С 2032 года наблюдается рост чистой прибыли.

8.4 Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации

Анализ проекта представлен в приложении А, таблица А.17.

Вывод:

До начала производства электроэнергии 2032 год, кривая имеет нисходящий характер, это связано с тем, что средства затрачиваются на строительство и установку оборудования, а также на заработную плату персоналу и налоговые выплаты, прибыль отсутствует.

С 2032 года кривая начинает приобретать восходящий характер, поступления денежных средств начинают покрывать текущие затраты, денежный поток начинает постепенно идти к положительным значениям.

При пересечении оси, проект достигает срока окупаемости 2041 год, денежные средства от реализации проекта возвращают инвестированные в проект капиталы. После выплаты заемных средств проект начинает приносить прибыль.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергетики).

8.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес – планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24– 16– 1/20– 113.

в) Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергетики.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Хоргочийской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в приложении А, таблица А.18.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Хоргочийской ГЭС на реке Верхняя Ларба»

Вывод:

В ходе расчетов было установлено, что дисконтированный период окупаемости 180 месяцев или 15 лет. Чистый приведенный доход на конец расчетного периода составит 3 842,3 млн. руб. Индекс прибыльности указывает на то, что проект окупает инвестированные в него средства и увеличивает их в 1,27 раз. Себестоимость электроэнергии рациональна. Удельные капиталовложения находятся в пределах нормы.

8.5.3 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 приложении А, таблица А.19.

Вывод:

По данным таблицы, строительство Хорогочийской ГЭС обеспечит поступление средств в федеральный и региональный бюджеты.

9 Мероприятия по предотвращению трещинообразования в бетоне напорных ГТС

В бетоне массивных ГТС при гидратации цемента развиваются экзотермические явления, происходит подъем температуры и соответственно увеличивается объем бетонной кладки. После достижения наивысшей температуры, начинается ее постепенное снижение и усадка бетона. Процесс снижения температуры бетона в массивных ГТС продолжается обычно несколько лет, затем температура тела сооружения становится зависимой от температуры окружающей среды.

Усадка бетона, постепенное охлаждение массива вследствие потери тепла и понижения температуры бетона при естественных колебаниях температуры приводит к тому, что бетон сокращается в объеме. Если такому сокращению объема препятствует заделка, трение в основании или связь с соседними частями сооружения, то появляются растягивающие напряжения.

Растягивающие напряжения – это напряжения, способствующие растяжению двух частей упругого тела. Растягивающие напряжения могут превысить прочность бетона на растяжение или прочность сцепления между бетоном и арматурой, что приводит к образованию трещин.

Поэтому к бетону гидротехнических сооружений предъявляются особые требования по прочности, водостойкости, водонепроницаемости, морозостойкости и т.д., а такой бетон носит название – гидротехнический.

9.1 Гидротехнический бетон.

Гидротехнический бетон – разновидность тяжёлого бетона, которую используют при строительстве конструкций сооружений или их фрагментов, периодически контактирующих с водной средой, либо постоянно находящихся в воде.

Существует несколько разновидностей гидротехнического бетона, определяемых спецификой назначения и текущим составом смеси, включением в неё разнообразных добавок по мере необходимости.

Бетонные части сооружения различаются:

- 1) По частоте контакта с водой: надводная, периодически омываемая водой и подводная;
- 2) По расположению: внутренняя и наружная;
- 2) По характеру физического воздействия: безнапорная и напорная;
- 3) о структуре частиц: мелкозернистая и литая.

Главными разрушающими факторами для гидротехнического бетона служат температурные перепады, жесткая вода. Исходя из этого, такой бетон должен обладать следующими характеристиками:

- прочностью на сжатие;
- морозоустойчивостью;
- водостойкостью;
- водонепроницаемостью;

- опротивлению истиранию и кавитационному воздействию воды;
- трещиностойкостью или монолитностью;
- удобоукладываемостью.

Приготавливается в соответствии с СП 41.13330.2012 и ГОСТ 26633-2015, ГОСТ 4795-53 и другими нормативно-правовыми актами.

Специфика компонентов гидротехнического бетона:

Ключевую роль в обеспечении номинальных характеристик бетонной смеси и приобретении ею гидроизоляционных свойств играют компоненты материала – цемент, песок, щебень, добавки.

Для создания гидротехнического бетона используется цемент марки М500 и выше. Конкретный его тип зависит от назначения:

Подводная конструкция – шлакопортландцемент и пуццолановый цемент.

Надводная конструкция – быстротвердеющий портландцемент.

Конструкция, периодически контактирующая с водой – сульфатостойкий цемент.

Песок используется мелкозернистый наполнитель речной природы с фракцией 0,8– 1,8 миллиметров. Допустимая концентрация примесей (глины, пыли) – 3– 4 процента.

Перед применением, песок промывается и просеивается. Необходимая влажность при смешивании с цементом и добавками – 2,5– 3,5 процента.

Конкретный тип крупнозернистого заполнителя выбирается в зависимости от назначения и специфики конструкции. Для надводных строений и объектов, имеющих нерегулярный контакт с водой, используется дробленый гравийный щебень фракции 10– 20 миллиметров.

Если бетон омывается водой регулярно или погружен в неё, то эффективным решением является применение гранитного кубического щебня фракций 20 – 40 миллиметров для обычных конструкций и 40 – 120 миллиметров для фундаментальных многометровых крупнотолщинных структур.

Для улучшения базовых технико – эксплуатационных свойств гидротехнического бетона в контексте защиты от влаги используются добавки, вносимые на этапе замешивания раствора.

Возможные варианты:

– Пластификаторы. Улучшают эластичность массы, усиливают сцепление с армированными поверхностями, повышают коэффициент морозостойкости и водонепроницаемости после окаменения материала.

– Гидроизоляционные присадки.

Дополнительно повышают водонепроницаемость структуры продукции путем внесения в неё гидрофобных веществ – силиконовых жидкостей, щелочных солей высших кислот.

– Ускорители и замедлители твердения. Модифицирует скорость затвердевания пластичной массы, чем определяют оптимизированный набор смесью номинальных характеристик.

– Расширители. Снижают степень усадки, заполняют образующиеся трещины и поры материала. Типичные вещества – нитраты и нитриты натрия, соли хлорного железа, силикаты калия.

При необходимости, применяются иные виды добавок:

– Противоморозные присадки. Противодействуют замерзанию воды в растворе при отрицательных температурах окружающей среды.

– Влагудерживатели. Не допускают быстрого высыхания бетонной смеси после укладки. Красящие пигменты. Изменяет оттенок материала.

Прочие. Антикоррозионные добавки, поляризаторы, биоцидные экстракторы.

Процесс приготовления смеси гидротехнической мало чем отличается от приготовления обычных бетонных растворов разных марок. Основным фактором в данном случае – правильное определение водоцементного отношения, что зависит от условий (региона) эксплуатации.

Главные задачи в процессе приготовления бетона:

Определить назначение, характеристики будущей конструкции

Выбрать оптимальный заполнитель (щебень, песок определенной зернистости). Просчитать водоцементное отношение (беря в учет оптимальный показатель подвижности смеси)

Этапы приготовления бетона:

Засыпка всех сухих компонентов в бетономешалку – цемента, щебня, песка. Тщательное перемешивание компонентов. Добавление оптимального объема воды. Перемешивание на протяжении минимум 5 минут. Введение присадок и перемешивание на протяжении 10 минут.

Главными из которых считают прочность на сжатие, изгиб, а также осевое растяжение, производятся испытания водонепроницаемости и морозостойкости.

Самый распространенный метод определения прочности затвердевшего состава – разрушение куба с ребром 15 см. Для гидробетонов этот показатель может колебаться по классам прочности от В10 до В40, в зависимости от технических требований. Осевое растяжение маркируется индексами $V_t 0,4$ – $V_t 4$ и берутся с шагом 0,2, они показывают образование трещины при растяжении конструкции. Аналогичные показатели на изгиб от $V_{tb} 0,4$ – $V_{tb} 8$, где применен тот же шаг, а нагрузка идет на изгиб элемента до появления трещины.

Марка водонепроницаемости измеряется в возрасте 180 суток после заливки раствора. При эксплуатации гидротехнический бетон не может пропускать воду. Поэтому марка его водонепроницаемости находится в пределах от W2 – это означает, что образец при испытаниях выдерживает давление 0,2 МПа, до W8 с шагом 2. При изготовлении водостойкого бетона специального назначения применяются пластификаторы, увеличивается доля цемента, и показатель доводится до W12.

По морозоустойчивости гидротехнический бетон делится по маркам от F50 до F300 с шагом 50. Цифра после индекса означает количество циклов заморозки-оттаивания, которые выдерживает состав до потери четверти своей прочности. Добавление некоторых компонентов позволяет получить гидротехнический бетон с показателем F400. Испытание проводится в

морозильной камере с меняющейся температурой на протяжении 28 суток, присваивается марка морозоустойчивости.

В соответствии с ГОСТом гидротехнический бетон должен иметь определенную подвижность, чтобы можно было правильно провести его укладку. Состав должен затвердевать равномерно, без расслаивания и растрескивания, набирать прочность в необходимый срок.

9.2 Причины образования трещин.

При проектировании и строительстве бетонных плотин необходимо учитывать температурные воздействия. Эти воздействия вызывают появление в бетонных конструкциях температурные напряжения, которые могут вызвать появление трещин.

Трещины, нарушающие монолитность сооружения, уменьшают его надежность и долговечность. Трещины на напорной грани в случае их значительного раскрытия (0.5 мм и более) приводят к увеличению фильтрации через бетон и его выщелачивание. Вертикальные или близкие к вертикальным глубокие (особенно сквозные) трещины вдоль оси гравитационных плотин вызывают неблагоприятное перераспределение напряжений, приводящее нередко к возникновению растягивающих напряжений на верховой грани, а также к сильному возрастанию скалывающих и сжимающих напряжений. В плотинах трещины уменьшают рабочее сечение, ухудшая их напряженное состояние. В железобетонных конструкциях и сильно армированных конструктивных элементах массивных бетонных сооружений, находящихся под напором, трещины ведут к коррозии арматуры и снижению долговечности сооружения.

Поверхностные трещины, появляющиеся в основном в результате резких изменений температуры наружного воздуха, а также воздействия солнечных лучей и ветров, менее опасны, чем глубокие или сквозные.

Колебания температуры окружающей среды можно разделить на три категории:

- А) сезонные колебания температуры с периодом в год;
- Б) колебания температуры, связанные с прохождением циклонов и антициклонов (месячные колебания);
- В) суточные колебания.

Колебания среднемесячных температур в течение года происходят относительно среднегодовой температуры, являющейся сравнительно постоянной величиной для района строительства и эксплуатации.

Глубина проникания температурных колебаний в бетонные массивные сооружения зависит от габаритов сооружения.

Влияние месячных и суточных колебаний температуры воздуха на термонапряженное состояние сооружения значительно меньше годового колебания и экзотермического разогрева.

Для подводных частей сооружения практическое значение имеют температурные колебания температуры воды. В водохранилище температура

воды существенно меняется в поверхностных слоях, а на глубине 20-30 метров ее колебания всего 1– 2⁰С. При оценочных расчетах установившейся эксплуатационной температуры используют зависимость как указано в формуле 9.1:

$$t_{уст} = (t_{ср.год} + 4) / 2. \quad (9.1)$$

При более точных расчетах строят изотермы в теле массивного сооружения с учетом сезонных колебаний температуры воды в водохранилище и нижнем бьефе, температуры основания и наружного воздуха.

Экзотермический разогрев.

Этот вид температурных воздействий проявляется в строительный период. При гидратации цемента, входящего в состав твердеющего бетона, выделяется большое количество тепла. Так, 1 кг цемента выделяет 380– 550 кДж/кг (90-130 ккал/кг) тепла.

При твердении в адиабатических условиях (т.е. без отдачи тепла во внешнюю среду) подъем температуры бетона достигает нескольких десятков градусов.

В реальных условиях температурный экзотермический разогрев зависит прежде всего от высоты блоков бетонирования и времени их перекрытия. Последнее определяется интенсивностью роста сооружения по высоте.

Экзотермический разогрев оказывает очень большое влияние на термонапряженное состояние массивных бетонных сооружений. Интенсивное тепловыделение в период первых 5– 10 суток после укладки бетона ведет к значительному подъему температуры в блоках бетонирования, а последующие остывание конструкции до температурного состояния эксплуатационного периода ведет к появлению, как правило, значительных растягивающих напряжений.

Начальный температурный перепад (разность температуры бетонной смеси и окружающей среды в момент бетонирования).

Влияние этого фактора можно установить только расчетом, но как правило, чем ниже температура бетонной смеси в моменте укладки в блок бетонирования, тем меньше растягивающие напряжения, возникающие в конструкции

Температурный перепад между начальной температурой отдельных частей сооружения и их установившейся эксплуатационной температурой.

