

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

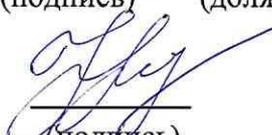
УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
В.Б. Затеев
(подпись) (инициалы фамилия)
«15» 06 20 18 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01-Строительство

Проектирование Гилуойского гидроузла на реке Гилуой. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях

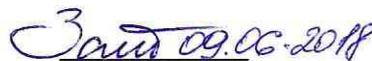
Руководитель	<u></u> (подпись)	<u>Ведущий инженер</u> <u>СМГС ШИТХ</u> (должность, ученая степень)	<u>Е.Н. Решетникова</u> (инициалы фамилия)
Выпускник	<u></u> (подпись)		<u>Е.А. Ковальчук</u> (инициалы фамилия)

Саяногорск; Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Гилуойского гидроузла на реке Гилуой. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты



подпись, дата

Е.Ю. Затеева
инициалы, фамилия

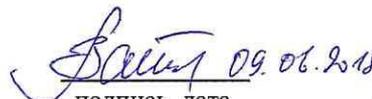
Основное и вспомогательное
оборудование



подпись, дата

А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

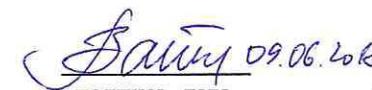
Компоновка и сооружения
гидроузла



подпись, дата

В.Б.Затеев
инициалы, фамилия

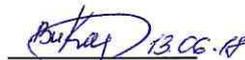
Организация и производство
гидротехнических работ



подпись, дата

В.Б. Затеев
инициалы, фамилия

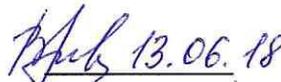
Мероприятия по охране
окружающей среды



подпись, дата

В.А. Кадычегов
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели



подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

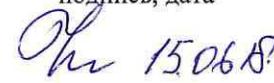
Спецвопрос



подпись, дата

Е.Н. Решетникова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр



подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.Б. Затеев В.Б. Затеев
(подпись) (инициалы фамилия)

«28» 03 20 18 г

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

Студентке Ковальчук Елене Александровне

Группа СБ14-01 Направление 08.03.01 «Строительство»

Тема выпускной квалификационной работы

Проектирование Гилюйского гидроузла на реке Гилюй. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях.

Утверждена приказом по университету № 51/18-с от 28.03.2018

Руководитель ВКР Е.Н. Решетникова *Ведущий инженер СМГС*
СМГС

Исходные данные для ВКР;

- створ проектируемого ГУ;
- многолетний ряд гидрологических наблюдение в створе ГУ;
- геологические условия в створе проектируемого ГУ;
- коэффициент сужения русла с зимний период;
- потери напора;
- потери расхода из водохранилища;
- требования водохозяйственного комплекса;
- величина санитарного попуска;
- характеристики энергосистемы района проектируемой ГЭС;
- данные по существующим в энергосистеме ГЭС.

Перечень разделов:

- общая часть;
- водно-энергетические расчеты;
- основное гидросиловое, гидромеханическое и вспомогательное оборудование;
- компоновка гидроузла, основные сооружения и здание ГЭС;
- организация и производство гидротехнических работ;
- мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности и по охране окружающей среды;
- технико-экономические показатели;
- специальный вопрос.

Перечень графического материала:

- генплан;
- иллюстрационные материалы к выбору установленной мощности ГЭС;
- гидротехнические сооружения;
- основные результаты расчетов и анализ напряженно-деформированного состояния сооружений;
- поперечный разрез здания ГЭС;
- организация и технология строительства гидроузла;

- календарный план строительства и основные технико-экономические показатели;
- иллюстрационные материалы к технико-экономическому обоснованию;
- иллюстрационные материалы к специальному вопросу.

«28» 03 20 18 г.

Руководитель ВКР


(подпись)

Е.Н. Решетникова
(инициалы фамилия)

Задание принял к исполнению


(подпись)

Е.А. Ковальчук
(инициалы фамилия)

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПОСПОРТ ГИЛЮЙСКОЙ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 населенность района	12
1.1.5 Полезные ископаемые	12
1.2 Энерго-экономическая характеристика района	12
2 Водно-энергитические расчеты	13
2.1 Регулирование стока	13
2.1.1 Выбор маловодного и средневодного года	13
2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергитических расчетов	14
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом ВХК	14
2.2.2 Водно-энергитические расчеты режимов работы ГЭС	16
2.2.3 Определение установленной мощности	17
2.2.4 Построение баланса мощности системы	18
3 Основное и вспомогательное оборудование	20
3.1 Выбор числа и типов агрегатов	20
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	24
3.3 Гидрогенераторы	25
3.4 Подъемно-транспортное оборудование	26
4 Компонровка и сооружения гидроузла	27
4.1 Состав гидроузла	27
4.1.1 Определение класса сооружения	27
4.2 Эксплуатационный водосброс	28
4.2.1 Определение гребня бетонной плотины	28
4.2.2 Определение количества донных отверстий для пропуска расчетных расходов	31
4.2.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	32
4.2.4 Расчет водобойной плиты	34
4.2.5 Определение ширины подошвы плотины	36
4.2.6 Дренаж тела бетонных плотин	37
4.2.7 Галереи в теле плотины	37
4.2.8 Дренажные устройства в основании	37
4.2.9 Рисберма	38
4.2.10 Фильтрационные расчеты подземного контура плотины	39
4.2.11 Обоснование надежности и безопасности плотины	42
4.2.12 Оценка прочнотчи плотины	48
4.2.13 Обоснование устойчивости плотины	55

