

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Брамьянской ГЭС на реке Мама. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчеты

подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность.
Охрана труда

подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое
обоснование

подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ БРАМЬЯНСКОЙ ГЭС.....	6
1. Общая часть	7
1.1 Природные условия	7
1.1.1 Климат	7
1.1.2 Гидрологические данные	8
1.1.3 Инженерно–геологические условия.....	10
1.1.4 Население района.....	10
1.1.5 Полезные ископаемые	10
1.1.6 Сейсмические данные по району гидроузла	10
1.2 Энерго–экономическая хаактеристика района	11
2 Водно–энергетические расчёты.....	11
2.1 Регулирование стока воды	11
2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего поводности года при заданной обеспеченности стока.....	11
2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	14
2.3 Водно – энергетический расчет	15
2.3.1 Определение избыточной мощности	15
2.3.2 Определение гарантированной мощности	16
2.3.3 Определение установленной мощности ГЭС	17
2.3.4 Сработка и наполнение водохранилища	17
2.4 Баланс мощности.....	18
3 Основное и вспомогательное оборудование	19
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	19
3.2 Определение параметров турбин	22
3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	25
3.4 Определение отметки установки гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы	26
3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры	28
3.6 Выбор гидрогенератора.....	30
4 Проектирование бетонной водосливной плотины	31
4.1 Определение класса гидротехнического сооружения.....	31
4.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины	31
4.3 Определение отметки гребня бетонной плотины.....	34
4.4 Гидравлические расчёты	34
4.5 Конструирование плотины.....	45
4.6 Статические расчёты плотины.....	49
4.7 Расчёт прочности плотины.....	53
4.8 Критерии прочности плотины	55
4.9 Расчёт устойчивости плотины	56
5. Организация и производство гидротехнических работ	57
5.1. Определение максимального строительного расхода.....	57

5.2. Организация строительства	57
5.2.1 Компоновка гидроузла и состав сооружений	57
5.2.2 Периоды и этапы строительства ГЭС	57
5.3. Первый этап – возведение временных перемычек 1 очереди, частичное перекрытие русла, пропуск воды через стеснённое русло реки	58
5.3.1 Пропуск строительных расходов I очереди	58
5.3.2 Осушение котлована I очереди.....	62
5.3.3 Буровзрывные работы	63
5.3.4 Земляные работы.....	64
5.3.4.1 Объём врезки	64
5.3.4.2 Расчет производительности экскаватора.....	64
5.3.4.3 Определение необходимого транспорта.....	65
5.3.5. Бетонные работы.....	66
5.3.5.1 Определяем объёмы бетона	66
5.3.5.2 Опалубочные работы	66
5.3.5.3 Определяем объём арматурных работ	66
5.3.5.4 Укладка бетона.....	67
5.3.5.5 Вибрирование	67
5.3.5.6 Транспорт бетонной смеси (горизонтальный).....	67
5.3.5.7 Приготовление бетонной смеси	68
5.3.5.8 Транспорт бетонной смеси (вертикальный).....	68
5.3.5.9 Подготовка блока к бетонированию	69
5.3.5.10 Уход за бетоном	69
5.3.5.11 Контроль качества бетонных работ	70
5.3.5.12 Производство бетонных работ в зимних условиях	70
5.4 Второй этап – возведение временных перемычек 2 очереди, перекрытие русла	71
5.4.1. Расчет пропуска строительного расхода II очереди через донные.... отверстия.....	71
5.4.1.1 Определяем минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки	71
5.4.1.2 Определяем расчетную отметку порога донных отверстий.....	71
5.4.1.3 Определяем количество отверстий строительного периода для пропуска максимального строительного расхода $Q_{стр}$	72
5.5 Третий этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наращивание сооружений в котловане I очереди до отметки 326,1	73
5.6 Четвёртый этап – наращивание сооружений, наполнение водохранилища до отметки УМО, пуск 1 агрегата	74
5.7 Пятый этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.....	74
5.8. Ведомость распределения объемов работ по этапам строительства	74
6 Противопожарная безопасность. Охрана труда	75
6.1 Противопожарная безопасность.....	75
6.2 Охрана труда.....	77
7 Охрана окружающей среды.....	79

7.1 Мероприятия по охране природы.....	79
7.2 Период строительства.....	80
7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	81
7.3.1 Основные мероприятия по охране окружающей среды	81
7.3.2 Санитарно– технические	82
7.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	82
7.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	83
7.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	83
8. Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	85
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	85
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	85
8.1.3 Налоговые расходы.....	88
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	88
8.2.2 Анализ денежных потоков	89
8.3. Оценка инвестиционного проекта.....	89
8.3.1 Методология, исходные данные.....	90
8.3.2 Коммерческая эффективность	90
8.3.3 Бюджетная эффективность	91
9. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях	91
9.1 Общие положения.....	91
9.2 Типы и конструкции деформационных швов	92
9.3 Основные причины фильтрации воды через уплотнения деформационных швов гидротехнических сооружений.....	94
9.4 Виды трещин в бетонных конструкциях и причины их образования	95
9.5 Материалы для герметизации фильтрующих деформационных швов и трещин	95
9.5.1 Основные воздействия на ГТС, учитываемые при подготовке к проведению ремонта швов и трещин	96
9.5.2 Основные требования к выбору ремонтного состава	97
9.5.3 Материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин на основе цемента.....	97
9.5.4 Материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин на основе полимерных составов	98
9.5.5 Приготовление материала и выбор оборудования для герметизации фильтрующих швов и трещин	100
9.6 Опыт инъецирования трещин в бетоне плотины СШГЭС	100
9.7 Выводы.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ А Гидрологические данные.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно–энергетические расчёты.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование.....	121

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Основное сочетание нагрузок действующих на водосбросную плотину	1215
--	------

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ БРАМЬЯНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....	<u>Мама</u>
2. Тип проектируемой ГЭС.....	<u>русовая</u>
3. Характерные расходы воды:	
а) через ГА.....	<u>117,5 м³/с</u>
б) максимальный с обеспеченностью: 0,1%.....	<u>618 м³/с</u>
0,01%.....	<u>625 м³/с</u>
в) минимальный.....	<u>115 м³/с</u>
4. Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока.....	<u>годовой</u>
б) отметка: НПУ.....	<u>387,00 м</u>
ФПУ.....	<u>388,00 м</u>
УМО.....	<u>376,11 м</u>
в) объёмы: полный.....	<u>8 км³</u>
полезный.....	<u>4,69 км³</u>
5. Напоры ГЭС:	
а) максимальный.....	<u>72,4 м</u>
б) расчётный.....	<u>66,2 м</u>
в) минимальный.....	<u>59,8 м</u>
6. Энергетические характеристики:	
а) установленная мощность.....	<u>417 МВт</u>
б) среднегодовой выработка энергии.....	<u>1,448 млрд кВт·ч</u>
7. Бетонная водосливная плотина:	
а) высота.....	<u>82 м</u>
б) отметка гребня.....	<u>390 м</u>
в) гаситель энергии.....	<u>отброс струи</u>
8. Здание ГЭС:	
а) тип здания.....	<u>приплотинное</u>
б) число агрегатов.....	<u>6</u>
в) грунты в основании.....	<u>диорит</u>
г) тип турбины.....	<u>Р075-В-355</u>
д) мощность ГА.....	<u>69,5 МВт</u>
е) тип генератора.....	<u>СВ-660/83-30</u>
ж) частота вращения.....	<u>200 об/мин</u>
9. Техничко-экономические показатели:	
а) период окупаемости.....	<u>193 мес</u>
б) себестоимость электроэнергии.....	<u>0,25 руб/кВт·ч</u>
в) чистый приведённый доход.....	<u>4 185,7 млн руб</u>
г) индекс прибыльности PI.....	<u>1,22 руб</u>

1. Общая часть

1.1 Природные условия

Мамско– Чуйский район Иркутской области расположен в Восточной Сибири в пределах Северо–Байкальского нагорья. Входит в регион, примыкающий к зоне БАМа.

Рельеф местности гористый с перепадами высот между вершинами гольцов и долинами рек 800–900м., максимальные абсолютные отметки гольцов достигают 1500м. Склоны гольцов крутые, поросшие лесом, часто скалистые, в северо–западной части района–в бассейне реки Малая Чуя–рельеф более спокойный, с обширными лесными массивами.

Растительность района относится к горно–таежному типу, с дифференциацией ее в зависимости от высоты и экспозиции склонов. Вершины гольцов чаще лишены древесной растительности, северные и верхние части южных склонов покрыты зарослями кедрового стланника, карликовой березы и лиственниц, ниже по склонам видовой состав растительности значительно расширяется и представлен хвойными, лиственными и смешанными массивами леса.

Северо–Байкальская мусковитовая провинция, расположенная на территории района, всегда была основным поставщиком моносырья – слюды–мусковита. Кроме слюды–мусковита, на территории района разведаны запасы следующих природных ископаемых:

Металлические полезные ископаемые: железо, свинец, цинк, олово, вольфрам, алюминий, уран, торий, золото.

Неметаллические полезные ископаемые: полевой шпат(микроклин), графит, кварц, тальк и тремолит.

Строительные материалы :песок, гравий, глина, известь.

1.1.1 Климат

Климат резкоконтинентальный, с морозной (до–55°С–60°С) зимой и коротким теплым (до+39°С) летом. Температурный режим характеризуется значительной изменчивостью не только в течение года, но и в течении суток, особенно в летний период. Среднемесячные температуры января–28,9°С, июля+17,9°С.

Осадки в течение года выпадают не равномерно. Максимум их (до70%) приходится на осенние месяцы. Среднегодовое количество осадков (мм) по сезонам, рассчитанное за период 1980–2009гг. представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Среднегодовое количество осадков

Сезон	Зима	Весна	Лето	Осень
Период	XI–III	IV–V	VI–VIII	IX–X
Количество осадков, мм	163	63	194	123

Снежный покров появляется в горах в конце августа, в долинах рек (местах расположения населенных мест) в середине сентября – начале октября. Мощность снежного покрова достигает 60–98 см. Число дней со снежным покровом 98–133.

Преобладающее направление ветров – юго-восточное. Скорость ветра по сезонам: зима – 6 м/с., весна 11 м/с, лето – 8 м/с, осень – 12 м/с.

Минимальная среднемесячная относительная влажность воздуха составляет 48% в июне, максимальная до 90% в сентябре. Число дней с туманами в году – 5.

Ледяной покров на реках устанавливается в октябре – ноябре и сходит в мае – июне. Снежный покров в долинах рек держится с октября до июня, на вершинах гольцов – более продолжительное время. В поселении, распространена вечная мерзлота, главным образом, на северных склонах гольцов.

Среднегодовое количество осадков составляет 390–550 мм, причем 60 – 70% приходится на летние месяцы. Резко-континентальный климат характеризуется большой сухостью воздуха, ветрами большими колебаниями годовой температуры.

1.1.2 Гидрологические данные

Мама берёт начало при слияниилевой и Правой Мамы, стекающих с северных склонов Верхнеангарского хребта. Длина реки от узла слияния 211 км, от истока р.левой Мамы – 406 км; площадь бассейна 18,9 тыс. км² – 2-й по площади бассейна (после Ципы) и 3-й по длине (после Ципы и Калара) приток Витима. Основные притоки: Конкудера, Большой и Малый Угли (правые).

Бассейн реки находится на склонах и в предгорьях Верхнеангарского хребта. Климат бассейна суровый, резкоконтинентальный. В бассейн Мамы широко распространена многолетняя мерзлота. Почвы горно-таёжные мерзлотные оподзоленные. Большая часть прилегающих к реке территорий покрыта лиственничными и лиственнично – кедровыми лесами, в верховье – таёжная растительность гольцов.

Питание реки преимущественно дождевое. Весенне – летнее половодье начинается в середине мая. Паводочный период продолжается с июля по август. Максимальный расход воды около 4550 м³/с. 80–85% стока формируется в тёплое время года. Ледяной покров на реке устанавливается в конце октября. В верховье река промерзает. Ледостав продолжается до конца апреля – начала мая.

Гидрологический ряд за 81 год наблюдений приведён в приложении А, таблица А1.

Кривая зависимости расходов от уровней воды в нижнем бьефе предоставлена на рисунке 1.1. В таблице 1.2 предоставлены координаты кривых связей в верхнем и нижнем бьефе, зависимость показана на рисунке 1.2. Среднемесячные максимальные расходы реки Мама занесены в таблицу 1.3

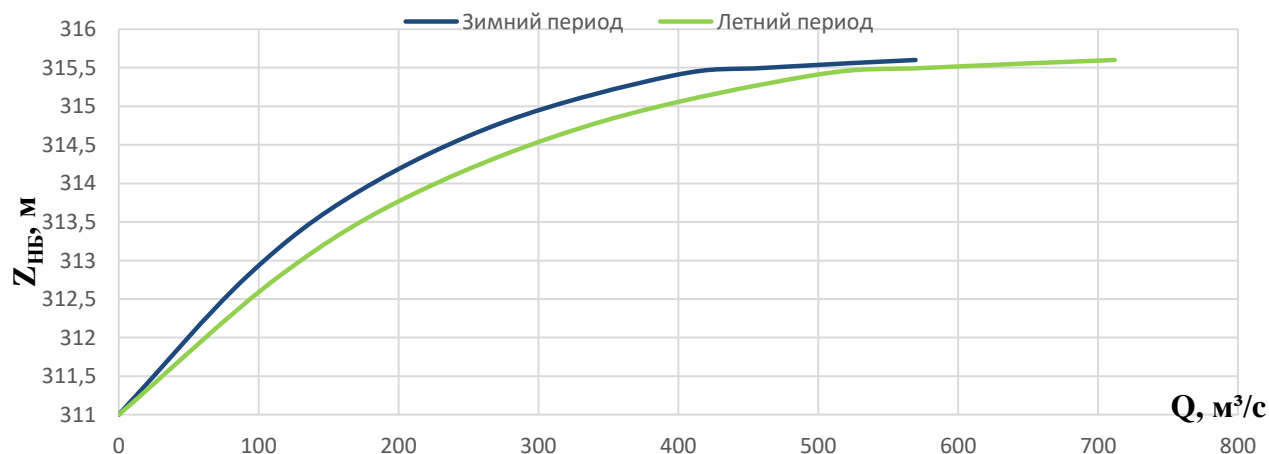


Рисунок 1.1 – Зависимость расходов от уровня воды в нижнем бьефе

Таблица 1.2 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа				Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа	
Зима		Лето		Z _{ВБ} , м	V, км ³
Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с		
311	0	311	0	311	0
312,8	115	312,8	92	340	1,4
313,9	215	313,9	172	365	3,5
314,8	345	314,8	276	372	4,5
315,4	496	315,4	397	381	6,2
315,5	580	315,5	464	386	7,5
315,6	712	315,6	570	387,5	8

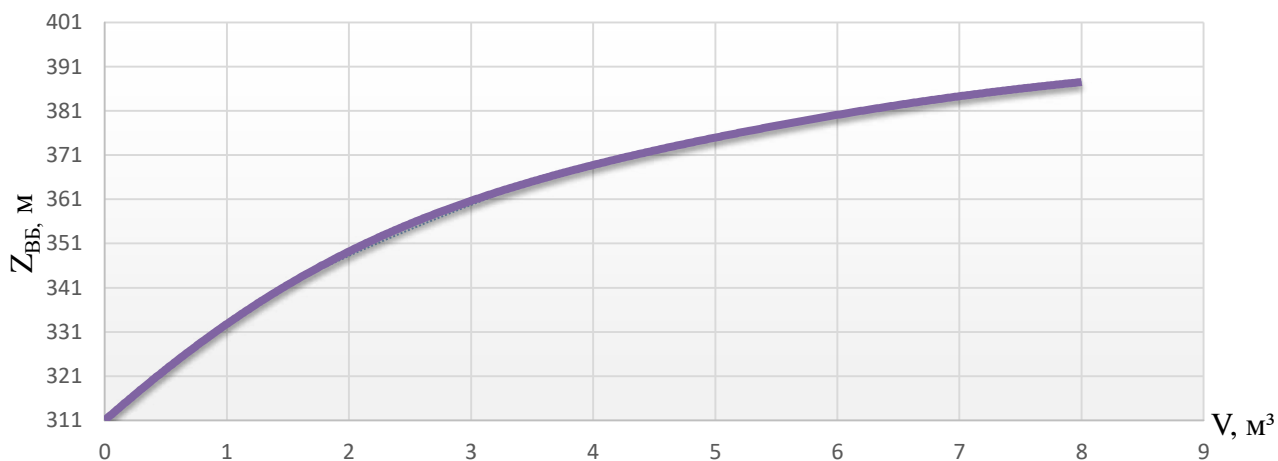


Рисунок 1.2 – Зависимость объёма от уровня воды в верхнем бьефе

Таблица 1.3 Среднемесячные максимальные расходы реки Мама при заданной обеспеченности

P %	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10
Q м ³ /с	625	618	612	609	606	604	601

Требования водохозяйственного комплекса и потери расходов внесены в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 – Требования участников ВХК и потери расхода

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{пот.}	0	0	1	2	2	2	2	2	1	0	0	0
Q _{фил.}	0	0	1	1	2	2	2	1	1	1	0	0
Q _{исп.}	0	0	1	2	3	4	3	2	1	0	0	0
Q _{льд.}	-2	-1	1	0	1	1	1	0	0	0	-1	2
Q _{вхк}	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220

1.1.3 Инженерно–геологические условия

По типу строения геологической среды, территория Мамского поселения относится к магматической нерасчлененной. Особенностью данного типа строения почвы является высокая прочность пород метаморфических, часто закарстованных, и магматических формаций. Осложняющими факторами здесь являются высокая сейсмичность территории, часто катастрофический характер селей, гравитационных процессов, а также динамичность криогенных процессов.

1.1.4 Население района

Ближайшие населённые пункты: п.г.т. Луговский– 367 чел, п.г.т. Мама– 2632 чел.

1.1.5 Полезные ископаемые

Северо–Байкальская мусковитовая провинция, расположенная на территории района, всегда была основным поставщиком моносырья – слюды–мусковита.

Кроме слюды–мусковита, на территории района разведаны запасы следующих природных ископаемых:

Металлические полезные ископаемые: железо, свинец, цинк, олово, вольфрам, алюминий, уран, торий, золото.

Неметаллические полезные ископаемые: полевой шпат (микроклин), графит, кварц, тальк и тремолит.

Строительные материалы: песок, гравий, глина, известь.

1.1.6 Сейсмические данные по району гидроузла

Мамское поселение находится в сейсмической зоне с интенсивностью 7 – 8 баллов. Жилые, общественные, производственные здания и сооружения следует размещать в соответствии со сводом правил СП14.13330.2011 «СНиП–7–81. Строительство в сейсмических районах» (утв. Приказом Министерства регионального развития РФ от 27.12.10г №779).

1.2 Энерго–экономическая хаактеристика района

Проектируемая Брамьянская ГЭС относится энергосистеме ОДУ Востока, Иркутское РДУ. Среднегодовая выработка электроэнергии ОДУ Востока составляет 43 819 млн. кВт·ч. Годовой максимум нагрузки 5472 МВт.

Используя сайт системного оператора, выберем один зимний день (20.01.2017), один летний (20.07.2017). Используя эти данные, построим суточные графики нагрузки для зимы и лета приложение А, таблица А.2 и таблица А.3.

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 Водно–энергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

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

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Мама в створе Брамьянской ГЭС за период 1922–2002 гг. представлен в приложении А, таблице 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 4–7 месяцы, а все остальные месяцы года – маловодными. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} 100\%, \quad (2.1)$$

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

n –общее число членов ряда.

Результаты расчётов приводятся в приложении Б, таблица Б.1

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.3.1.

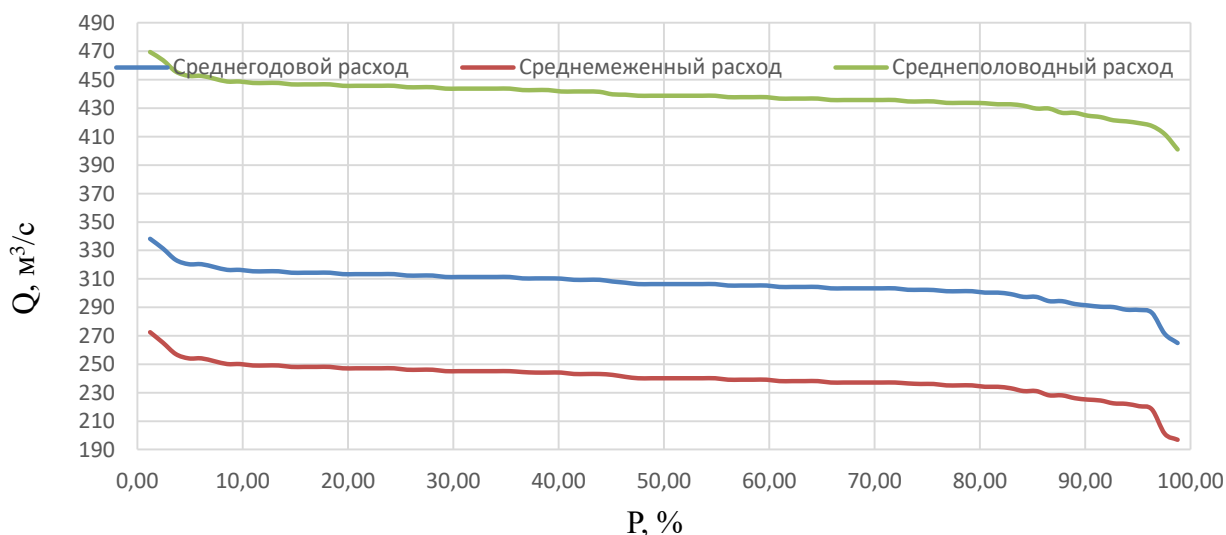


Рисунок 2.3.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

По расчетным обеспеченностям определятся маловодный и средневодный год.

За средневодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 50%: 1948 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. 1948 г.

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж1948}}} = \frac{240}{240} = 1,0; \quad (2.2)$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол1948}}} = \frac{439}{439} = 1,0. \quad (2.3)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1948.

За маловодный год принимается год с обеспеченностью 90%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1923 и 1986 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. 1923 г.

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж1923}}} = \frac{226}{226} = 1,0; \quad (2.4)$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол1923}}} = \frac{427}{425} = 1,005. \quad (2.5)$$

1986 г.

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж1986}}} = \frac{225}{225} = 1,0; \quad (2.6)$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол1986}}} = \frac{425}{424} = 1,002. \quad (2.7)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1986, так как его коэффициенты ближе к единице.

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

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). Результаты корректировки приведены в таблице 2.3.2 и таблице 2.3.3. Расчетные гидрографы маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока показаны на рисунке 2.3.2.

Таблица 2.3.2 – Маловодный год (P=90%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1986 год):

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	168	215	296	394	568	437	296	294	264	204	196	164
$Q_i^{пр90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	168	215	296	394	569	438	297	295	264	204	196	164
$Q_i^{кор90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	168	215	296	394	549	438	317	295	264	204	196	164

Таблица 2.3.3 – Средневодный год (P=50%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1948 год):

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
$Q_i^{пр50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
$Q_i^{кор50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	179	229	310	409	569	452	335	309	279	219	211	175

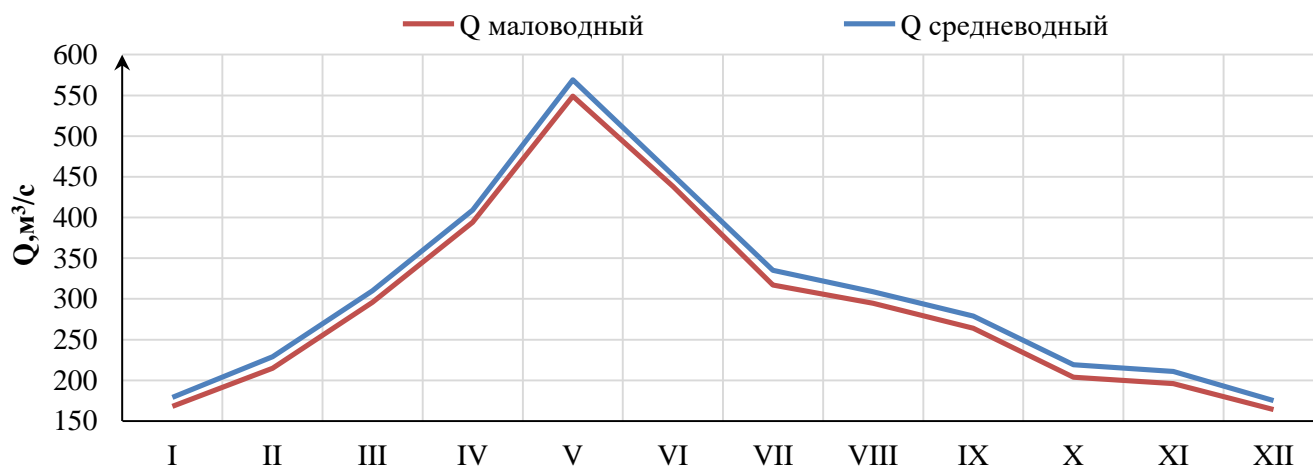


Рисунок 2.3.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

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, рассчитанные данные занесем в таблицы 2.2.1 и 2.2.2:

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

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.8)$$

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

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

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.9)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.10)$$

Таблица 2.2.1 – Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Восток

Месяц	$P_{max}(лето)$	$P_{max}(зима)$	$\cos(30 \cdot t - 15)$ (3,14/180)	a	b	$P_{t,max}$, МВт
1	4110	5472	0,97	4791	681	5449
2			0,71			5273
3			0,26			4967
4			-0,26			4615
5			-0,71			4309
6			-0,97			4133
7			-0,97			4133
8			-0,71			4309
9			-0,26			4615
10			0,26			4967
11			0,71			5273
12			0,97			5449

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

Таблица 2.2.2 – Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Восток

Месяц	$P_{сред.}(лето)$	$P_{сред.}(зима)$	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	$P_{t,сред}$, МВт
1	3464	5095	0,97	4279	816	5067
2			0,71			4856
3			0,26			4490
4			-0,26			4068

Окончание таблицы 2.2.2

Месяц	$P_{\text{сред.}}(\text{лето})$	$P_{\text{сред.}}(\text{зима})$	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	$P_{t,\text{сред.}}$, МВт
5	3464	5095	-0,71	4279	16	3702
6			-0,97			3491
7			-0,97			3491
8			-0,71			3702
9			-0,26			4068
10			0,26			4490
11			0,71			4856
12			0,97			5067

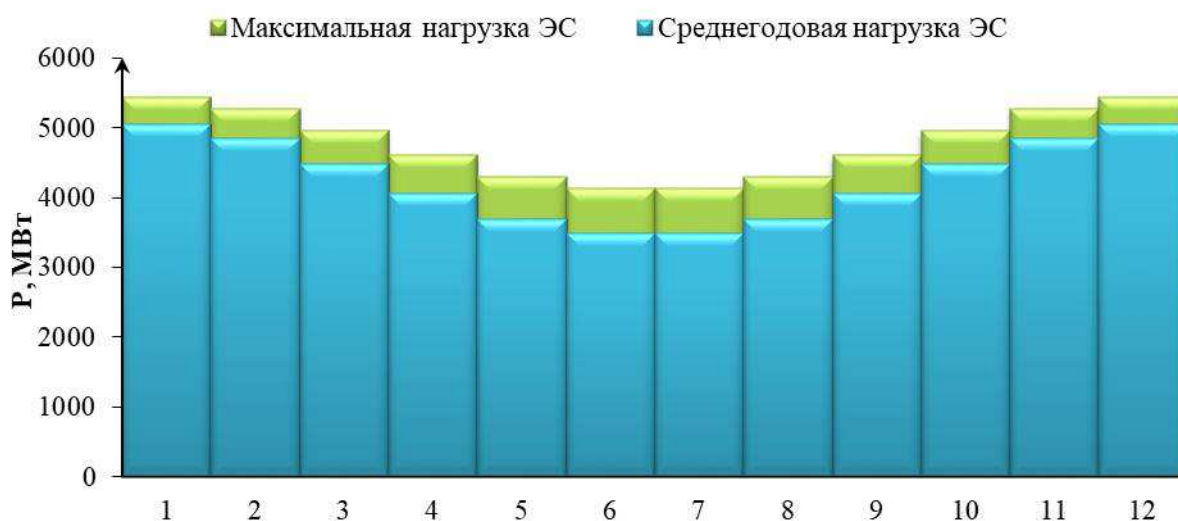


Рисунок 2.2.1 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.3 Водно– энергетический расчет

2.3.1 Определение избыточной мощности

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1986) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.11)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,2$;

$Q^{\text{пр}90\%}$ –полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

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

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.12)$$

где $Z_{ВБ}$ – 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, $\Delta h = 0,65$ м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.13)$$

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

Результаты проведенного расчёта представлены в приложении Б, таблицы Б.3, Б.4, Б.5.