Влияние этого фактора тем больше, чем меньше свобода температурных деформаций конструкции или её элементов. Так нижняя часть бетонной плотины, возводимой на скальном основании, находится в «защемленном» состоянии. Если в этой зоне бетон укладывают с температурой более высокой, чем устанавливаемая в этой части сооружения в эксплуатационный период, то при его остывании к растягивающим напряжениям от экзотермии добавятся растягивающие напряжения от температурного перепада между начальной и установившейся температурами. В связи с этим чем ниже температура смеси, тем лучше.

По характеру термонапряженного состояния в массивных бетонных сооружениях различают три основные зоны: контактная, переходная, свободная

В зоне, примыкающей к основанию (контактная зона), температурные напряжения в строительный период возникают из-за общего остывания бетонного массива, заземленного в той или иной степени скальным основанием и из-за неравномерности температур по сечению массива. Влияние заземления уменьшается по мере удаления от основания. В зоне, удаленной от основания (свободная зона), основные температурные напряжения возникают вследствие неравномерности температуры по сечению массива. Кроме того, длительные перерывы в бетонировании приводят к появлению заземления.

Трещины в теле плотины могут образовываться и в период эксплуатации, причинами данного явления называются несовершенство использованных при проектировании расчётных методик и отступления от проекта при строительстве плотины (интенсификация строительства первого столба плотины при отставании в бетонировании других столбов).

9.3 Мероприятия по предотвращению трещинообразования.

Борьбу с трещинообразованием в массивных бетонных гидротехнических сооружениях осуществляют путем конструктивных и технологических мероприятий.

Конструктивные мероприятия – это прежде всего наиболее рациональная для запроектированного сооружения система разрезки швами. Кроме того, возможно применение и таких конструктивных мероприятий, как армирование в местах вероятного появления трещин от изменений температуры наружного воздуха, позволяющее избежать образование крупных трещин от изменений температуры наружного воздуха, позволяющее избежать образования крупных трещин, и теплоизоляция поверхности бетонных конструкций.

По характеру работы швы можно подразделить на конструктивные (постоянные) и строительные (временные). Существует несколько типов разрезки сооружения швами:

Столбчатая система разрезки – каждая секция плотины разрезана продольными (идущими вдоль оси плотины) швами на отдельные столбы. Данная система позволяет в максимальной степени разгрузить бетонный массив. Применяется в массивных сооружениях с большой шириной подошвы.

Межстолбчатым швам придают, чаще всего плоскую форм. и цементируют их при температурах, близких к эксплуатационным, во избежание появления опасных для сооружения деформаций от гидростатического давления.

Секционная система разрезки – разрезка по потоку, ширина между швами (ширина секций) зависит от основания и типа сооружения. Такая система разрезки ведет существенному увеличению зоны заземления скальным основанием, свобода температурных деформаций блоков всего массива в целом существенно меньше. Это обуславливает более жесткие требования к температурному режиму, а также большие затраты на теплозащиту бетона и охлаждение бетонной смеси. С другой стороны, при такой системе разрезки

исключается цементация временных швов. Система вполне допустима в районах с умеренным климатом. Высота блоков не должна превышать 1,5 м.

Система разрезки вперевязку – продольные швы вышележащего яруса не совпадают со швами нижележащего яруса. К ступенчатым швам, образующимся при этой системе разрезки, предъявляется требование обеспечения возможности горизонтальных температурных деформаций блоков без их разрывов. С этой целью размер горизонтальных участков ступенчатого шва ограничивают 0,3–0,5 высоты блока. При большой высоте плотины и медленном её остывании подвижки блоков затруднены значительными силами трения по горизонтальным участкам ступенчатых швов и в плотине возникают многочисленные сквозные вертикальные трещины, поэтому эта система рекомендуется для не больших плотин.

Смешанная система разрезки.

применяется в массивных сооружениях. Разрезка осуществляется с сочетанием разных систем разрезки. Технологические мероприятия.

Перечислим технологические мероприятия для борьбы с причинами возникновения трещин:

1) экзотермический разогрев: уменьшение расхода цемента и применение низко- и среднетермичных цементов, трубное охлаждение бетона;

2) начальный температурный перепад: снижение начальной температуры бетонной смеси;

3) воздействие внешних атмосферных факторов: исполнение для бетонирования шатров с искусственным климатом;

4) длительность перерывов в бетонировании: соблюдение оптимальных интервалов в бетонировании смежных по высоте блоков.

9.4 Мероприятия, предусмотренные для проектируемого сооружения.

Хорогочийская ГЭС представляет собой бетонное сооружение, НПУ- 980 м., ФПУ 981 м., УМО 970,82 м., гребень плотины 984,60 м., класс сооружения 1, количество гидроагрегатов 4 шт., установленная мощность 276 МВт., с гранитным основанием, находящееся на Реке Верхняя Ларба.

Климат характеризуется резкой континентальностью, сравнительно теплым летом и морозной зимой. Самые дождливые месяцы – июль и август.

Климат характеризуется следующими показателями:

- среднегодовая температура воздуха – 6,5 °С
- абсолютный минимум – 54 °С
- абсолютный максимум +36 °С
- среднегодовое количество осадков 431 мм
- глубина промерзания почвы 2,5 м.

Для проведения бетонных работ в период строительства Хорогочийской ГЭС, будет произведено зонирование, рисунок 9.1.

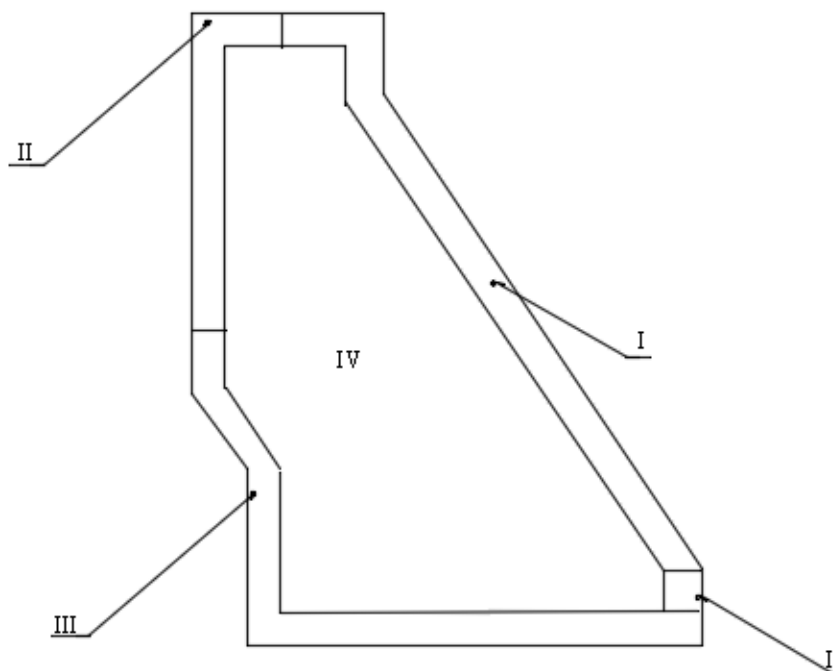


Рисунок 9.1 – Разрез по станционной части сооружения. Зонирование Хорогочийской ГЭС

Таблица 9.1– Характеристики бетона при строительстве Хорогочийской ГЭС

Зоны бетонирования	B	W	F
I	20	4	100
II	20	8	250
III	20	8	-
IV	10	2	-

I – наружные части плотины и их элементов находящихся под атмосферным воздействием не омываемых водой;
 II – наружные части плотин в пределах колебания уровней воды в ВБ и НБ, периодически омываемые водой (водосбросы, водовыпуски, водобойные устройства);
 III – наружные, а так же примыкающие к основанию части плотин расположенные ниже минимальных эксплуатационных уровней воды в верхнем и нижних бьефах;
 IV – внутренняя часть плотина ограниченная зонами I–III.

Ширина любой зоны не должна быть меньше 2 метров.

Используется столбчатая система разрезки. В связи с природными условиями строительства и особенностями Хорогочийской ГЭС. При строительстве Хорогочийской ГЭС, сооружение будет разделено на 21 секцию по 14 метров, а так же на блоки бетонирования высотой 3 м, длиной до 20 метров, и будет использована столбчатая система разрезки, исходя из условия строительства. Схема показана на рисунке 9.2.

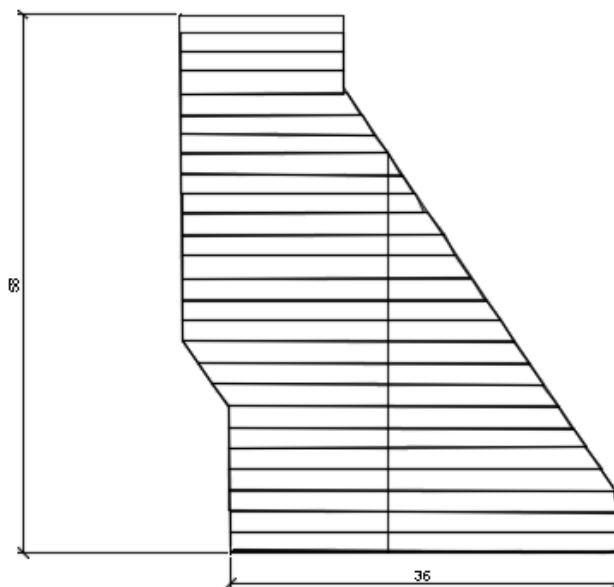


Рисунок 9.2– Разрез по стационарной части сооружения. Столбчатая система разрезки Хорогочийской ГЭС

В состав бетона будут добавлены гидроизоляционные присадки, противоморозные присадки, влагоудерживатели. Будет уменьшен расход цемента и применен низко- и средне термичный цемент.

Организовано трубное охлаждение бетона. На рисунке 9.3 показана схема трубного охлаждения Хорогочийской ГЭС.

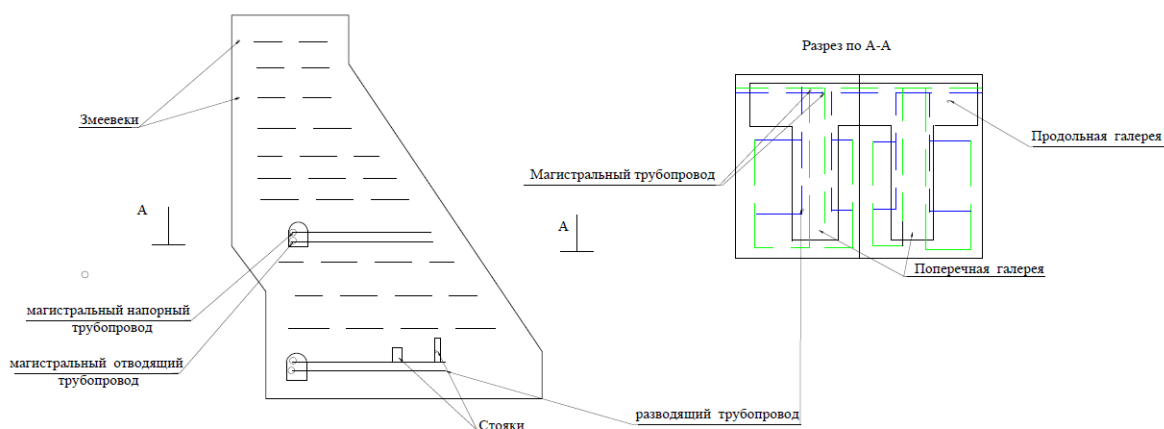


Рисунок 9.3– Разрез по стационарной части сооружения. Схема трубного охлаждения на Хорогочийской ГЭС

Система трубного охлаждения состоит из:

- змеевиков охлаждения,
- стояков,
- выходов в продольные и поперечные галереи,
- магистральных трубопроводов для подачи и возврата воды,
- разводящих трубопроводов.

Сборка и монтаж змеевиков производится в процессе бетонирования в той части блока, где бетон уложен до отметки соответствующего яруса охлаждения без остановки укладки БС в остальной части. При этом сразу после укладки бетона производится промывка или продувка змеевиков во избежание их засорения смесью. Шаг змеевиков по горизонтали 0,75– 1– 1,5– 3 метра, а по вертикали между ярусами h_e то же 0,75– 3.

Трубное охлаждение производится в две стадии:

- 1) Для снятия пика экзотермии бетона;
- 2) Для охлаждения массива бетона до температуры

омоноличивания строительных швов.