5 Организация и производство гидротехнических работ.....	57
5.1 Определение этапов строительства.....	57
5.1.1 Осушение котлована.....	62
5.1.2 Объемы земляных работ.....	63
5.2 Бетонное хозяйство.....	65
5.2.1 Определение мощности бетонного завода.....	65
5.2.2 Тип опалубки и основные требования к ней. Определение мощности опалубочного цеха. Доставка и установка опалубки.....	66
5.2.3 Применяемые типы армирования. Определение мощности арматурного завода. Доставка и установка арматуры.....	67
5.2.4 Выбор транспортной схемы бетонных работ.....	68
5.2.5 Выбор транспортной схемы земляных работ.....	68
6 Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды.....	69
6.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	69
6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	70
6.3 Отходы, образующиеся при строительстве.....	72
6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	73
7 Технико-экономическое обоснование.....	74
7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии.....	74
7.2 Инвестиционные затраты для ГЭС.....	74
7.3 Текущие расходы по гидроузлу.....	75
7.4 Налоговые расходы.....	78
7.5 Оценка суммы прибыли.....	79
7.6 Оценка инвестиционного проекта.....	80
7.6.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта.....	80
7.6.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	81
7.6.3 Бюджетная эффективность.....	82
7.6.4 Анализ чувствительности.....	82
8 Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях.....	85
8.1 Общие положения.....	85
8.2 Материалы для проведения инъекционных работ при ремонте деформационных швов.....	86
8.2.1 Материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин на основе цемента.....	87
8.2.2 Материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин на основе полимерных материалов.....	88
8.3 Приготовление материала и оборудования для герметизации фильтрующих швов и трещин.....	88
8.4 Цементные инъекционные материалы.....	89

8.5 Вспенивающиеся гидроактивные полимерные композиции и инъекционные смолы.....	92
8.6 Вывод.....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	96
ПРИЛОЖЕНИЯ А-Г.....	98

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ГИЛЮЙСКОЙ ГЭС

1.	Наименование реки	Гиллой;
2.	Местонахождение ГЭС	Амурская область;
3.	Характерные расходы воды:	
а)	всех турбин	1380 м ³ /с;
б)	максимальный с обеспеченностью: 0,5%	1689 м ³ /с;
	3,0%	1414 м ³ /с;
в)	ВХК	50 м ³ /с;
4.	Параметры водохранилища:	
а)	характер регулирования стока	годовой;
б)	отметка: НПУ	370 м;
	ФПУ	370 м;
	УМО	360 м;
в)	объемы:	
	полный	4,1 км ³ ;
	полезный	1,9 км ³ ;
5.	Напоры ГЭС:	
а)	максимальный	23,7 м;
б)	расчетный	12,3 м;
в)	минимальный	9,4 м;
6.	Энергетические характеристики:	
а)	мощность:	
	установленная	152 МВт;
	гарантированная	33 МВт;
б)	среднеголетняя выработка энергии	184 млн кВт·ч;
7.	Бетонные плотины (общая длина):	
а)	правобережная глухая	20 м;
б)	станционная	105 м;
в)	водосливная	40 м;
г)	левобережная глухая	108,2 м;
8.	Водобросные сооружения:	
а)	тип	3 глубинных;
б)	число и размер пролетов	3 пролета по 4 м.
в)	общая длина	32 м;
г)	гаситель	водобойная плита;
9.	Здание ГЭС:	
а)	тип здания	русловое;
б)	число агрегатов	4 шт;
в)	грунты в основании	песчаник;
10.	Основное оборудование:	
а)	тип турбины	ПЛ25-670-ГК;
б)	тип генератора	СГК-430/100-70;
11.	Технико-экономические показатели:	

а)	удельные капиталовложения	23792,48 руб/кВт;
б)	себестоимость энергии	0,12 руб/кВт·ч;
в)	срок окупаемости	менее 7 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика - одна из ведущих отраслей энергетики, в которую входят сбыт, производство и передача электроэнергии. Гидроэнергетика - одна из ведущих составляющих электроэнергетики России. Преимуществом ГЭС перед другими электростанциями является способность быстро увеличивать объем выработки электроэнергии для покрытия пиковых нагрузок в энергосистеме. У России большой гидроэнергетический потенциал, что подразумевает возможности развития отечественной гидроэнергетики.

Гидроэлектростанция - комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию.