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:

$$N_{изб} = N_{быт} - N_{вхк} = 475 \text{ МВт}. \quad (2.14)$$

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

2.3.2 Определение гарантированной мощности

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки ∇ УМО;
- олезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен ∇ НПУ = 387 м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это октябрь.

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

Для расчета должны соблюдаться три условия:

$$Q_{НБ} = Q_{ВХК}, \quad (2.15)$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон}, \quad (2.16)$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар}. \quad (2.17)$$

После повышения линии $N_{Гар}$ в приложении Б, таблице Б.3 мы получим верный расчет, так как все три условия выполняются.

В связи с тем, что после сработки водохранилища мы не можем выдать гарантированные мощности по 4 месяцам, мы принимаем их наибольшее возможное значение и делаем регулирование по 2 месяцам.

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

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 17,826 - 3,14 = 4,686 \text{ км}^3. \quad (2.18)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 4,686 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС: $Q_{50\%} = 307 \text{ м}^3/\text{с}$.:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}}, \quad (2.19)$$

$$\beta = 0,3. \quad (2.20)$$

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 $\nabla_{\text{УМО}} = 361,67 \text{ м}$ и рассчитали полезный объем водохранилища, который составил $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 4,686 \text{ км}^3$. Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Брамьянской ГЭС: $N_{\text{гар}} = 337 \text{ МВт}$.

2.3.3 Определение установленной мощности ГЭС

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

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

Полученную максимальную гарантированную мощность по маловодному году выразим через электроэнергию:

$$Э_{\text{ср.сут.}}^{\text{пр}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 337 \cdot 24 = 8,080 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.21)$$

Отообразим получившуюся мощность на графике почасовой нагрузки энергосистемы

Найдем рабочую мощность на зимний и летний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{зим}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}} = 413 \text{ МВт}. \quad (2.22)$$

$$N_{\text{раб}}^{\text{лет}} = 389 \text{ МВт}.$$

2.3.4 Сработка и наполнение водохранилища

Задача ВЭР режима работы ГЭС – определить среднемноголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году, а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году. В итоге из двух методов взяли тот, где среднесуточная выработка больше.

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

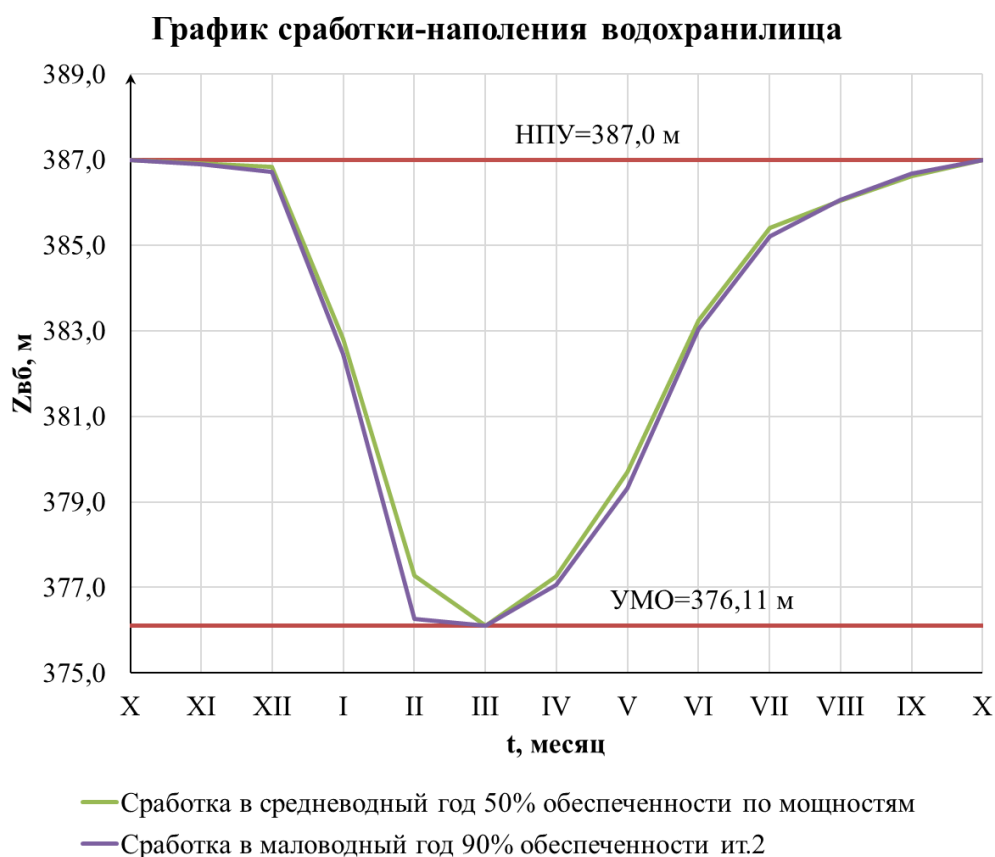


Рисунок 2.3.1 – График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

2.4 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 1% P_i^{max} , аварийный резерв составляет 7 % от P_i^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемой ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} \quad (2.23)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 417 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС}. \quad (2.23)$$

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 проектируемой Брамьянской ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 52 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.24)$$

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

$$F_{рем}^{ТЭС} = \left(\frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 3149 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}.$$

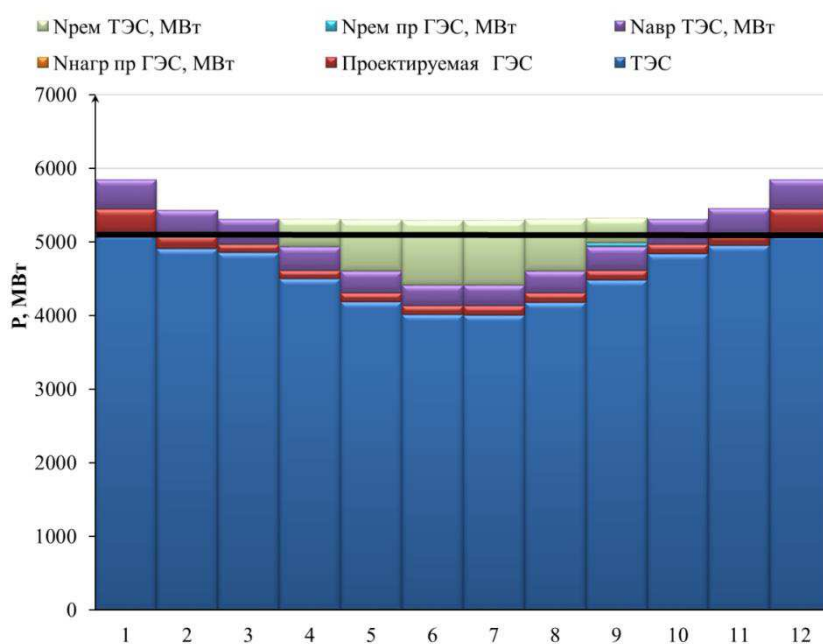


Рисунок 2.4.1 – Баланс мощностей

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

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

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

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

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

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, приведено на рисунке 3.1.

Построение этих характеристик было выполнено по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВВ}(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

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

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Также построена кривая зависимости $H_{ГЭС}(Q_{ГЭС})$ при $z_{ВВ1} = 382,46$ м для декабря–января в маловодном году.

Определение ограничения работы турбин:

Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,2$

Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования была построена по зависимости:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{расч}^N = 66,2$ м

Результаты расчета представлены в приложении В, таблице В.1.

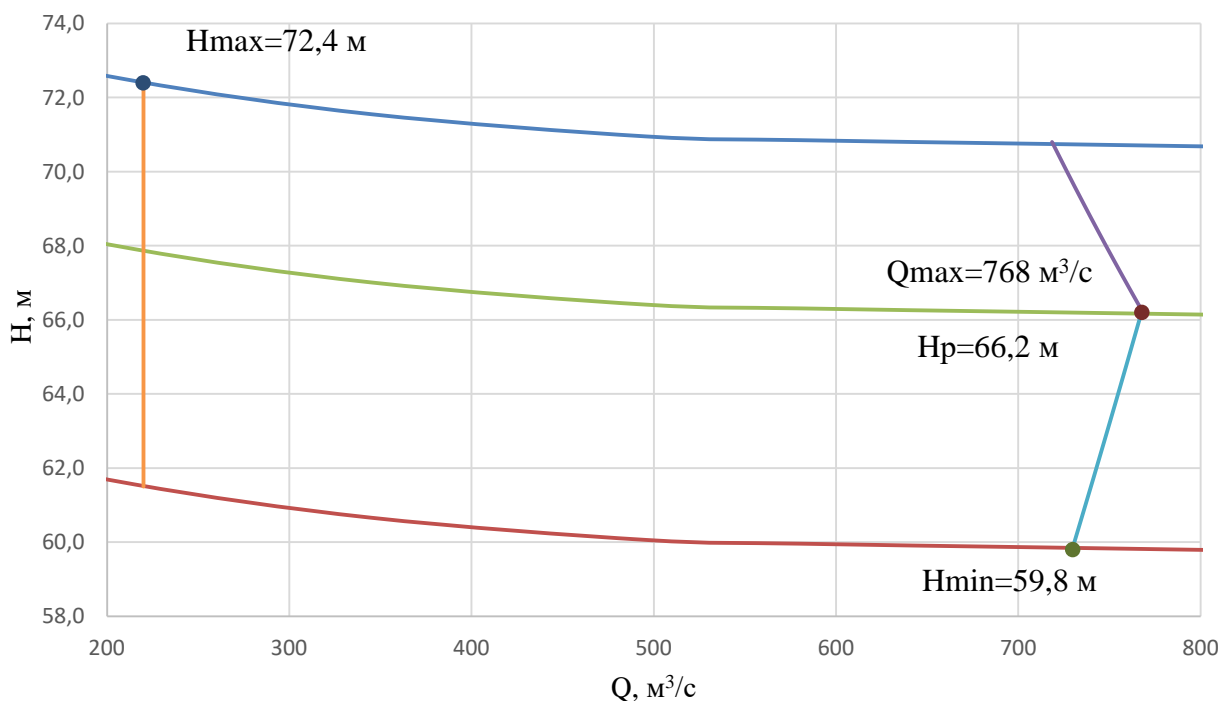


Рисунок 3.1– Режимное поле проектируемой Брамьянской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определены следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 66,20$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 59,80$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 72,40$ м;
- максимальный расход $Q_{max} = 768$ м³/с.

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

- 1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;
- 2) отношение $H_{min}/H_{пр} = 59,8/90 = 0,66$ для ПЛД турбин, для РО $H_{min}/H_{пр} = 59,8/75 = 0,8$ должно быть не меньше справочных данных.
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют гидротурбины ПЛД90–В450 и РО75–В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛД90–В450	РО75–В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред},$ м	90	75
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$N'_{10},$ мин ⁻¹	85	83
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10},$ л/с	820	1020

Окончание таблицы 3.1.2

Параметр		ПЛД90–В450	РО75–В
Оптимальный КПД модели	η_{mo}	0,921	0,920
Приведенный максимальный расход	Q'_{1max} , л/с	1300	1200
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,45	0,13
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1м}$, м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	H_m , м	4	4
Температура воды	t_m , $^{\circ}C$	16	7

3.2 Определение параметров турбин

На ГУХ турбины намечено предварительно расчетные точки Р1, которые являются точками пересечения горизонтальной линии, проведенной через оптимальный КПД и линии максимального разворота лопастей турбин. В этой точке определяем приведенный расход и КПД:

- ПЛД90–В450: $Q'_{1p} = 1,27 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta_{1p} = 0,906$;
- РО75–В: $Q'_{1p} = 1,17 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta_{1p} = 0,883$.

Для более оптимального выбора варианта гидротурбины расчеты выполнены для ряда стандартных диаметров, начиная с максимально возможного для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_r определено по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_m}} \right], \quad (3.4)$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,893) \cdot \left[(1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{3,55}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{66,2}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,14}{1,01}} \right] = 0,932$$

где $D_{1м}$, H_m – диаметр и напор модельной турбины (таблица 1.2), м;

η_i – КПД модельной турбины в расчетной точке (рисунки 1.2,1.3);

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

ν_n , ν_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для модели и натурной турбины, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m [1];

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, для ПЛ турбин $\varepsilon = 0,75$ [1].

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_2' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_r, \quad (3.5)$$

$$N_a^* = 9,81 \cdot 3,55^2 \cdot 1,17 \cdot 66,2 \cdot \sqrt{66,2} \cdot 0,932 \cdot 0,97 = 69,71 \text{ МВт.}$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке, м³/с;

η_Γ – средний КПД генератора, $\eta_\Gamma = 0,97$ [1].

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*} = \frac{417}{69,71} = 5,98 \text{ шт} \approx 6 \text{ шт}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст}$ – расчетная установленная мощность, $N_{уст} = 417$ МВт

Z_a^* округляем до большего целого значения Z_a , кратного 2 или 3.

Уточнена мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{417}{6} = 69,5 \text{ МВт}. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{расч}}}{D_1} \quad (3.8)$$

$$n_c^* = \frac{83,0 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 66,2}}{3,55} = 194,3 \text{ об/мин},$$

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

$\Delta p = \frac{\eta_\Gamma}{\eta_M} = 1,044$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принято ближайшее большее стандартное значение $n_c = 200$ об/мин.

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному:

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}} = \frac{200 \cdot 3,55}{\sqrt{1,044 \cdot 72,4}} = 89,9 \text{ об/мин}, \quad (3.9)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_p}} = \frac{200 \cdot 3,55}{\sqrt{1,044 \cdot 66,2}} = 85,4 \text{ об/мин}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}} = \frac{200 \cdot 3,55}{\sqrt{1,044 \cdot 59,8}} = 81,7 \text{ об/мин}. \quad (3.11)$$

На универсальных характеристиках проведены линии n'_{max} , n'_p , n'_{min} . Определено окончательно положение расчетных точек. Для этого на линии n'_p подобрано такое сочетание η_Γ и Q'_1 , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_1 \cdot \eta_\Gamma = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_\Gamma} \quad (3.12)$$

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{69,5}{9,81 \cdot 3,55^2 \cdot 66,2 \cdot \sqrt{66,2} \cdot 0,97} = 1,06 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для дальнейших расчетов на ГУХ нужно нанести линии ограничения. Для построения линии ограничения по установленной мощности агрегата, необходимо, на линии n'_{\min} соответствующей напору H_{\max} , подставив в уравнение (3.12) вместо H_p максимальный напор, находим точку и соединяем ее с расчетной уточненной.

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{69,5}{9,81 \cdot 3,55^2 \cdot 72,4 \cdot \sqrt{72,4} \cdot 0,97} = 0,92 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Линия ограничения по турбине строилась параллельно изолиниям открытия направляющего аппарата. Результаты расчетов представлены в таблицах 3.2.1, 3.2.2.

Таблица 3.2.1– Результаты расчета параметров гидротурбины ПЛД90–В450 для различных значений D1

D1, м	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
η_T	0,942	0,943	0,943	0,943	0,944	0,944
$N'_{а}$, МВт	110,78	124,25	138,49	153,51	172,55	192,71
n, ШТ	3,76	3,36	3,01	2,72	2,42	2,16
$n_{\text{окр}}$, ШТ	4	4	4	3	3	3
$N1_{га}$, МВт	104,3	104,3	104,3	139,0	139,0	139,0
ΔP	1,040	1,040	1,041	1,041	1,042	1,042
$n^*_{\text{снх}}$, об/мин	165,9	156,8	148,5	141,1	133,2	126,1
$n_{\text{снх}}$, об/мин	166,7	166,7	150	142,9	136,4	136,4
$n'_{р}$, об/мин	89,8	95,1	90,3	90,6	91,6	96,8
n'_{\min}, об/мин	85,4	90,4	85,8	86,1	87,1	92,0
n'_{\max}, об/мин	81,6	86,4	82,1	82,3	83,2	87,9

Таблица 3.2.2– Результаты расчета параметров гидротурбины РО75–В для различных значений D1

D1, м	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
η_T	0,931	0,932	0,932	0,932	0,933	0,933
$N'_{а}$, МВт	54,82	62,04	69,71	77,82	88,59	100,06
n, ШТ	7,61	6,72	5,98	5,36	4,71	4,17
$n_{\text{окр}}$, ШТ	8	8	6	6	6	6
$N1_{га}$, МВт	52,1	52,1	69,5	69,5	69,5	69,5
ΔP	1,043	1,043	1,044	1,044	1,045	1,045
$n^*_{\text{снх}}$, об/мин	218,9	205,9	194,3	184,0	172,6	162,5
$n_{\text{снх}}$, об/мин	230,8	214,3	200	187,5	187,5	166,7
$n'_{р}$, об/мин	92,1	90,9	89,9	89,0	94,9	89,6
n'_{\min}, об/мин	87,5	86,4	85,4	84,6	90,2	85,2
n'_{\max}, об/мин	83,7	82,6	81,7	80,9	86,2	81,4

Приведенные частоты вращения для турбин с разным диаметром D1 (максимальная, расчетная и минимальная) должны размещаться на ГУХ таким образом, чтобы в диапазоне напоров H_p-H_{max} гидротурбина работала с наибольшим КПД. Так же необходимо стремиться к минимальному числу агрегатов при максимальной мощности. Уточненная расчетная точка должна находиться в области рекомендуемого диапазона расходов и кавитации. К дальнейшему рассмотрению примем следующие варианты гидротурбин разных диаметров представлены на рисунках 3.1.2, 3.1.3 и 3.1.4:

- ПЛД90–В450: $Z_a = 4$, $n_c = 150$ об/мин, $D1=4,75$ м;
- РО75–В: $Z_a = 6$, $n_c = 200$ об/мин, $D1=3,55$ м;

Гидротурбины можно принимать к установке, так как оптимум КПД гидротурбин находится в рекомендуемом диапазоне приведенных частот вращения, соответствующих диапазону напоров H_p-H_{max} .

Нецелесообразно рассматривать другие значения диаметров, так как при других значениях диаметров рабочего колеса увеличивается коэффициент кавитации, расчетная точка либо не попадает в рекомендуемый диапазон изменения Q_{max} и σ , либо если попадает, то лишь при большом количестве ГА, либо не соответствует рекомендуемому расположению оптимума КПД относительно линий приведенной частоты вращения при H_p-H_{max} . Следует отметить, что критерием выбора турбины является, в том числе, и минимальное количество ГА).

3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линия ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитана в координату универсальной характеристики для двух значений напора $H_{max} = 72,4$ м и $H_{min} = 59,8$ м по формуле:

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta p}} \quad (3.13)$$

Результаты расчета сведем в таблицу 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Координаты линии ограничения по минимальному расходу

Параметры	ПЛД90–В450–475	РО75–В–355
$Q'(H_{max})$	511	913
$Q'(H_{min})$	562	1004

Линии ограничения по минимальному расходу изображены на ГУХ (Приложение В, рисунок В.1, В.2).

3.4 Определение отметки установки гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы

Отметка заглубления рабочего колеса для её безкавитационной работы найдена по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.14)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{нб}$, соответствующему расчётному значению высоты отсасывания H_s , м.

Глубина отсасывания рассчитана для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

- Работа одного агрегата при установленной мощности с H_{max} ;
- Работа одного агрегата при расчетной мощности с $H_{расч}$;
- Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей мощностью на линии ограничения.

Высота отсасывания определена по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{x.пл} - 1,5, \quad (3.15)$$

где B – атмосферное барометрическое давление, $B = 10,33$ м.вод.ст;

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка НБ при данном расходе, 13,5 м;

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

$\Delta Z_{x.пл}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин равна 0, для ПЛД $\Delta Z_{x.пл} = B_0/2$.

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

$B_0 = B_{0м} \cdot D_{1н}/D_{1м}$, где $B_{0м}$, $D_{1м}$ – соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

3.4.1 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и H_{max}

Результаты расчетов высоты отсасывания гидротурбины приведём в таблицы: 3.4.1, 3.4.2, 3.4.3, 3.4.4, 3.4.6 и 3.4.6, в соответствии с величиной напора H . Высота отсасывания определена по формуле:

$$H_{s1} = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H_{max} + 1 - 1,5, \quad (3.16)$$

$$\nabla Z_{p.k.1} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_{s1}, \quad (3.17)$$

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta p} \quad (3.18)$$

Таблица 3.4.1 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины ПЛД90–В450–475 при работе одного ГА с H_{max}

	D1, м	$\Delta 1$	$Q'_1, \text{м}^3/\text{с}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	σ	$H_{s1}, \text{м}$	$\nabla PK, \text{м}$
H_{max}	4,75	1,041	0,95	165,56	346,72	0,19	-1,94	344,78

Таблица 3.4.2 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины РО75–В–355 при работе одного ГА с H_{max}

	D1, м	$\Delta 1$	$Q'_1, \text{м}^3/\text{с}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	σ	$H_{s1}, \text{м}$	$\nabla PK, \text{м}$
H_{max}	3,55	1,041	1,18	117,50	312,83	0,189	-2,20	310,63

3.4.2 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $H_{расч}$

Высота отсасывания определена по формуле:

$$H_{s2} = 10,33 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H_p + 1 - 1,5, \quad (3.19)$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.2}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_{s2}, \quad (3.20)$$

$$Q_2 = Q'_2 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta p} \quad (3.21)$$

Таблица 3.4.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины ПЛД90–В450–475 при работе одного ГА с $H_{расч}$

	D1, м	$\Delta 1$	$Q'_1, \text{м}^3/\text{с}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	σ	$H_{s1}, \text{м}$	$\nabla PK, \text{м}$
H_p	4,75	1,041	0,98	183,56	347,17	0,23	-6,19	340,98

Таблица 3.4.4 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины РО75–В–355 при работе одного ГА с $H_{расч}$

	D1, м	$\Delta 1$	$Q'_1, \text{м}^3/\text{с}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	σ	$H_{s1}, \text{м}$	$\nabla PK, \text{м}$
H_p	3,55	1,041	1,18	123,63	312,91	0,182	-2,94	309,97

3.4.3 Работа одного гидроагрегата с H_{min} и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины

Высота отсасывания определена по формуле:

$$H_{s3} = 10,33 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H_{min} + 1 - 1,5, \quad (3.22)$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.3}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_{s3}, \quad (3.23)$$

$$Q_3 = Q'_3 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta p} \quad (3.24)$$

Таблица 3.4.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины ПЛД90–В450–475 при работе одного ГА с Hmin

	D1, м	Δ1	Q ₁ ', м ³ /с	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	σ	H _{с1} , м	∇ПК, м
Hmin	4,75	1,041	0,86	168,45	346,79	0,17	-299	343,80

Таблица 3.4.6 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины РО75–В–355 при работе одного ГА с Hmin

	D1, м	Δ1	Q ₁ ', м ³ /с	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	σ	H _{с1} , м	∇ПК, м
Hmin	3,55	1,041	1,0	109,57	312,73	0,135	-0,67	312,06

Окончательно принята турбина РО75–В–355 максимальное заглубление рабочего колеса $\nabla Z_{p.k.2} = 309,97$ м, соответствующее $H_{с3} = -2,94$ м.

3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат (Приложение В, рисунок В.3).

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 3450$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры.

Скорость во входном сечении спиральной камеры принята по графику:

$$v_{cp} = 7,5 \text{ м/с} \quad (3.25)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \frac{\varphi}{360^\circ} = 115 \cdot \frac{345}{360} = 111 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.26)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{111}{7,5} = 14,75 \text{ м}^2. \quad (3.27)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{14,75}{3,14}} = 2,17 \text{ м}. \quad (3.28)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$a_{вх} = R_4 + \sqrt{p_{вх}^2 - \frac{H_1^2}{2}} = 2,92 + \sqrt{2,17^2 - \frac{2,13^2}{2}} = 4,8 \text{ м}. \quad (3.29)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры. Полученные расчеты сведены в приложение В, таблица В.2.

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам. Зависимость приводим в приложение В, таблица В.3.

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$, который изображен на рисунке 3.3.2.

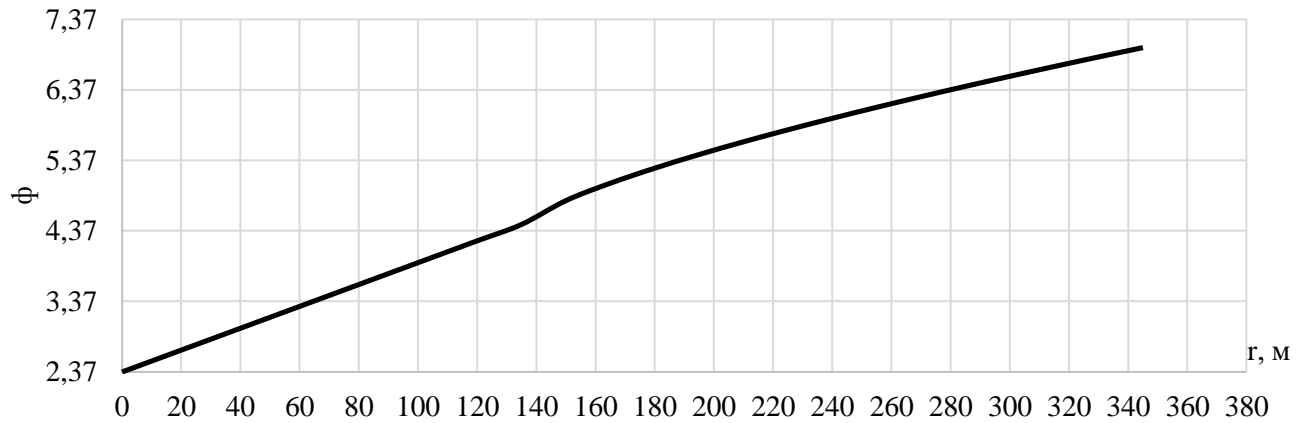


Рисунок 3.3.2 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

План спирали, представленный на рисунке 3.5.1 был построен по приложению В, таблице В.2.. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы.

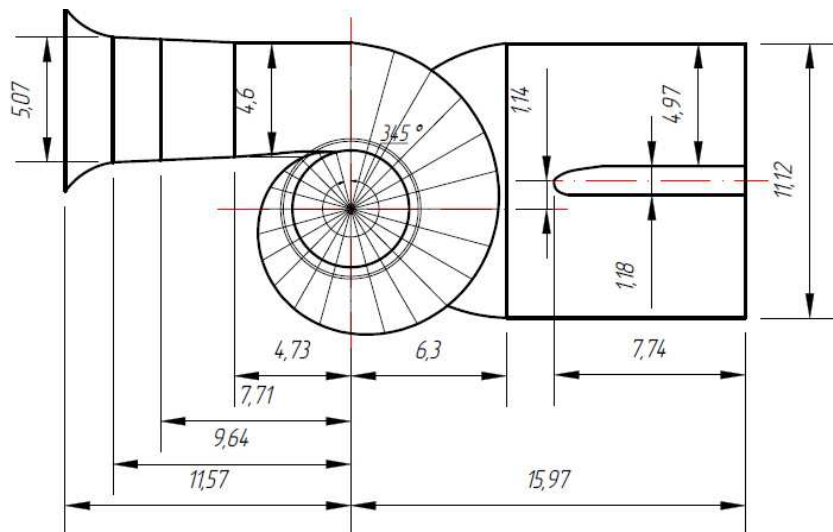


Рисунок 3.5.1 – План спиральной камеры

Также проверим условие по минимально необходимой величине заглубления водовода под УМО.

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 111}{\pi \cdot 3,55^2} = 11,67 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Минимальная разность отметок мертвого объёма и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0.55} = 0,5 \cdot 3,55 \cdot \left(\frac{11,67}{\sqrt{9,81 \cdot 3,55}} \right)^{0.55} = 2,6 \text{ м.} \quad (3.31)$$

3.6 Выбор гидрогенератора

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

Конструктивно нужно стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины.

Для обеспечения полного контроля за состоянием гидрогенератора должна быть разработана расширенная система его мониторинга, путем использования показаний встроенных интеллектуальных датчиков контроля изоляции статора и ротора, температурного нагрева обмоток статора и ротора, замера воздушного зазора, контроля вибрационного состояния гидроагрегата и др. параметров.

Рекомендуется применять:

- эффективные системы вентиляции и охлаждения;
- встроенные датчики контроля температуры обмоток статора и ротора.

Граничные характеристики:

- срок эксплуатации не менее 40 лет;
- срок эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет;
- КПД не менее 97%;
- диапазон частот, при которых должна сохраняться номинальная мощность: $48,75 \div 51,25$ Гц;
- диапазон изменения напряжения, в пределах $-5 \div +10\%$;
- класс нагревостойкости изоляции обмоток статора и ротора по ГОСТ8865–93 не ниже F.