Будет применен шатер, вследствие сурового климата. Схема шатров указана на рисунке 9.4. Режим работы шатров должен обеспечить постоянную температуру (5– 15°C), при этом температура подаваемой БС, должна находиться в тех же пределах. Устройство шатра не нарушает режим работы на бетонлируемых участках, и самоподъемные механизмы исключают ряд операций, которые снижают интенсивность работы. Шатер состоит из многопролетных конструкций на опорах с самоподъемным механизмом. Покрытие выполнено из сетки типа “рабитца” с ячейками 5– 15 мм и брезентового материала толщиной 0,3 мм. Шатер является многопролетной конструкцией на металлических опорах, колонны закреплены неподвижно и выполнены их уголкового и швеллерного проката. Верхние части стоек представляют собой шарнирные упоры с ограничителями для шарнирного опирания верхних ферм, которые оборудованы монтажными секциями колонн для наращивания всей конструкции. Данный

шатер является гибкой конструкцией и может прогибаться на 0,5 м в поперечном направлении и до 1,5– 2 м в продольном. Размерами 21м на 15 м высотой 10 м. С устройствами обогрева. Схема представлена на рисунке 9.4.

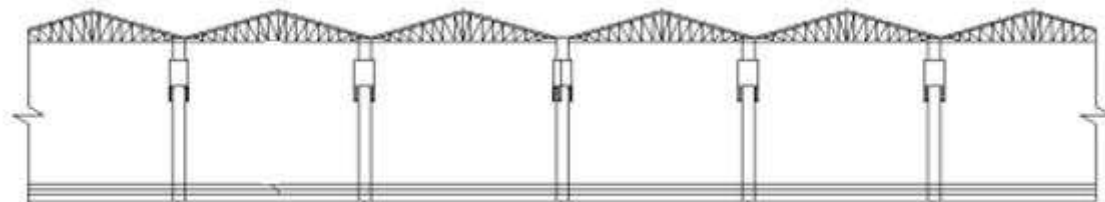


Рисунок. 9.4– Схема шатров на Хорогочийской ГЭС

Будет произведена закладка аппаратуры КИА для контроля температурного режима и напряженно-деформированного состояния.

Деформации в бетоне и скальном основании определяются с помощью преобразователей линейных деформаций (ПЛДС) с базами 400, 2000, 5000 мм.

Раскрытия швов и трещин измеряются с помощью струнных щелемеров типа ПЛПС (преобразователь линейных перемещений струнный). ПЛПС-3, 6, 10, 12 предназначены для измерения максимальных раскрытий 3, 6, 10, 12 мм.

Преобразование величины перемещения анкера осуществляется при помощи калибровочной цилиндрической пружины, которая соединена последовательно со струной.

Температура бетона и скального основания измеряется термометрами типа ПТС-60 (преобразователь температуры струнный). Диапазон измеряемых температур составляет от -20 до 60°C. В приложении А, рисунок А.12 схема расположения КИА в блоке секции 20 отметка 940.00.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе определены и рассчитаны основные параметры и элементы Хорогочийской ГЭС на Верхняя Ларба. Сооружение первого класса.

В ходе водно-энергетических расходов была рассчитана установленная мощность – 276 МВт и среднегодовая выработка – 1,140 млрд. кВт·ч.

НПУ – 980,00 м, ФПУ – 981,00 м, УМО – 970,80 м

Определено оптимальное количество гидроагрегатов – 4шт., тип гидроагрегатов – ПЛ50-В-500.

Была выбрана приплотинная компоновка.

В состав сооружения входит:

- 1) правая глухая бетонная плотина;
- 2) водосбросная бетонная плотина;
- 3) станционная бетонная плотина;
- 4) левая глухая бетонная плотина.

Строительство производится в 4 этапа. Перекрытие – 4год. Запуск первого гидроагрегата – 10 год.

Произведена оценка прочности и устойчивости. Хорогочийская ГЭС отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности.

Рассмотрены мероприятия охраны окружающей среды.

По технико-экономическим расчетам, строительство Хорогочийской ГЭС обоснованно и будет приносить прибыль.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. – 176 с.
2. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов.-М.: АСВ, 2011.-584с.
3. Васильева Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева.
4. Затеев В.Б. Введение в специальность гидроэлектроэнергетика: учебное пособие/сост. В.Б. Затеев. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2007. – 156с.
5. Мельников А.В. Топонимический словарь Амурской области/А.В. Мельников.- Благовещенск: Хабаравское книжное издательство,2009.-3. Чуб М.А. Минеральные воды Амурской Области/М.А.Чуб. – URL: [https://refdb.ru/look/2848823 .html](https://refdb.ru/look/2848823.html) (дата обращения 15.06.2022)
6. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113// СПС «Консультант плюс» (дата обращения 15.06.2022)
7. Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг // СПС «Консультант плюс» (дата обращения 15.06.2022)
8. Системный оператор единой энергетической системы Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока» . – URL: https://www.so-ups.ru/?id=odu_east (дата обращения 15.06.2022)
9. СНиП II-7-81. Строительство в сейсмических районах – Изд. 2004 с изменениями: дата введения 28.07.97. М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 42 с.
10. СП 23.13330.2016. Нагрузки и воздействия: дата введения 16.12.2016.- ЦНИИСК им В.А.Кучаренко АО «НИЦ Строительство»
11. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ (ред. От 26 марта 2022 г.) // Собр. Законодательства Рос. Федерации. – 2000. - № 32. – Ст . – 3340.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Основные данные

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Верхняя Ларба

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1931	211	190	196	327	688	726	612	565	276	219	155	128	358
1932	211	191	198	330	690	727	616	564	280	218	155	129	359
1933	210	191	199	334	691	728	620	563	285	218	154	129	360
1934	210	191	200	337	692	729	624	562	289	217	154	130	361
1935	210	191	201	340	694	730	627	562	293	216	154	130	362
1936	209	192	202	343	695	731	631	561	298	215	153	131	364
1937	209	192	203	346	697	732	635	560	302	215	153	132	365
1938	209	192	205	349	698	733	639	559	307	214	153	132	366
1939	208	193	206	352	700	734	643	559	311	213	152	133	367
1940	208	193	207	356	701	735	646	558	315	212	152	133	368
1941	208	193	208	359	703	737	650	557	320	212	152	134	369
1942	207	193	209	362	704	738	654	556	324	211	151	134	370
1943	207	194	211	365	706	739	658	556	329	210	151	135	372
1944	207	194	212	368	707	740	662	555	333	209	151	136	373
1945	206	194	213	371	709	741	666	554	337	209	150	136	374
1946	206	195	214	374	710	742	669	553	342	208	150	137	375
1947	206	195	215	378	712	743	673	553	346	207	150	137	376
1948	205	195	216	381	713	744	677	552	351	206	149	138	377
1949	198	223	207	334	588	749	570	567	265	229	155	133	352
1950	199	221	209	341	598	751	581	566	276	227	154	134	355
1951	199	220	211	347	609	753	593	564	287	224	154	135	358
1952	199	218	213	354	619	754	605	562	299	222	153	136	361
1953	199	216	216	360	630	756	616	560	310	220	152	137	364
1954	200	214	218	367	641	758	628	558	321	217	152	138	368
1955	200	212	220	373	651	760	640	556	333	215	151	139	371
1956	200	210	222	380	662	761	651	554	344	213	151	140	374
1957	201	208	224	387	672	763	663	552	355	211	150	141	377
1958	201	206	226	393	683	765	675	550	367	208	149	142	380
1959	201	205	228	400	694	767	686	548	378	206	149	143	384
1960	202	203	230	406	704	768	698	546	389	204	148	144	387
1961	202	201	232	413	715	770	710	544	400	201	148	145	390
1962	202	199	234	419	725	772	721	542	412	199	147	146	393
1963	225	221	187	641	750	733	891	582	404	215	178	100	427
1964	282	229	354	563	988	898	921	482	572	250	159	175	490
1965	156	168	187	400	440	666	420	479	291	99	128	141	298
1966	143	151	172	275	642	791	481	425	275	161	141	81	312
1967	119	135	238	319	565	611	643	335	325	149	126	138	309
1968	250	213	223	441	834	897	1144	801	654	261	120	235	506
1969	111	111	218	400	669	537	678	541	422	166	126	128	342
1970	254	192	374	460	1088	1192	1164	769	510	221	139	225	549
1971	250	205	228	328	872	840	805	341	576	164	166	153	410
1972	123	213	202	469	576	658	466	350	526	93	91	116	324
1973	282	197	268	466	1147	958	835	738	804	219	155	178	521
1974	332	233	213	735	1251	743	931	485	572	168	151	222	503
1975	172	176	344	382	982	654	1199	491	716	155	174	203	471
1976	180	205	299	657	788	589	850	638	513	215	110	109	429
1977	340	213	430	626	944	1129	1012	857	710	284	244	206	583
1978	119	131	197	357	615	715	673	325	360	108	83	91	314
1979	237	172	278	729	1174	896	1285	475	766	174	184	166	545
1980	172	131	248	454	725	758	729	432	557	126	85	153	381
1981	164	131	172	507	739	737	799	391	419	112	124	147	370

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1982	250	385	410	710	1000	1125	1341	982	572	188	193	166	610
1983	147	135	228	532	841	586	901	544	632	168	132	172	418
1984	106	123	218	307	597	623	521	366	238	130	112	131	289
1985	237	164	207	369	750	561	784	416	566	118	93	197	372
1986	102	131	197	394	593	572	471	244	241	87	64	97	266
1987	160	258	268	394	963	719	592	682	394	128	141	106	400
1988	205	282	359	760	869	1003	1341	435	657	207	180	163	538
1989	119	176	192	285	805	450	845	394	363	135	97	100	330
1990	131	246	228	597	846	678	784	444	504	186	166	169	415
1991	287	319	314	845	824	892	1113	682	992	313	176	275	586
1992	151	139	147	513	715	486	455	385	438	139	83	156	317
1993	229	303	258	472	901	733	1240	791	866	207	155	253	534
1994	274	246	329	735	729	569	1073	738	551	240	99	181	480
1995	184	237	400	816	774	1190	1088	522	632	236	120	219	535
1996	139	151	293	507	655	582	546	313	310	120	81	150	321
1997	217	291	197	513	796	1125	774	622	397	236	166	160	458
1998	184	119	192	447	531	670	668	400	363	118	75	125	324
1999	192	217	192	460	453	686	683	366	419	135	126	100	336
2000	156	156	157	275	659	507	481	353	372	85	66	84	279
2001	160	242	258	566	804	511	992	497	579	135	164	122	419
2002	156	188	278	454	811	1161	891	500	626	215	114	144	462
2003	176	217	349	554	1062	823	673	475	619	137	153	216	454
2004	217	147	182	535	537	836	713	554	472	224	153	188	396
2005	233	389	445	591	809	1079	1174	588	795	215	188	238	562
2006	172	143	273	438	621	864	683	579	422	170	141	125	386
2007	198	231	327	518	773	949	906	587	659	196	169	186	475
2008	201	235	339	523	784	973	931	606	688	202	176	193	488
2009	183	157	279	487	766	908	797	605	620	192	167	167	444
2010	176	119	253	475	774	884	747	611	612	191	166	160	431
2011	169	82	226	462	781	861	696	617	604	190	165	152	417
Σ	206	194	229	407	737	763	715	547	398	201	148	143	391

Продолжение приложения А.1

Таблица А.2 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего и летнего периода

Часы	Р(Амурское РДУ), МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, млн.кВт.ч	ΔЭ (координат.) млн.кВт.ч	ΔР (координ.), МВт
25.12.2019 0:00	2768	23,4	23,4	23,4	23,4
25.12.2019 1:00	2744	1,7	3,4	26,8	25,1
25.12.2019 2:00	2742	0,0	0,0	26,8	25,1
25.12.2019 3:00	2742	29,4	117,6	144,4	54,5
25.12.2019 4:00	2713	1,3	6,4	150,8	55,8
25.12.2019 5:00	2712	5,5	33,2	184,0	61,3
25.12.2019 6:00	2706	16,2	113,3	297,3	77,5
25.12.2019 7:00	2690	12,4	98,8	396,2	89,9
25.12.2019 8:00	2678	7,2	65,2	461,3	97,1
25.12.2019 9:00	2670	3,8	38,3	499,7	101,0
25.12.2019 10:00	2667	13,6	149,9	649,6	114,6
25.12.2019 11:00	2653	7,2	86,9	736,5	121,8
25.12.2019 12:00	2646	8,5	110,8	847,3	130,3
25.12.2019 13:00	2637	8,1	113,3	960,6	138,4
25.12.2019 14:00	2629	5,1	76,7	1037,3	143,6
25.12.2019 15:00	2624	53,7	858,8	1896,0	197,2
25.12.2019 16:00	2570	4,7	79,7	1975,7	201,9
25.12.2019 17:00	2566	58,4	1050,5	3026,2	260,3
25.12.2019 18:00	2507	32,4	615,1	3641,3	292,6
25.12.2019 19:00	2475	16,2	323,7	3965,0	308,8
25.12.2019 20:00	2459	28,5	599,4	4564,4	337,4
25.12.2019 21:00	2430	2,6	56,2	4620,6	339,9
25.12.2019 22:00	2428	9,4	215,5	4836,1	349,3
25.12.2019 23:00	2418	2418,3	58038,9	62875,0	2767,6