Гидроэлектростанции являются составной частью гидроузла - комплекса ГТС, предназначенных для использования водных ресурсов в интересах народного хозяйства: получения электроэнергии, ирригации, водоснабжения, защиты от наводнений и др.

Себестоимость производства электроэнергетики в 7-10 раз ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии - текущая вода. Вода является возобновляемым источником, в отличие от нефти, газа и твердого топлива. Так же преимущество гидроэнергетики перед другими видами электроэнергетики, что выработка данной энергии является экологически безопасной.

Цель бакалаврской работы - на основе знаний, полученных в ходе обучения проработать основные этапы проектирования гидроэлектростанции.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат муссонный, среднегодовая температура $-4,6^{\circ}\text{C}$, средняя температура июля $18,2^{\circ}\text{C}$, средняя температура января $-30,6^{\circ}\text{C}$, среднегодовое количество осадков 530-600 мм.

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Средние показатели температур зимой от -28°C до -32°C . Самый теплый месяц в году июль, средняя температура $18,2^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков 530-600 мм. В летние месяцы их выпадает на 60-70% больше годовой нормы. С летними осадками приходит половодье на реках. Летние наводнения, обусловленные муссонными дождями.

1.1.2 Гидрологические данные

Гилюй - это горная река в Амурской области Российской Федерации. Берет свое начало на южном склоне Станового хребта слиянием горных рек Ливый Гелюй и Правый Гилюй. Преодолевая свой основной путь по каньонобразному рельефу длиной 545 км, впадает в реку. Общая площадь бассейна реки составляет 22500 кв. км, сюда же относятся более 400 озер общей площадью 27 кв. км. Реки Могот и Тында являются основными ее притоками.

Гидрологический ряд за 50 лет наблюдений 1949-1998 гг, приведен в приложении А, таблица А.1.

Кривая зависимости расходов от уровней воды в нижнем бьефе представлена на рисунке 1.1. В таблице 1.1 представлены координаты кривых связей в верхнем и нижнем бьефе, зависимость представлена на рисунке 1.2. Среднемесячные расходы реки Гилюй представлены в таблице 1.2.

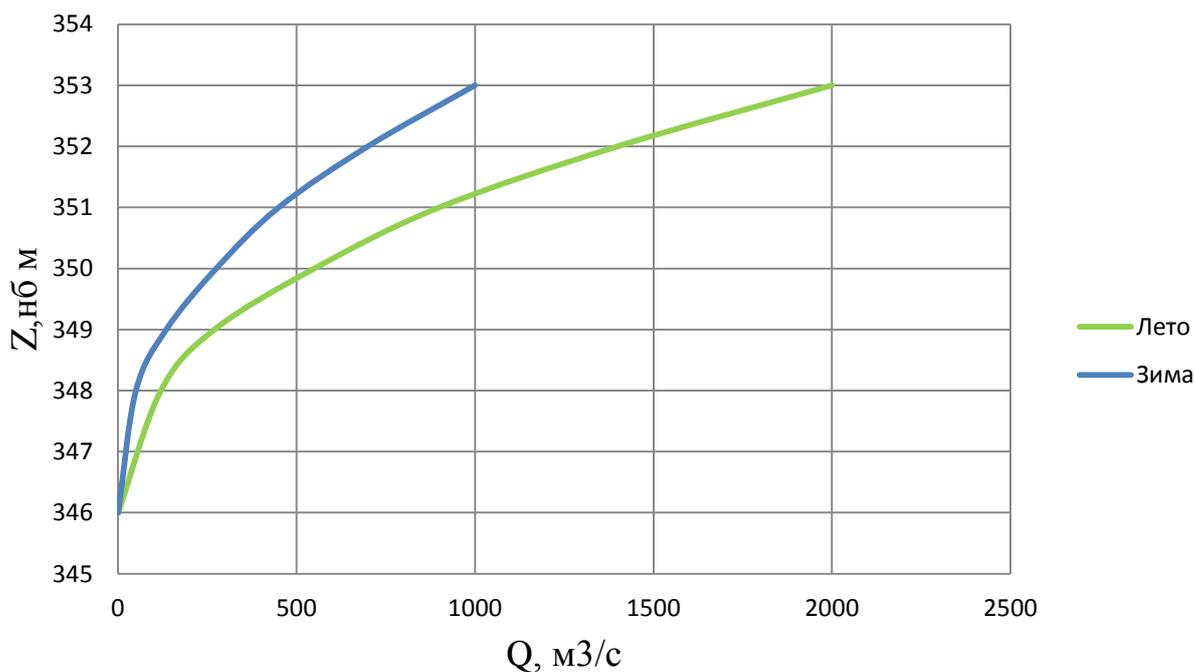


Рисунок 1.1 – Зависимость расходов от уровня воды в нижнем бьефе

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа				Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа	
зимние		летние			
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	$V, \text{км}^3$
346	0	346	0	347,8	0,4
348	50	348	120	351,8	0,8
349	135	349	270	355,3	1,2
350	275	350	550	358,3	1,6
351	450	351	900	360,5	2
352	700	352	1400	362,3	2,4
353	1000	353	2000	364	2,8
-	-	-	-	365,8	3,2
-	-	-	-	367,5	3,6
-	-	-	-	369,5	4
-	-	-	-	370	4,1