Определено число пар полюсов гидрогенератора по формуле:

$$2p = \frac{f}{n_c}, \quad (3.32)$$

где $2p = \frac{3000}{200} = 15$ – число пар полюсов генератора

Рассчитана номинальную мощность генератора по формуле:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.33)$$

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

$$S_{\text{ном}} = \frac{69,5}{0,89} = 78,1 \text{ МВА} \quad (3.34)$$

По справочным данным принят к установке серийный гидрогенератор выбираем ВГС–710/180–30 номинальной мощностью 94 МВА. Параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1 – Номинальные данные гидрогенератора ВГС–710/180–30

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	94
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	80
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,89
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	200
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	1,15
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,3
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,2
Исполнение	зонтичное		
Масса ротора	m_p	т	206
Масса общая	$m_{\text{об}}$	т	442
Диаметр корпуса статора	D_c	мм	8720

4 Проектирование бетонной водосливной плотины

4.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=76,0$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – диорит), присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально–экономической ответственности и условий эксплуатации. По установленной мощности ($N=417$ МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 2900 человек (пгт.Мама), что менее 3000), присвоен:II.

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

4.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

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

$$VГГП = VНПУ + h_c \quad (4.1)$$

где h_c – 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 II 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 2;

d – средняя глубина водохранилища;

g – ускорение свободного падения.

Для скорости ветра $V_w = 16$ м/с принимаю $K_w = 1,74 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 1220$ м.

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

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{387,00 - 311,00}{2} = 38,00 \text{ м.} \quad (4.4)$$

Высота ветрового нагона в первом приведении

$$\Delta h_{set} = \frac{1,74 \cdot 10^{-6} \cdot 16^2 \cdot 1220}{9,81 \cdot (38,0 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,0015 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1220}{16^2} = 47, \quad (4.5)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{16} = 13244,$$

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

По графику на рисунке 4.2.1 по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

$$\text{При } \frac{gL}{v^2} = 47$$

$$\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,0139;$$

$$\text{При } \frac{gt}{v} = 13244$$

$$\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,086;$$

$$\frac{g\bar{T}}{v} = 1,31$$

$$\frac{g\bar{T}}{v} = 4,2$$

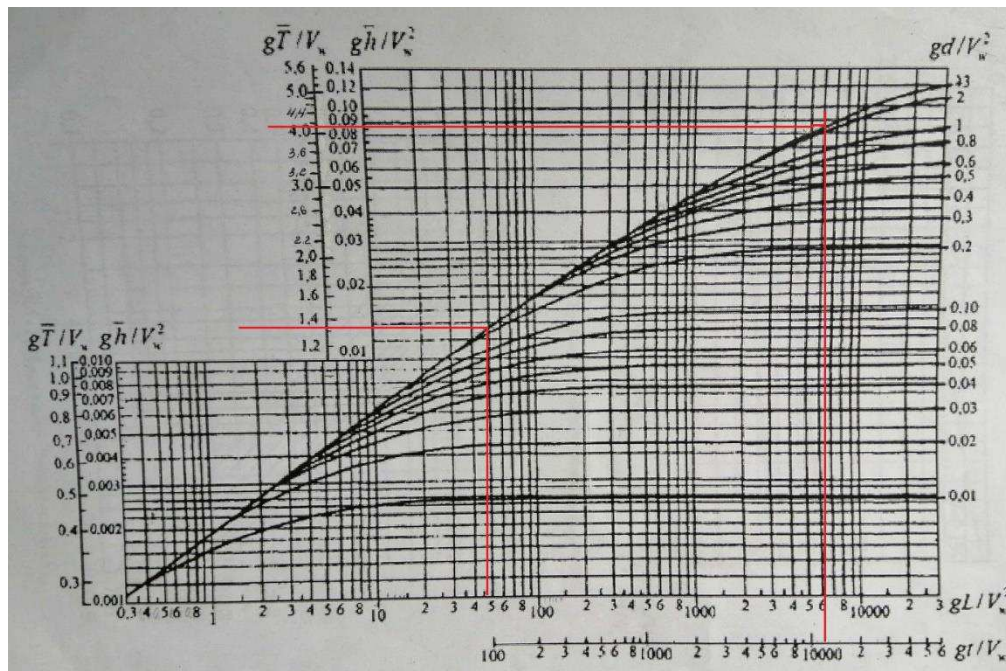


Рисунок 4.2.1 – Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

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} :

$$\bar{h} = \frac{0,0139 \cdot v^2}{g} = \frac{0,0139 \cdot 16^2}{9,81} = 0,36 \text{ м}, \quad (4.5)$$

$$\bar{T} = \frac{1,31 \cdot v}{g} = \frac{1,31 \cdot 16}{9,81} = 2,14 \text{ с}. \quad (4.6)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,14^2}{2 \cdot 3,14} = 7,13 \text{ м}. \quad (4.7)$$

Условие $d = 38,00 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 3,57 \text{ м}$ выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,36 \cdot 2,09 = 0,76 \text{ м}, \quad (4.8)$$

где $k_i = 2,09$ – коэффициент принимаемый по графику ([13] Рисунок 2).

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

$$h_{\text{run}1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{\text{ran}} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,46 \cdot 1,5 \cdot 0,76 = 1,49 \text{ м}, \quad (4.9)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, укрепленного бетонными плитами [6], $k_{sp} = 1,46$ – коэффициент, принимаемый по [6], $k_{\text{ran}} = 1,5$ – коэффициент, принимаемый по графикам по [13].

$$h_s = 1,49 + 0,0015 + 0,8 = 2,30 \text{ м}. \quad (4.10)$$

Тогда:

$$\nabla_{\text{ГП}} = 387,00 + 2,30 = 389,30 \text{ м}. \quad (4.11)$$

4.3 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью $\nabla_{\text{ГБП}}$ наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

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

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 387,00 + 0,76 + 0,0015 + 0,8 = 388,56 \text{ м}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 382 + 1,6 \cdot 5,0 = 390,00 \text{ м},$$

где $H_{\text{ст}} = 5,0$ м, $\nabla_{\text{ГВ}} = 382,00$ м, определено в разделе 4.2.1.2.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равно 390,00 м.

4.4 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 пропуск расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного 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.

4.4.1 Определение ширины водосливного фронта. Основной расчётный случай

4.4.1.1 Определение ширины водосливного фронта

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

Определим расчётный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{p.осн.} = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол.вдхр.} + V_{пр}}{t_{сраб}} \quad (4.13)$$

$$Q_{p.осн.} = 1377 - 541,00 - \frac{2925000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 648,00 \text{ м}^3/\text{с}$$

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 расчётных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно [3].

$$H_{осн} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{0,1\%}) - \Delta h = 387,00 - 316,10 - 0,65 = 70,25 \text{ м}$$

$H_{осн} > H_{min}$, $70,25 > 59,8$, соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{69,5 \cdot 1000}{9,81 \cdot 70,25 \cdot 0,932} = 7 = 108,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot (6 - 1) = 5 \cdot 108,2 = 541 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

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

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ = 316,10$ м

$$h_{\text{НБ}} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 316,10 - 311,00 = 5,10 \text{ м} \quad (4.16)$$

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

$$q_p = 5,00 \cdot 5,10 = 25,50 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда

$$q_B = 1,25 \cdot 25,50 = 31,88 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{648,00}{31,88} = 20,33 \text{ м}. \quad (4.17)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 14,00$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{20,33}{14,00} = 1,45 \approx 2. \quad (4.18)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 14,00 \cdot 2 = 28,00 \text{ м}. \quad (4.19)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_B = 0,16 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,16 \cdot 14 + 0,76 = 3,00$ м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 28,00 + (2 - 1) \cdot 3,00 = 31,00 \text{ м}. \quad (4.20)$$

4.4.1.2 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 ($m \approx 0,49$).

$$H_{01} = \left(\frac{648,00}{0,49 \cdot 28,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,84 \text{ м,}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.21)$$

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

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

σ_ϕ – коэффициент формы водосливной ($\sigma_\phi = 1$).

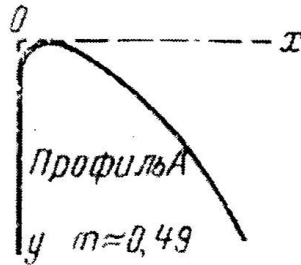


Рисунок 2.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера–Офицерова)

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (4.22)$$

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

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,20 \cdot 4,84 \cdot 0,45}{14,00} = 0,969,$$

$$H_{02} = \left(\frac{648,00}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,969 \cdot 1 \cdot 28,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,947 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (4.23)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1) \cdot \delta_B)}, \quad (4.24)$$

$$v_0 = \frac{648,00}{(387,00 - 311,00)(28,00 + (2 - 1) \cdot 3,00)} = 0,275 \text{ м/с}$$

$$H = 4,947 - \frac{1,1 \cdot 0,275^2}{2 \cdot 9,81} = 4,943 \text{ м}$$

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

$$H_{ст} = 5,00 \text{ м}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 387,00 - 5,00 = 382,00 \text{ м} \quad (4.25)$$

4.4.1.3 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:

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол.вдхр.}}{t_{сраб}} \quad (4.26)$$

$$Q_{р.пов} = 1426 - 535,00 - \frac{2925000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 703,00 \text{ м}^3/\text{с}$$

$Q_{ГЭС}$ – 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 [3].

$$H_{пов} = \Phi_{ПУ} - УНБ(Q_{0,01\%}) - \Delta h = 388,00 - 316,30 - 0,65 = 71,05 \text{ м}$$

$H_{осн} > H_{min}$, $71,05 > 59,80$, соответственно, пропуск паводка через ГЭС ВОЗМОЖЕН.

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{69,5 \cdot 1000}{9,81 \cdot 71,05 \cdot 0,932} = 107,00 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot (6 - 1) = 5 \cdot 107,00 = 535,00 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

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

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{703,00}{0,49 \cdot 28,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,11 \text{ м} \quad (4.27)$$

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

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m_{\text{пов.}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.28)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot 5,11 \cdot 0,45}{14,00} = 0,967$$

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

$$m_{\text{пов.}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left(\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right] \quad (4.29)$$

$$m_{\text{пов.}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{5,11}{5,00} - 0,05 \cdot \left(\frac{5,11}{5,00} \right)^2 \right] = 0,492$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{703,00}{0,492 \cdot 1 \cdot 0,967 \cdot 1 \cdot 28,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,22 \text{ м}$$

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

$$H_{\text{пов.}} = H_{02\text{пов.}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов.}}^2}{2g} \quad (4.30)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})} \quad (4.31)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{703,00}{(388,00 - 311,00) \cdot (28,00 + (2 - 1) \cdot 3,00)} = 0,295 \text{ м/с}$$

$$H_{\text{пов.}} = 5,22 - \frac{1,1 \cdot 0,295^2}{2 \cdot 9,81} = 5,21 \text{ м}$$

Проверим, не превышает ли отметка $\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}}$ заданную $\nabla\text{ФПУ} = 388,00$ м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 382,00 + 5,21 = 387,21 \text{ м} \quad (4.32)$$

$\nabla\text{ФПУ} > \nabla\text{ФПУ}_{\text{р}}$, пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пов.}} = 1426,00 \text{ м}^3/\text{с}$.

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{ст}$. Расчеты сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера –Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,63	15	7	2,82	29	14	12,31
2	0,5	0,18	16	7,5	3,305	30	14,5	13,05
3	1	0,035	17	8	3,82	31	15	14,12
4	1,5	0	18	8,5	4,365	32	15,5	15,065
5	2	0,03	19	9	4,935	33	16	16,035
6	2,5	0,135	20	9,5	5,54	34	16,5	17,025
7	3	0,3	21	10	6,175	35	17	18,045
8	3,5	0,5	22	10,5	6,845	36	17,5	19,09
9	4	0,73	23	11	7,54	37	18	20,155
10	4,5	0,99	24	11,5	8,265	38	18,5	21,245
11	5	1,28	25	12	9,1	39	19	22,355
12	5,5	1,605	26	12,5	9,8	40	19,5	23,49
13	6	1,97	27	13	10,61	41	20	24,61
14	6,5	2,375	28	13,5	11,445	42	20,5	25,73

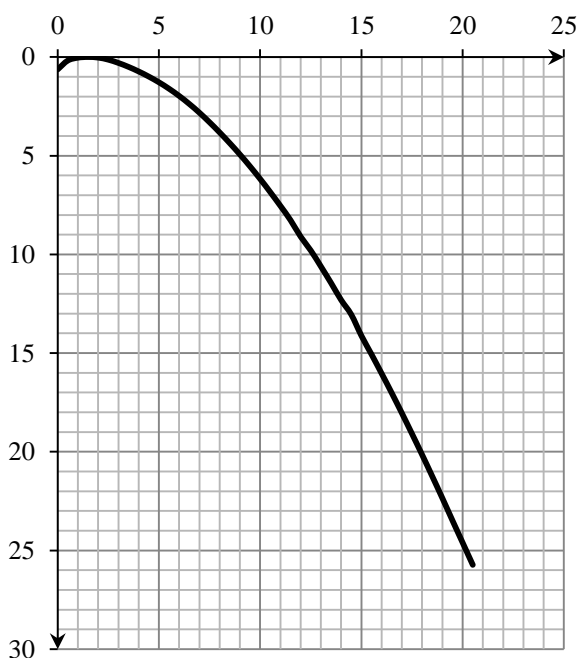


Рисунок 4.2.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

4.4.2 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю 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 (Рисунок– 4.2.4). Глубина в

сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

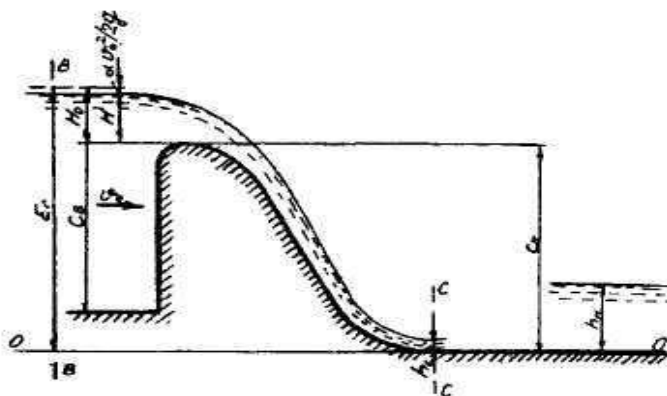


Рисунок 4.2.4 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 648,00^2}{9,81 \cdot (31,00)^2}} = 3,66 \text{ м} \quad (4.33)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 387,00 - 311,00 = 76,00 \text{ м} \quad (4.34)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{76,00}{3,66} = 20,78 \text{ м} \quad (4.35)$$

По графику [11] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,185$ и $\xi_c'' = 3,3$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,185 \cdot 3,66 = 0,68 \text{ м}, \quad (4.36)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,3 \cdot 3,66 = 12,07 \text{ м}. \quad (4.37)$$

Глубина в НБ при $Q_{осн.р.} = 1377,00 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 5,10 \text{ м}$, 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 (диорит) высотой более 40 м (высота плотины 82,0 м) гашение

энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

4.4.2.1 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:

$$a = h_{нб}^{max} + (1 - 2)м = 5,30 + 2,00 = 7,30м, \quad (4.38)$$

где $h_{нб}^{max} = 5,30$ м

Отметка носка:

$$\nabla НОС = \nabla ДНА + a = 311,00 + 7,30 = 318,30 м. \quad (4.39)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla НПУ - \nabla НОС = 387,00 - 318,30 = 68,70 м. \quad (4.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 68,70} = 33,04 м/с, \quad (4.41)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{20,88}{33,04} = 0,63 м, \quad (4.42)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{33,04^2}{9,81 \cdot 0,63} = 175,96. \quad (4.43)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right) \quad (4.44)$$

где K_a – коэффициент аэрации, принимаю равным 0,9;

α – угол наклона носка, принимаю равным 30°;

$$Z_0 = \nabla НПУ - \nabla УНБ_{max} = 387,00 - 316,30 = 70,70 м.$$

Таким образом:

$$L = 0,9 \cdot 68,70 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot$$

$$\cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{70,70}{68,70} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 89,55 \text{ м.}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > (0,5 \div 0,6) \cdot Z_0,$$

$$89,55 > 38,0.$$

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

Глубина ямы размыва:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (4.45)$$

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

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

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{175,96}) \cdot \sqrt{175,96} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,10}{1}} \cdot 0,63 = 21,93,$$

$$H_p = 21,93 - 5,10 = 16,83 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1}, \quad (4.46)$$

$$tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 \alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} \quad (4.47)$$

$$tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,63 \cdot \cos 30^\circ + 7,30 - 5,10)}{33,04^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,39$$

$$L_1 = 89,55 + \frac{21,93}{0,39} = 145,44 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 3,66 + 3,7 \cdot 3,66 = 71,40 \text{ м.} \quad (4.48)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока:

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 3,66 = 9,15 \text{ м.}$$

4.4.2.2 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации для пропуска основного расхода.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{р.в.} = \frac{V_{пол.вдхр.} + V_{пр.}}{t_{сраб}} = \frac{2925000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 188,08 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.49)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}, \quad (4.50)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{во}$ – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{во}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное 2. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{р.в.}}{2} = 94,04 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.51)$$

Для того, чтобы определить $H_{во}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=3,0$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 315,00 м. отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla_{ЦВО} = 315,00 + \frac{h}{2} = 316,50 \text{ м.} \quad (4.52)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{во} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ЦВО} = 387,00 - 316,50 = 70,50 \text{ м,} \quad (4.53)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{во} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}} = \frac{94,04}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 70,50}} = 8,53 \text{ м}^2. \quad (4.54)$$

Так как высота отверстия 3,0 м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} = \frac{8,53}{3,0} = 2,84 \text{ м}^2. \quad (4.54)$$

Округлим до 3,00 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 3,00 \cdot 3,00 = 9,00 \text{ м}^2. \quad (4.55)$$

4.5 Конструирование плотины

4.5.1 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:

- отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 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 $m=0,67 \div 0,7$.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 387,00 - 308,00 = 79,00 \text{ м}. \quad (4.56)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_6 + (2 \div 3)), \quad (4.57)$$

где $\delta_6 = 0$, $\nabla_{\text{дна}} = 311,00 \text{ м}$.

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 311,00 - 3,00 = 308,00 \text{ м},$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 79,00 = 55,00 \text{ м}$$

4.5.2 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:

$$b_c = b + \delta_b, \quad (4.58)$$

$$b_c = 14,00 + 3,00 = 17,00 \text{ м.}$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка,

b – ширина пролета в свету,

δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

4.5.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 3,00 м (пункт 2.1.1). Минимальная толщина между пазами 0,80 м. Ширина быка по гребню 15,30 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

4.5.4 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 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС, 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от глубинных водоводов и 1 сопрягающий устой, устраиваемый для сопряжения водосливной плотины с глубинными водоводами с берегом.

4.5.5 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 $\nabla 311,00$ 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 – 2,50 м. Галереи находятся на отметках: ∇327,00 м, ∇347,00 м, ∇357,00 м, ∇372,00 м.

4.5.6 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:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{76,00 \cdot 1,2}{25} = 3,65 \text{ м}, \quad (4.59)$$

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:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 387,00 - 311,00 = 76,00 \text{ м}. \quad (4.60)$$

Таким образом, $a_{др}$ принимается равным 5,5 м, что удовлетворяет условию $a_{др} \geq 3,65 \text{ м}$.

4.5.7 Противофильтрационные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальную цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлена на рисунке 4.3.2.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 55,00 = 5,50 \text{ м}, \quad (4.61)$$

где B – ширина подошвы плотины.

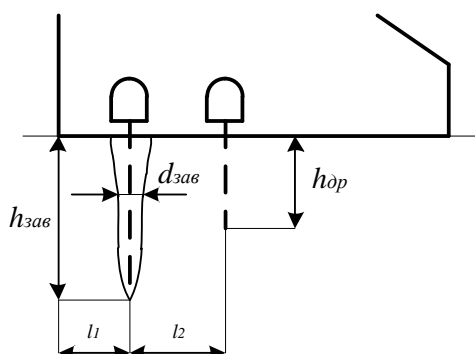


Рисунок 4.3.2 – Схема цементационной завесы и дренажа

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

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 43,86 \approx 36,60 \text{ м.} \quad (4.62)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (4.63)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБс. н.}) \cdot 0,6 = 43,86$ м – потеря напора на цементационной завесе;

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

$\gamma_n = 1,2$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{зав} = 43,86 \cdot 1,2 / 15 = 5,80 \text{ м} - 2 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 36,60 \approx 18,30 \text{ м.} \quad (4.64)$$

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.

4.5.8 Расчёт фильтрации

Фильтрация на скальном основании принимается по, схема представлена на рисунке 4.3.3.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 387,00 - 313,90 = 73,10 \text{ м.} \quad (4.65)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{ас}}{H_d} = 0,40 \quad (4.66)$$

$$\frac{H_{др}}{H_d} = 0,15 \quad (4.67)$$

$$H_{ас} = 0,40 \cdot H_d = 0,40 \cdot 73,10 = 29,24 \text{ м,}$$

$$H_{др} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 73,10 = 10,97 \text{ м,}$$

$$H_t = 5,90 \text{ м.}$$

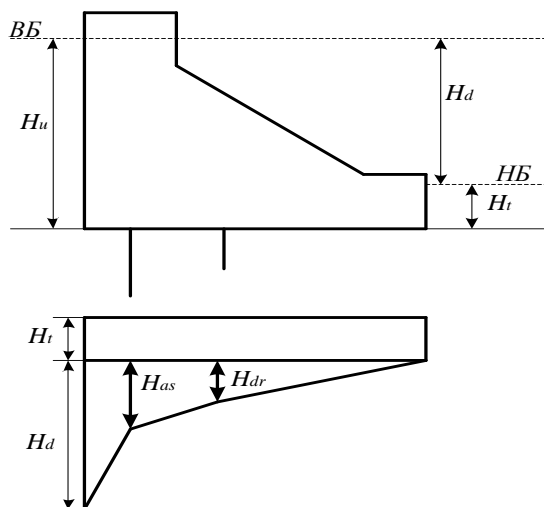


Рисунок 4.3.3 – Фильтрация на скальном основании

4.6 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. Эпюры нагрузок приведены в приложении Г.

4.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad

$$S_{\text{пл}} = 2494,25 \text{ м}^2,$$

$$S_{\text{б}} = 2621,30 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2494,25 \cdot 14,00 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14,00 + 3,00} = 48361,45 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.68)$$

Точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = -13,76 \text{ м.}$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{2621,30 \cdot 3,00 \cdot 2400 \cdot 9,81}{14,00 + 3,00} = 10891,04 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.69)$$

$$Y_6 = -14,75 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.70)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = \quad (4.71)$$

$$= (388,00 - 382,00 + 0,5) \cdot 14,00 = 91,00 \text{ м}^2.$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 91,00 \cdot \sqrt{91,00} \cdot 9,81 = 468,38 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{468,38}{14,00 + 3,00} = 27,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.72)$$

4.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды для основного случая:

- с верхнего бьефа НПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 79,00^2}{2} = 30612,11 \text{ кН/м}, \quad (4.73)$$

$$\text{где } H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 387,00 - 308,00 = 79,00 \text{ м.}$$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,90^2}{2} = 170,74 \text{ кН/м}, \quad (4.74)$$

$$\text{где } H_H = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 313,90 - 308,00 = 5,90 \text{ м.}$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды для особого случая:

- с верхнего бьефа ФПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 80,00^2}{2} = 31392,00 \text{ кН/м}, \quad (4.75)$$

$$\text{где } H_B = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 388,00 - 308,00 = 80,00 \text{ м.}$$

- с нижнего бьефа ФПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 8,30^2}{2} = 337,91 \text{ кН/м}, \quad (4.76)$$

где $H_H = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 316,30 - 308,00 = 8,30 \text{ м}$.

4.6.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\text{фосн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 655,28 = 6428,30 \text{ кН/м}.$$

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:

$$p_{\text{взвосн}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{с.п.}}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,90 = 57,88 \text{ кН} \quad (4.77)$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эпосн}}^{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 324,50 = 3183,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.79)$$

4.6.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_H &= \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = \\ &= 13 \cdot 5,00 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 31,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (4.81)$$

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

h_H – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна

$$h_H = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 316,00 - 311,00 = 5,00 \text{ м},$$

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{5,00 \cdot 31,85}{2} = 79,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (4.82)$$

Давление грунта:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_H h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \quad (4.83)$$

$$p'_{гр} = 13 \cdot 5,00 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 56 \cdot tg \left(45 - \frac{32}{2} \right) = 9,21 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

где c – сцепление грунта, 56 кН/м²;

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 27,3 - (1 - 0,39) \cdot 10 = 21,20 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (4.84)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта равный 27,3 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, 0,39;

γ_w – удельный вес воды, 10 кН/м³

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

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \quad (4.85) \\ &= (13,00 \cdot 5,00 + 21,20 \cdot 3,00) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - \\ &- 2 \cdot 56 \cdot tg \left(45 - \frac{32}{2} \right) = 215,68 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned}$$

где $h_{гр}$ – толщина грунта, 3 м.

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

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{9,21 + 215,68}{2} \cdot 3 = 337,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (4.86)$$

Так как значение активного давления получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет.

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

$$P'_{пн} = 0 \quad (4.87)$$

$$\begin{aligned} P''_{пн} &= [\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}] \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \quad (4.88) \\ &= [(21,20 \cdot 3,00)] tg^2 \left(45 + \frac{32}{2} \right) + 2 \cdot 56 \cdot tg \left(45 + \frac{32}{2} \right) = 408,26 \text{ кН/м}^2 \end{aligned}$$

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

$$E_{пн} = \frac{(P'_{пн} + P''_{пн})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{0 + 408,26}{2} \cdot 3 = 612,39 \text{ кН/м} \quad (4.89)$$

4.6.5 Волновое давление

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,76^2}{7,13} = 0,25 \text{ м.} \quad (4.90)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \quad (4.91)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,76 \cdot \left(\frac{7,13}{3,14} + \frac{0,25}{2} \right) = 8,92 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,13}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,76 = 0,90 \text{ м.} \quad (4.92)$$

4.7 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 4.7.1, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 4.7.1 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T_B	1,00	→	30612,11	26,33	806118,77
T_H	1,00	←	170,74	-1,97	-335,79
G_6	0,95	↓	10346,49	-14,75	-152610,68
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	45943,38	-13,76	-632180,92
$W_{\text{взв}}$	1,00	↑	3183,34	0,00	0,00
$W_{\text{ф}}$	1,00	↑	6428,30	15,49	99574,32
Q_3	0,9	↓	24,80	-30,92	-766,70
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	8,92	78,15	696,73
$E_{\text{ав}}$	1,20	→	404,81	1,04	421,00
$E_{\text{пн}}$	0,80	←	489,91	1,00	489,91
E_H	1,20	→	95,55	4,67	445,90

Окончание таблицы 4.7.1

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
F		← →		30460,72	
N		↓↑		46703,02	
M		Σ		121852,53	

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = \quad (4.93)$$

$$= -\frac{46703,02}{55,00} + \frac{6 \cdot 121852,53}{55,00^2} = -607,45 \text{ кН/м}^2,$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 79,00 = -774,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.94)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 79,00 \text{ м}$ – 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 $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.95)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -607,45 \text{ кН/м}^2; \quad (4.96)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 79,00 = -774,99 \text{ кН/м}^2. \quad (4.97)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = \quad (4.98)$$

$$= -\frac{46703,02}{55,00} - \frac{6 \cdot 121852,53}{55,00^2} = -1090,84 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \quad (4.99)$$

$$= -1090,84 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 5,90 \cdot (1 - 0,78^2) = -686,33 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 5,90 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \quad (4.100)$$

$$= -(9,81 \cdot 5,90 - 1090,84) \cdot 0,78 = 805,71 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \quad (4.101)$$

$$= -1090,84 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 5,90 \cdot 0,78^2 = -1719,29 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5,90 = -57,88 \text{ кН/м}^2 \quad (4.102)$$

Полученные расчёты сведены в таблицу 4.7.2.

Таблица 4.7.2 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-607,45	-1090,84
σ_x	-774,99	-686,33
τ_{xy}	0	805,71
σ_1	-607,45	-57,88
σ_3	-774,99	-1719,29

4.8 Критерии прочности плотины

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.103)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

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

σ_3 – максимальное главное напряжение;

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

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

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-1719,29| \leq 7500 \cdot 0,9, \quad (4.104)$$

$$2063,15 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа.}$$

Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (4.106)$$

$$-607,45 \text{ кПа} < 0.$$

с учетом того, что сжимающие напряжения приняты со знаком «+». В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.107)$$

$$607,45 \text{ кПа} \geq 197,50 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.9 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:

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

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega + \gamma_c \cdot E_{п} = \quad (4.109) \\ &= (45943,38 + 10346,49 - 3183,34 - 6428,30 + 24,80) \cdot 0,8 + \\ &+ 56 \cdot 55,00 + 0,7 \cdot 612,39 = 40785,36 \text{ кН/м}, \end{aligned}$$

где $\tan \varphi = 0,8$ – внутреннее трение для грунта основания (скала)[3];

$c = 56 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы[3];

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 55,00 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав} = \quad (4.110) \\ &= 30612,11 - 170,74 + 8,92 + 95,55 + 404,81 = 30950,64 \text{ кН/м}. \end{aligned}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{40785,36 \cdot 0,95}{30950,64 \cdot 1,0} \geq 1,2,$$

$$1,25 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

5. Организация и производство гидротехнических работ

5.1. Определение максимального строительного расхода

Пропуск строительных расходов будем осуществлять в 2 очереди с сужением русла:

- в первую очередь, через стесненное русло осуществляем пропуск строительных расходов I очереди;
- во вторую очередь пропускаем строительные расходы реки через частично построенные сооружения (донные отверстия).