Продолжение приложения А.1

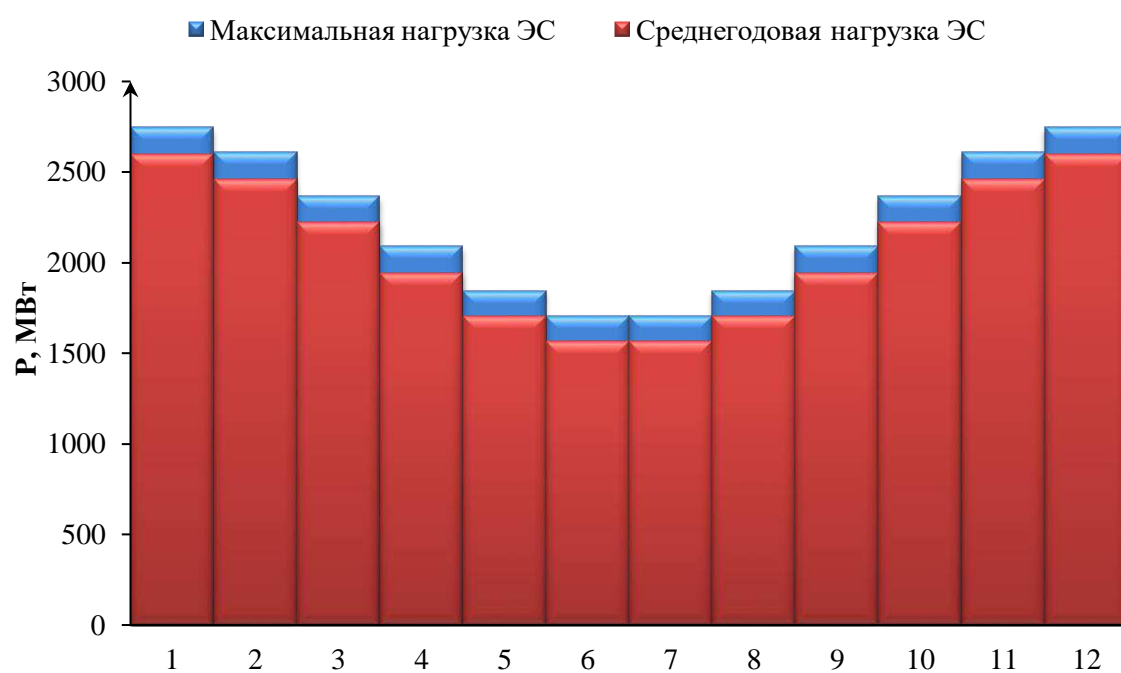


Рисунок А.1 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Продолжение приложения А.1

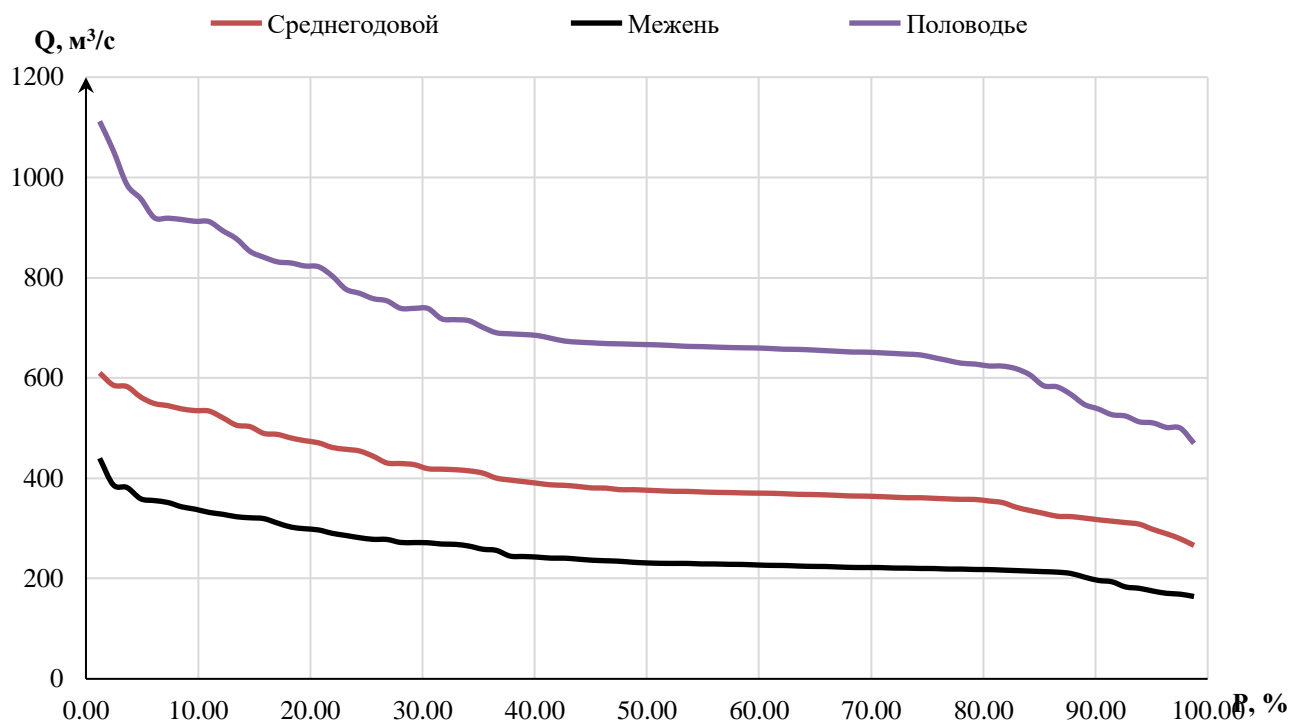


Рисунок А.2– Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье, межень

Продолжение приложения А.1

Таблица А.3 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м ³ /с		Qпол, м ³ /с		Qмеж, м ³ /с
1	1,22	1982	610	1991	440	1982	1112
2	2,44	1991	586	2005	387	1970	1053
3	3,66	1977	583	1977	382	1977	985
4	4,88	2005	562	1982	359	1979	958
5	6,10	1970	549	1995	356	1973	920
6	7,32	1979	545	1988	352	1968	919
7	8,54	1988	538	1993	343	1993	916
8	9,76	1995	535	1979	338	2005	912
9	10,98	1993	534	1994	332	1988	912
10	12,20	1973	521	1974	328	1995	894
11	13,41	1968	506	1964	323	1991	878
12	14,63	1974	503	1973	321	1974	852
13	15,85	1964	490	2008	320	2002	841
14	17,07	2008	488	2007	311	1975	832
15	18,29	1994	480	2003	303	1997	829
16	19,51	2007	475	1968	299	2008	823
17	20,73	1975	471	1970	297	1964	822
18	21,95	2002	462	1975	290	2007	804
19	23,17	1997	458	1976	286	1994	777
20	24,39	2003	454	2009	282	2009	769
21	25,61	2009	444	1990	278	2003	758
22	26,83	2010	431	2001	278	2010	754
23	28,05	1976	429	1997	272	1987	739
24	29,27	1963	427	2002	272	2011	739
25	30,49	2001	419	1963	271	1963	739
26	31,71	1983	418	2010	269	1983	718
27	32,93	2011	417	1983	268	1976	716
28	34,15	1990	415	2004	265	1971	714
29	35,37	1971	410	1971	259	2001	701
30	36,59	1987	400	2011	256	1962	690
31	37,80	2004	396	1962	245	1990	688
32	39,02	1962	393	1985	244	2006	687
33	40,24	1961	390	1961	243	1961	685
34	41,46	1960	387	1960	241	1960	679
35	42,68	2006	386	1980	241	1959	674
36	43,90	1959	384	1959	239	1948	672
37	45,12	1980	381	1958	237	1947	670
38	46,34	1958	380	2006	236	1946	669
39	47,56	1948	377	1957	235	1958	668
40	48,78	1957	377	1956	233	1945	667
41	50,00	1947	376	1987	231	1981	667
42	51,22	1946	375	1955	230	1944	666
43	52,44	1956	374	1948	230	1943	665
44	53,66	1945	374	1999	230	1942	663
45	54,88	1944	373	1947	229	1957	663
46	56,10	1985	372	1972	229	1941	662
47	57,32	1943	372	1954	228	1980	661
48	58,54	1955	371	1946	228	1940	660

Продолжение приложения А.1

Окончание таблицы А.3

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м ³ /с		Qпол, м ³ /с		Qмеж, м ³ /с
49	59,76	1942	370	1945	227	2004	660
50	60,98	1981	370	1953	226	1939	659
51	62,20	1941	369	1944	226	1938	657
52	63,41	1940	368	1943	225	1956	657
53	64,63	1954	368	1952	224	1937	656
54	65,85	1939	367	1942	224	1936	655
55	67,07	1938	366	1941	223	1935	653
56	68,29	1937	365	1951	222	1934	652
57	69,51	1953	364	1940	222	1955	652
58	70,73	1936	364	1981	222	1933	650
59	71,95	1935	362	1939	221	1932	649
60	73,17	1934	361	1992	221	1931	648
61	74,39	1952	361	1950	220	1954	646
62	75,61	1933	360	1938	220	1953	641
63	76,83	1932	359	1937	219	1952	635
64	78,05	1951	358	1996	219	1951	630
65	79,27	1931	358	1949	218	1985	628
66	80,49	1950	355	1936	218	1950	624
67	81,71	1949	352	1935	217	1989	624
68	82,93	1969	342	1934	216	1949	618
69	84,15	1999	336	1933	215	1969	606
70	85,37	1989	330	1932	214	1966	585
71	86,59	1998	324	1931	213	1978	582
72	87,80	1972	324	1969	210	1998	567
73	89,02	1996	321	1998	203	1999	547
74	90,24	1992	317	1965	196	1967	538
75	91,46	1978	314	1967	194	1984	527
76	92,68	1966	312	1989	183	1996	524
77	93,90	1967	309	1978	181	1972	513
78	95,12	1965	298	1966	175	1992	510
79	96,34	1984	289	1984	171	1965	501
80	97,56	2000	279	2000	169	2000	500
81	98,78	1986	266	1986	164	1986	470

Продолжение приложения А.1

Таблица А.4 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\% \text{быт}}, \text{M}^3/\text{с}$	99	140	319	470	694	618	530	391	272	115	89	75
$Q_{\text{рыба}}, \text{M}^3/\text{с}$	0	0	0	1	2	2	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{фильтрации}}, \text{M}^3/\text{с}$	0	0	1	1	3	3	2	1	1	0	0	0
$Q_{\text{испарения}}, \text{M}^3/\text{с}$	0	0	1	1	3	2	2	1	1	0	0	0
$Q_{\text{льдообразования}}, \text{M}^3/\text{с}$	-2	-3	1	0	1	2	1	0	0	0	-1	-1
$Q_{\text{полезный}}, \text{M}^3/\text{с}$	101	143	316	467	685	609	525	389	270	115	90	76
$Z_{\text{вб}}, \text{M}$	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980
$Z_{\text{нб}}, \text{M}$	932,7	932,9	933,5	934,0	934,3	934,1	933,9	933,5	933,2	932,7	932,7	932,6
H, M	46,6	46,7	46,1	45,6	45,3	45,5	45,7	46,1	46,4	46,9	46,9	47,0
$N_{\text{гэс быт}}, \text{MВт}$	41	59	128	187	273	244	211	158	110	47	37	31
$Q_{\text{вхк}}, \text{M}^3/\text{с}$	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
$Z_{\text{вб}}, \text{M}$	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980
$Z_{\text{нб}}, \text{M}$	932,8	932,8	932,8	932,8	932,7	932,7	932,7	932,7	932,7	932,7	932,8	932,8
H	46,5	46,5	46,5	46,5	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,5	46,5
$N_{\text{гэс вхк}}, \text{MВт}$	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
$N_{\text{гэс быт}} - N_{\text{гэс вхк}}, \text{MВт}$	-8	10	79	138	224	195	162	109	61	-2	-12	-18