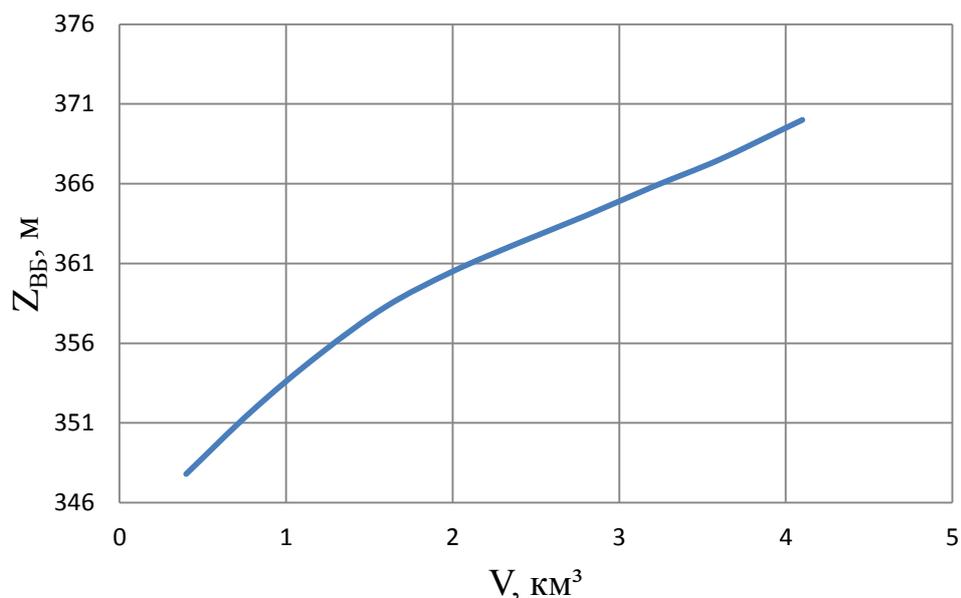


Рисунок 1.2 – Зависимость объема от уровня воды в верхнем бьефе

Таблица 1.2 – Среднемесячные максимальные расходы реки Гиллой

P %	0,1	0,5	1	3	5	10
Ф или φ	4,13	3,24	2,84	2,15	1,82	1,33
$M_s = \varphi C_v$	1,20	0,94	0,82	0,62	0,53	0,39
$K_s = M_s + 1$	2,20	1,94	1,82	1,62	1,53	1,39
$Q = K_s Q_{cp}$, м³/с	1914	1689	1588	1414	1331	1207

Требования водохозяйственного комплекса и потери расходов представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери расхода

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}$, м³/с	50	50	50	50	100	100	100	100	100	100	50	50
$Q_{исп}$, м³/с	0	0	0	0	1	1	2	1	1	0	0	0
$Q_{льда}$, м³/с	0,3	0,2	0	-0,1	-1	0	0	0	0	0,3	0,3	0,3
$Q_{фил}$, м³/с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{потери}$, м³/с	0,3	0,2	0	-0,1	0	1	2	1	1	0,3	0,3	0,3

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегает песчаник до глубины 30-35 метров. Ширина створа по НПУ: 250 метров. Отметка дна: 346 м.

1.1.4 Населенность района

В районе проектируемой ГЭС находится поселок Кировский. На правом берегу поселок Золотая гора. Поселки между собой соединены дорогой. «Зея — Золотая Гора — Кировский». Население не большое, около 100 человек на село.

1.1.5 Полезные ископаемые

Ведущими полезными ископаемыми Амурской области является золото, железо, титан. Также одно из главных полезных ископаемых Амурской области является уголь.

1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Проектируемая Гилюйская ГЭС относится к ОДУ Восток, РДУ Амурское. В управлении и ведении Амурского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 4784 МВт. Наиболее крупными из них являются: Бурейская ГЭС, Зейская ГЭС, Нерюнгринская ГРЭС, Райчихинская ГРЭС – АО «ДГК».

Расчет суточных графиков нагрузки приведен в приложении А, таблица А.2 для летнего и таблица А.3 для зимнего периодов.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Выбор маловодного и средневодного года

В приложении А таблица А.1 представлен гидрологический ряд средних расходов за 50 лет. Данные гидрологический ряд делится на две части: межень и половодье. Расходы равные или превышающие среднегодовой расход относятся к половодью, остальные к межени. Кривые обеспеченности строятся по данным таблице Б.1 приложение Б.