Перемычки назначаются сооружением IV класса и в соответствии с СП 58.13330.2012 п.8.32 при сроке эксплуатации до 10 лет расчетный максимальный расход строительного периода назначаем – 10% обеспеченности: $Q_{10\%}=601 \text{ м}^3/\text{с}$, $\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{10\%}) = 315,5 \text{ м}$.

5.2. Организация строительства

5.2.1 Компоновка гидроузла и состав сооружений

Для Брамьянской ГЭС принят русловой тип электростанции с приплотинным типом здания ГЭС.

В состав сооружений напорного фронта входит:

1. Левобережная бетонная глухая плотина
2. Бетонная водосливная часть
3. Бетонная станционная часть
4. Правобережная бетонная глухая плотина.

В здании ГЭС установлены 6 гидроагрегатов с диаметром рабочего колеса 3,5 м.

Основание – скальное (диорит).

5.2.2 Периоды и этапы строительства ГЭС

Выделяем 3 периода строительства:

Первый период – подготовительный – подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

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

Третий период – заключительный – подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию.

Строительство основного периода гидроузла разбито на 5 этапов:

I этап – возведение временных перемычек 1 очереди, необходимых для частичного перекрытия русла, пропуск воды происходит через стеснённое русло, возведение сооружений в котловане 1 очереди;

II этап – возведение временных перемычек 2 очереди, перекрытие русла, пропуск воды через частично построенные сооружения – донные отверстия;

III этап – возведение сооружений в котловане 2 очереди до отметки 326,1, наращивание сооружений в котловане 1 очереди до отметки УМО – 376 м, возведение здания ГЭС до отметки 319м.

IV этап – наращивание станционной и правобережной глухой части плотины до отметки УМО, наращивание левобережной глухой и водосливной части плотины до отметки 390, набор водохранилища, пуск агрегатов 1–2, начало строительства шатра ГЭС;

V этап – наращивание станционной и правобережной глухой части плотины до отметки 390 м. (гребень), наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.3. Первый этап – возведение временных перемычек 1 очереди, частичное перекрытие русла, пропуск воды через стеснённое русло реки

Строительство плотины начинается с перекрытия русла реки, создания котлована, в котором возводится водосливная плотина, станционная плотина. Все бетонные сооружения будут возводиться в осушенном котловане, т.к. ширина русла реки значительна. Пропуск расхода на данном этапе осуществляется через стесненное русло реки со стороны левого берега.

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

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

Основные строительные работы 1 этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- откачка воды из котлована первой очереди;
- врезка в скалу с правого берега;
- возведение левобережной бетонной и водосливной плотины до отметки 326,1 м
- устройство глубокой цементационной завесы;
- бурение дренажных скважин в основании плотины;
- монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

5.3.1 Пропуск строительных расходов I очереди

Необходимая величина стеснения русла определяется размерами возводимых в котловане I очереди сооружений, размерами перемычек и допустимыми неразмывающими скоростями для грунтов русла реки ($V_{\text{доп.}}$) – таблицы 4.1 и 4.2.

5.3.1.1 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов Иочереди через стесненное русло

Определяем скорости потока реки в сжатом русле $V_{сж}$:

$$V_{сж} = \frac{Q_{стр.}}{\omega_{сж}} = \frac{601}{446,7} = 1,35 \text{ м/с}, \quad (5.1)$$

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

$Q_{стр.}$ – максимальный строительный расход.

Максимальный строительный расход определяется в соответствии с СП 58.13330 п 8.30. Принимаем временные гидротехнические сооружения – перемычки 4 класса, со сроком эксплуатации 10 лет. Максимальный строительный расход принимаем 10% обеспеченности.

$$Q_{стр.} = Q_{10\%} = 601 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\nabla \text{УВ} (Q_{10\%}) = 315,5 \text{ м}$$

$$h_{сж} = \nabla \text{УВ} (Q_{10\%}) - \nabla \text{ДНА} = 315,5 - 311 = 4,5 \text{ м} \quad (5.2)$$

$B_0 = 165,44 \text{ м}$ ширина русла реки; Принимается по геологическому разрезу створа ГЭС на уровне УВ (при $Q_{стр.}$). рисунок 2

Стеснение русла для русел из скальных грунтов принимается $J=45\%$

$$B_{сж} = J \cdot B_0 = 60\% \cdot 165,44 = 99,3 \text{ м}; \quad (5.3)$$

$$\omega_{сж} = B_{сж} \cdot h_{сж} = 99,3 \cdot 4,5 = 446,7 \text{ м}^2; \quad (5.4)$$

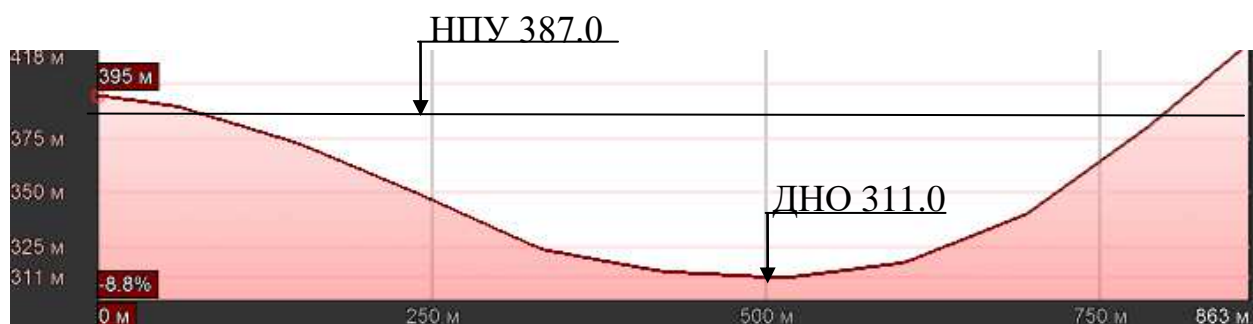


Рисунок 5.3.1 – Геологический разрез в створе проектируемого гидроузла

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

$$V_{сж} < V_{доп}, \text{ для диорита составляет } 22 \text{ м/сек} \quad (5.5)$$

$1,35 \text{ м/с} < 22 \text{ м/с}$ следовательно, размыва русла не происходит.

5.3.1.2 Определение отметок 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 .

$$Z_{\text{расч}} = \frac{V_{\text{сж}}^2}{2\varphi^2 g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{1,35_{\text{сж}}^2}{2 \cdot 0,8^2 \cdot 9,8} - \frac{0,8^2}{2 \cdot 9,8} = 0,145 - 0,03 = 0,11; \text{ м}, \quad (5.6)$$

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

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

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0} = \frac{601}{747,79} = 0,8; \text{ м/с}; \quad (5.7)$$

$$\omega_0 = B_0 \cdot (h_0 + Z_{\text{прин}}) = 165,44 \cdot 4,5 = 747,79; \text{ м}^2; \quad (5.8)$$

$$h_0 = h_{\text{сж}} = 4,5 \text{ м}; \quad (5.9)$$

$Z_{\text{прин}}$, м назначаем от 0,2 до 1,0 м и определяем $Z_{\text{расч}}$,
Расчет выполняем в таблице 5.3:

Таблица 5.3 Расчет величины перепада ВП и НП

$Z_{\text{прин}}, \text{ м}$	0	0,2	0,4	0,6	0,8
$\omega_0, \text{ м}^2$	747,79	780,8768	813,96	847,1	880,141
$V_0, \text{ м/с}$	0,80	0,77	0,74	0,71	0,68
$Z_{\text{расч}}, \text{ м}$	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12

Далее строим график $Z_{\text{прин}} = f(Z_{\text{расч}})$. Проводим биссектрису угла и определяем $Z = 0,12$.

5.3.1.3 Отметка гребня верховой перемычки I очереди

$$\nabla \Gamma \text{ВП}_{\text{Юч}} = \nabla B Q_{\text{стр}} + Z_{\text{расч}} + d = 315,5 + 0,12 + 5,5 = 321,12 \text{ м}; \quad (5.10)$$

$$d = h_{\text{н}} + \Delta h + \alpha = 1,5 + 2 + 2 = 5,5 \text{ м} \quad (5.11)$$

где запас высоты гребня, определяется расчетом по СП38.13330.

В предварительных расчетах принимаем:

$h_{\text{н}}$ = высота наката ветровой волны на откос 1,5 м;

Δh = высота ветрового нагона 2 м;

$\alpha = 0,5 + 2 + 2 = 4,5 \text{ м}$ – запас.

Величину d и α увеличим на 2,0 м из-за наличия ледохода на реке.

5.3.1.4 Отметка гребня низовой перемычки I очереди

$$\nabla \Gamma \text{НП}_{\text{Юч}} = \nabla B Q_{\text{стр}} + \alpha = 315,5 + 4,5 = 320 \text{ м} \quad (5.12)$$

Принимаем каменно-земляные перемычки, с суглинистым ядром.

Для верховой перемычки $b=7,5\text{ м}$, $h=10,7\text{ м}$, $V= 40,04\text{ м}^3$,

Для низовой перемычки $b=7,5\text{ м}$, $h=9\text{ м}$, $V= 28,5\text{ м}^3$,

По генплану определяем длины перемычек:

- верховой $L_{\text{в}} = 124\text{ м}$,
- продольной перемычки $L_{\text{п}} = 191\text{ м}$,
- низовой $L_{\text{н}} = 120\text{ м}$.

5.3.1.5 Конструкция перемычек I очереди и строительного канала

Тип и профиль перемычек выбран – каменно–земляная трапецеидальная.

Ширину по гребню принимаем $7,5\text{ м}$.

Откосы назначены в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения: ВО – $1:1,5$, НО – $1:1,5$.

Конструкции верховой, низовой и продольной перемычек и их основные размеры представлены на рисунках 5.3.2 и 5.3.3.

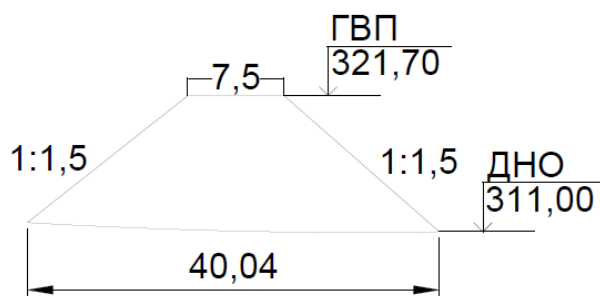


Рисунок 5.3.2 – Верховая и продольная перемычка I очереди

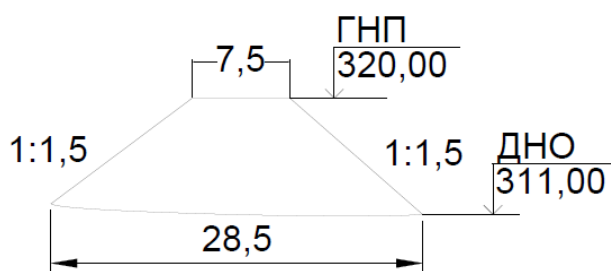


Рисунок 5.3.3 – Низовая перемычка I очереди

5.3.1.6 Технология возведения перемычек

Перемычки отсыпаем в стоячую воду.

Согласно ГЭСН 36–01–004–3 “Возведение плотин, дамб, насыпей способом отсыпки грунтов в воду: в естественных прудках и водоемах слоями свыше 2 до 4 м” на 1000 м^3 грунта приходится 17.23 маш. ч.

С помощью программы AutoCAD определены площади поперечного сечения перемычек:

Св.пер = $254,3\text{ м}^2$;

Сп.пер = 254 м^2 ;

$S_{н.пер} = 162 \text{ м}^2$.

Суммарный объём перемычек первой очереди:

$$W_{\text{сум}} = S_{в.пер} * L_{в} + S_{п.пер} * L_{в} + S_{н.пер} * L_{в} \quad (5.13)$$

$$W_{\text{сум}} = 254,3 * 124 + 254 * 191 + 162 * 125 = 100\,260 \text{ м}^3;$$

где $S_{пп}$, $S_{вп}$ – площади поперечных сечений продольной и верховой перемычек соответственно;

$L_{пп}$, $L_{вп}$ – длины продольной и верховой перемычек соответственно.

Время возведения перемычек в 1 смену 1 механизм:

$$T = 100\,260 * 17.23 / 1000 = 1\,727,5 \text{ час} / 8 / 21 = 10 \text{ мес.} \quad (5.14)$$

5.3.2 Осушение котлована I очереди

Водоотлив котлована состоит из двух этапов: первоочередная откачка воды котлована и водопонижение.

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.

Определяем объём воды, которую необходимо откачать, он равен 2–3 объемам котлована.

Площадь принимаем по AutoCAD

$$S_{\text{Юч.}} = 26\,450,91 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{Юч.}} = S_{\text{Юч.}} * h = 26\,450,91 * 4.5 = 119\,029,10 \text{ м}^3 \quad (5.15)$$

$$V_{в} = V_{\text{Юч.}} * 3 = 357\,087,31 \text{ м}^3 \quad (5.16)$$

Для откачки воды подбираем насос производительностью 300 м^3 в час 6 шт. Определяем время откачки

$$T = \frac{V_{в}}{(300 * 4)} = \frac{357\,087,31}{300 * 6} = 198,4 \text{ ч} / 24 \text{ ч} = 8,3 \text{ сут.} \quad (5.17)$$

Определяем фактическую интенсивность откачки

$$J = \frac{h}{T} = \frac{4.5}{8,3} = 0,54, \text{ что в пределах допустимой.} \quad (5.18)$$

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем для скальных грунтов составляет $0,5\text{--}0,8 \text{ м/сут}$ / $1\text{--}1,5 \text{ м/сут}$.

Для открытого водоотлива применяем насосы Д320–50а одноступенчатые с расходом воды $300 \text{ м}^3/\text{час}$ при напоре 39 м водяного столба.

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

5.3.3 Буровзрывные работы

Определяем класс пород по трудности бурения.

Диориты относятся к труднобуримым, класс пород ПБ10.

Выбираем буровой станок СБШ–250МНА–32 с технической скоростью бурения 11– м/ч

Сменная производительность бурового станка метры/смену определяется по формуле

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_B} * K_{и.б} = \frac{8*0,8}{0,9+0,18} = 58,6 \text{ м/см} \quad (5.19)$$

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

$T_0 + T_B$ – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций, приходящихся на 1м скважины, ч;

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

$$T_0 = \frac{1}{V_6} = 1/11 = 0,09 \quad (5.20)$$

где V_6 – техническая скорость бурения, м/ч.

Определяем глубину скважины L

$$L_{св.} = H_{уст} + h_{п} = 4 + 2,5 = 6,5 \text{ м} \quad (5.21)$$

Определяем объём грунта, приходящийся на одну скважину

$$W_1 = 4 * 4 * 6,5 = 104 \text{ м}^3$$

Определяем количество скважин

$$N_{скв} = W / W_{1скв} = 702 \text{ 236} / 104 = 6752 \text{ скв}$$

Определяем объём буровых работ в пм:

$$W_{бур} = N_{скв} * L_{скв} = 6752 * 6,5 = 43890 \text{ м}$$

Определяем время буровых работ

$$T_{бур} = W_{бур} / P_{бур} = 43890 / 58,6 = 749 \text{ смен} \quad (5.22)$$

5.3.4 Земляные работы

5.3.4.1 Объем врезки

$S=7\ 836\ \text{м}^2$ площадь определяю по AutoCAD и умножаю на ширину подошвы

$$W_{\text{вр}}=7\ 836*55=430\ 954,5\ \text{м}^3 \quad (5.23)$$

Объем на устройство дорог

$$W_{\text{дор}}=430\ 954,5*0,4=172\ 381\ \text{м}^3 \quad (5.24)$$

Объем грунта под яму размыва

$$S_{\text{ям}}=3\ 046,6\ \text{м}^2$$

$$W_{\text{ям}}=3\ 046,6 * 16,8 = 51\ 182\ \text{м}^3 \quad (5.25)$$

Объем грунта под здание ГЭС

$$S_{\text{зд}}=4\ 771,74\ \text{м}^2$$

$$W_{\text{зд}}=4\ 771,74*10=47\ 717\ \text{м}^3 \quad (5.26)$$

Общий объем земляных работ

$$W= W_{\text{вр}}+ W_{\text{дор}}+ W_{\text{ям}}+ W_{\text{зд}} \quad (5.27)$$

$$W=430\ 954,5+172\ 381+51\ 182+47\ 717=702\ 236\ \text{м}^3$$

5.3.4.2 Расчет производительности экскаватора

Разработка грунта экскаватором прямая лопата ЭКГ–4 карьерный гусеничный – электрическая карьерная полноповоротная лопата на гусеничном ходу, предназначенная для выемки и погрузки в транспортные средства полезных ископаемых и вскрышных пород, в том числе тяжелых скальных, предварительно разрыхленных взрывом.

Расчет теоретической производительности:

$$P_{\text{к}}=3600\ q / t_{\text{ц}}=3600*4/24=600\ \text{м}^3/\text{час}, \quad (5.28)$$

где q – вместимость ковша, м^3 ;

$t_{\text{ц}}$ – минимальная продолжительность рабочего цикла при заданных условиях работы, с.

Техническая производительность экскаватора определяется из выражения:

$$P_{\text{т}}=3600\ q\ K_{\text{н}} / t_{\text{ц}}\ K_{\text{р}}=3600*4*0,85/24*1,5=340 \quad (5.29)$$

где K_n – коэффициент наполнения ковша (табл. 2.7);

K_p – коэффициент разрыхления грунта;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла (для данных условий), с.

Эксплуатационная производительность ($m^3/ч$; $m^3/см.$; $m^3/год$) определяется за час, месяц, год по формуле:

$$P_3 = P_T T_p K_B = 340 * 1 * 0,8 = 272 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.30)$$

где P_T – техническая производительность, $m^3/ч$;

T_p – длительность периода работы, ч;

K_B – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период.

$$P_3 * T_p = 272 \text{ м}^3/\text{час} * 8 \text{ час} * 21 \text{ день} = 45\,696 \text{ м}^3/\text{мес}. \quad (5.31)$$

Полный объем выемки

$$T_3 = 702\,236 \text{ м}^3 / 45\,696 = 15,5 \text{ месяцев} \text{ – только работа экскаватора} \quad (5.32)$$

$$J = 15,5 / 702\,236 = 0,00002136 \text{ мес./м}^3 \quad (5.33)$$

5.3.4.3 Определение необходимого транспорта

Требуемая ёмкость кузова $W_{см} = 16\text{--}20 \text{ м}^3$

Требуемая грузоподъёмность $G = 16 * 2,9 * 0,83 = 38,5 \text{ тон}$

Подходит самосвал БелАЗ 7548 – 40тон

Если m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор, t_p – время погрузки 1 машины, то время погрузки грунта экскаватором в автотранспорт равен $(m-1) * T_n$ час:

$$T_n = W / P_3 = 20 \text{ м}^3 / 272 = 0,074 \text{ час}, \quad (5.34)$$

где W – ёмкость кузова самосвала в m^3 ,

P_3 – эксплуатационная производительность экскаватора $m^3/час$,

L_1 и L_2 – длина пути груженой машины и обратно 3 км

V_1 и V_2 – скорость в пути груженой машины и обратно 30 км / час

T_p – время разгрузки самосвала час 40с

T_3 – время задержки в пути час 10 мин

T_0 – время пока загруженный транспорт проедет до места выгрузки, разгрузится и вернется к экскаватору

$$(m-1) * T_n / P_3 = L_1 / V_1 + L_2 / V_2 + T_p + T_3 \quad (5.35)$$

$$(m-1) * 40 \text{ тн} / 2 \text{ т} / m^3 / 272 \text{ м}^3/\text{час} =$$

$$= 3 \text{ км} / 30 \text{ км}/\text{час} + 3 \text{ км} / 50 \text{ км}/\text{час} + 40 \text{ сек} (0,011 \text{ час}) + 0,2 \text{ час}$$

$$(m-1) * 0,074 \text{ час} = 0,1 + 0,06 + 0,011 + 0,2$$

$$(m-1) = 0,371 \text{ час}/0,074 \text{ час}$$

$$m = 0,371 \text{ час}/0,074 \text{ час} + 1 = 6 \text{ единиц машин.}$$

5.3.5. Бетонные работы

Цикл бетонных работ состоит из:

- Вспомогательных работ: опалубочные и арматурные работы;
- Основных работ: приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси (горизонтальный и вертикальный), подготовка блока к бетонированию, укладка и уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ

5.3.5.1 Определяем объёмы бетона

Объем бетонирования водосливной плотины до отм. 326,1 м.:

$$V_{\text{пл}} = 144\,192 \text{ м}^3.$$

Объем бетонирования ямы размыва: $V_{\text{я}} = 572 \text{ м}^3$.

Суммарный объем бетона:

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{пл}} + V_{\text{я}} = 144\,192 + 572 = 144\,764,4 \text{ м}^3. \quad (5.36)$$

5.3.5.2 Опалубочные работы

Площадь опалубливаемой поверхности в м^2 :

$$S_{\text{оп}} = V_{\text{сум}} * K_{\text{оп}} = 144\,764 * 0,5 = 72\,382 \text{ м}^2, \quad (5.37)$$

где S – площадь опалубливаемой поверхности в м^2

$V_{\text{сум}} = 144\,764$ – объем бетона внутри S в м^3 .

Монтаж опалубки выполняется с помощью бетоноукладочных кранов. Количество машино-часов для установки и разборки выбранного типа опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочным 10–25 т опалубки деревянной из легких щитов с инвентарным каркасом определяем по ГЭСН37–01–015–01 – 13,21 маш/ч на 100 м^2 , опалубливаемой поверхности.

Время выполнения опалубочных работ:

$$T_{\text{оп}} = 13,21 * 72\,382 / 100 = 9\,561,7 \text{ ч} \quad (5.38)$$

5.3.5.3 Определяем объём арматурных работ

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

$$V_{\text{сум}} * 10 \text{ кг/м}^3 = 144\,764,5 * 10 = 1\,447\,643,96 \text{ кг} = 1\,447,64 \text{ т} \quad (5.39)$$

По ГЭСН 37–01–027–03 10–25 т армокаркасов и армоферм массой свыше 5 т подбираем краны башенные бетоноукладочные при работе на гидроэнергетическом строительстве 10–25 т – 32,73 м*ч на 100 т

Время на выполнение арматурных работ:

$$T_{\text{арм}}=1\,447,64\text{т}\cdot 32,73/100\text{т}=473,8\text{ ч} \quad (5.40)$$

5.3.5.4 Укладка бетона

По таблице ГЭСН 37–01–002 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными» 100 м³ железобетона в конструкции используя выбранные ранее краны башенные бетоноукладочные при работе на гидроэнергетическом строительстве 10–25т – 7,62м*ч

$$T_{\text{ук}}=V_{\text{сум}}\cdot 7,62/100=144\,764\cdot 7,62/100=11\,031\text{ч} \quad (5.41)$$

5.3.5.5 Вибрирование

Вибрирование бетона выполняется с помощью глубинного вибратора.

Количество машино–часов вибрирования определяем по ГЭСН37–01–002–02 = 28,68 маш/ч на 100 м3 бетона.

Время выполнения вибрирования:

$$T_{\text{виб}} = \frac{V_{\text{сум}}\cdot T}{100} = \frac{144\,764,4\cdot 28,68}{100} = 41\,518,4\text{ ч} \quad (5.41)$$

где $V_{\text{сум}}$ – объем вибрируемого бетона;

T – количество машино–часов, определенное по ГЭСН 37–01–002–02 в соответствии с выбранным типом вибратора.

Суммарное время на выполнение бетонных работ:

$$T=T_{\text{ук}}+T_{\text{оп}}+T_{\text{арм}}+T_{\text{виб}} \quad (5.42)$$

$$T=11031+9\,561,7+473,81+41\,518,43=62\,585\text{ маш.ч}=2608\text{ сут.}\approx 87\text{ мес}$$

Интенсивность бетонных работ:

$$J=T/V_{\text{сум}}=62\,585/144\,764,4=0,43\text{ маш.ч/м}^3 \quad (5.43)$$

где $V_{\text{сум}}$ – суммарный объем бетона;

T – суммарное время выполнения бетонных работ

5.3.5.6 Транспорт бетонной смеси (горизонтальный)

Доставку бетонной смеси от бетонного завода осуществляем путем транспортировки автобетоносмесителем.

Выбран автобетоносмеситель с емкостью барабана 3 м³ на базе КАМАЗ – 43255.

Определен объем смеси, перевозимый одним автобетоносмесителем до места подачи в блок:

$$Q = \frac{q \cdot 60 \cdot T \cdot k}{t_{\text{ц}}} = \frac{3 \cdot 60 \cdot 8 \cdot 0,8}{26} = 44,3 \text{ м}^3/\text{смена} \quad (5.42)$$

где q – объем порции бетонной смеси 3 м^3 , перевозимый за 1 рейс;

60 – количество минут в часе;

T – продолжительность смены в часах (8 ч);

k – коэффициент использования рабочего времени = 0,8;

$t(\text{ц})$ – 26 мин, продолжительность цикла в минутах

$t(\text{ц}) = t(\text{загрузка } 5 \text{ мин}) + t(\text{грузовой пробег } 8 \text{ мин}) + t(\text{выгрузка } 3 \text{ мин}) + t(\text{порожний пробег } 5 \text{ мин}) + t(\text{очистка кузова } 5 \text{ мин})$.

5.3.5.7 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимаем бетонный завод «СТАНДАРТ–30», который находится в 3 км от производимых работ в месте возведения плотины. Тип завода: полуавтоматический, стационарный.

Базовая комплектация:

- бетоносмеситель БП–1Г–900С;
- скиповый подъемник с лебедкой;
- эстакада с высотой выгрузки 4 м;
- дозирующий комплекс 10 м^3 ($2 \times 5 \text{ м}^3$);
- дозатор цемента ДЦ–300 (300 кг);
- дозатор воды ДВПЛ–2;
- компрессор Авас (Италия);
- полуавтоматический пульт управления;
- шнек для цемента 6 метров;
- силос цемента СЦ–32;
- установка дозатора хим. добавки.

Технические характеристики:

- производительность $30 \text{ м}^3/\text{час}$;
- общая мощность 45 кВт;
- исполнение зимнее (в связи с выбранным регионом).

5.3.5.8 Транспорт бетонной смеси (вертикальный)

Выбрана схема с размещением бетоноукладочных кранов на бетонных сооружениях. Для производства укладки блоков выбран башенный кран КБГС – 450, грузоподъемностью 10–25 т.

Количество машино – часов для укладки бетона кранами башенными бетоноукладочными грузоподъемностью 10–25 т определяем по ГЭСН37–01–002–01 – 10,26 маш/ч на 100 м^3 бетона.

5.3.5.9 Подготовка блока к бетонированию

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

- установка опалубки (деревянную крупнощитовую, плоскую с крупнопанельными тяжами) и заделка щелей;
- установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- установка закладных частей для различного оборудования;
- установка контрольно–измерительной аппаратуры;
- подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- подготовка поверхностей оснований блоков;
- приемка блоков к бетонированию;
- проверка готовности всего тракта приготовления – транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

Каждая группа мероприятий имеет свой набор работ, обеспечивающих в итоге нормальный ход бетонных работ и требуемые качества бетона и бетонных конструкций. Установка (монтаж) типа арматурных конструкций и опалубки осуществляется на основе чертежей и схем армирования и схем опалубки блоков.

5.3.5.10 Уход за бетоном

Основными требованиями по уходу за бетоном являются:

- 1) обеспечение тепло влажностного режима, определяющего заданное нарастание прочности и предотвращающего значительные температурно–усадочные деформации и трещины;
- 2) получение температурного режима и температурных перепадов в блоках бетонирования, гарантирующих отсутствие трещинообразования;
- 3) предохранение твердеющего бетона от ударов и других воздействий, снижающих качество бетона в сооружении.

Тепло влажностный уход за бетоном в начальный период его твердения является обязательным мероприятием для предотвращения потери им влажности во время ранней относительно быстрой гидратации цемента, что обеспечивает нормальный набор прочности и предотвращает значительные температурно–усадочные деформации и образование усадочных трещин.