Продолжение приложения А.1

■ ТЭС ■ Бытовые ■ ВХК ■ Зейская ГЭС ■ Бурейская ГЭС ■ Нижне-Бурейская ГЭС

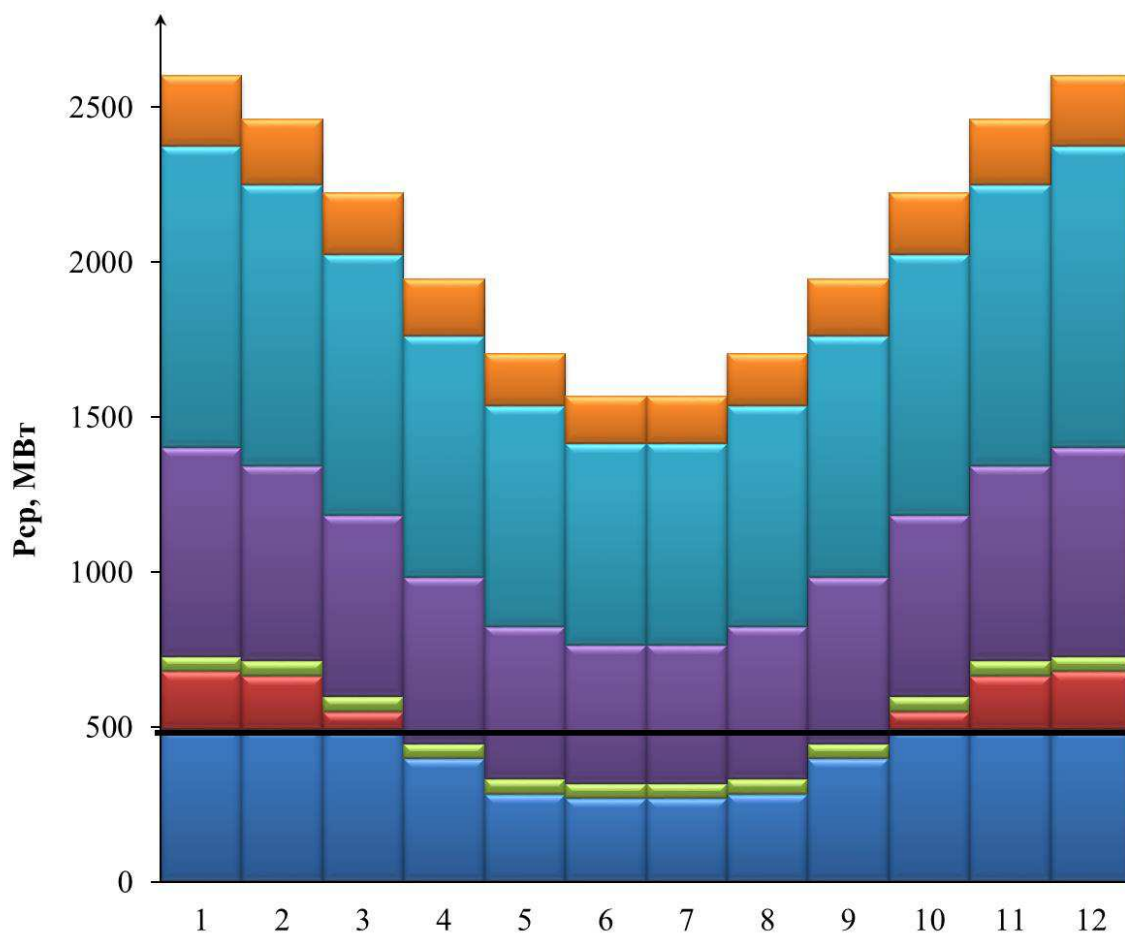


Рисунок А.3– Баланс энергии для проектируемой ГЭС

Продолжение приложения А.1

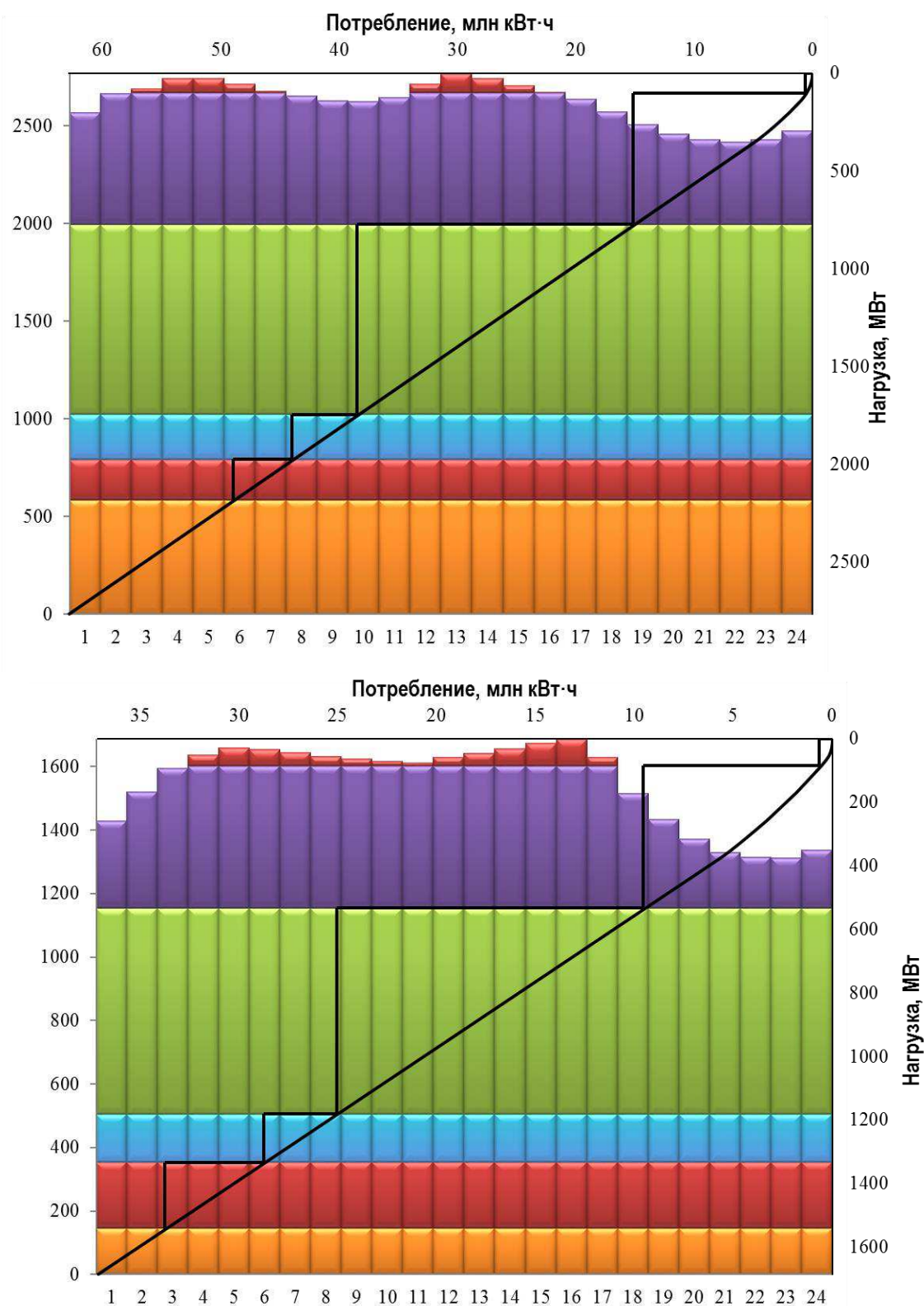


Рисунок А.4 – График нагрузки, ИКН Декабрь ИКН Июнь

Продолжение приложения А.1

месяц	Расходы, м³/с										Объем, км³			Уровень, м				Нгэс, м	ЗвБвжк	Нгэс, МВт	Э, млн. кВт*ч	
	Объ	Потери				Свод	Свжк	Сгэс	Свжк	Снв	ΔV	Vвжк, км³	Vсвжк, км³	Верхнего бьефа			Знв					
		Св	Сп	Ск	Сл									ЗвБвжк	ЗвБжк	ЗвБср						
X	209	0	0	0	0	209	120	359	150	359	0,389	14,100	13,711	980,00	979,8	979,88	933,4	45,8	980,00	145	104	
XI	151	0	0	0	-1	152	120	627	475	627	1,272	13,711	12,439	979,76	978,7	979,20	934,5	44,0	979,76	243	175	
XII	111	0	0	0	-1	112	120	662	550	662	1,473	12,439	10,966	978,65	976,8	977,72	934,6	42,5	978,65	247	178	
I	127	0	0	0	-2	129	120	691	562	691	1,360	10,966	9,606	976,79	974,3	975,56	934,7	40,2	976,79	245	176	
II	207	0	0	0	-3	210	120	740	530	740	1,374	9,606	8,232	974,33	970,9	972,63	934,8	37,2	974,33	242	174	
III	375	0	1	1	1	372	120	385	13	386	0,034	8,232	8,199	970,92	970,8	970,87	933,7	36,5	970,92	124	89	
IV	530	1	1	1	0	527	120	137	-390	138	-1,045	8,199	9,243	970,82	973,5	972,18	932,9	38,6		47	34	
V	738	2	3	3	1	729	120	161	-568	164	-1,472	9,243	10,716	973,53	976,4	974,97	932,9	41,4		59	42	
VI	679	2	3	2	2	670	120	178	-492	181	-1,318	10,716	12,033	976,40	978,2	977,31	932,9	43,7		68	49	
VII	580	0	2	2	1	575	120	168	-407	170	-1,090	12,033	13,124	978,21	979,3	978,75	932,9	45,2		67	48	
VIII	470	0	1	1	0	468	120	198	-270	199	-0,700	13,124	13,823	979,29	979,8	979,57	933,0	25,8		45	32	
IX	339	0	1	1	0	337	120	230	-107	231	-0,277	13,823	14,100	979,84	980,0	979,93	933,1	25,5		52	37	
																				Σ	1139	

Рисунок А.5– Режим работы проектируемой ГЭС

Продолжение приложения А.1

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³		Уровень, м				Нгэс, м	N _{гэс} , МВт	N _{гэс} , МВт	Э, млн. кВт*ч			
	Q _{выс}	Потери				Q _{гэс}	Q _{нб}	ΔV	V _{вож.км}	V _{вож.мж}	Верхнего бьефа			Z _{нб}									
		Q _б	Q _л	Q _к	Q _д						Z _{вбжж}	Z _{вбжн}	Z _{вбф}										
X	209	0	0	0	0	209	120	312	103	312	0,267	14,100	13,833	980,00	979,8	979,92	933,3	46,0	106	126	91		
XI	151	0	0	0	-1	152	120	621	469	621	1,256	13,833	12,577	979,84	978,8	979,32	934,5	44,2	221	241	174		
XII	111	0	0	0	-1	112	120	682	570	682	1,527	12,577	11,050	978,79	976,9	977,86	934,7	42,5	235	255	184		
I	127	0	0	0	-2	129	120	721	592	721	1,432	11,050	9,618	976,92	974,4	975,64	934,7	40,2	235	255	184		
II	207	0	0	0	-3	210	120	736	526	736	1,363	9,618	8,255	974,36	971,0	972,67	934,8	37,3	221	241	174		
III	375	0	1	1	1	372	120	394	22	395	0,057	8,255	8,198	970,98	970,8	970,90	933,8	36,5	106	126	91		
IV	530	1	1	1	0	527	120	137	-390	138	-1,045	8,198	9,242	970,82	973,5	972,17	932,9	38,6	по ВХЖ	47	34		
V	738	2	3	3	1	729	120	161	-568	164	-1,472	9,242	10,714	973,53	976,4	974,96	932,9	41,4	по ВХЖ	59	42		
VI	679	2	3	2	2	670	120	178	-492	181	-1,318	10,714	12,032	976,40	978,2	977,30	932,9	43,7	по ВХЖ	68	49		
VII	580	0	2	2	1	575	120	168	-407	170	-1,090	12,032	13,122	978,21	979,3	978,75	932,9	45,2	по ВХЖ	67	48		
VIII	470	0	1	1	0	468	120	198	-270	199	-0,700	13,122	13,822	979,29	979,8	979,56	933,0	25,8	по ВХЖ	45	32		
IX	339	0	1	1	0	337	120	230	-107	231	-0,278	13,822	14,100	979,84	980,0	979,93	933,1	25,5	по ВХЖ	52	37		
																						Σ	1140

Рисунок А. 6 – Режим работы проектируемой ГЭС по мощностям.