По кривой обеспеченности годовых расчетов определяем ближайшие годы расчетной обеспеченности 50% (1958 год), 90% (1960 год). Вычисляются коэффициенты по межени и половодью для маловодного и средневодного года, рассчитывается средневодный и маловодный год с учетом коэффициентов представлен в таблице 2.1. По данным таблице 2.1 строится график представленные на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 Коэффициенты приведения для 50% и 90% обеспеченности, расчет маловодного и средневодного года

50% - 1958г												
Расход	Кп	0,94					Км	1,32				
Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q, м3/с	2,6	0,7	0,4	0,8	588	783	250	83	75	51	10,8	8
Q исп, м3/с	3,4	0,9	0,5	1,1	552,7	736	235	109,6	99	67,3	14,3	10,6
Q граф, м3/с	3,4	0,9	0,5	1,1	550	733	234	109	98,7	67,1	14	11
90% - 1960г												
Расход	Кп	1,04					Км	0,42				
Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q, м3/с	1	0,7	0,3	0,3	200	767	200	113	125	90	30,8	12,2
Q исп, м3/с	0,4	0,3	0,1	0,1	208	797,7	208	47,5	52,5	37,8	12,9	5,1
Q граф, м3/с	0,4	0,3	0,1	0,1	215	710	210	48	53	38	13	6

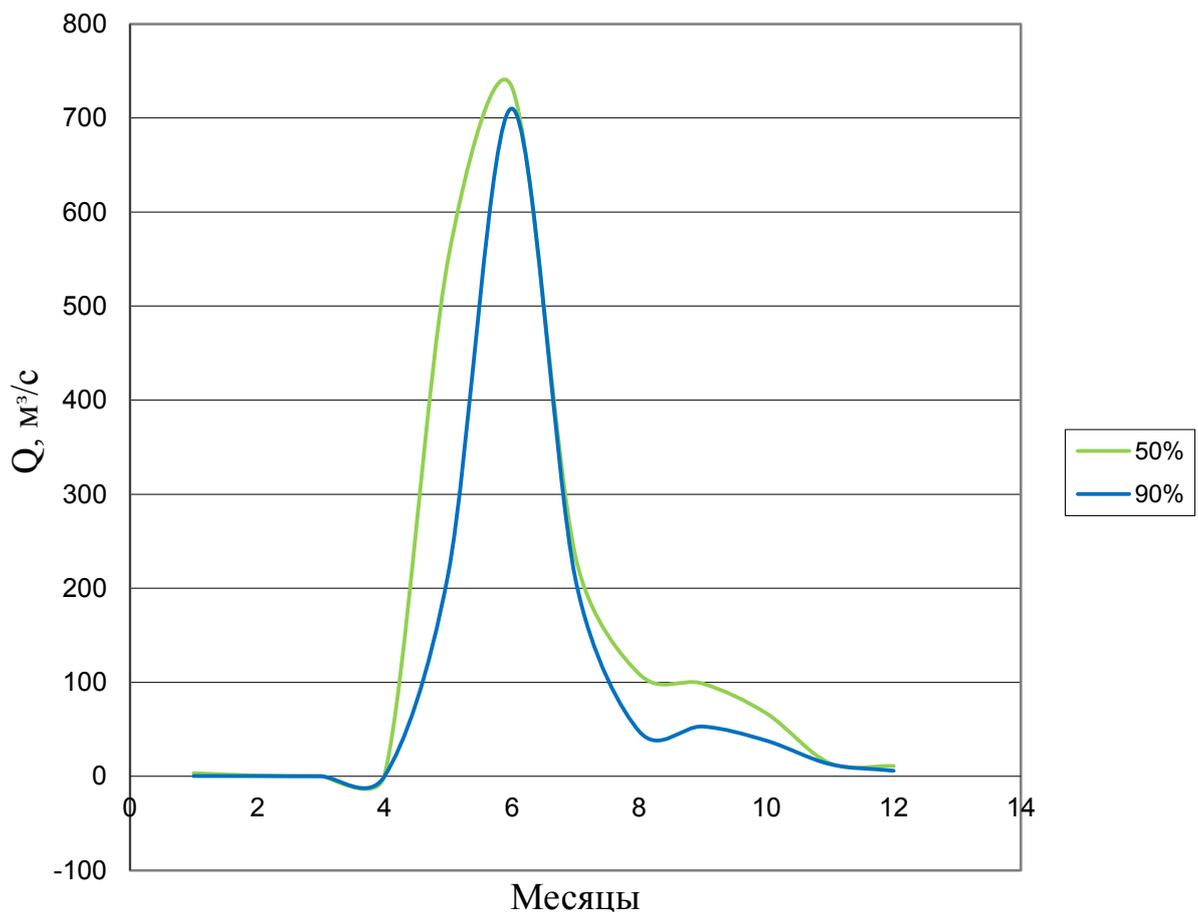


Рисунок 2.1 – Гидрограф реки Гиллой

2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетического расчета

2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом ВХК

Расчеты режимов работы ГЭС представлены в таблице Б.2 приложение Б.

Для маловодного года значение мощности вычисляется по формуле (2.1), (2.2)

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.1)$$

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.2)$$

где $k_N = 8,4$ – коэффициент мощности.