Уход за свежееуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей во влажном состоянии, что осуществляется следующими способами: распылением воды; заливкой водой; укрытием пленками, брезентом, мешковиной, матами или другими подобными материалами, увлажняемыми в процессе испарения.

В жаркую сухую погоду во влажном состоянии должна также находиться неснятая деревянная опалубка.

5.3.5.11 Контроль качества бетонных работ

Контроль качества бетонных работ и 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 (СП 70–13330 (акт.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. Контроль прочности бетона следует производить, как правило, по результатам испытания специально изготовленных или отобранных из конструкции контрольных образцов (ГОСТ 10180, ГОСТ 28570). 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).

5.3.5.12 Производство бетонных работ в зимних условиях

Так как район строительства Брамьянского гидроузла находится в суровых климатических условиях (работ на территории залегания вечной мерзлоты и низких температур (ниже минус 45⁰С) наружного воздуха), то производство зимних бетонных работ ведётся при строгом соблюдении заданных проектом требований по сохранению монолитности сооружения. Во время строительства будем применять следующие меры, для обеспечения получения в заданные сроки бетона с предусмотренной проектом прочностью, водонепроницаемостью и морозостойкостью:

- противоморозные добавки,
- подогрев бетонной смеси,
- отогрев оснований бетонирования,
- тепляки,
- трубный прогрев бетонных массивов,
- регулирование температурного режима и термонапряженного состояния бетона.

Тепляки возведём унифицированной конструкции, состоящей из металлических пилонов–колонн и теплячной крышки с отверстиями для подачи бетона в блок. Для борьбы с низкими температурами наружного воздуха (ниже

минус 45⁰С) предусматриваем использование утепленной опалубки, с щитами из бруса толщиной 200 миллиметров.

Бетонная смесь при транспортировке в блок бетонирования должна иметь температуру не ниже +5⁰С для чего используются автомобили–миксеры.

Во время всего процесса укладки бетонной смеси в блок она обогревается 2 калориферами с целью поддержания температуры + 30⁰С для того, чтобы процесс гидратации происходил как можно быстрее, до того момента пока бетонная смесь не наберет необходимую прочность.

5.4Второй этап – возведение временных перемычек 2 очереди, перекрытие русла

Состав работ II этапа:

- разобрать низовую перемычку первой очереди и затопить котлован;
- разобрать верховую перемычку первой очереди, пропуск воды начнется через донные отверстия;
- отсыпать перемычки второй очереди;
- наращивание перемычек II очереди до проектных отметок.

5.4.1.Расчет пропуска строительного расхода II очереди через донные отверстия

Пропуск строительных расходов II очереди может быть осуществляем через донные отверстия ГЭС.

5.4.1.1Определяем минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки

$$n_{min} = \frac{Q_{стр}}{V_{доп} \cdot h_p \cdot l} = \frac{601}{22 \cdot 4,5 \cdot 14} = 1 ; \quad (5.45)$$

где $V_{доп}$ =22 м/сек– допустимая средняя скорость для бетона;

h_p – глубина воды на пороге быстротока или в русле реки м;

l – ширина донного отверстия, м ;

Ширину донного отверстия в строительный период принимаем равной ширине пролета водосливного отверстия эксплуатационного периода 14 м.

Сопряжение бьефов осуществляется отбросом струи

5.4.1.2Определяем расчетную отметку порога донных отверстий

Перекрытие назначаем по гидрографу на октябрь ($Q_{пер}$ =218,59 м³/сек)

Определяем уровень воды в реке ($УВБ(Q_{пер})$)=313,9 м

$$\nabla УВБ(Q_{пер}) = \nabla УНБ (Q_{пер}) + Z_{max} = 313,9 + 2 = 315,9 \quad (5.46)$$

где $\nabla УНБ (Q_{пер})$ –уровень воды в реке при расходе перекрытия, определяем по таблице связи расходов и уровней.

Z_{max} –максимальный перепад при перекрытии русла, принимаем 2 м.

Определяем глубину воды над порогом донного отверстия H_{Π} :

$$H_{\Pi} = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{218,59}{0,35 \cdot 14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8}} \right)^{2/3} = 4,81, \text{ м} \quad (5.47)$$

где $b = n \cdot l = 1 \cdot 14$ – ширина донных отверстий;

$n = 1$ – количество донных отверстий всего 2;

$l = 14$ – ширина донного отверстия, м;

m – коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом 0,3–0,35.

$$\nabla_{\text{ПДО}} = \nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{пер}}) - H_{\Pi} = 315,9 - 4,81 = 311,1 \text{ м}, \quad (5.48)$$

$$\nabla_{\text{ДНО}} = 311 \text{ м}.$$

5.4.1.3 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.

$$\nabla_{\text{Верха ДО}} = 311,1 + 3 < \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}}) = 315,5 \quad (5.49)$$

$$314,3 < 315,5 \text{ – затопленное отверстие}$$

Определяем величину перепада между уровнями ВБ и НБ $-Z_{\text{во}}$

$$Z_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{во}}^2 \cdot 2g} = \frac{601^2}{0,714^2 \cdot 84^2 \cdot 2 \cdot 9,8} = 5,11 \text{ м}; \quad (5.50)$$

Суммарная площадь донных отверстия

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h_{\text{отв}} \cdot n; \text{ м}^2 = 2 \cdot 14 \cdot 3 = 84; \text{ м}^2 \quad (5.51)$$

где n – количество отверстий строительного периода.

Количество донных отверстий изменяется от n_{min} до n_{max} .

Максимальное количество отверстий n_{max} назначается равным или меньше количества отверстий эксплуатационного периода, либо, если конструкция водосброса позволяет, то отверстия строительного периода можно разместить в два ряда по высоте.

$$\mu = \frac{1}{1 + \xi_{\text{вх}} + \frac{2gL}{C^2 R}} = \frac{1}{1 + 0,3 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot 55}{93,1^2 \cdot 124}} = 0,714, \quad (5.52)$$

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

$C = 93,1$;

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

Для затопленного отверстия

$$R = \frac{w}{x} = \frac{b \cdot h}{2b + 2h} = \frac{14 \cdot 3}{2 \cdot 14 + 2 \cdot 3} = 1,24 \text{ м} \quad (5.53)$$

где L – длина донного отверстия, м; (определяем по чертежу);

$\xi_{вх}$ – потери напора на входе принимаем 0,2–0,5.

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».

$$\nabla_{УВБ}(Q_{стр}) = \text{УНБ}(Q_{стр}) + Z_{во} = 315,5 + 5,11 = 320,6 \text{ м} \quad (5.54)$$

$$\nabla_{ГВП}_{\text{IIоч}} = \nabla_{УВБ}(Q_{стр}) + d = 320,6 + 5,5 = 326,1 \text{ м}$$

$$\nabla_{ГНП}_{2\text{оч}} = \text{УНБ}(Q_{стр}) + \alpha = 315,5 + 4,5 = 320 \text{ м}$$

Далее вычерчиваем конструкцию перемычек II очереди, а также на чертеже наносим оси перемычек II. Отметка верха сооружений, которые необходимо возвести к перекрытию русла о назначаем равной $\nabla_{ГВП}_{\text{IIоч}} + 1,0 \text{ м}$.

По плану определяем длины перемычек II очереди:

верховой $L_v = 108 \text{ м}$,

низовой $L_n = 111 \text{ м}$.

в качестве продольной перемычки стараемся использовать бетонные сооружения (чаще раздельный устой).

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».

Возведение перемычек II производим, как и в I очереди.

5.5 Третий этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наращивание сооружений в котловане I очереди до отметки 326,1

Состав работ III этапа:

- образование котлована второй очереди;
- возведение стационарной бетонной плотины до отметки 326,1;
- возведение здания ГЭС до отметки 319;
- наращивание бетонной водосливной плотины с отметки 326 до отметки УМО 376;
- наращивание левобережной бетонной глухой плотины с отметки 326 до отметки УМО 376.

Результаты расчётов вносим в ведомость объёма работ (табл.5.8)

5.6 Четвёртый этап – наращивание сооружений, наполнение водохранилища до отметки УМО, пуск 1 агрегата

На данном этапе проводят бетонные работы по всему напорному фронту до отметки 376 м. Разбираются перемычки котлована второй очереди. Пропуск расходов осуществляется через водосбросную плотину и донные отверстия. Пуск агрегатов 1–2. Результаты расчётов вносим в ведомость объёма работ – Таблица 5.8.

5.7 Пятый этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов

Состав работ:

- 1) наращивание правобережной бетонной плотины до отметок гребня;
- 2) поочередный пуск агрегатов 3–6.

Результаты расчётов вносим в ведомость объёма работ – Таблица 5.8.

5.8. Ведомость распределения объемов работ по этапам строительства

Таблица 5.8 – Объемы строительных работ Брамьянского гидроузла

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяц	Примечания	Вид работ
I	Продольная, верховая и низовая перемычка I очереди	39 640,4	4	1 смена 1 механизм	насыпь
	Котлован I очереди	702 236	15,5	1 смена 1 механизм	БВР и ЗР
	Левобережная бетонная и водосливная плотина до отметки 326,1	144 764,4	87	1 смена 1 механизм	бетон
II	Верховая и низовая перемычка II очереди	74 367	7,4	1 смена 1 механизм	насыпь
Перекрытие русла					
III	Котлован II очереди	995 481	22	1 смена 1 механизм	БВР и ЗР
III	Станционная бетонная плотина до отметки 326,1	71 264	42	1 смена 1 кран	бетон
	Правобережная глухая бетонная плотина до отметки 326,1	72 943	46	1 смена 1 кран	бетон
	Здание ГЭС до отметки 319	53 662,26	32	1 смена 1 кран	бетон
	Бетонная водосливная плотина с отметки 326 до отм. УМО 376	254 770,1	153	1 смена 1 кран	бетон
	Левобережная бетонная глухая плотина с отметки 326 до отметки УМО 376	294 876,6	177	1 смена 1 кран	бетон
IV	Пуск 1–2 гидроагрегата	2 компл.	6	Краны маш.зала	монтаж и пуск
	Левобережная бетонная глухая плотина с отметки 376 до отметки гребня 390	88 809,2	53	1 смена 1 кран	бетон

Окончание таблицы 5.8

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяц	Примечания	Вид работ
IV	Водосливная плотина с отметки 376 до отметки гребня	51 751,6	31	1 смена 1 кран	бетон
	Станционная бетонная плотина от отметки 326,1 до отметки 376	289 975	170	1 смена 1 кран	бетон
IV	Правобережная глухая бетонная плотина с отметки 326,1 до отметки 376	299 650,4	184	1 смена 1 кран	бетон
	Шатёр Здания ГЭС			1 смена 1 механизм	
V	Станционная бетонная плотина от отметки 376 до отметки 390	81 602	41	1 смена 1 кран	бетон
	Правобережная глухая бетонная плотина с отметки 376 до отметки 390	81692,3	52	1 смена 1 кран	бетон
	Пуск агрегатов 3–6	4 компл.	12	Краны маш.зала	монтаж и пуск

6 Противопожарная безопасность. Охрана труда

6.1 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утверждённых РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России, Федеральный закон № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», Федеральный закон № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Закон № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

При возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, оперативный персонал обязан:

- принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений;
- известить руководство гидроэлектростанции;
- обесточить электрооборудование в зоне пожара;
- выдать письменный допуск для тушения пожара;
- организовать его тушение и эвакуацию персонала;
- восстановить нормальный режим работы оборудования и т.д.

Каждый работник ГЭС обязан:

- знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории;
- при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара;
- принять возможные меры к спасению людей и имущества;
- приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности, включающую в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярный инструктаж по вопросам пожарной безопасности (первичный, периодический, внеплановый и целевой);
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;

- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

6.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, трудового кодекса, государственным стандартам безопасности труда, правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда и технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

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

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

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

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

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

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;
- По техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;
- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;
- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;
- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ от наносов;
- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;
- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы);
- по обслуживанию иных объектов ГЭС.

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

7 Охрана окружающей среды

7.1 Мероприятия по охране природы

Брамьянская ГЭС расположена на реке Мама в Мамско–Чуйском районе Иркутской области.

Климат района строительства резкоконтинентальный, с морозной (до –55°С–60°С) зимой и коротким теплым (до +39°С) летом. Осадки в течение года выпадают неравномерно. Максимум их (до 70 %) приходится на осенние месяцы. Среднегодовое количество осадков составляет 390–550 мм, причем 60–70 % приходится на летние месяцы. Мощность снежного покрова достигает 60–98 см. Число дней со снежным покровом – 98–133. Район находится в зоне вечной мерзлоты. Условия района накладывают определенные требования к проведению строительных работ. Бетонные работы проводят не только в тёплое время года, но и при отрицательных температурах наружного воздуха, для этого применяются способы зимнего бетонирования: введение морозостойких

добавок, применение электрообогрева бетона, устройство тепляков с обогревом электрокалориферами.

Река Мама берёт своё начало при слияниилевой и Правой Мамы, стекающих с северных склонов Верхнеангарского хребта. Левая Мама и Правая Мама – полугорные реки, местами порожисто–водопадные, изобилуют порогами и шиверами; в межгорных котловинах течение спокойное, русла разветвлённо–извилистые. После слияния этих рек долина Мамы расширяется, образуется фрагментарная пойма. Ниже впадения притока Конкудера русло Мамы врезанное, с обрывистыми скальными берегами, слабоизвилистое, шириной 200–300 м. Средний уклон реки в нижнем течении 1,09%. Питание реки преимущественно дождевое. Весенне–летнее половодье начинается в середине мая. Паводочный период продолжается с июля по август. Минимальные расходы воды приходятся на зимний период и составляют 30–40 м³/с. Годовой диапазон изменений уровня воды в нижнем течении достигает 5 м. Ледяной покров на реке устанавливается в конце октября. Ледостав продолжается до конца апреля – начала мая.

Ниже по течению находятся населённые пункты: п.г.т. Луговский и п.г.т. Мама. В соответствии с п.2.3.2 СанПиН 2.1.4.1110–02 “Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения” площадка Брамьянской ГЭС попадает во второй пояс зоны санитарной охраны источника питьевого водоснабжения п.г.т.Луговский. Режим использования зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения п.г.т. Луговский регламентируется СанПиН 2.1.4.1110–02:

– в границах второго пояса ЗСО запрещается сброс промышленных и ливневых сточных вод, содержание в которых химических веществ и микроорганизмов превышает установленные санитарными правилами гигиенические нормативы качества воды;

Большая часть прилегающих к реке территорий покрыта лиственничными и лиственнично–кедровыми лесами, в верховье – таёжная растительность гольцов. В районе строительства Брамьянской ГЭС отсутствуют краснокнижные виды растений, следовательно, не требуется проведение мероприятий по их сохранению или компенсации причиненного при строительстве ущерба.

В районе строительства ихтиофауна реки Мама представлена следующими видами рыб: гольян, карась, ленок, налим, окунь, сиг, сырок, таймень, тугун, хариус, щука, язь и др. Необходимо провести работы по оценке величины ущерба биологическим водным ресурсам для выбора мероприятий по компенсации причиненного ущерба.

7.2 Период строительства

В период строительства Брамьянского гидроузла будут проводиться такие виды работ, как подготовка ложа водохранилища, а так же проведены мероприятия по уменьшению воздействия строительства на окружающую среду.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища в соответствии с санитарными правилами СТО 70238424.27.140.036–2009 “Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ”, требуется выполнение санитарной подготовке территории затопления и охраны водных объектов в зоне влияния водохранилища.

Так как зона затопления не требует выноса жилой застройки, мероприятия по очистке жилой зоны не требуется. В зоне затопления присутствует древесная и кустарниковая растительность, в связи с этим необходимо провести мероприятия по лесосводке. Очистке от древесной и кустарниковой растительности подлежит и территория сработки водохранилища от НПУ ($U_{НПУ} = 387,00$ м) до максимальной сработки ($U_{УМО} = 376,11$) плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

Воздействие строительства гидроузла на окружающую среду:

- создание водохранилища, изменение ландшафта и климата;
- подготовка ложа водохранилища, очистка территорий от леса;
- загрязнение атмосферы выбросами в течении строительства;
- выбросы в атмосферу взрывчатых веществ при разработке площадки;
- сброс ливневых сточных вод с площадки строительства;
- образование отходов при производстве строительных работ.
- опасности и риски для населения и рабочего персонала, связанные с состоянием, порядком строительства и эксплуатации ГТС.

Мероприятия по охране земельных ресурсов:

- выполнение работ в пределах отведенной территории;
- компактное размещением временных зданий и сооружений.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036–2009, в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне–летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

7.3.1 Основные мероприятия по охране окружающей среды

1 Организационные:

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно–допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- Организация и проведение производственного экологического контроля

7.3.2 Санитарно– технические

- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- Организация стоянок автотранспорта в специально– оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

7.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m$$

где–объем бетонных работ, м³ (1 785 698 м³)
q–удельный норматив образования, % (q =1,8%)
ρ– плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1\,785\,698 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 8\,035,6 \text{ т}$$

7.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82–202–96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m$$

где –количество арматуры, т (17 857 т)
q–удельный норматив образования, % (q =1,0%)
ρ– удельный вес арматуры, т/м³ (ρ =2,0 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 357 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 8 035,6 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 357 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.3 Период эксплуатации

В период эксплуатации будут оказываться следующие воздействия на окружающую среду:

- выбросы в атмосферу при проведении ремонтных работ по оборудованию: по сварке, резке металлов, окрасочных работ;
- сброс ливневых сточных вод с промышленной площадки ГЭС;
- сброс сточных вод, содержащих нефтепродукты, с крышек турбин;

- сброс дренажных вод;
- образование отходов при выполнении ремонтных работ на оборудовании, в промышленных зданиях и сооружениях.
- образование отходов при эксплуатации технологического оборудования, промышленных зданий и сооружений.
- образование отходов при административно–хозяйственной деятельности и делопроизводстве.

Для уменьшения воздействия на водные экосистемы в период эксплуатации гидроузла предусмотрены следующие мероприятия:

- водоснабжение объектов Брамьянского гидроузла обеспечивается от сети водопровода Брамьянской ГЭС, без организации водозабора из поверхностных водных объектов;
- водоотведение образующихся хозяйственно–бытовых и близких к ним производственных сточных вод, предусмотрена сеть бытовой канализации;
- организован сбор и очистка поверхностных сточных вод, образующихся на площадке выходного оголовка водосброса и подъездной дороги.

В связи с тем, что воздействия на земельные ресурсы в период эксплуатации не ожидается, разработка мероприятий по охране земельных ресурсов не требуется.

При эксплуатации гидротурбинного и электротехнического маслонаполненного оборудования образуются отходы масел. Отходы масел хранятся в специализированных емкостях, не допускающих проливов нефтепродуктов, и передаются на обезвреживание специализированным организациям.

Согласно статьи 65 Водного кодекса РФ от 03.06.2006 № 74–ФЗ размер водоохраной зоны р.Мама составляет 200 м. В соответствии с режимом охраны водоохраных зон при эксплуатации станции требуется выполнение организационных, технологических и санитарно–технических мероприятий:

- получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты
- организация и проведение производственного и экологического контроля
- разработка и осуществление водоохраных мероприятий
- оборудование маслохозяйства маслоочистительной установкой
- организация контроля за соблюдением природоохранных нормативов

8. Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Таблица 8.1.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2034	2035	2036	2037	2038
Установленная мощность	МВт	417.0	417.0	417.0	417.0	417.0
Число часов использования установленной мощности	Часы	3 472.0	3 472.0	3 472.0	3 472.0	3 472.0
Выработка электроэнергии	МВт*ч	120 652.0	120 652.0	120 652.0	120 652.0	120 652.0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	1 568.4	1 568.4	1 568.4	1 568.4	1 568.4
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	119 083.5	119 083.5	119 083.5	119 083.5	119 083.5
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	2 602.3	2 809.9	3 032.8	3 274.1	3 535.1
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	309, 8	334, 6	361, 1	389, 8	420, 9
НДС к выручке	млн.руб	47, 2	51, 0	55, 0	59, 4	64, 2

Вывод: в первые годы эксплуатации все показатели устанавливаются, тариф на электроэнергию, выручка от реализации и НДС к выручке увеличиваются.

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 ОАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «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 и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.1.2.

Таблица 8.1.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	106,4
Прочие	274,0	114,3
Итого по ГЭС		220,7

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.1.3.

Таблице 8.1.3 – 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 400 МВт до 999 МВт	0,040%	0,060%	0,080%	0,100%

Таблица по форме ЕСУ

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.1.4.

Таблица 8.1.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
АО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб/МВт	56, 4
АО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб/МВт*ч	3, 9
АО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб/МВт*ч	1, 1
Итого		61, 5

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 таблице 8.1.5.

Таблица 8.1.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2033	2034	2035	2036	2037
Амортизационные отчисления, млн.руб.	188,3	203,6	185,9	226,7	274,6
Расходы на страхование, млн.руб.	121,7	124,7	127,8	158,8	186,7
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	110,3	220,6	220,6	220,6	220,6
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	11,5	12,1	12,4	15,3	28,1
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	33,3	61,5	61,5	61,5	61,5
Налог на воду, млн.руб.	15,8	17,2	17,2	17,2	17,2
Итого, млн.руб.	481,1	639,8	625,7	700,4	789,1

Вывод: в первые годы эксплуатации текущие затраты на амортизацию, страхование, эксплуатацию, ремонт производственных фондов и на услуги регулирующих компаний постепенно увеличиваются, налог на воду устанавливается, в дальнейшем не изменяется.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

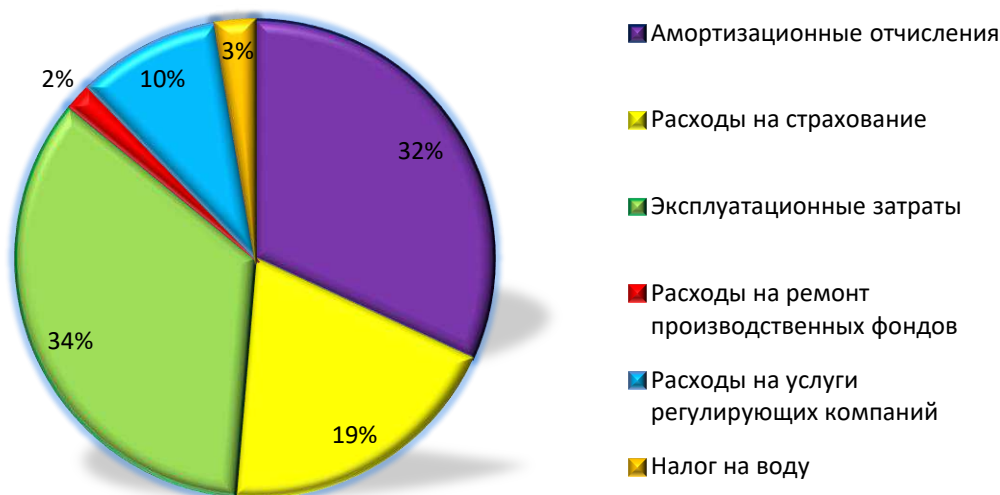


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 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 таблице 8.1.6.

Таблица 8.1.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2034	2035	2036	2037	2038
Налог на прибыль, млн.руб.	1 493,2	1 625,9	1 750,3	1 871,7	1 992,3
НДС, млн.руб.	218,4	1 628,7	932,2	1 741,1	1 013,1
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Налог на имущество, млн.руб.	270,1	276,7	301,9	397,1	517,9
Итого, млн.руб.	1 493,2	1 625,9	1 750,3	1 871,7	1 992,3

Вывод налоговые расходы изменяются с течением времени

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.2.1.

Таблица 8.2.1– Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2034	2035	2036	2037	2038
Выручка (нетто), млн.руб.	8 066	8 707	9 395	10 140	10 946
Текущие расходы, млн.руб.	639,8	625,7	700,4	789,1	906,1
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	8 048	8 690	9 378	10 123	10 929
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	7 529	8 181	8 765	9 398	10 028
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1 505	1 636	1 753	1 879	2 005
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	6 023	6 545	7 012	7 519	8 022
Ставка налога на прибыль, %	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00

Вывод: с течением времени ставка налога на прибыль не изменяется, все остальные показатели (выручка, текущие расходы, валовая прибыль, прибыль от налогообложения, скорректированный налог на прибыль и чистая прибыль) увеличиваются.

8.2.2 Анализ денежных потоков

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта и соответствующие выводы представлен на рисунке 8.2.

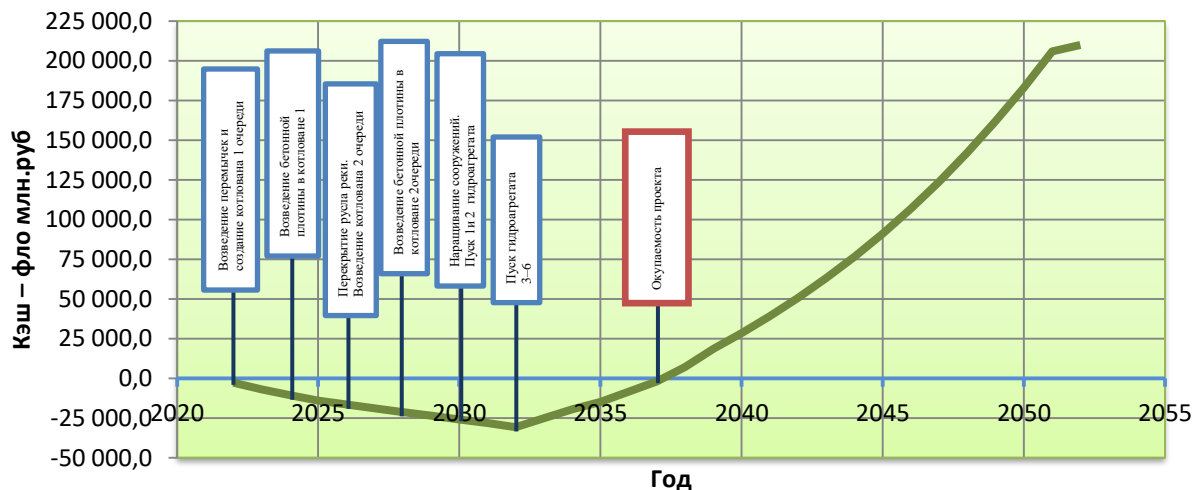


Рисунок 8.2 – Денежные потоки по проекту в млн.руб.

8.3. Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016–2041 гг.»)

8.3.1 Методология, исходные данные

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

- Чистый, дисконтированный доход
- Индекс прибыльности
- Срок окупаемости
- И т.д.

Расчёт показателей эффективности 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»

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Брамьянской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.

Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.3.1.

Таблица 8.3.1–Показатели эффективности реализации проекта «Брамьянской ГЭС на реке Мама»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	193
Чистый приведенный доход – NPV, руб	4 185 692 014,51
Индекс прибыльности – PI, руб.	1.22

Окончание таблицы 8.3.1

Наименование	Значение
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	13.01
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.25
Удельные капиталовложения, руб/Квт	95 230.41

Вывод проект Брамьянского гидроузла считается прибыльным и может быть рассмотрен к реализации.

8.3.3 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 таблице 8.3.2.

Таблица 8.3.2 – Предполагаемыеналоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2034	2035	2036	2037	2038
В федеральный бюджет, млн. рублей	1 739,4	3 282,4	2 710,2	3 640,5	3 033,1
В региональный бюджет, млн. рублей	270,1	276,7	301,9	397,1	517,9
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	2 009,6	3 559,1	3 012,1	4 037,6	3 551,1

Вывод: поступления в федеральный бюджет налоговых выплат с каждым годом эксплуатации увеличивается.

9. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях

9.1 Общие положения

В гидротехнических сооружениях, отличающихся большим сроком службы, одним из ответственных элементов являются уплотняющие устройства деформационных швов. Конструкции уплотнений должны быть надёжными в эксплуатации. Герметизацию швов и трещин в бетоне проводят с целью восстановления монолитности, устранения фильтрации, повышения водонепроницаемости сооружения в целом.

Шов должен иметь ширину, позволяющую отдельным частям сооружения независимо перемещаться и включать в себя элементы обеспечивающие водонепроницаемость, а так же возможность наблюдения за работой шва.

Основными причинами фильтрации воды через уплотнения деформационных швов в гидротехнических сооружениях являются:

- старение и разрушение материала уплотнителя;
- некачественное проведение работ;
- неправильное расположение уплотнения в шве;
- разуплотнение или уплотнение шва при неравномерной нагрузке.

9.2 Типы и конструкции деформационных швов

В гидротехнических сооружениях деформационные швы подразделяют по назначению:

- температурные – предусматриваются для компенсации температурных колебаний в бетонной кладке в эксплуатационный период;
- температурно–осадочные – компенсируют деформации, вызываемые температурными колебаниями и неравномерными осадками сооружения;
- усадочные – компенсируют деформации, вызываемые постепенным падением температуры бетона и его усадкой.