Продолжение приложения А.1

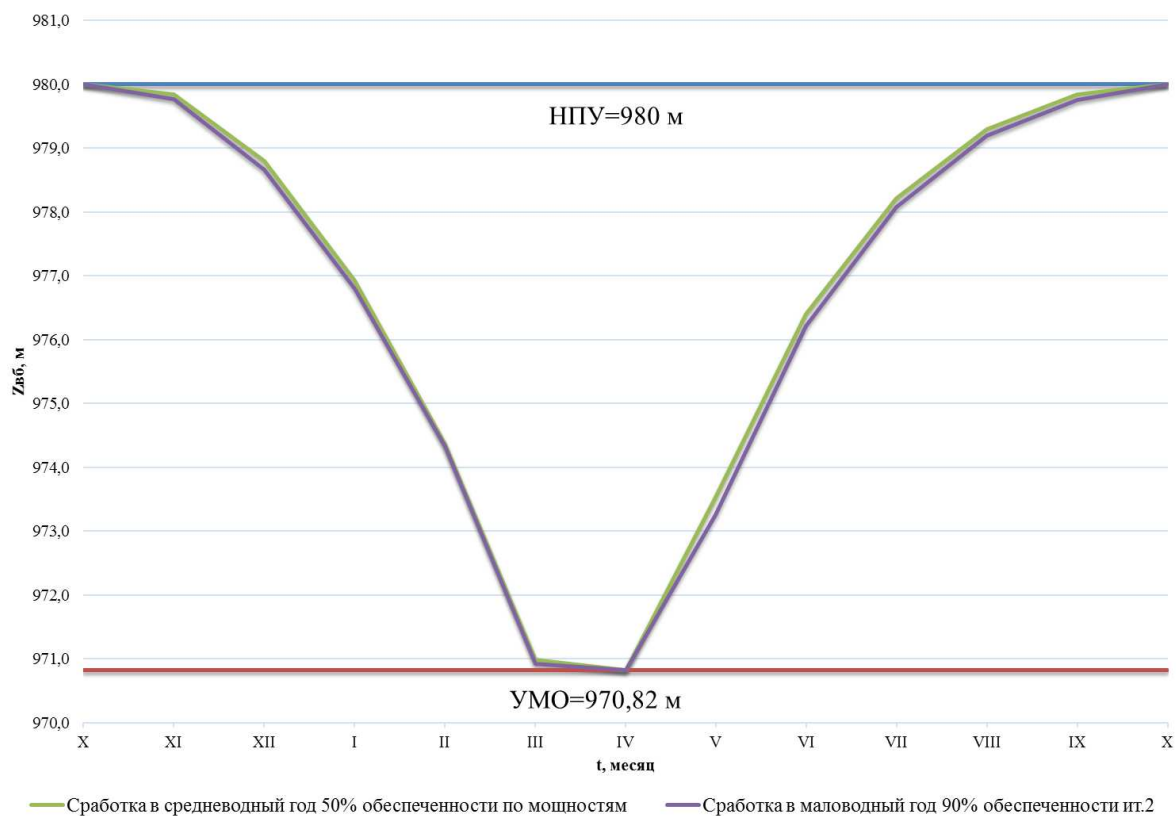


Рисунок А.7 – График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

Продолжение приложения А.1

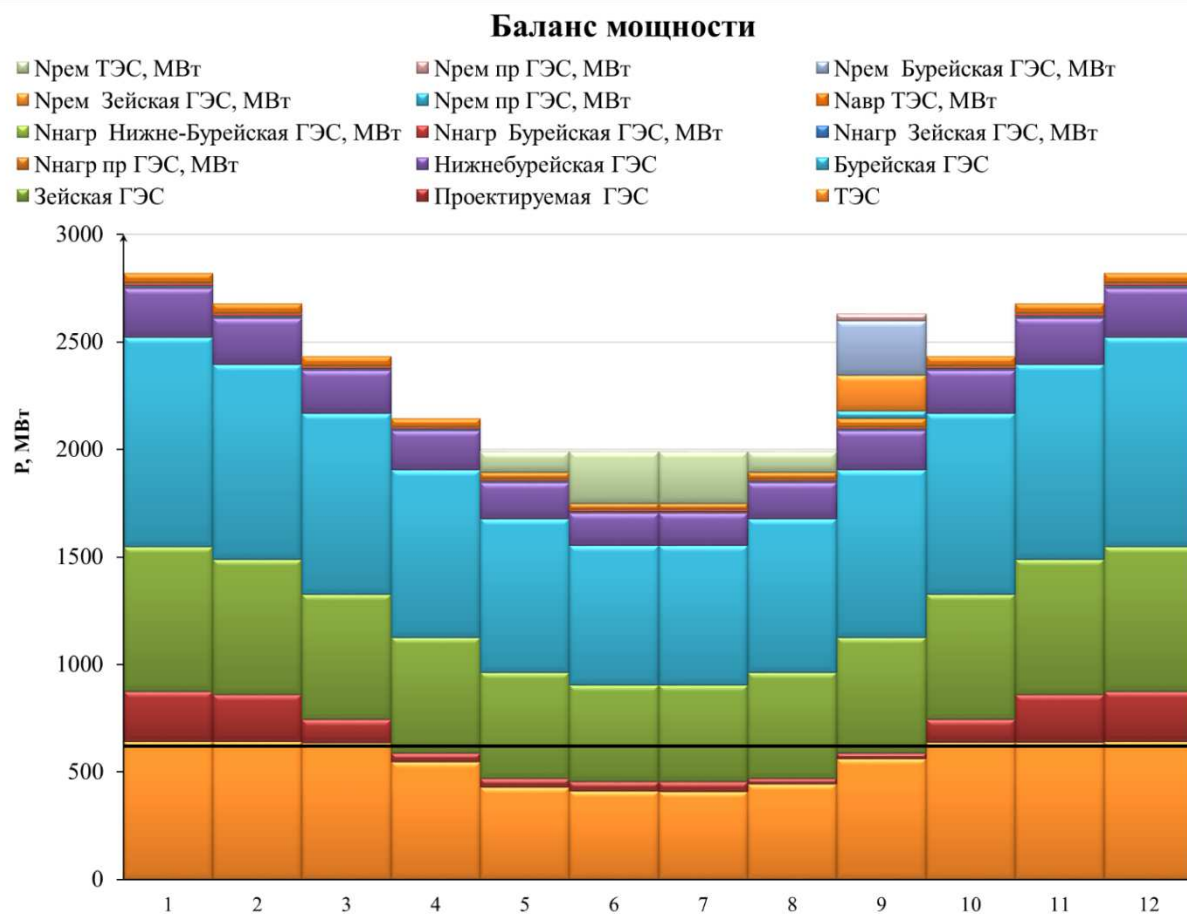


Рисунок А.8 – Баланс мощности

Продолжение приложения А.1

Таблица А.5 – Расчет режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{НБ} , м	Н _{нп} , м	Н _{ум} , м	Н _{зв} , м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	932	47,4	38,2	44,1	45,1	695,5	41,8	750,3
75	932,5	46,9	37,7	43,6	44,5	704,1	41,0	743,1
200	933	46,4	37,2	43,1	44,0	712,1	40,0	733,9
650	934,2	45,2	36,0	41,9	43,5	720,3	39,0	724,7
1225	934,8	44,6	35,4	41,3	43,0	728,7	38,0	715,4
1725	935	44,4	35,2	41,1	42,5	737,2	37,0	705,9
2483	935,1	44,3	35,1	41,0	41,8	749,6	35,9	695,3

Продолжение приложения А.1

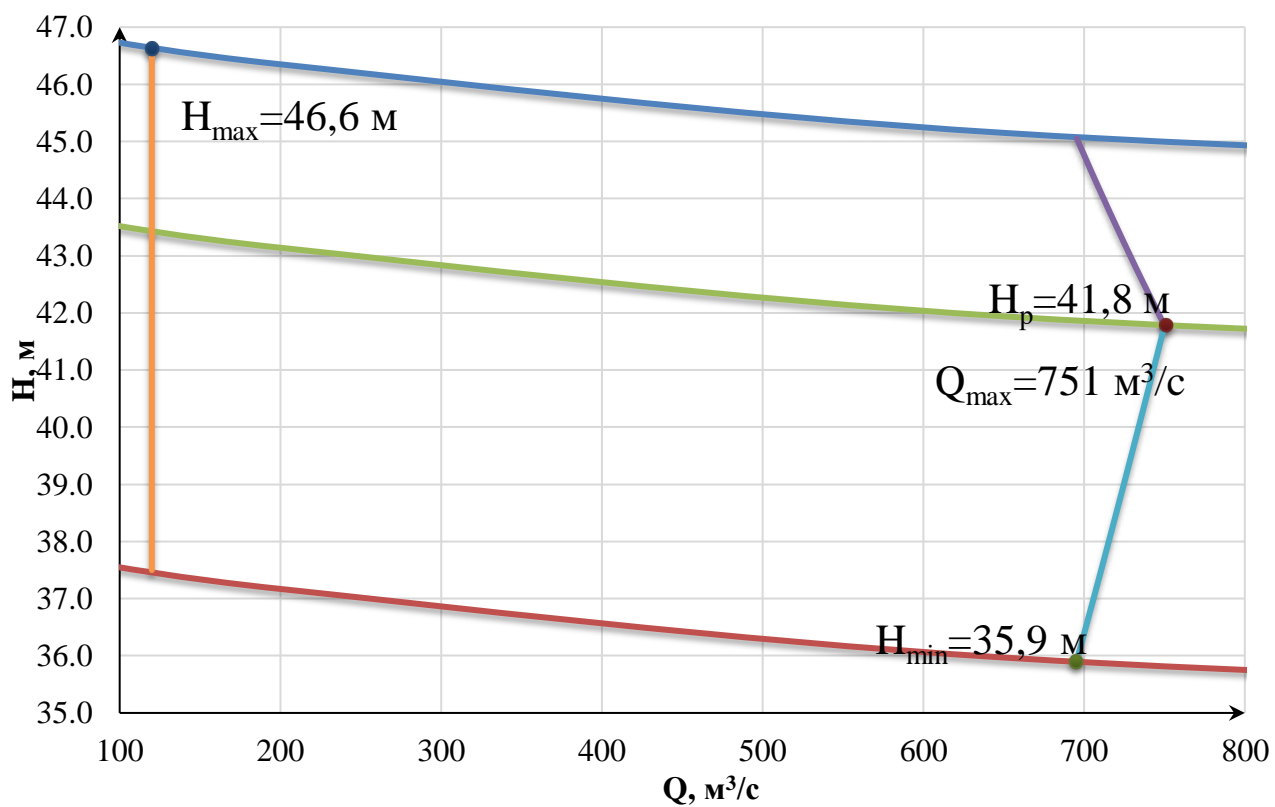


Рисунок А.9 – Режимное поле Хорогочийского водохранилища

Продолжение приложения А.1

Таблица А.10 – Расчет бетонной спиральной камеры.

	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	8,70	8,21	7,73	7,25	6,76	6,28	5,80	5,31	4,83	4,35	3,87	3,38
ai	4,85	4,36	3,88	3,40	2,91	2,43	1,95	1,46	0,98	0,50	0,02	-0,47
mi	5,60	5,22	4,83	4,45	4,06	3,68	3,30	2,91	2,53	2,15	1,76	1,38
bi	4,88	4,78	4,68	4,57	4,47	4,37	4,26	4,16	4,06	3,96	3,85	3,75
rk	1,27	1,24	1,21	1,19	1,16	1,13	1,11	1,08	1,05	1,03	1,00	0,97
rk/ra	0,24	0,22	0,19	0,17	0,15	0,13	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00	-0,03
ln(rk/ra)	2,26	2,13	2,01	1,88	1,76	1,63	1,51	1,38	1,25	1,13	1,00	0,88
ri/ra	0,81	0,76	0,70	0,63	0,56	0,49	0,41	0,32	0,23	0,12	0,00	-0,13
ln(ri/ra)	4,56	3,95	3,37	2,81	2,29	1,80	1,35	0,94	0,57	0,26	0,01	-0,18
bln(ri/ra)	18,2 2	17,8 4	17,4 5	17,0 7	16,6 8	16,3 0	15,9 2	15,5 3	15,1 5	14,7 6	14,3 8	14,0 0
rk*ctg γ	4,33	3,85	3,39	2,94	2,49	2,06	1,63	1,21	0,80	0,40	0,01	-0,37
rk*ctg γ *ln(rk/ra)	3,85	3,47	3,08	2,70	2,31	1,93	1,55	1,16	0,78	0,40	0,01	-0,37
ji γ	4,32	3,79	3,29	2,80	2,34	1,91	1,50	1,12	0,78	0,49	0,24	0,05
φ_i	225	198	171	146	122	99	78	59	41	25	12	0
Qi	8,70	8,21	7,73	7,25	6,76	6,28	5,80	5,31	4,83	4,35	3,87	3,38