Напор определяется по формуле (2.3):

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.3)$$

где $\Delta h=0,24$ – потери напора на водопроводящих сооружениях.

Из таблицы Б.2 приложение Б видно, что сработка водохранилища начинается с 8 месяца. А так же избыток гарантированной мощности $\sum \Delta N = 66$ МВт. Избыток определяет положение линии гарантированной мощности на графике баланса энергии рисунок 2.2.

Для дальнейших расчетов необходимы графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет годового графика максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	Р _{макс} , МВт	Р _{ср} , МВт
1	2192	2048
2	2088	1942
3	1907	1758
4	1698	1546
5	1517	1362
6	1412	1256
7	1412	1256
8	1517	1362
9	1698	1546
10	1907	1758
11	2088	1942
12	2192	2048

На полученном графике средних нагрузок откладываются мощности $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{вхк}}$. Определяется положение линии гарантированной мощности за счет распределения избытков гарантированной мощности $\sum \Delta N = 66$ МВт между месяцами (рисунок 2.2.) На рисунке 2.2 видим гарантированные мощности: $N_{\text{гар.янв}} = 33$ МВт; $N_{\text{гар.дек}} = 33$ МВт.

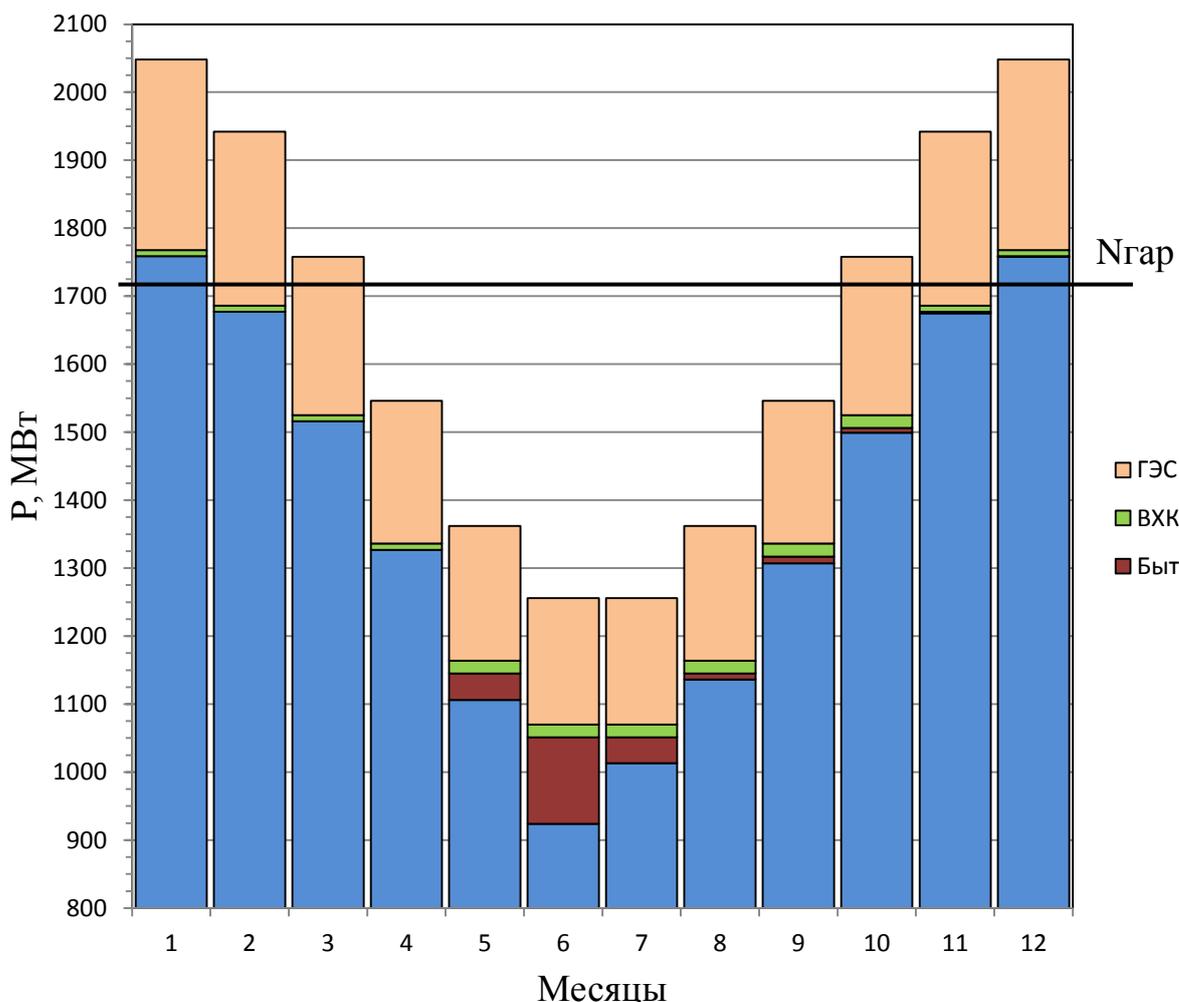


Рисунок 2.2 – Баланс Энергии

2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Основная задача водно-энергетических расчетов состоит в том, чтобы по годовому графику среднемесячных мощностей, а так же по расчетным гидрографам маловодного и средневодного года, и требованиям ВХК определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища, среднемноголетнюю выработку. А также определить установленную мощность проектируемой ГЭС.