Швы также подразделяют на временные и постоянные:

- временные (строительные) – устраиваемые в период строительства для рассеивания тепла от свежееуложенного бетона и предотвращения трещинообразования от тепла экзотермии;
- постоянные – предотвращают температурные трещинообразования и деформации сооружения от неравномерных осадок основания в период эксплуатации сооружений;

Конструкции швов определяются:

- назначением;
- условиями работы в сооружении;
- действующими нагрузками и воздействиями;
- величиной их деформации (раскрытия) в период эксплуатации сооружения;
- материалом, используемым для заполнения;
- доступностью при проведении ремонтных мероприятий.

Температурные швы имеют ширину 0,5 – 1,0 см на расстоянии не более 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины – ширину не более 0,1 – 0,3 см. Температурно – осадочные швы имеют ширину 1– 2 см в пределах фундаментной плиты плотины и водобоя при любых нескальных и полускальных грунтах основания, а выше фундаментной плиты плотины на нескальных грунтах основания устраиваются шириной не менее 5 см.

По геометрии швы делятся на плоские, штрабовидные и ломаные.

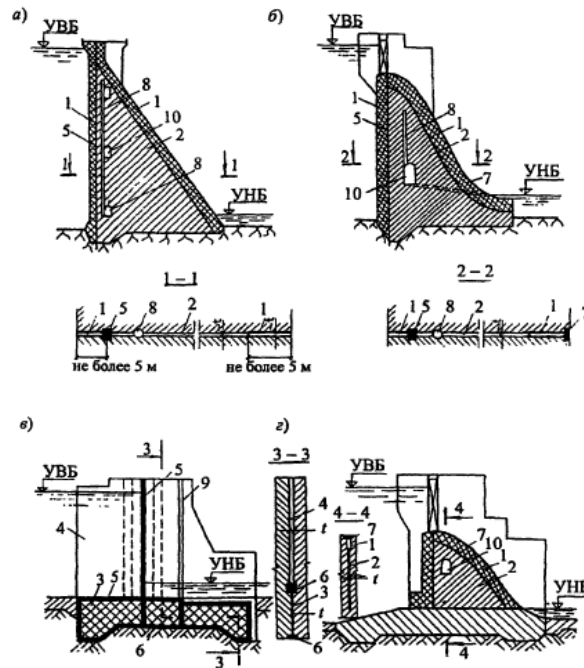
Конструкции постоянных деформационных швов включают:

- уплотнение, обеспечивающее его водонепроницаемость;
- дренажное устройство для отвода профильтровавшейся через уплотнение или в обход его воды;
- смотровые шахты и галереи для наблюдения за состоянием шва и ремонта уплотнения.

Уплотнения постоянных деформационных швов плотин подразделяются:

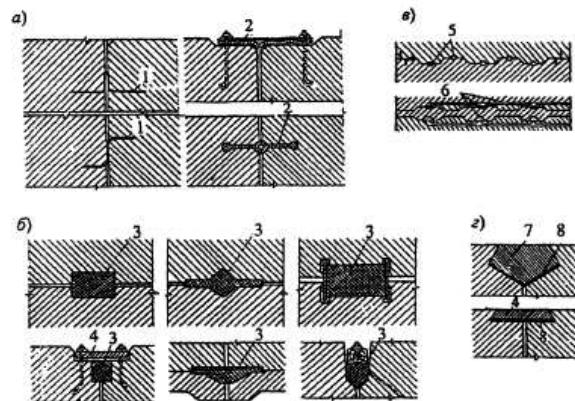
- по расположению в шве – на вертикальные, горизонтальные и контурные, представлены на рисунке – 9.1;
- по конструкции и материалам – на диафрагмы из металла, резины и пластических масс представлены на рисунке – 9.2/а;

- шпонки и прокладки из асфальтовых материалов представлены на рисунке – 9.2/б;
- инъекционные (уплотняющие, битумизация) представлены на рисунке – 9.2/в;
- брусья и плиты из бетона и железобетона представлены на рисунке – 9.2/г.



t – шов; 5,6,7 – вертикальные, горизонтальные и контурные уплотнения; 8 – дренажное устройство; 9 – смотровая шахта; 10 – смотровая галерея

Рисунок – 9.1 Схемы расположения уплотнений в постоянных деформационных швах плотин на скальном (а,б) и не скальном (в,г) основаниях



а – диафрагмы из металла, резины и пластический масс; б – шпонки и прокладки из асфальтовых материалов; в – инъекционные (цементация и битумизация) уплотнения; г – брусья и плиты из бетона и железобетона.

Рисунок – 9.2 Схемы основных уплотнений деформационных швов бетонных и железобетонных плотин

При разработке проектов ремонта уплотнений деформационных швов следует соблюдать требования СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06–85», а именно:

- материал уплотнения должен непосредственно примыкать к бетону секций, образующих шов;
- величина сжимающего напряжения на контакте асфальтового материала уплотнения с бетоном в рассматриваемом сечении должна быть не менее величины внешнего гидростатического давления воды в том же сечении;
- средние градиенты фильтрационного напора по контуру уплотнений шва не должны превышать критических градиентов: для гравитационных и массивно–контрфорсных плотин – 25; для арочных и арочно–гравитационных плотин и для арочных напорных перекрытий многоарочных плотин – 50.
- конструкция деформационного шва должна быть работоспособна во всем диапазоне температурных воздействий.

9.3 Основные причины фильтрации воды через уплотнения деформационных швов гидротехнических сооружений

Основными факторами, определяющими необходимость ремонта уплотнений деформационных швов, являются:

- появление и нарастание фильтрации воды через шов;
- разрушение уплотнений шва.

Причинами фильтрации воды через шов могут быть:

- некачественное выполнение шва, его уплотнений или неудачная их конструкция, не отвечающая условиям работы шва;
- неудачный выбор материала уплотнения, не соответствующего условиям и требованиям надежной работы конструкции;
- старение, разрушение и вытекание (в случае мастичного) уплотнения шва и окружающего шов бетона.

Вода может фильтровать через бетон, поэтому прежде, чем принимать решение о ремонте уплотнений шва, необходимо выявить природу поступающей в него воды, степень водопроницаемости бетона в области шва, степень водопроницаемости уплотнений и самого шва.

Степень водонепроницаемости бетона и деформационных швов в тонкостенных бетонных конструкциях оценивается визуально или с помощью установок и приборов для определения водопроницаемости (воздухопроницаемости) элементов бетонных и железобетонных конструкций в производственных условиях.

Степень водонепроницаемости бетона в массивных сооружениях и доля в нем водонепроницаемости деформационных швов при решении о необходимости их ремонта может быть оценена: инструментально; путем сравнения расходов воды, вытекающей через соседние, швы сооружения.

9.4 Виды трещин в бетонных конструкциях и причины их образования

Виды трещин и причины их появления тесно взаимосвязаны, поэтому все трещины делят на два вида – появившиеся в результате воздействия внешних сил и внутреннего напряжения в материале.

Внешние силы, такие как растяжение, провоцируют характерные повреждения. Так, на изгибе арматуры, перпендикулярно оси обычно появляются трещины, поскольку именно на зону изгиба приходится наиболее сильное растяжение. На базе этих трещин нередко появляются трещины сдвига. Они обычно располагаются диагонально к оси арматуры.

Порой, при сильном центральном растяжении и больших нагрузках появляются сквозные трещины, пронизывающие бетон полностью. Они особенно опасны, когда появляются на потолочных бетонных элементах, поскольку могут привести к обрушению конструкции.

Параллельно стержням арматуры располагаются трещины на стыках манкировки и соединения стержней арматуры. Чаще всего причиной их появления становится несоблюдение технологии армирования бетона.

Причинами появления трещин бетонных конструкций могут являться сильные нагрузки на растяжение или сжатие, из-за чего бетонные конструкции могут давать трещины. Часто это происходит, когда нагрузка на элементы рассчитывается неправильно, или в строительстве используются марки бетона, не отвечающие требованиям для возводимых конструкций. Также трещины могут образоваться, если строительство было возобновлено после долгого перерыва, без проведения испытаний уже возведённых конструкций.

Ещё одной причиной появления трещин, является использование некачественных бетонных изделий.

Внешние факторы, такие как перепады температур и влажность, а также неравномерные осадки сооружения, могут сказаться на прочности бетона и привести к образованию трещин.

9.5 Материалы для герметизации фильтрующих деформационных швов и трещин

При выполнении ремонтных работ должны использоваться материалы, свойства которых устанавливаются соответствующими техническими условиями и ГОСТ. В деформационных швах следует использовать комплекс материалов, обеспечивающих их качественное уплотнение и герметизацию:

- герметизирующие мастики (герметики);
- уплотняющие материалы;
- ленточные материалы;
- грунтовочные составы;
- теплоизоляционные материалы.

9.5.1 Основные воздействия на ГТС, учитываемые при подготовке к проведению ремонта швов и трещин

От подготовки поверхности в большей степени зависит качество ремонтных и гидроизоляционных работ.

Подготовка поверхностей включает в себя:

- Удаление разрушенного и слабого основания, продуктов коррозии, цементного молочка, различных покрытий и других загрязнений;
- Промывку водой под давлением для удаления остатков рыхлого основания, открытия пор и насыщение основания водой;
- Устранение протечек.

Для удаления разрушенного и рыхлого основания применяют методы механической очистки. К ним относятся: удаление рыхлого основания при помощи отбойного молотка или перфоратора, пескоструйной, дробеструйной, водоструйной обработки и фрезерованием.

Не рекомендуется применять шлифование для очистки поверхностей, так как во время шлифования микропоры и трещины затираются и это снижает адгезию ремонтных и гидроизоляционных смесей к основанию.

Пескоструйную очистку поверхностей рационально совмещать с последующей очисткой водой под давлением для удаления пыли и открытия пор. Также возможно применение гидроабразивной очистки.

Прочность поверхности, очищенной от рыхлого основания, должна соответствовать требованиям бетона класса не ниже В22,5.

В случае если основной массив конструкции, состоящий из бетона или каменной кладки, по прочности не удовлетворяет требованиям бетона класса не ниже В22,5, то необходимо ремонтный состав наносить по сетке из катанки диаметром 5–6 мм с ячейкой 100×100 мм, закрепленной к массиву анкерами.

Удаление с поверхностей масел, нефтепродуктов, жиров возможно жесткими щетками с использованием моющих средств, растворов щелочей и растворителей, с последующей промывкой горячей водой под давлением или обработкой паром.

Оголенную арматуру необходимо очистить от продуктов коррозии при помощи пескоструйной установки. При небольших площадях можно использовать металлическую щетку или игольчатый пистолет.

Непосредственно перед ремонтом поверхность конструкций должна быть увлажнена до прекращения впитывания при помощи водоструйных установок или распылителей воды.

При подготовке к ремонту относительно больших площадей несущих конструкций недостаточна разделка до визуально «здорового» бетона. Необходимо оценить прочность доступными методами для сравнения ее с проектными физико–механическими характеристиками.

Ремонтные зоны (в том числе швы, трещины) подготавливаются в соответствии с Техническими условиями конкретных материалов.

9.5.2 Основные требования к выбору ремонтного состава

Для ремонта уплотнений деформационных швов обычно используются те же материалы, что и для их выполнения в период строительства:

- горячие и холодные асфальтовые, полимербитумные, полимерные мастики и горячие и холодные асфальтовые полимербитумные и полимерные растворы;
- инъекционные (заливочные) цементные, цементно–песчаные, полимерцементные, полимерминеральные и полимерные растворы;
- металлические листовые материалы;
- асфальтовые, полимербитумные и полимерные герметики;
- профильные резиновые уплотнительные ленты и прокладки, листы из стеклопластиков, полимерные рулонные и листовые материалы;
- жгуты (прокладки) из пороизола, гернита и др.

Материалы, выбранные для уплотнения деформационных швов при их ремонте, должны быть водонепроницаемы, долговечны, коррозионно стойкие, водостойчивы, работать в конструкции шва в обжатом состоянии, а так же обеспечивать достаточную адгезионную прочность ремонтного материала к старому бетону.

Материалы, относящиеся к группе заливочных и инъекционных, должны быть достаточно подвижными, способными при заливке плотно заполнять заливаемые полости и щели.

Ремонтные материалы, относящиеся к группе полос, лент, листов, должны быть долговечными, обладать высокой механической прочностью, эластичностью и сопротивляемостью при многократных, часто повторяющихся деформациях.

Прочность материалов при сжатии и растяжении ремонтной смеси должна находиться в пределах не ниже, чем на один класс, и не выше, чем на два класса, чем прочность при сжатии и растяжении основной бетонной конструкции.

9.5.3 Материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин на основе цемента

Цементная гидроизоляция обеспечивает защиту конструкции от воздействия влаги. При правильном смешивании компонентов обеспечивается высокая надежность, увеличивается срок службы покрытия.

Существуют разные виды смесей на цементной основе, при выборе учитывают их состав и свойства. Для регулирования технологических свойств цементных растворов, повышения их подвижности и проницаемости в состав вводят соответствующие добавки, регулирующие подвижность, нерасслаиваемость и сроки схватывания смеси. Материал подбирают с учетом целевого назначения конструкции и условий эксплуатации. Гидроизоляция должна соответствовать температурному режиму, при котором будет наноситься и служить в дальнейшем. Нарушение этого условия приведет к

постепенному разрушению защитного слоя. Состав смеси разрабатывают в специализированных лабораториях.

В качестве альтернативы разрабатываемым составом на цементной основе, могут применяться составы приготовленные из сухих смесей. В зависимости от фракции наполнителя сухие гидроизоляционные смеси подразделяются на следующие виды:

- Бетонные, с фракцией больше 5 мм. В роли связующего вещества выступает цементно–песчаная смесь. В зависимости от присутствующих добавок могут обладать высокой прочностью, хорошей адгезией к любым поверхностям и водонепроницаемостью. Бетонная гидроизоляция повышает гидрофобные качества конструкции за счет собственной водонепроницаемости. Чем выше марка цемента, используемого в смеси, тем лучше ее качество. Основной недостаток — может давать трещины при застывании;

- Растворные, с фракцией меньше 5 мм, состоят из минеральных веществ, кварцевого песка и полимерных добавок. Благодаря активному химическому составу, такие смеси могут глубоко проникать в бетон. Закрепляясь, они не только обеспечивают надежную гидроизоляцию, но и укрепляют сам материал. Проникая внутрь поверхностей, смесь образует нерастворимые водой кристаллы, которые забивают все свободные пустоты и поры внутри. При этом не нарушается паропроницаемость, сохраняется пластичность и подвижность. Смеси отличаются морозоустойчивостью и подходят для обработки фундаментов;

- Дисперсные, с очень мелкой фракцией до 0,63 мм. Как правило, они поставляются в виде пастообразной мастики и используются для обработки помещений с повышенным уровнем влажности. Мастики способны закрывать даже мельчайшие трещины до 2.

Решение о возможности применения таких смесей для ремонта швов, должны приниматься на основании их испытаний в специализированных лабораториях.

Приготовленный раствор для инъектирования должен непрерывно находиться в движении до момента поступления в скважину или шов.

9.5.4 Материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин на основе полимерных составов

Для восстановления водонепроницаемости деформационных швов и трещин могут применяться материалы на полимерной основе, а также материалы акрилатно–полиуретановые материалы, полимеризующиеся под действием влаги. Такие составы хорошо заполняют пустоты в шве, так и возможные трещины в бетоне.

Для быстрой остановки фильтрующейся воды, долговременной гидроизоляции в швах в качестве инъекционных материалов могут применяться быстро (медленно) реагирующие вспенивающиеся материалы на основе полиуретановых смол. Вязкость, время полимеризации, разбухание материала при контакте с водой может подбираться из условий фактического

производства работ. Инъекционные материалы основаны на сочетании уникальных технологий и инновационных компонентов, которые нагнетаются с помощью специального оборудования. Сегодня используют следующие материалы:

- Полиуретановые смолы под высоким и низким давлением – создает высокопрочное соединение с поверхностями из бетона, природного камня и металла. Применяется для гидроизоляции влажных и мокрых трещин с активным притоком воды;

- Полиуретановые гидрофобные и гидрофильные смолы образует плотный, эластичный, не токсичный материал, набухающий при контакте с водой. Отличаются высокой скоростью реакции. С легкостью заполняют самые мелкие разрывы и трещины, незаменимы при изготовлении фильтров;

- Однокомпонентные и двухкомпонентные материалы со специализированными добавками – химическая структура однокомпонентного материала обеспечивает устойчивость к различным погодным условиям, отличную растяжимость, а также гарантирует максимальное склеивание с рабочими поверхностями, обладает адгезивными свойствами к таким строительным материалам, как бетон. Двухкомпонентные герметики созданы на основе полиуретанового связующего, а также дополнительных веществ и целевых добавок. После смешивания компонентов формируется токсотропная смесь, которая, отвердевая, превращается в эластичный материал, отличающийся удивительной прочностью и устойчивостью к деформациям;

- Полиуретановые гели после реакции с водой образуют гель, имеющий высокую эластичность и способны выдерживать динамические нагрузки. Безусадочный во влагонасыщенных средах. Усадка и увеличение объема геля при изменении уровня воды представляют собой обратимый процесс.

Требования к полиуретановым материалам:

- прочность сцепления не менее 2,5 МПа;
- растяжимость больше 10%;
- водонепроницаемость при давлении $2 \cdot 10^5$ Па;
- совместимость ремонтного состава и существующего уплотнения;
- требования к вязкости и жизнеспособности составов назначаются из условия работ и определяются по ГОСТ.

- Кроме этого к акрилатным и акрилатно– полиуретановым материалам должны предъявляться следующие требования:

- коррозионная активность – отсутствие коррозии стальной арматуры;
- степень ограничения набухания и её изменение при замачивании в воде;

- чувствительность к воде – при замачивании инъекционного материала в воде его ограниченное набухание должно достигать равновесного состояния;

- совместимость с бетоном – после 28 суток воздействия замачиванием в насыщенном растворе $\text{Ca}(\text{OH})_2$ масса уплотнения должна достичь постоянного значения или превышать начальное не более чем на 10%.

Такие материалы используются на предварительном этапе работ, они закачиваются в специальную скважину, а далее происходит ремонт шва.

9.5.5 Приготовление материала и выбор оборудования для герметизации фильтрующих швов и трещин

Приготовление растворов на цементной основе производится на месте непосредственно перед началом нагнетания состава. Приготовление выполняется в растворомешалке принудительного действия или смесительном баке, оборудованном механическими приспособлениями для перемешивания.

Дозирование материалов, предназначенных для цементных и полимерцементных растворов, должно производиться с точностью до 3% для воды и цемента и до 5% для добавок к цементу.

Перемешивание цемента, воды и добавок должно производиться до получения однородной массы.

Материалы на полимерной, акрилатной, акрилатно–полиуретановой основе поставляются в готовом виде и не требуют специального приготовления, смешивание компонентов раствора производится непосредственно в инъекционной установке.

Комплекс оборудования для ремонта фильтрующих швов и трещин должен включать буровые установки, дозировочные устройства, смесительные механизмы, насосы – нагнетатели, трубопроводы, измерительную и регулировочную аппаратуру.

Оборудование должно подбираться таким образом, чтобы обеспечить непрерывность ведения работ, однородность растворов и иметь возможность контроля за объемом поглощаемого материала. Смесительные устройства должны обеспечивать непрерывное помешивание растворов.

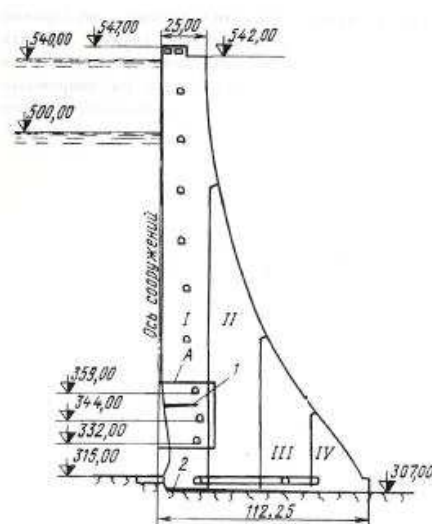
Растворонасосы для нагнетания материалов должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- устойчиво и длительно работать на перекачке растворов требуемой вязкости;
- обеспечивать требуемое давление нагнетания и необходимую производительность.

9.6 Опыт инъецирования трещин в бетоне плотины СШГЭС

Арочно–гравитационная плотина Саяно–Шушенской ГЭС высотой 242 м, длиной по гребню 1074 м построена в период 1972 — 1989 гг. На стадии проектирования предполагалось возникновение растягивающих консольных напряжений в приконтактной зоне на напорной грани до 1,5 МПа. Были предусмотрены соответствующие конструктивные решения по ограничению распространения зоны растяжения, которые оказались неэффективными.

Впервые трещины в бетоне напорной грани, вблизи отметки 354 м., были зафиксированы в 1985 г. После того, как напор достиг 80 % расчетного при НПУ, заметно увеличилась фильтрация воды в галерее на отметке 344 м.. В дальнейшем глубина раскрытия трещин увеличивалась и достигла наибольшей величины после проектного наполнения водохранилища до НПУ (Рисунок – 9.3). Фильтрационный расход через растянутую зону напорной грани между отметками 344 — 359 м. возрос до 458 л/с.



А — зона трещинообразования; 1 — трещина в бетоне;
2 — раскрытие на контакте; II — номер столба.

Рисунок – 9.3 Профиль плотины в русловой части

С начала возникновения сильной фильтрации растянутая зона напорной грани подвергалась расчетным и натурным исследованиям. В 1991 было установлено, что трещины распространены в массиве в виде большого числа мелких нарушений монолитности бетона в зонах высотой 1,5 — 5,6 м.

Работы по ликвидации водопроявлений были начаты с февраля 1991 г. и продолжались с использованием технологий цементации до 1994 г. Эффект инъецирования оказался незначительным и кратковременным. Фильтрационные расходы продолжали увеличиваться.

В декабре 1993 г. при УВБ = 532,6 м было выполнено опытное нагнетание полимерного материала — аквизола в секциях 32, 33. Давление при нагнетании изменялось в пределах 20 — 30 МПа, что соответствовало удельным поглощениям материала. После инъецирования аквизолом фильтрационный расход в этих секциях кратковременно сократился до 0,3 — 0,5 л/с, но в последующем произошёл вынос инъецируемого материала и фильтрационный расход превзошел первоначальную величину.

В 1995 г. при УВБ, близком к НПУ, были проведены опытно-промышленные работы по ремонту растянутой зоны бетона в секциях 23, 24 с использованием полимерных эластичных материалов “Рофлекс” (модуль деформаций 50 МПа) и “Родур” (модуль деформации 3500 — 5000 МПа).

Разведочным бурением в секции 23 была зафиксирована одна трещина на отметке 350,5 м, а в секции 24 — от двух до пяти трещин в интервале отметок 350,3 — 351,8 м.

Первые опыты нагнетания с применением “Рофлекса” оказались неудачными. Применение при низкой температуре (плюс 4 °С) материала “Родур” обеспечило плотное заполнение трещин. В процессе производства работ по опытному нагнетанию определялась оптимальная вязкость растворов, способных к отверждению при низких температурах в условиях напорной фильтрации. Была подобрана величина давления нагнетания, достаточная для закачки вязкого раствора в ограниченное пространство трещин в радиусе 1,5 — 2 м от точки нагнетания.

Используемые растворы эпоксидных смол “Родур” обладали высокой вязкостью, хорошей проникаемостью, низким поверхностным натяжением, инертностью по отношению к воде и способностью быстро отвердевать при низких температурах. Благодаря этим характеристикам они были практически единственно пригодными для заделки трещин с сильными протечками воды методом нагнетания.

В итоге проведения опытных работ фильтрация через трещины в секциях 23, 24 была полностью подавлена. Выбуренные керны показали высокую адгезию нагнетаемого материала с поверхностью бетона в изломе. Наблюдениями на протяжении периода сработки и наполнения водохранилища 1995 — 1996 гг. установлено, что фильтрационное состояние заинъецированной опытной зоны не изменилось. Проведенные наблюдения за опытно–промышленными работами позволили принять решение о ремонте с применением той же технологии остальных поврежденных участков плотины.

Для выполнения работ были использованы следующие оборудование, приборы, материалы:

- Буровой станок “Диамек 251” (5 шт.);
- Нагнетательный насос;
- Щелемеры струнные;
- Двухкомпонентные эпоксидные смолы “Родур”, имеющие следующие характеристики вещества при температуре 20°С: вязкость по Брукфильду для густой смолы в пределах 13500 — 15000 сПз, а для текучей смолы 1200 — 1400 сПз; предел прочности на сжатие 80 — 95 Мпа; предел прочности на разрыв от 28,5 до 45 Мпа и модуль упругости 3500 — 5000 МПа

Время полимеризации всего материала удлиняется при низких температурах, при том что полимеризация происходит одновременно во всей массе материала.

Промышленные работы по подавлению фильтрации условно можно разделить на несколько характерных этапов:

- На первом этапе в процессе наполнения водохранилища выполнялись разведочное бурение шести скважин на одну секцию и их гидравлическое опробование для фиксации пространственного расположения трещин и их документирования.

- На втором этапе работ проводилось бурение скважин для инъекции, в среднем 28 штук на одну секцию. Бурение осуществлялось из смотровой галереи на отметке 359 м. Бурение скважин производилось при неполной гидростатической нагрузке (Рисунок – 9.4).

- На третьем этапе трещины инъецировались при полной гидростатической нагрузке на плотину и соответственно максимальном их раскрытии. Первоначально было заинъецировано 24 секции. При этом были заполнены основные трещины и закрыты второстепенные в результате возникновения усилий сжатия на границах трещины (Рисунок – 9.4).

- Основной материал “Родур” для инъекции доставлялся подрядчиком в виде готового раствора. Компоненты, обеспечивающие полимеризацию инъецируемого материала, доставлялись также в виде расфасованных растворов. Для приготовления инъецируемой смеси количественное соотношение и тип смолы широко варьировались для подбора необходимой консистенции смеси в зависимости от характера трещины и расхода фильтрации через нее. Компоненты смешивались миксером с основным материалом в его же емкости, после чего она опорожнялась в приемное устройство поршневого насоса. Таким образом обеспечивалась индустриальность приготовления смеси на месте производства работ, что в сложных и стесненных условиях галереи плотины облегчало их проведение. В случаях необходимости использования более вязкого раствора (большое водопроявление), в него добавлялся тальк.

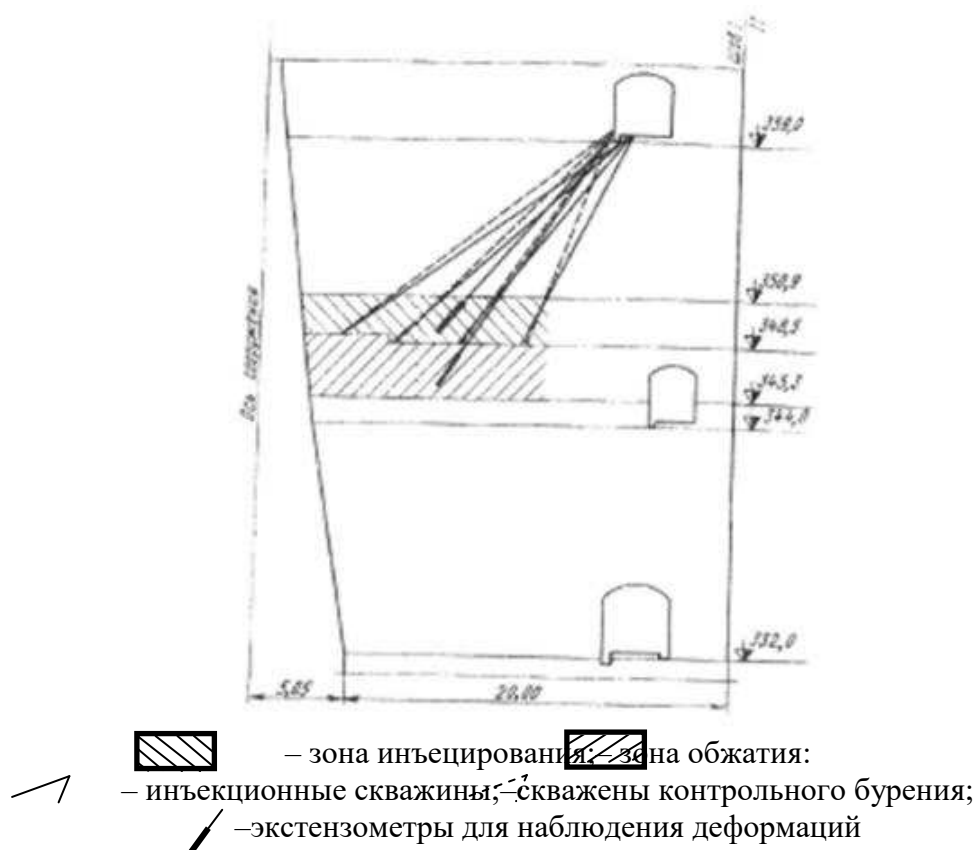
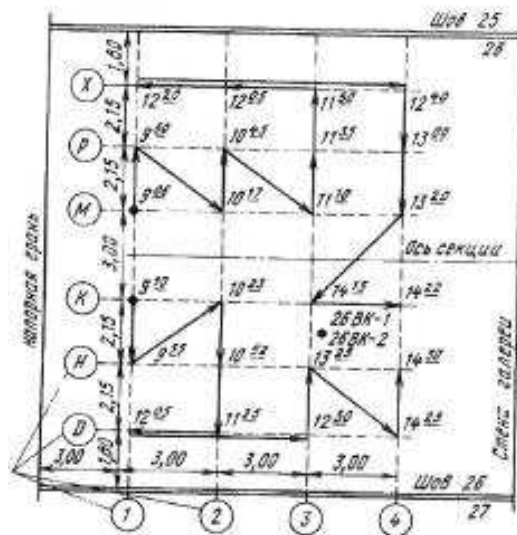


Рисунок 9.4. Схема расположения скважин и контрольных приборов в зоне инъецирования секции 26



10^{23} – время начала закачки раствора в скважину; – порядок инъецирования скважин; I — координаты скважин

Рисунок – 9.5 Очередность инъеции по сетке скважин секции 26 на отметке 349,7 м

Нагнетание растворов велось через две скважины четырьмя насосами. Тем самым была существенно сокращена продолжительность воздействия на плотину полной гидростатической нагрузки в холодное время года

С целью обеспечения контроля за воздействием на напряженно-деформированное состояние системы плотина — основание от давления при нагнетании раствора в трещины и за изменениями в растянутой зоне бетона были организованы специальные наблюдения. Контроль включал в себя наблюдения за возможными вторичными проявлениями, связанными с превышением раскрытия трещин над величинами, которые были до инъеции; с раскрытием межстолбчатого шва 1 на отметке 344 м; с возможным развитием трещины во II-й столб; с деформацией контактной зоны и осадками; с раскрытием заинъецированных трещин при инъеции смежных секций.