Продолжение приложения А.1

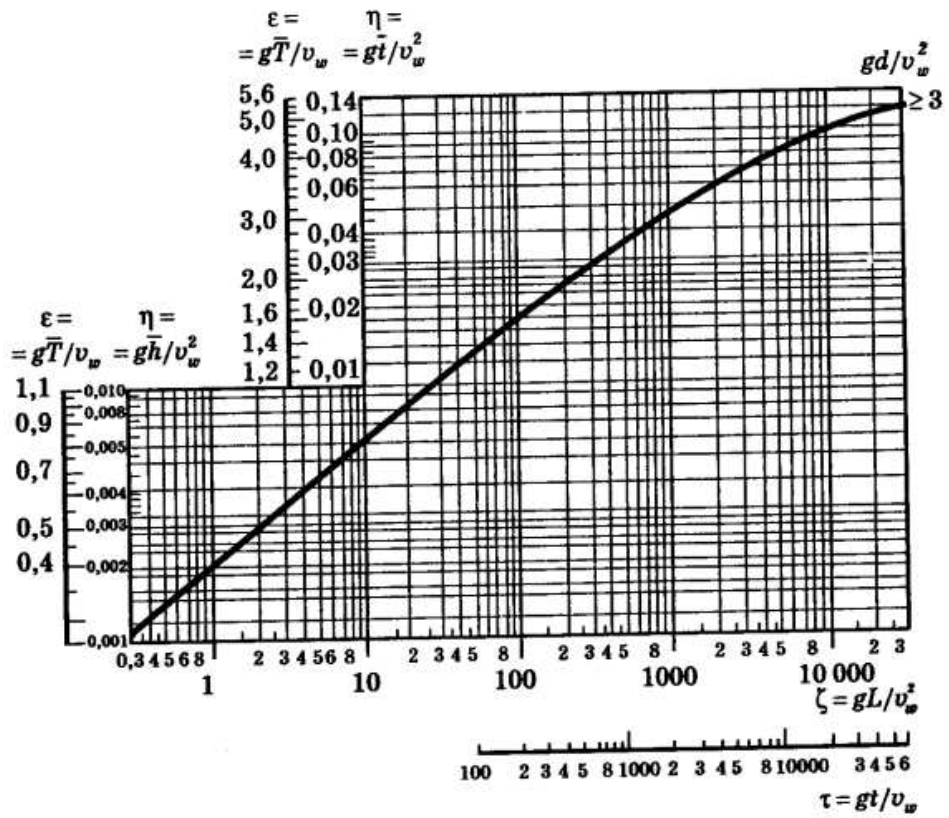


Рисунок А.10– Величина безразмерной средней высоты

Продолжение приложения А.1

Таблица А.6– Координаты очертания гребня водосливной стенки и Очертание оголовка плотины практического профиля

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,567	15	6,3	2,538	29	12,6	11,079
2	0,45	0,162	16	6,75	2,9745	30	13,05	11,745
3	0,9	0,0315	17	7,2	3,438	31	13,5	12,708
4	1,35	0	18	7,65	3,9285	32	13,95	13,5585
5	1,8	0,027	19	8,1	4,4415	33	14,4	14,4315
6	2,25	0,1215	20	8,55	4,986	34	14,85	15,3225
7	2,7	0,27	21	9	5,5575	35	15,3	16,2405
8	3,15	0,45	22	9,45	6,1605	36	15,75	17,181
9	3,6	0,657	23	9,9	6,786	37	16,2	18,1395
10	4,05	0,891	24	10,35	7,4385	38	16,65	19,1205
11	4,5	1,152	25	10,8	8,523	39	17,1	20,1195
12	4,95	1,4445	26	11,25	8,82	40	17,55	21,141
13	5,4	1,773	27	11,7	9,549	41	18	22,15
14	5,85	2,1375	28	12,15	10,3005	42	18,45	23,16

Продолжение приложения А.1

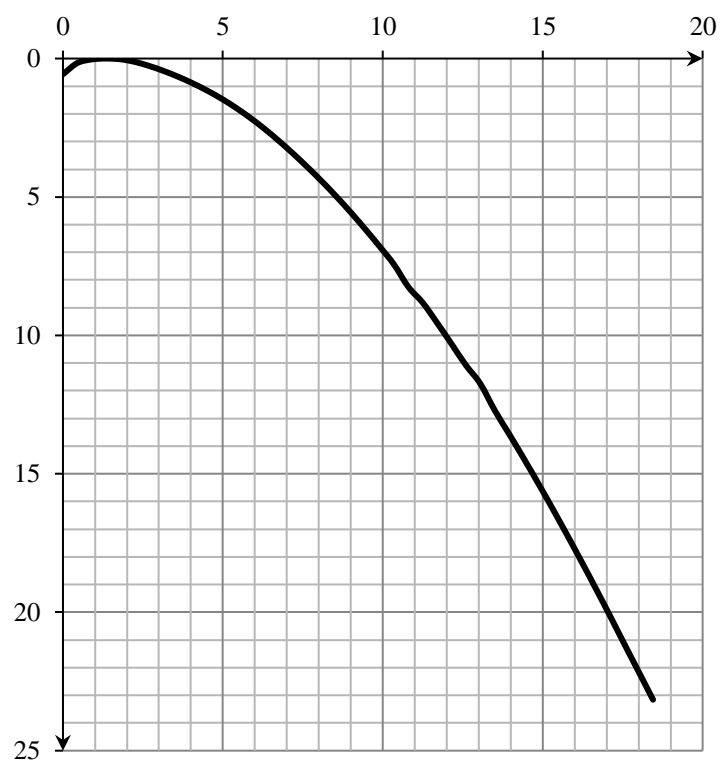


Рисунок А.7— Очертание оголовка плотины практического профиля

Продолжение приложения А.1

Таблица А.11 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай			Особый случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T _B	1,00	→	12757,91	17,00	216884,39	13263,12	17,33	229894,08
T _H	1,00	←	67,15	-1,23	-82,82	176,58	-2,00	-353,16
G _б	0,95	↓	11362,48	-6,01	-68288,53	11362,48	-6,01	-68288,53
G _{пл}	0,95	↓	17664,55	-8,00	-141316,42	17664,55	-8,00	-141316,42
W _{ВЗВ}	1,00	↑	1306,69	0,00	0,00	2118,96	0,00	0,00
W _ф	1,00	↑	3737,22	8,98	33560,21	3634,51	8,98	32637,87
Q _з	0,9	↓	13,46	-18,52	-249,23	13,46	-18,52	-249,23
W _{волн}	1,00	→	70,99	48,37	3433,59	33,03	50,11	1655,14
E _{ав}	1,20	→	561,37	1,30	729,78	561,37	1,30	729,78
E _п	0,80	←	463,50	-1,50	-695,25	463,50	-1,50	-695,25
E _н	1,20	→	95,55	4,67	445,90	95,55	4,67	445,90
F		← →		12955,16			13312,99	
N		↓↑		23996,58			23287,03	
M		Σ		44421,62			54460,18	

Продолжение приложения А.1

Таблица А.12 – Расчеты Z и график $Z_{\text{прин}} = f(Z_{\text{расч.}})$

$Z_{\text{прин}}, \text{ м}$	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
$\omega_0, \text{ м}^2$	375	405	435	465	495
$V_0, \text{ м/с}$	1,43	1,32	1,23	1,15	1,08
$Z_{\text{расч.}}, \text{ м}$	0,665	0,685	0,695	0,705	0,705

Продолжение приложения А.1



Рисунок А. 8 – график Z

Продолжение приложения А.1

Таблица А.13– Объемы земляных работ

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечания
Выемка грунта				
I	Котлован 1 очереди	104754	2	1 смена 1 механизм
II	Котлован 2 очереди	885243	15	1 смена 1 механизм
Насыпные работы				
I	Верховая перемычка I очереди	20420,3	2	1 смена 1 механизм
	Низовая перемычка I очереди	8445,6	1	1 механизмом
	Продольная перемычка	21781,6	2	1 механизмом
II	Верховая перемычка II очереди	13533	0,4	1 механизмом
	Низовая перемычка II очереди	9958,1	0,3	1 механизмом

Продолжение приложения А.1

Таблица А.14 – Объемы бетонных работ.

№ этапа	Бетонные работы	Объем, м3	Месяцы	Примечания
I	Водосливная плотина до отметки 944.00	185490	105	Скользкий график 1 кран
I	Правая глухая плотина до отметки 944.00	92745	53	Скользкий график 1 кран
III	Водосливная плотина до отметки 984.60	185490	105	Скользкий график 1 кран
III	Станционная часть до отметки 947.00	87745	50	Скользкий график 1 кран
III	Приплотинное здание ГЭС до отметки 936.00	263978	151	Скользкий график 1 кран
III	Правая глухая плотина до отметки 984.60	92745	53	Скользкий график 1 кран
VI	Левая глухая плотина до отметки 984.60	45000	26	Скользкий график 1 кран
VI	Приплотинное здание ГЭС до отметки 960.00, полностью	113133	65	Скользкий график 1 кран
VI	Станционная часть до отметки 984.60	92745	53	Скользкий график 1 кран

Продолжение приложения А.1

Таблица А.15– Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2041	2042	2043	2044	2045
Амортизационные отчисления, млн.руб.	173,2	173,2	173,2	173,1	173,8
Расходы на страхование, млн.руб.	110,6	108,9	107,1	105,4	103,6
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	146,1	146,1	146,1	146,1	146,1
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7
Налог на воду, млн.руб.	5,7	16,2	11,4	11,4	11,4
Итого, млн.руб.	494,8	503,5	497,1	495,1	493,1

Продолжение приложения А.1

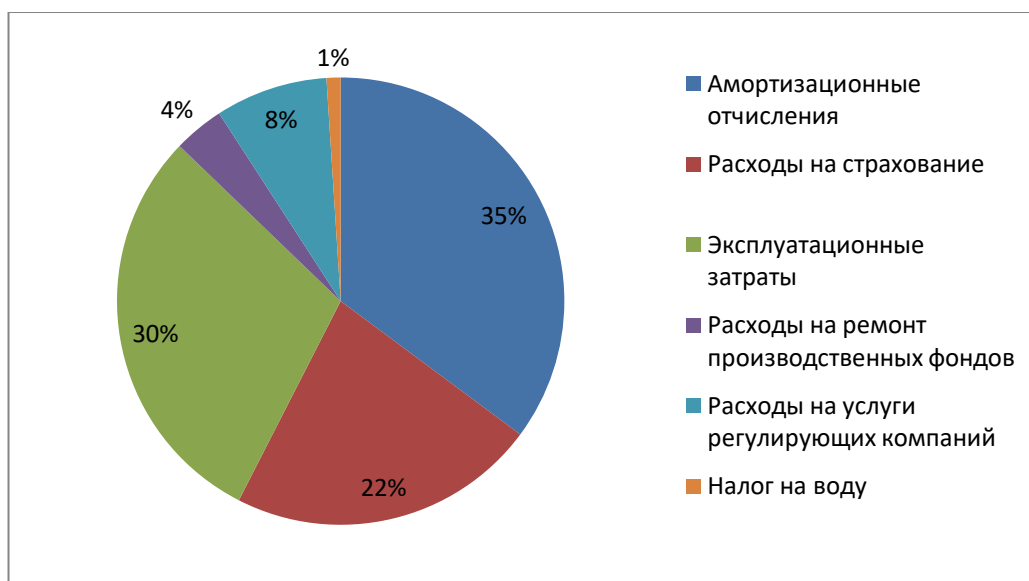


Рисунок А.10 – Структура текущих затрат по гидроузлу, проценты

Продолжение приложения А.1

Таблица А.16 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2042	2043	2044	2045	2046
Налог на прибыль, млн.руб.	4 868,5	3 883,1	4 341,1	4 849,7	5 414,4
НДС, млн.руб.	4 214,4	3 975,9	4 433,1	4 940,9	5 504,8
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Налог на имущество, млн.руб.	238,8	235,1	231,2	227,4	223,6
Итого, млн.руб.	4 868,5	3 883,1	4 341,1	4 849,7	5 414,4

Продолжение приложения А.1

Таблица А. 17– Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2041	2042	2043	2044	2045
Выручка (нетто), млн.руб.	16 720,7	17 984,4	20 059,7	22 365,5	24 926,7
Текущие расходы, млн.руб.	494,8	503,5	497,1	495,1	493,1
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	16 709,2	17 973,1	20 048,3	22 354,1	24 915,3
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	16 250,1	17 517,6	19 596,6	21 906,4	24 471,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	2 617,3	3 503,5	3 919,3	4 381,2	4 894,3
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	13 632,6	14 014,1	15 677,3	17 525,1	19 577,4
Ставка налога на прибыль,%	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Продолжение приложения А.1

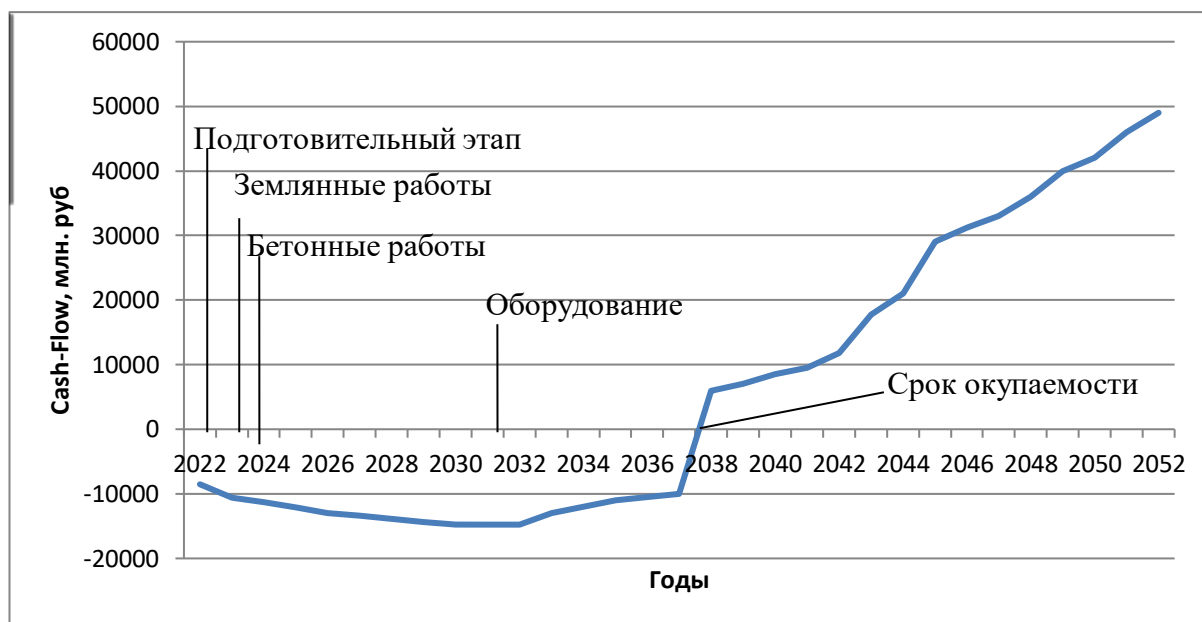


Рисунок А.11 –Денежные потоки по проекту, млн.руб

Продолжение приложения А.1

Таблица А. 18 – Показатели эффективности

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - DPB, мес	241
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	3 842,3
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,27
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,86
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб/Квт	57768,5