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено (с отметки $\nabla_{НПУ}=370$ м). Показателем верности данного расчета является равенство начальной и конечной отметок уровня верхнего бьефа, а также равенство $\sum Q_{вдохр} = 0$.

Сработка средневодного года производится двумя способами:

1. Работа ГЭС по режиму уровней воды в расчетном маловодном году;
2. Работа ГЭС с гарантированными мощностями, равными принятым в маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот, в котором среднеголетняя выработка электроэнергии оказалась больше. Сработка за маловодный и средневодные года представлена в приложении Б, таблицы Б3, Б4, Б5.

Выработка в средневодном году при работе по отметкам составила 184 млн. кВт·ч, а при работе по мощностям - 184 млн. кВт·ч. Принимаем среднюю многолетнюю выработку $\sum \mathcal{E}_t = 184$ млн кВт·ч, так как она наибольшая.

График сработки - наполнения водохранилища за маловодный и средневодный года представлен на рисунке 2.3.

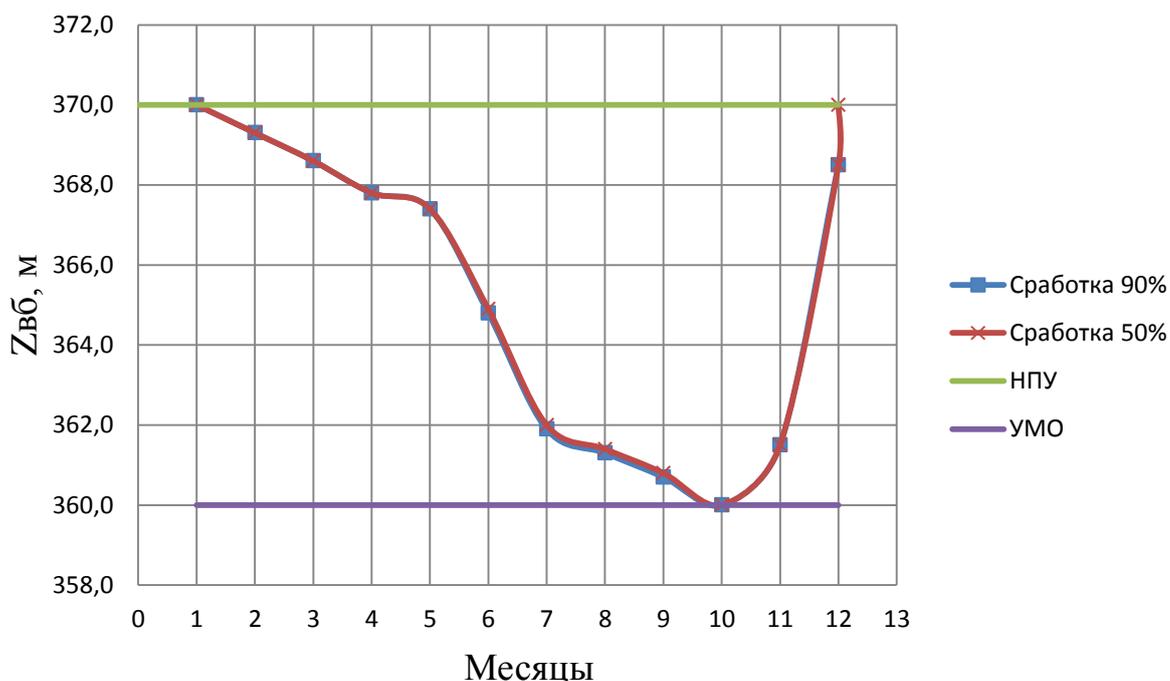


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности

Установленная мощность ГЭС определяется по формуле (2.4):

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{рез} \quad (2.4)$$

где $N_{раб}$ - рабочая мощность, определяется по ИКН;

$N_{рез}$ - нагрузочный резерв, 22 МВт.

Чтобы выбрать рабочую мощность ГЭС по известной гарантированной, необходимо воспользоваться ИКН. С водно-энергетического расчета получаем гарантированную мощность в декабре: $N_{гар} = 33$ МВт, тогда суточная выработка:

$$\mathcal{E}_{сут} = (33 \cdot 24) / 1000 = 0,7 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

Полученную выработку откладываем на ИКН и проводим вертикальные катеты до пересечения с график. Получаем рабочую мощность $N_{\text{раб}}=130$ МВт.

Установленная мощность Гилюйской ГЭС:

$$N_{\text{уст}} = 130 + 22 = 152 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Построение баланса мощности системы

Аварийный резерв энергосистемы равен 8%, нагрузочный резерв равен 2%. Аварийный резерв располагаем на ГЭС и на ТЭС. Нагрузочный на ГЭС.