В процессе были организованы постоянные наблюдения за изменением фильтрации в инъецируемой секции и смежных секциях и шахтах радиальных швов. Для наблюдений были установлены экстензометры с базой 2000 мм от 2 до 4 штук на секцию в зависимости от количества трещин и их расположения. Щелемеры устанавливались на этапе буровых работ, они были основным инструментом контроля за процессом нагнетания.

Заинъецированная трещина при инъеции последующей соседней секции, не раскрывалась благодаря существенному обжатию массива бетона, а если произошло раскрытие, то было достигнуто дополнительное обжатие при проведении инъеционных работ второй очереди.

В принятии решений по корректировке технологического процесса нагнетания раствора использовалась вся оперативная информация не только по изменению фильтрационных расходов через уплотняемый массив и соседние секции, но и по осадкам, наклонам и деформациям. Нагнетание раствора

начиналось с крайних рядов скважин, расположенных у напорной грани или со стороны нижнего бьефа. Очередность назначения скважин для нагнетания определялась по наименьшему изливу воды или выходу раствора из смежной с инъецируемой скважины путем открытия кранов, установленных на их устьях. В дальнейшем от такого контроля за распределением раствора по трещине отказались и в целях экономии полимера перешли на зондирование скважин гибким тросиком для определения появления полимера в скважине.

В результате проведенной инъекции произошло почти полное подавление (больше 98 %) фильтрационного расхода.

9.7 Выводы

1 Материалы, выбранные для уплотнения деформационных швов при их ремонте, должны быть водонепроницаемы, долговечны, коррозионно стойки, водостойчивы, работать в конструкции шва в обжатом состоянии, а так же обеспечивать достаточную адгезионную прочность ремонтного материала к старому бетону.

2 При восстановлении водонепроницаемости деформационных швов и трещин применяются материалы на полимерной основе, а также акрилатно–полиуретановые материалы. Для остановки фильтрующейся воды и долговременной гидроизоляции в швах применяются быстро (медленно) реагирующие вспенивающиеся материалы на основе полиуретановых смол, например смолы под высоким и низким давлением, гидрофобные и гидрофильные смолы, а также однокомпонентные и двухкомпонентные материалы и гели.

3 Комплекс оборудования для ремонта фильтрующих швов и трещин должен включать буровые установки, дозировочные устройства, смесительные механизмы, насосы – нагнетатели, трубопроводы, измерительную и регулировочную аппаратуру.

4 При проектировании Брамьянской ГЭС, подразумевается соблюдение всех технологий производства работ и материала лучшего качества. В следствии чего, вероятность наличия трещин в бетоне очень мала.

В случае появления нежелательных трещин, для ремонта предлагается использовать опыт ремонта плотины Саяно–Шушенской ГЭС.

Для инъецирования фильтрующих трещин в бетоне плотины Саяно–Шушенской ГЭС был использован полимерный эластичный материал “Родур”.

Работы по подавлению фильтрации на СШГЭС включали в себя несколько характерных этапов:

- разведочное бурение скважин, их гидравлическое опробование для фиксации пространственного расположения трещин и документирования.
- бурение скважин для инъекции
- инъецирование трещин при полной гидростатической нагрузке на плотину и максимальном их раскрытии.

В результате инъекции трещин в бетоне плотины СШГЭС полимерным материалом «Родур» произошло почти полное подавление (больше 98 %) фильтрационного расхода.

5 На Брамьянской ГЭС проектируются плоские деформационные швы (рисунок 9.1), которые просты в выполнении, требуют меньший расход материалов на изготовление, лучше отводят воду, профильтровавшуюся в шов; работа секций независима друг от друга и создает большую статическую определенность работы плотины.

В качестве наружных контурных уплотнений швов устраиваем железобетонные брусья. Железобетонные брусья для уплотнения напорной грани плотины имеют в поперечном сечении пятиугольное или четырехугольное очертание, благодаря чему обладают хорошим контактом с бетонным массивом. Размеры брусьев в плане от 0,5–0,6 до 1,0–1,3 м.

Водонепроницаемость уплотнения при раскрытии швов достигнем:

а) прокладкой слоя гидроизоляционного материала в сочетании с металлическими листами (медными), просмоленными войлочными, асфальтовыми матами на основе джутовой ткани или стеклоткани;

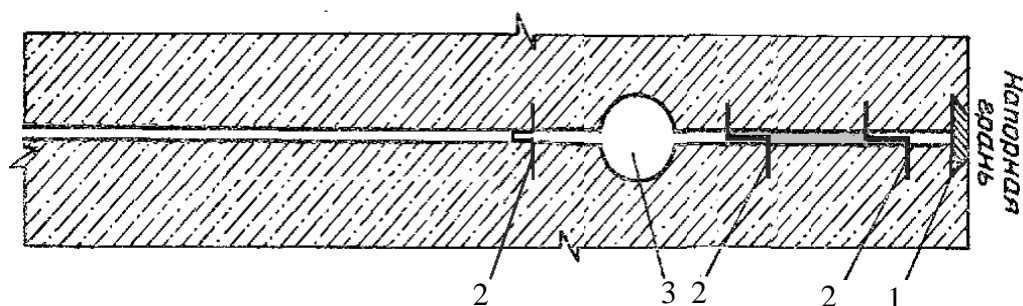
б) слоем гладкой цементной штукатурки с наклейкой стеклоткани и прокладкой асфальтовых матов на основе стеклоткани;

в) нанесением на поверхности уплотнения патентованной пасты.

Гидроизоляционный материал прижимается к основному бетону при помощи брусьев.

Основные внутренние уплотнения устраиваем металлическими компенсаторного типа Z-образные и U-образные, обладающие высокой надежностью. Материалом диафрагм выбираем сплавы, стойкие против коррозии – листы латуни. Устраиваем 2 ряда металлических шпонок со стороны напорной грани с расстоянием 3 м между ними. Межшпоночное пространство цементируем.

Предусматриваем дренажные устройства в швах – вертикальные дренажи, обеспечивающих организованный отвод воды, профильтровавшейся через шов или бетон в дренажную систему плотины.



- 1 – Контурное наружное уплотнение;
2 – Основное внутреннее металлическое уплотнение,
3 – Дренаж

Рисунок 9.1 – Деформационный шов Брамьянской ГЭС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной бакалаврской работы был запроектирован Брамьянский гидроузел, расположенный на реке Мама Мамско–Чуйского района Иркутской области. Рассчитаны и определены его основные элементы и параметры. Брамьянская ГЭС является сооружением II класса с высотой 82 метра.

Для Брамьянской ГЭС принят русловой тип электростанции с приплотинным типом здания ГЭС.

В состав сооружений напорного фронта входит:

1. Левобережная бетонная глухая плотина
2. Бетонная водосливная часть
3. Бетонная станционная часть
4. Правобережная бетонная глухая плотина.

Исходя из гидрологических данных определили максимальные расчётные расходы для основного и поверочного случаев с обеспеченностью 0,1% и 1%:

$$Q_{0,1\%} = 618 \text{ м}^3/\text{с}; \quad Q_{1\%} = 609 \text{ м}^3/\text{с}.$$

На основе исходных данных энергосистемы и гидрологии рассчитали установленную мощность ($N_{\text{уст}} = 417 \text{ МВт}$) Брамьянской ГЭС, а так же определена её работа в суточных графиках для зимнего и летнего периода. Среднемноголетняя выработка составила 1,45 млрд. кВт·ч.

Определены уровни НПУ=387,00 м. и УМО=376,11 м.

В здании ГЭС установлены 6 радиально–осевых гидротурбин – РО75–В–355, с диаметром рабочего колеса 3,5 м, а также генераторы СВ–0660/83–30.

Результаты произведённых расчётов на прочность и устойчивость показали, что условия соблюдаются.

В ходе строительства предлагается пропуск строительных расходов осуществлять в 2 очереди с сужением русла:

- в первую очередь, через стесненное русло осуществляем пропуск строительных расходов I очереди,
- во вторую очередь пропускаем строительные расходы реки через частично построенные сооружения (донные отверстия).

Перемычки назначаются сооружением IV класса и в соответствии с СП 58.13330.2012 п.8.32 при сроке эксплуатации до 10 лет расчетный максимальный расход строительного периода назначаем – 10% обеспеченности: $Q_{10\%} = 601 \text{ м}^3/\text{с}$, с УНБ $_{Q_{10\%}} = 315,5 \text{ м}$.

Рассмотрены и предложены мероприятия по пожарной безопасности и охране труда, а также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период строительства и эксплуатации гидроузла.

Технико–экономические расчёты показали, что проект окупится через 16 лет после начала строительства. Себестоимость электроэнергии составит 0,25 руб/кВт·ч. Удельные капиталовложения 95 230 руб/кВт.

В результате считаем проект «Брамьянская ГЭС на реке Мама» экономически оправданным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Чересушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012–48с.
2. Александровский К.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.– Саяногорск, 2005г.
3. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева.– Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012.– 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов.– Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014. –106стр.
5. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
6. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. –Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400с
7. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева–Т.2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. –336с
8. Чугаев Р.Р. Гидравлика: Учебник для ВУЗов /Чугаев Р.Р. 4-е изд., доп. и перераб. – Л.: Энергоздат. Ленингр. Отделение, 1982г. – 672с.
9. Лыбина Т.А. Методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы/ сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; СФУ; СШФ, 2015. – 88 с.
10. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др.– М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2011г. – с.584.
11. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные/ Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 –85. – Минрегион России, 2012.
12. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.

13. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения.
14. СП 58.13330.2019 Гидротехнические сооружения. Основные положения. - АО "ВНИИГ им.Б.Е.Веденеева" 2020
15. Лапасова, В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
16. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 27.05.2022).
17. Гаджиев А. Б. Деформационные швы гидротехнических сооружений : справочное пособие / А. Б. Гаджиев – 2-е изд.–Л.: Энергоздат. Ленингр. 1975.–244 с.
18. РД 153-34.2-21.624-2003 Типовая инструкция по восстановлению и ремонту уплотнений деформационных швов гидротехнических сооружений - ЦПТИиТО ОРГРЭС 2006.
19. РД 153-34.2-21.625-2003 Типовая инструкция по цементации трещин в бетоне Гидротехнических сооружений. ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева». Санкт-Петербург 2003.
20. Опыт инъецирования фильтрующих трещин в напорной грани плотины Саяно-Шушенской ГЭС / Епифанов А.П., доктора техн. наук, Булатов В.А., Пермякова Л.С., Рейник О.О., Стафиевский В.А., Шатравский А.И., Жубэ Ж.-П., Кампос Х.М., Ролле М., Секадес Х. (фирма “Солетанш”), Ефименко А.И. // ГИДРО- ТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО – 1998 – С.2

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологические данные

Таблица А.1 Гидрологический ряд наблюдений р. Мама в створе Брамьянской ГЭС за период 1922–2002 гг.

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1922	189	236	317	415	589	458	317	315	285	225	217	185
1923	169	216	297	395	569	438	297	295	265	205	197	165
1924	174	221	302	400	574	443	302	300	270	210	202	170
1925	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
1926	171	218	299	397	571	440	299	297	267	207	199	167
1927	191	238	319	417	591	460	319	317	287	227	219	187
1928	197	244	325	423	597	466	325	323	293	233	225	193
1929	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
1930	192	239	320	418	592	461	320	318	288	228	220	188
1931	180	227	308	406	580	449	308	306	276	216	208	176
1932	188	235	316	414	588	457	316	314	284	224	216	184
1933	177	224	305	403	577	446	305	303	273	213	205	173
1934	188	235	316	414	588	457	316	314	284	224	216	184
1935	187	234	315	413	587	456	315	313	283	223	215	183
1936	186	233	314	412	586	455	314	312	282	222	214	182
1937	176	223	304	402	576	445	304	302	272	212	204	172
1938	200	247	328	426	600	469	328	326	296	236	228	196
1939	192	239	320	418	592	461	320	318	288	228	220	188
1940	193	240	321	419	593	462	321	319	289	229	221	189
1941	177	224	319	404	586	455	313	311	283	227	218	181
1942	157	204	299	384	566	435	293	291	263	207	198	161
1943	162	209	304	389	571	440	298	296	268	212	203	166
1944	171	218	313	398	580	449	307	305	277	221	212	175
1945	159	206	301	386	568	437	295	293	265	209	200	163
1946	179	226	321	406	588	457	315	313	285	229	220	183
1947	195	242	323	421	595	464	323	321	291	231	223	191
1948	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
1949	191	238	319	417	591	460	319	317	287	227	219	187
1950	180	227	308	406	580	449	308	306	276	216	208	176
1951	191	238	319	417	591	460	319	317	287	227	219	187
1952	190	237	318	416	590	459	318	316	286	226	218	186
1953	193	240	321	419	593	462	321	319	289	229	221	189
1954	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
1955	186	233	314	412	586	455	314	312	282	222	214	182
1956	157	204	299	384	566	435	293	291	263	207	198	161
1957	182	229	310	408	582	451	310	308	278	218	210	178
1958	184	231	312	410	584	453	312	310	280	220	212	180

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1959	190	237	318	416	590	459	318	316	286	226	218	186
1960	186	233	314	412	586	455	314	312	282	222	214	182
1961	181	228	309	407	581	450	309	307	277	217	209	177
1962	189	236	317	415	589	458	317	315	285	225	217	185
1963	178	225	306	404	578	447	306	304	274	214	206	174
1964	188	235	316	414	588	457	316	314	284	224	216	184
1965	187	234	315	413	587	456	315	313	283	223	215	183
1966	190	237	318	416	590	459	318	316	286	226	218	186
1967	181	228	309	407	581	450	309	307	277	217	209	177
1968	190	237	318	416	590	459	318	316	286	226	218	186
1969	155	202	297	382	564	433	291	289	261	205	196	159
1970	179	226	307	405	579	448	307	305	275	215	207	175
1971	181	228	309	407	581	450	309	307	277	217	209	177
1972	188	235	316	414	588	457	316	314	284	224	216	184
1973	184	231	312	410	584	453	312	310	280	220	212	180
1974	182	229	310	408	582	451	310	308	278	218	210	178
1975	180	227	308	406	580	449	308	306	276	216	208	176
1976	187	234	315	413	587	456	315	313	283	223	215	183
1977	178	225	306	404	578	447	306	304	274	214	206	174
1978	188	235	316	414	588	457	316	314	284	224	216	184
1979	182	229	310	408	582	451	310	308	278	218	210	178
1980	180	227	308	406	580	449	308	306	276	216	208	176
1981	188	235	316	414	588	457	316	314	284	224	216	184
1982	174	221	302	400	574	443	302	300	270	210	202	170
1983	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
1984	171	218	299	397	571	440	299	297	267	207	199	167
1985	179	226	307	405	579	448	307	305	275	215	207	175
1986	168	215	296	394	568	437	296	294	264	204	196	164
1987	178	225	306	404	578	447	306	304	274	214	206	174
1988	177	224	305	403	577	446	305	303	273	213	205	173
1989	165	212	293	391	565	434	293	291	261	201	193	161
1990	179	226	307	405	579	448	307	305	275	215	207	175
1991	180	227	308	406	580	449	308	306	276	216	208	176
1992	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
1993	180	227	308	406	580	449	308	306	276	216	208	176
1994	189	236	317	415	589	458	317	315	285	225	217	185
1995	190	237	318	416	590	459	318	316	286	226	218	186
1996	181	228	309	407	581	450	309	307	277	217	209	177
1997	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
1998	192	239	320	418	592	461	320	318	288	228	220	188

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1999	191	238	319	417	591	460	319	317	287	227	219	187
2000	197	244	325	423	597	466	325	323	293	233	225	193
2001	183	230	311	409	583	452	311	309	279	219	211	179
2002	182	229	310	408	582	451	310	308	278	218	210	178

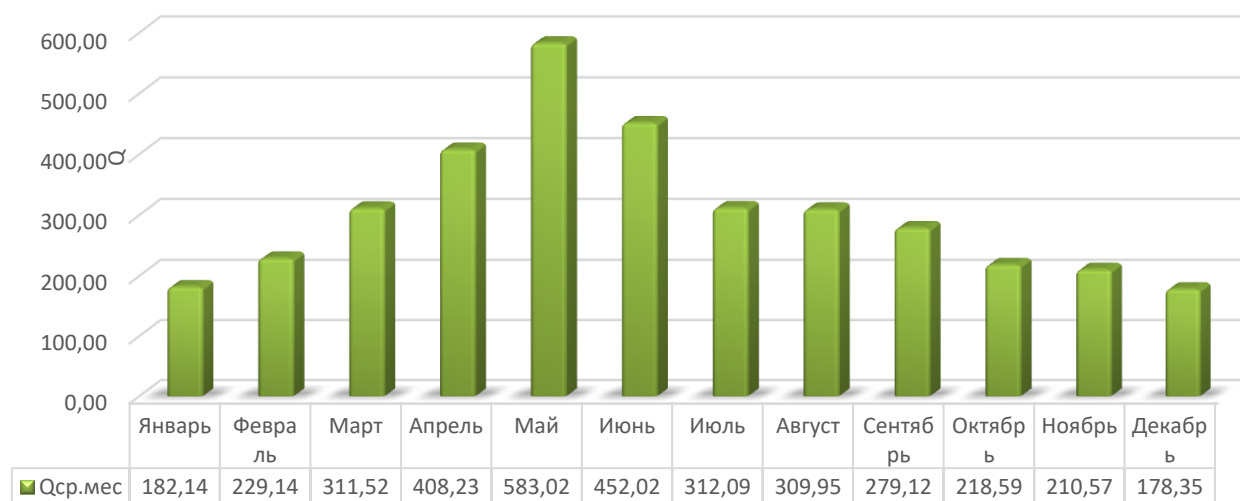


Рисунок А.1 – Гидрограф реки Мама

Таблица А.2 – Данные для построения суточного графика нагрузки летнего периода.

Часы	P(ОДУ Востока), МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн.кВт.ч	ΔЭ (координат.) млн.кВт.ч	ΔP (координат.), МВт
20.07.2017 0:00	4110	11,0	11,0	11,0	11,0
20.07.2017 1:00	4099	8,0	16,0	27,0	19,0
20.07.2017 2:00	4091	7,0	21,0	48,0	26,0
20.07.2017 3:00	4084	48,0	192,0	240,0	74,0
20.07.2017 4:00	4036	6,0	30,0	270,0	80,0
20.07.2017 5:00	4030	2,0	12,0	282,0	82,0
20.07.2017 6:00	4028	1,0	7,0	289,0	83,0
20.07.2017 7:00	4027	51,0	408,0	697,0	134,0
20.07.2017 8:00	3976	32,0	288,0	985,0	166,0
20.07.2017 9:00	3944	72,0	720,0	1705,0	238,0
20.07.2017 10:00	3872	193,0	2123,0	3828,0	431,0
20.07.2017 11:00	3679	9,0	108,0	3936,0	440,0
20.07.2017 12:00	3670	269,0	3497,0	7433,0	709,0
20.07.2017 13:00	3401	36,0	504,0	7937,0	745,0
20.07.2017 14:00	3365	320,0	4800,0	12737,0	1065,0
20.07.2017 15:00	3045	54,0	864,0	13601,0	1119,0
20.07.2017 16:00	2991	170,0	2890,0	16491,0	1289,0
20.07.2017 17:00	2821	22,0	396,0	16887,0	1311,0

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.2

Часы	Р(ОДУ Востока), МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, млн.кВт.ч	ΔЭ (координат.) млн.кВт.ч	ΔР (координ.), МВт
20.07.2017 18:00	2799	75,0	1425,0	18312,0	1386,0
20.07.2017 19:00	2724	103,0	2060,0	20372,0	1489,0
20.07.2017 20:00	2621	23,0	483,0	20855,0	1512,0
20.07.2017 21:00	2598	11,0	242,0	21097,0	1523,0
20.07.2017 22:00	2587	59,0	1357,0	22454,0	1582,0
20.07.2017 23:00	2528	2528,0	60672,0	83126,0	4110,0

Таблица А.3 Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Часы	Р(ОДУ Востока), МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, млн.кВт.ч	ΔЭ (координат.) млн.кВт.ч	ΔР (координ.), МВт
20.01.2017 0:00	5472	1,0	1,0	1,0	1,0
20.01.2017 1:00	5471	66,0	132,0	133,0	67,0
20.01.2017 2:00	5405	52,0	156,0	289,0	119,0
20.01.2017 3:00	5353	1,0	4,0	293,0	120,0
20.01.2017 4:00	5352	6,0	30,0	323,0	126,0
20.01.2017 5:00	5346	77,0	462,0	785,0	203,0
20.01.2017 6:00	5269	5,0	35,0	820,0	208,0
20.01.2017 7:00	5264	17,0	136,0	956,0	225,0
20.01.2017 8:00	5247	45,0	405,0	1361,0	270,0
20.01.2017 9:00	5202	20,0	200,0	1561,0	290,0
20.01.2017 10:00	5182	18,0	198,0	1759,0	308,0
20.01.2017 11:00	5164	10,0	120,0	1879,0	318,0
20.01.2017 12:00	5154	53,0	689,0	2568,0	371,0
20.01.2017 13:00	5101	44,0	616,0	3184,0	415,0
20.01.2017 14:00	5057	19,0	285,0	3469,0	434,0
20.01.2017 15:00	5038	77,0	1232,0	4701,0	511,0
20.01.2017 16:00	4961	21,0	357,0	5058,0	532,0
20.01.2017 17:00	4940	103,0	1854,0	6912,0	635,0
20.01.2017 18:00	4837	96,0	1824,0	8736,0	731,0
20.01.2017 19:00	4741	4,0	80,0	8816,0	735,0
20.01.2017 20:00	4737	17,0	357,0	9173,0	752,0
20.01.2017 21:00	4720	40,0	880,0	10053,0	792,0
20.01.2017 22:00	4680	93,0	2139,0	12192,0	885,0
20.01.2017 23:00	4587	4587,0	110088,0	122280,0	5472,0

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно–энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года.

m	P, %	Среднегодовой		Межень		Половодье	
		Qср.год., м3/с	Год	Qпол, м3/с	Qср.год., м3/с	Год	Qпол, м3/с
1	1,22	1956	338	1956	273	1956	470
2	2,44	1997	331	1997	265	1997	464
3	3,66	1938	323	1938	257	1938	456
4	4,88	1928	320	1928	254	1928	453
5	6,10	2000	320	2000	254	2000	453
6	7,32	1947	318	1947	252	1947	451
7	8,54	1940	316	1940	250	1940	449
8	9,76	1953	316	1953	250	1953	449
9	10,98	1930	315	1930	249	1930	448
10	12,20	1939	315	1939	249	1939	448
11	13,41	1998	315	1998	249	1998	448
12	14,63	1927	314	1927	248	1927	447
13	15,85	1949	314	1949	248	1949	447
14	17,07	1951	314	1951	248	1951	447
15	18,29	1999	314	1999	248	1999	447
16	19,51	1952	313	1952	247	1952	446
17	20,73	1959	313	1959	247	1959	446
18	21,95	1966	313	1966	247	1966	446
19	23,17	1968	313	1968	247	1968	446
20	24,39	1995	313	1995	247	1995	446
21	25,61	1922	312	1922	246	1922	445
22	26,83	1962	312	1962	246	1962	445
23	28,05	1994	312	1994	246	1994	445
24	29,27	1932	311	1932	245	1932	444
25	30,49	1934	311	1934	245	1934	444
26	31,71	1964	311	1964	245	1964	444
27	32,93	1972	311	1972	245	1972	444
28	34,15	1978	311	1978	245	1978	444
29	35,37	1981	311	1981	245	1981	444
30	36,59	1935	310	1946	245	1935	443
31	37,80	1965	310	1935	244	1965	443
32	39,02	1976	310	1965	244	1976	443
33	40,24	1946	310	1976	244	1936	442
34	41,46	1936	309	1936	243	1955	442
35	42,68	1955	309	1955	243	1960	442
36	43,90	1960	309	1960	243	1946	442
37	45,12	1941	308	1941	243	1958	440
38	46,34	1958	307	1958	241	1941	440
39	47,56	1925	306	1925	240	1925	439
40	48,78	1929	306	1929	240	1929	439
41	50,00	1948	306	1948	240	1948	439

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

m	P, %	Среднегодовой		Межень		Половодье	
		Qср.год., м3/с	Год	Qпол, м3/с	Qср.год., м3/с	Год	Qпол, м3/с
42	51,22	1954	306	1954	240	1954	439
43	52,44	1983	306	1983	240	1983	439
44	53,66	1992	306	1992	240	1992	439
45	54,88	2001	306	2001	240	2001	439
46	56,10	1957	305	1957	239	1957	438
47	57,32	1974	305	1974	239	1974	438
48	58,54	1979	305	1979	239	1979	438
49	59,76	2002	305	2002	239	2002	438
50	60,98	1961	304	1961	238	1961	437
51	62,20	1967	304	1967	238	1967	437
52	63,41	1971	304	1971	238	1971	437
53	64,63	1996	304	1996	238	1996	437
54	65,85	1931	303	1931	237	1931	436
55	67,07	1950	303	1950	237	1950	436
56	68,29	1975	303	1975	237	1975	436
57	69,51	1980	303	1980	237	1980	436
58	70,73	1991	303	1991	237	1991	436
59	71,95	1993	303	1993	237	1993	436
60	73,17	1985	302	1944	237	1970	435
61	74,39	1990	302	1985	236	1985	435
62	75,61	1944	302	1990	236	1990	435
63	76,83	1963	301	1963	235	1963	434
64	78,05	1977	301	1977	235	1977	434
65	79,27	1987	301	1987	235	1987	434
66	80,49	1933	300	1933	234	1944	434
67	81,71	1988	300	1988	234	1933	433
68	82,93	1937	299	1937	233	1988	433
69	84,15	1924	297	1924	231	1937	432
70	85,37	1982	297	1982	231	1924	430
71	86,59	1926	294	1926	228	1982	430
72	87,80	1984	294	1984	228	1926	427
73	89,02	1923	292	1923	226	1984	427
74	90,24	1986	291	1986	225	1923	425
75	91,46	1970	290	1945	225	1986	424
76	92,68	1945	290	1942	223	1945	422
77	93,90	1989	288	1989	222	1989	421
78	95,12	1942	288	1969	221	1942	420
79	96,34	1969	286	1970	218	1969	418
80	97,56	1943	271	1943	201	1943	412
81	98,78	1973	265	1973	197	1973	401

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\% \text{быт}}, \text{М}^3/\text{с}$	168	215	296	394	549	438	317	295	264	204	196	164
$Q_{\text{потр}}, \text{М}^3/\text{с}$	0	0	1	2	2	2	2	2	1	0	0	0
$Q_{\text{фил}}, \text{М}^3/\text{с}$	0	0	1	1	2	2	2	1	1	1	0	0
$Q_{\text{исп}}, \text{М}^3/\text{с}$	0	0	1	2	3	4	3	2	1	0	0	0
$Q_{\text{льд}}, \text{М}^3/\text{с}$	-2	-1	1	0	1	1	1	0	0	0	-1	2
$Q_{\text{пол}}, \text{М}^3/\text{с}$	170	216	292	389	541	429	309	290	261	203	197	162
$Z_{\text{вб}}, \text{М}$	387	387	387	387	387	387	387	387	387	387	387	387
$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	313,9	314,3	314,9	315,4	315,5	315,2	314,6	314,5	314,3	313,8	314,2	313,8
$H, \text{М}$	72,5	72,3	71,7	71,2	71,1	71,4	72,0	72,1	72,3	72,8	72,4	72,8
$N_{\text{ГЭС быт}}, \text{МВт}$	101	128	172	227	316	251	182	171	155	121	117	97
$Q_{\text{вхк}}, \text{М}^3/\text{с}$	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
$Z_{\text{вб}}, \text{М}$	387	387	387	387	387	387	387	387	387	387	387	387
$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	314,4	314,4	314,4	314,4	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	314,4	314,4
H	72,0	72,0	72,0	72,0	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,0	72,0
$N_{\text{ГЭСВХК}}, \text{МВт}$	130	130	130	130	131	131	131	131	131	131	130	130
$N_{\text{ГЭС быт}} - N_{\text{ГЭСВХК}}, \text{МВт}$	-29	-2	42	97	185	121	52	41	24	-9	-13	-33

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 –Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (выполняется)

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³			Уровень, м				Н _{ГЭС} , м	N _{гар} , МВт	N _{гэс} , МВт	Э, млн. кВт*ч
	Q _{быт}	Потери				Q _{пол}	Q _{вх}	Q _{ГЭС}	Q _{вод}	Q _н	ΔV	V _{водх.} нач	V _{водх.} кон	Верхнего бьефа			Z _{нб}				
		Q _ф	Q _п	Q _и	Q _л									Z _{вб} нач	Z _{вб} кон	Z _{вб} ср					
X	204	0	0	0	-2	206	220	220	14	220	0,036	7,826	7,790	387,0 0	386,8 9	386,9 4	313,9 4	72,4	по ВХК	131	94
XI	196	0	0	0	-1	197	220	220	23	220	0,062	7,790	7,728	386,8 9	386,7 1	386,8 0	314,3 7	71,8	по ВХК	150	108
XII	164	1	1	1	1	160	220	605	445	606	1,192	7,728	6,536	386,7 1	382,4 6	384,5 8	315,9 4	68,0	337,0	337	243
I	168	2	1	2	0	163	220	698	535	699	1,294	6,536	5,242	382,4 6	376,2 7	379,3 6	319,8 1	58,9	337,0	337	243
II	215	2	2	3	1	207	220	218	11	220	0,029	5,242	5,213	376,2 7	376,1 1	376,1 9	314,3 7	61,2	по ВХК	170	122
III	296	2	2	4	1	287	220	218	-69	220	- 0,178	5,213	5,391	376,1 1	377,0 6	376,5 8	314,3 7	61,6	по ВХК	110	79
IV	394	2	2	3	1	386	220	218	- 168	220	- 0,449	5,391	5,840	377,0 6	379,3 2	378,1 9	314,3 7	63,2	по ВХК	113	81
V	549	2	1	2	0	544	220	219	- 325	220	- 0,841	5,840	6,682	379,3 2	383,0 6	381,1 9	313,9 5	66,6	по ВХК	120	86
VI	438	1	1	1	0	435	220	219	- 216	220	- 0,579	6,682	7,260	383,0 6	385,2 1	384,1 3	313,9 4	69,5	по ВХК	125	90
VII	317	0	1	0	0	316	220	219	-97	220	- 0,260	7,260	7,520	385,2 1	386,0 6	385,6 4	313,9 4	71,0	по ВХК	128	92
VII I	295	0	0	0	-1	296	220	220	-76	220	- 0,197	7,520	7,717	386,0 6	386,6 7	386,3 7	313,9 4	71,8	по ВХК	129	93
IX	264	0	0	0	2	262	220	220	-42	220	- 0,109	7,717	7,826	386,6 7	387,0 0	386,8 3	313,9 4	72,2	по ВХК	130	94
																				Σ	142 6

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по отметкам.