Продолжение приложения А.1

Таблица А. 19 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн. рублей	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
В региональный бюджет, млн. рублей	198,3	186,8	193,5	208,4	208,1
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	215,1	203,6	210,2	225,1	224,8

Окончание приложения А.1

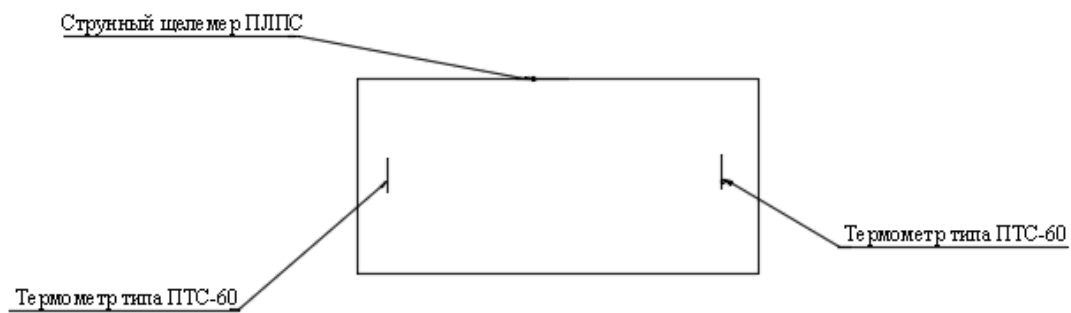


Рисунок А. 12– Схема расположения КИА в блоке секции 20 отметка 940.00 на Хорогочийской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Нагрузки, действующие на плотину при основном сочетании нагрузок

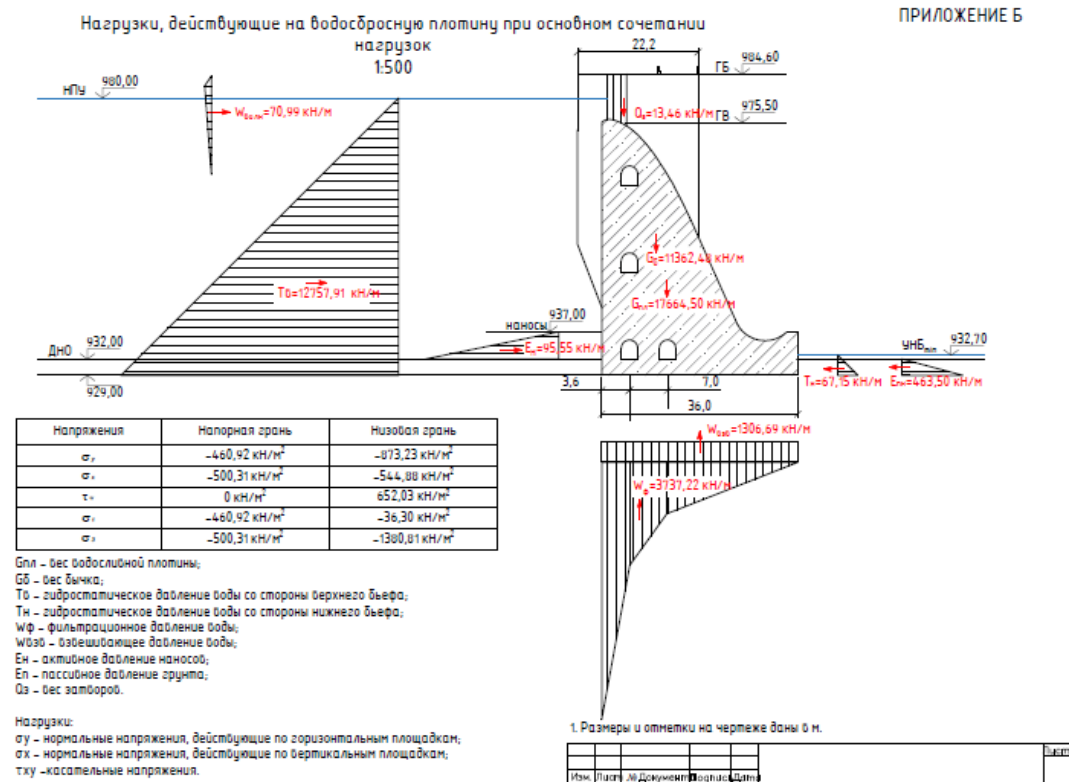


Рисунок Б.1 – Нагрузки, действующие на плотину при основном сочетании нагрузок

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Нагрузки, действующие на плотину при особом сочетании нагрузок

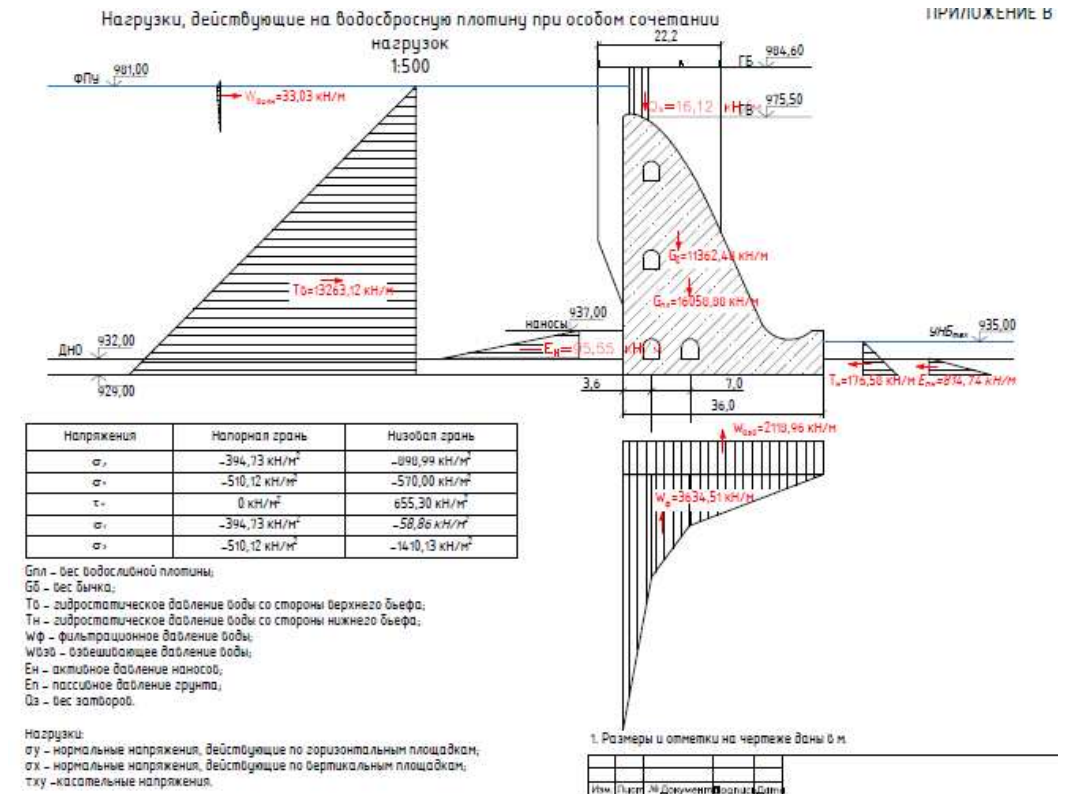


Рисунок В.1 – Нагрузки, действующие на плотину при особом сочетании нагрузок

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

ГУХ ПЛ50 – В – 500

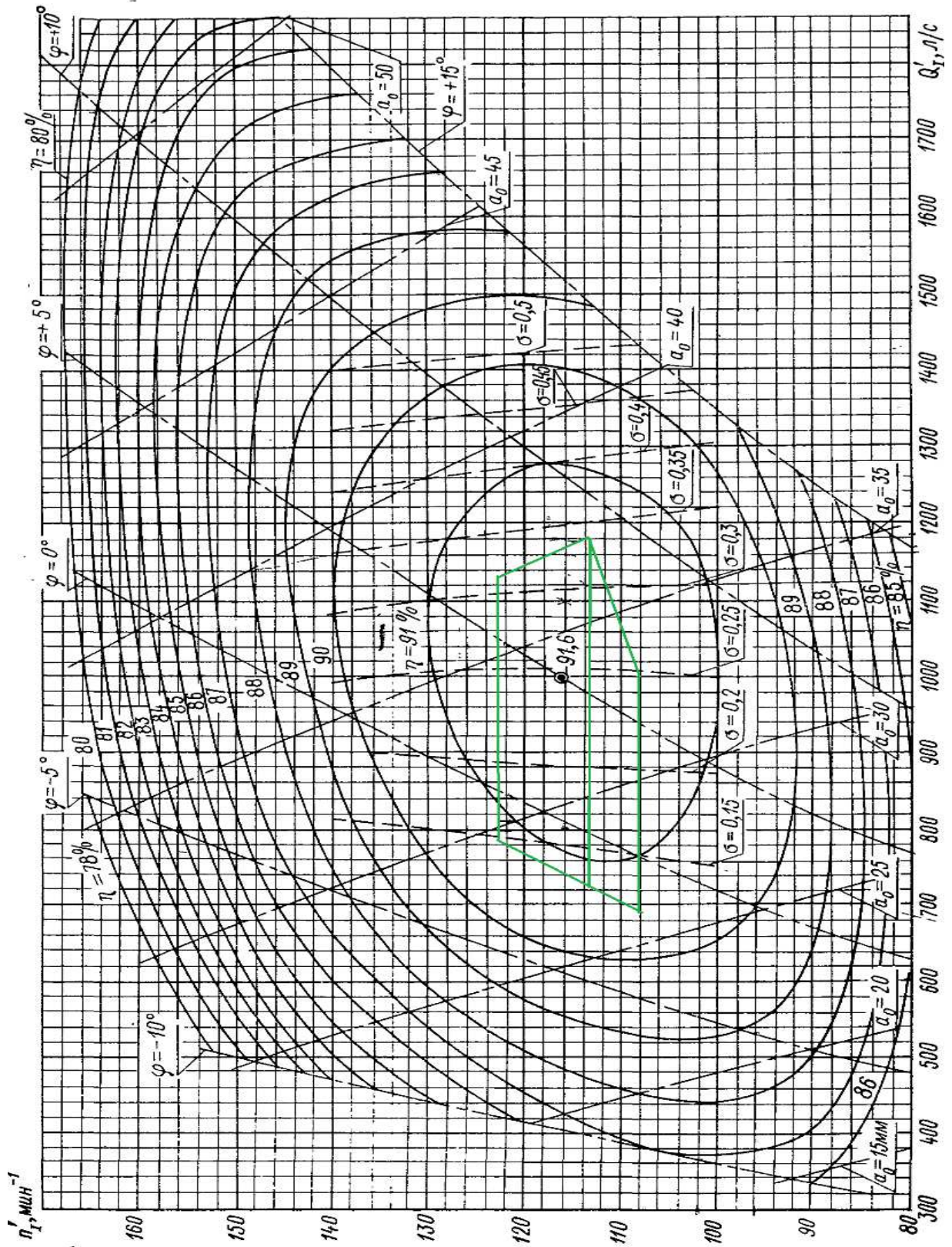


Рисунок Г.1 – ГУХ

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись


инициалы, фамилия

«16» 06 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – строительство

код – наименования направления

**Проектирование Хорогочийской ГЭС на реке Верхняя Ларба.
Мероприятия по предотвращению трещинообразования в
бетоне напорных ГТС**

Тема

Руководитель


подпись, дата

Инженер СМГТС филиал ПАО
«РусГидро – «Саяно-Шушенская
ГЭС имени П.С. Непорожного»

Е.В.Фирищак
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

М.С. Карпов
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2022