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³			Уровень, м				Н _{ГЭС} , м	Z _{ВВ} нач	N _{гэс} , МВт	Э, млн. кВт*ч
	Q _{быт}	Потери				Q _{пол}	Q _{вх}	Q _{ГЭС}	Q _{вод}	Q _н	ΔV	V _{водх.} нач	V _{водх.} кон	Верхнего бьефа			Z _{нб}				
		Q _ф	Q _п	Q _и	Q _л									Z _{ВВ} нач	Z _{ВВ} кон	Z _{ВВ} ср					
X	219	0	0	0	-2	221	220	241	20	241	0,052	7,826	7,774	387,00	386,84	386,92	314,12	72,2		143	103
XI	211	0	0	0	-1	212	220	229	17	229	0,046	7,774	7,729	386,84	386,71	386,78	314,45	71,7		135	97
XII	175	1	1	1	1	171	220	616	445	617	1,192	7,729	6,537	386,71	382,46	384,58	316,12	67,8	386,71	343	247
I	179	2	1	2	0	174	220	694	520	695	1,258	6,537	5,279	382,46	376,46	379,46	319,49	59,3	382,46	338	243
II	229	2	2	3	1	221	220	246	25	248	0,065	5,279	5,214	376,46	376,11	376,29	314,60	61,0		123	89
III	310	2	2	4	1	301	220	218	-83	220	-0,215	5,214	5,429	376,11	377,25	376,68	314,37	61,7		110	79
IV	409	2	2	3	1	401	220	218	-183	220	-0,490	5,429	5,919	377,25	379,70	378,48	314,37	63,5		113	82
V	569	2	1	2	0	564	220	249	-315	250	-0,816	5,919	6,736	379,70	383,27	381,49	314,19	66,6		136	98
VI	452	1	1	1	0	449	220	229	-220	230	-0,589	6,736	7,325	383,27	385,43	384,35	314,03	69,7		131	94
VII	335	0	1	0	0	334	220	234	-100	235	-0,268	7,325	7,593	385,43	386,29	385,86	314,07	71,1		137	98
VIII	309	0	0	0	-1	310	220	250	-60	250	-0,156	7,593	7,748	386,29	386,77	386,53	314,19	71,7		147	106
IX	279	0	0	0	2	277	220	247	-30	247	-0,078	7,748	7,826	386,77	387,00	386,88	314,16	72,1		146	105
																				Σ	1440

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям.

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³			Уровень, м				Н _{ГЭС} , м	N _{гар} , МВт	N _{гс} , МВт	Э, млн. кВт*ч
	Q _{быт}	Потери				Q _{по}	Q _{вх}	Q _{ГЭ}	Q _{вод}	Q _н	ΔV	V _{водх.} нач	V _{водх.} кон	Верхнего бьефа			Z _{НБ}				
		Q _ф	Q _п	Q _и	Q _л									Z _{ВБ} нач	Z _{ВБ} кон	Z _{ВБ} ср					
X	219	0	0	0	-2	221	220	231	10	231	0,026	7,826	7,800	387,0 0	386,9 2	386,9 6	314,0 4	72,3	по ВХК	137	99
XI	211	0	0	0	-1	212	220	222	10	222	0,027	7,800	7,773	386,9 2	386,8 4	386,8 8	314,3 9	71,8	по ВХК	131	94
XII	175	1	1	1	1	171	220	601	430	602	1,152	7,773	6,622	386,8 4	382,8 1	384,8 3	315,8 9	68,3	337,0	337	242
I	179	2	1	2	0	174	220	666	492	667	1,190	6,622	5,431	382,8 1	377,2 7	380,0 4	317,7 4	61,6	337,0	337	242
II	229	2	2	3	1	221	220	305	84	307	0,218	5,431	5,214	377,2 7	376,1 1	376,6 9	315,0 0	61,0	по ВХК	153	110
III	310	2	2	4	1	301	220	218	-83	220	- 0,215	5,214	5,429	376,1 1	377,2 5	376,6 8	314,3 7	61,7	по ВХК	110	79
IV	409	2	2	3	1	401	220	218	- 183	220	- 0,490	5,429	5,919	377,2 5	379,7 0	378,4 7	314,3 7	63,5	по ВХК	113	82
V	569	2	1	2	0	564	220	251	- 313	252	- 0,811	5,919	6,730	379,7 0	383,2 5	381,4 7	314,2 0	66,6	по ВХК	137	99
VI	452	1	1	1	0	449	220	229	- 220	230	- 0,589	6,730	7,319	383,2 5	385,4 1	384,3 3	314,0 3	69,7	по ВХК	131	94
VII	335	0	1	0	0	334	220	261	-73	262	- 0,196	7,319	7,515	385,4 1	386,0 5	385,7 3	314,2 8	70,8	по ВХК	152	109
VIII	309	0	0	0	-1	310	220	240	-70	240	- 0,181	7,515	7,696	386,0 5	386,6 1	386,3 3	314,1 1	71,6	по ВХК	141	101
IX	279	0	0	0	2	277	220	227	-50	227	- 0,130	7,696	7,826	386,6 1	387,0 0	386,8 0	314,0 0	72,1	по ВХК	134	97
																				Σ	1448

Окончание приложения Б

Таблица Б.6 –Таблица 10.1– Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

месяц	Нагрузка системы			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Р, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Ннагрпр ГЭС, МВт	Нремпр ГЭС, МВт	Нраб, МВт	Навр ТЭС, МВт	Нрем ТЭС, МВт
1	5449	381	80	337	4		5107	358	
2	5273	369	70	170	2		4910	357	
3	4967	348	70	110	1		4857	340	
4	4615	323	60	113	1		4502	315	380
5	4309	302	60	120	2		4190	293	695
6	4133	289	60	125	2		4008	281	875
7	4133	289	60	128	2		4006	280	877
8	4309	302	60	129	2		4180	293	702
9	4615	323	60	130	2	52	4484	314	345
10	4967	348	70	131	2		4837	339	
11	5273	369	70	150	2		4910	359	
12	5449	381	80	337	4		5111	358	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м	Δh, м	Z _{нпу} , м	Z _{умо} , м	Z _{вб1} , м	Напорные хар-ки			Огр. по мощности		Огр. по пропуск. способности	
						H _{нпу} , м	H _{умо} , м	H _{звб1} , м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с	H, м
0	311	0,65	387	376,11	382,46	75,4	64,5	70,8	70,8	718,5	66,2	767,6
115	312,8	0,65	387	376,11	382,46	73,6	62,7	69,0	70,0	726,7	65,2	761,8
215	313,9	0,65	387	376,11	382,46	72,5	61,6	67,9	69,2	735,1	64,2	755,9
345	314,8	0,65	387	376,11	382,46	71,6	60,7	67,0	68,4	743,7	63,2	750,0
496	315,4	0,65	387	376,11	382,46	71,0	60,1	66,4	67,6	752,5	62,2	744,0
580	315,5	0,65	387	376,11	382,46	70,9	60,0	66,3	66,8	761,5	61,2	738,0
712	315,6	0,65	387	376,11	382,46	70,8	59,9	66,2	66,2	768,4	59,8	729,5
844	315,7	0,65	387	376,11	382,46	70,7	59,8	66,1				
976	315,8	0,65	387	376,11	382,46	70,6	59,7	66,0				

Продолжение приложения В

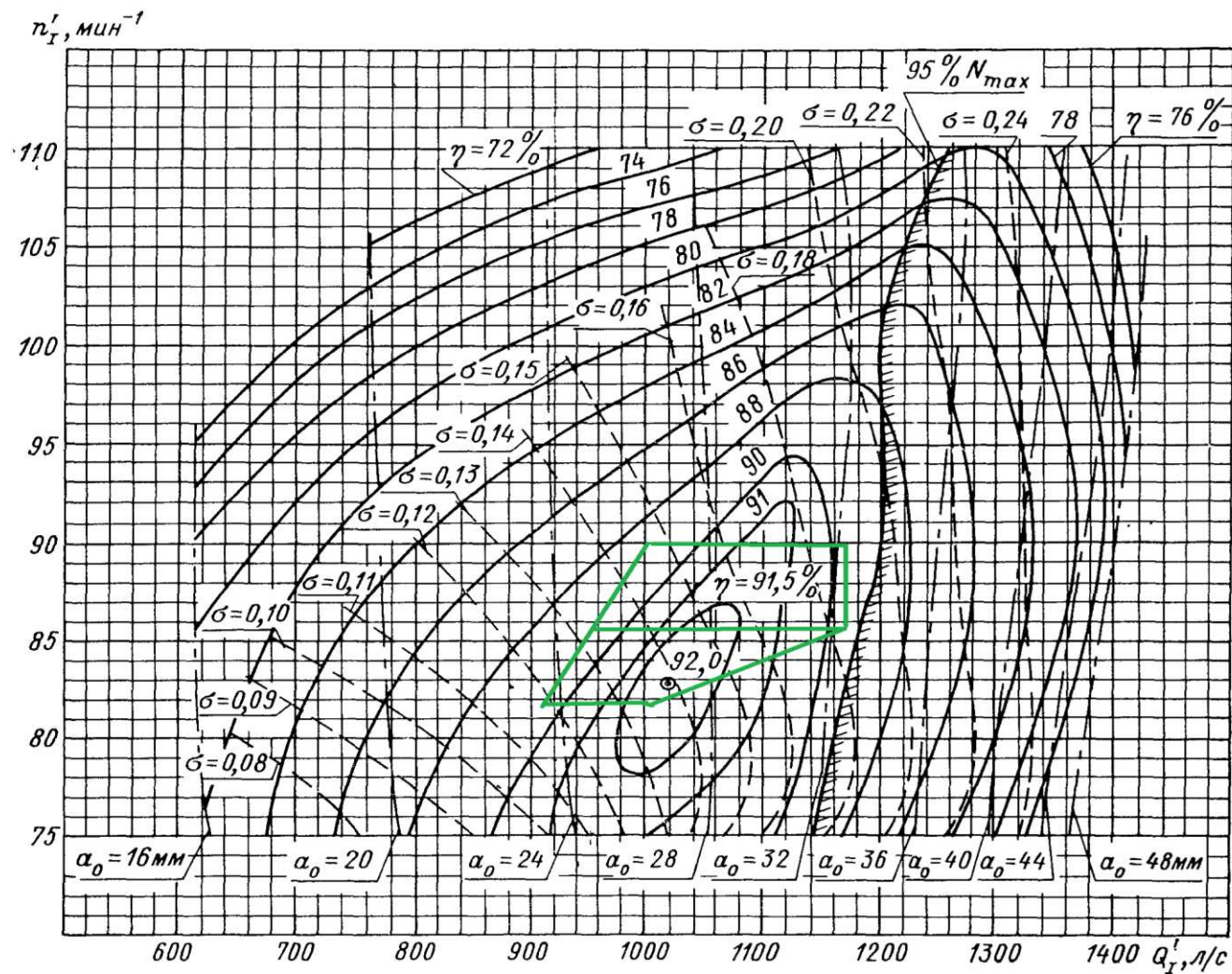


Рисунок В.1 – Зона работы гидротурбины РО75–В–355

Продолжение приложения В

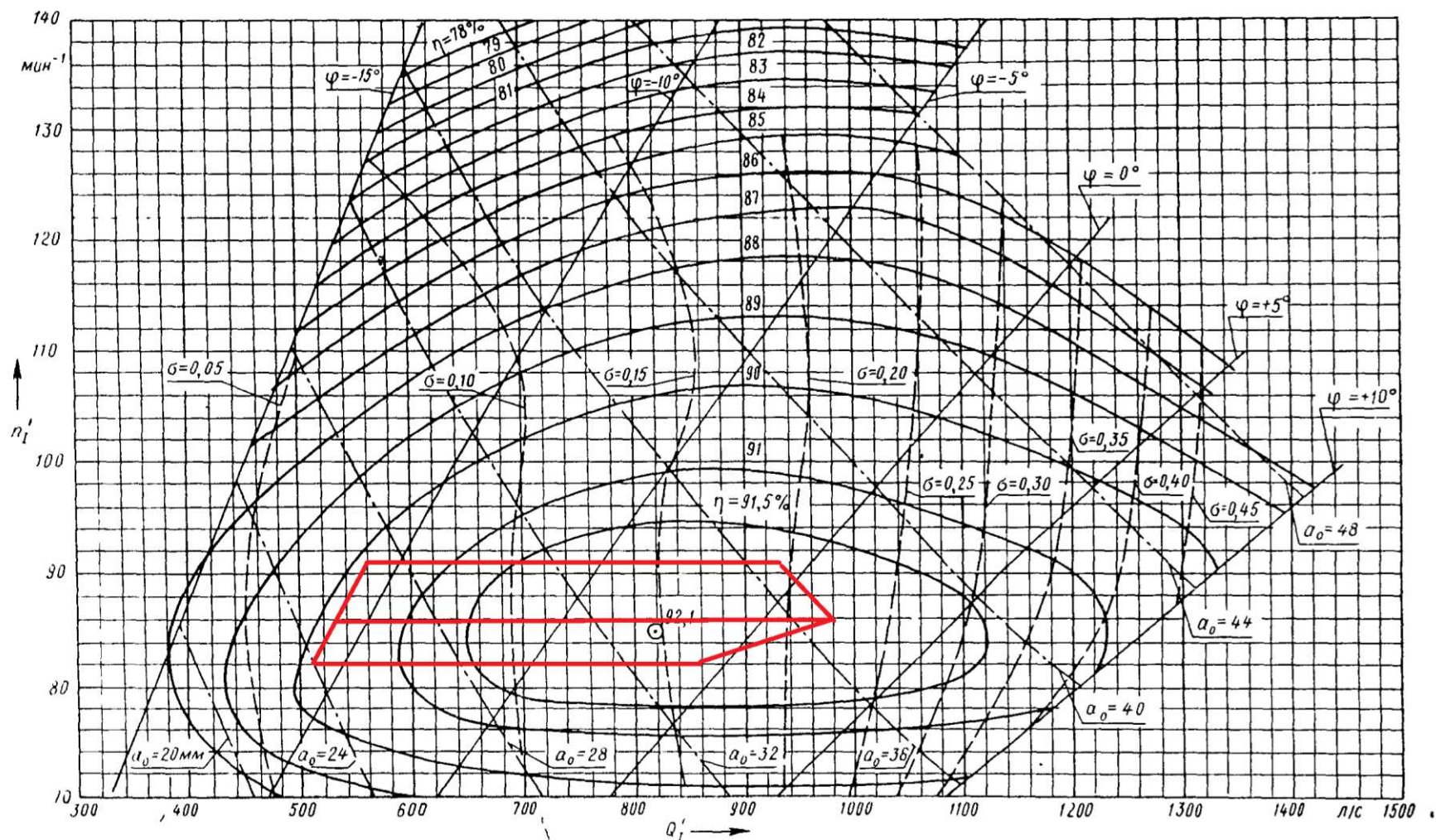


Рисунок В.2 – Зона работы гидротурбины ПЛД90–В45°–475

Продолжение приложения В

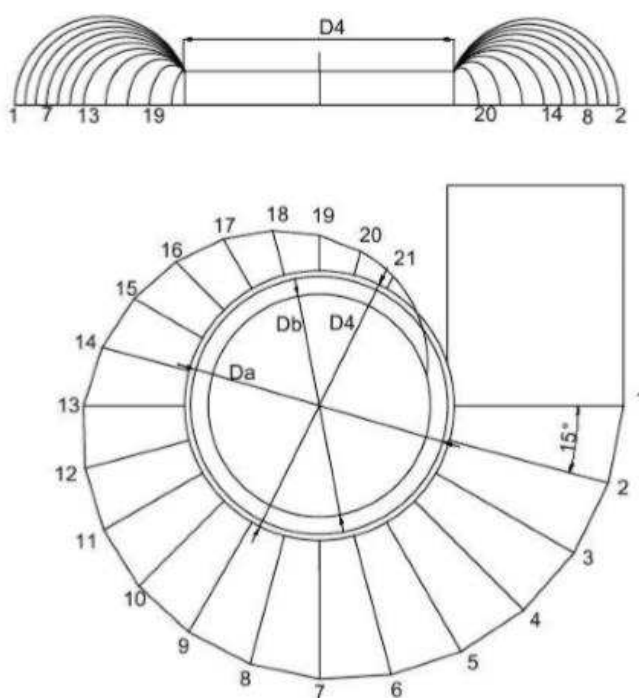


Рисунок В.3 – Теоретический план спиральной камеры круглого сечения.

Таблица В.2 – Сечения спиральной камеры

φ	–	–	–	–	–	x	x^2	p^2	p	a	R
–	$\frac{\varphi}{360}$	φc	$2 \cdot R4 \cdot (3)$	$(2 \cdot R4) - (H1/2)^2$	$\sqrt{(5)}$	$(6) + (3)$	$(7)^2$	$\frac{(8) + (H1/2)^2}{2}$	$\sqrt{(9)}$	$R4 + (7)$	$(10) + (11)$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,958	0,517	3,015	1,876	1,370	1,886	3,559	4,698	2,167	4,802	6,97
330	0,917	0,495	2,884	1,744	1,321	1,815	3,295	4,434	2,106	4,731	6,84
315	0,875	0,472	2,752	1,613	1,270	1,742	3,035	4,174	2,043	4,658	6,70
300	0,833	0,450	2,621	1,482	1,218	1,667	2,779	3,918	1,979	4,583	6,56
285	0,792	0,427	2,490	1,351	1,162	1,590	2,527	3,666	1,915	4,505	6,42
270	0,750	0,405	2,359	1,220	1,105	1,509	2,278	3,417	1,848	4,425	6,27
255	0,708	0,382	2,228	1,089	1,044	1,426	2,033	3,172	1,781	4,341	6,12
240	0,667	0,360	2,097	0,958	0,979	1,338	1,791	2,930	1,712	4,254	5,97
225	0,625	0,337	1,966	0,827	0,909	1,247	1,554	2,693	1,641	4,162	5,80
210	0,583	0,315	1,835	0,696	0,834	1,149	1,320	2,459	1,568	4,064	5,63
195	0,542	0,292	1,704	0,565	0,752	1,044	1,089	2,229	1,493	3,959	5,45
180	0,500	0,270	1,573	0,434	0,659	0,928	0,862	2,001	1,415	3,844	5,26
165	0,458	0,247	1,442	0,303	0,550	0,797	0,636	1,775	1,332	3,713	5,05
150	0,417	0,225	1,311	0,172	0,414	0,639	0,408	1,547	1,244	3,555	4,80
135	0,375	0,202	1,180	0,041	0,201	0,404	0,163	1,302	1,141	3,319	4,46

Окончание приложения В

Таблица В.3 – Сечения спиральной камеры

N	φ	$\rho_1, \text{м}$	$R, \text{м}$	$P_2, \text{м}$
16	120	1,8607	4,23	0,596
17	105		4,00	0,454
18	90		3,76	0,312
19	75		3,53	0,170
20	60		3,30	0,028
21	45		3,06	-0,114
22	30		2,83	-0,256
23	15		2,60	-0,398
24	0		2,37	-0,540

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Основное сочетание нагрузок действующих на водосбросную плотину

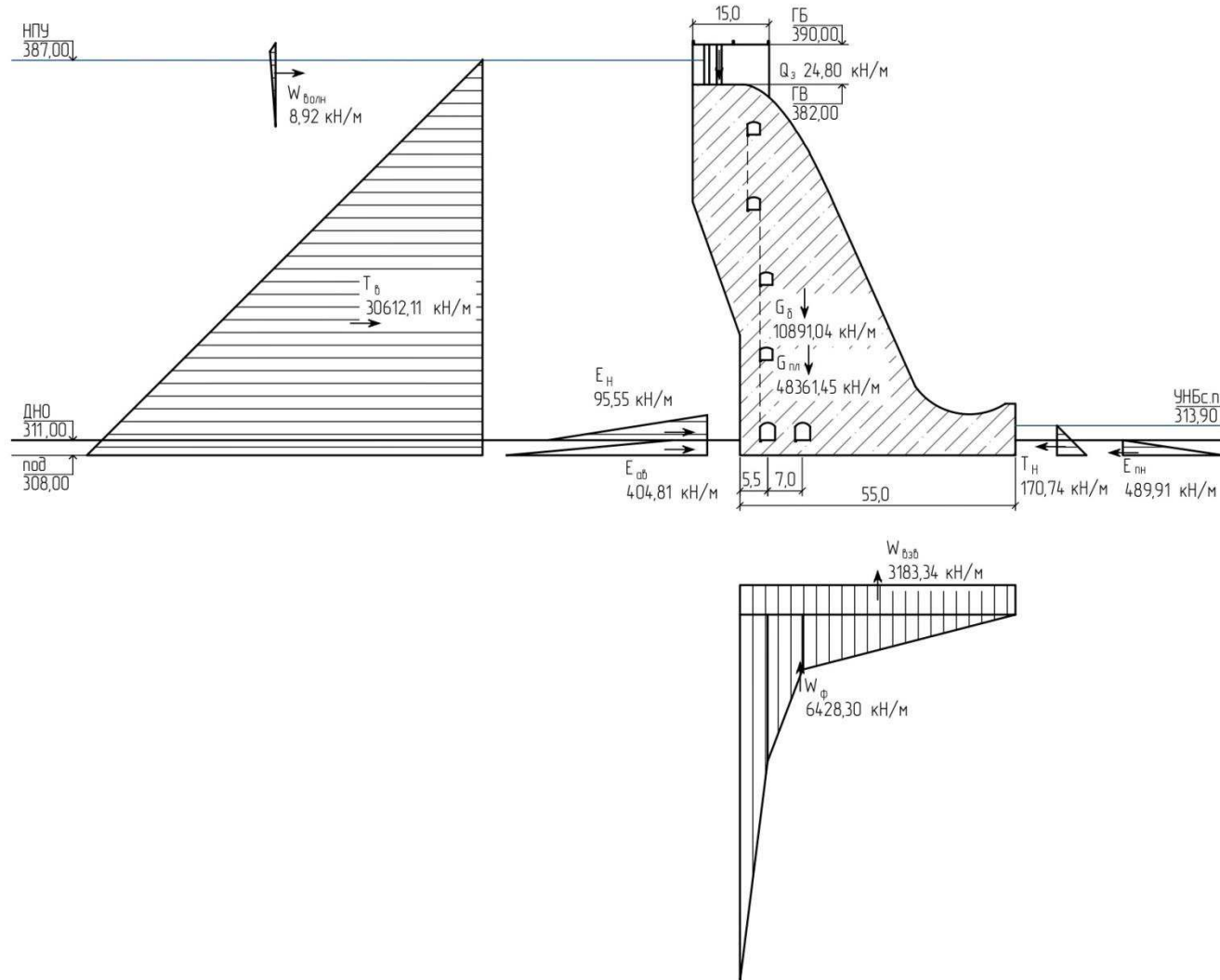



Рисунок Г.1 – Эпюра нагрузок действующих на плотину

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 / А. А. Андрияс
инициалы, фамилия

« 14 » 06 2022г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код – наименование направления

Проектирование Брамьянской ГЭС на реке Мама.
Современные материалы для герметизации фильтрующих швов
и трещин в бетонных сооружениях
тема


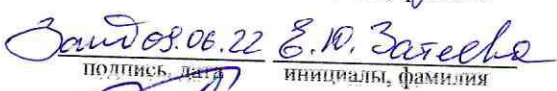
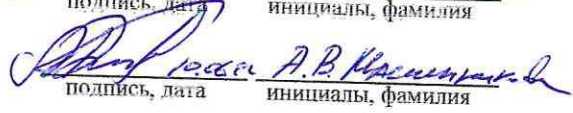
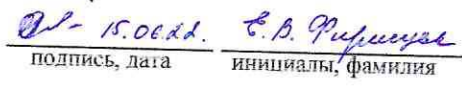

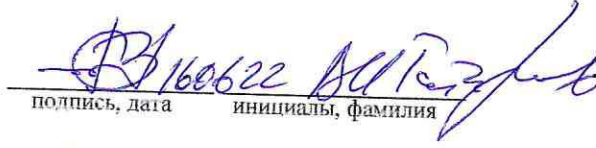



Руководитель  14.06.22 инженер 2 категории группы
подпись, дата / Е.Н. Решетникова
инициалы, фамилия
НИ и ТО КИА СМГТС
должность

Выпускник  14.06.22
подпись, дата / О. С. Шутова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Брамьянской ГЭС на реке Мама. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях.»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР	 подпись, дата инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчеты	 подпись, дата инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	 подпись, дата инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	 подпись, дата инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	 подпись, дата инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	 подпись, дата инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	 подпись, дата инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	 подпись, дата инициалы, фамилия