Рабочую мощность ТЭС находим по формуле (2.5):

$$N_{\text{раб.ТЭС}} = Pt_{\text{макс}} - N_{\text{сущ(ГЭС)}} - N_{\text{проект(ГЭС)}}. \quad (2.5)$$

Ремонтная площадь существующей ГЭС по формуле (2.6):

$$F_{\text{рем}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес.} \quad (2.6)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС по формуле (2.7):

$$F_{\text{рем}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр ГЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2}. \quad (2.7)$$

Ремонтная площадь ТЭС по формуле (2.8):

$$F_{\text{рем}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2}. \quad (2.8)$$

Все расчеты представлены в приложении Б таблица Б.6, баланс мощности представлен на рисунке 2.4.

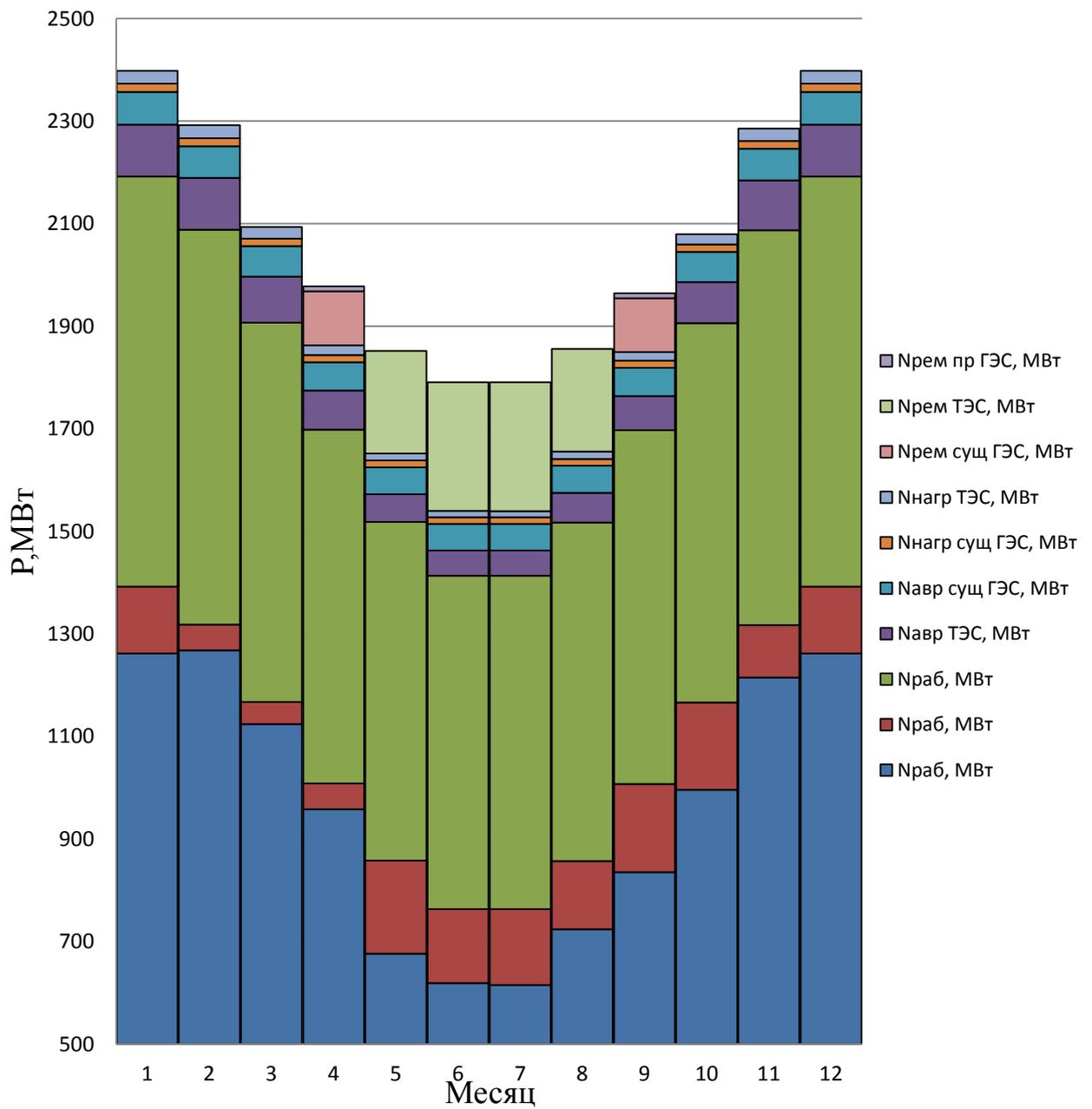


Рисунок 2.4 – Балан мощностей

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типов агрегатов

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра D_1 рабочего колеса и синхронной частоты вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса. Область допустимых режимов работы определяется режимным полем (рисунок 3.1).

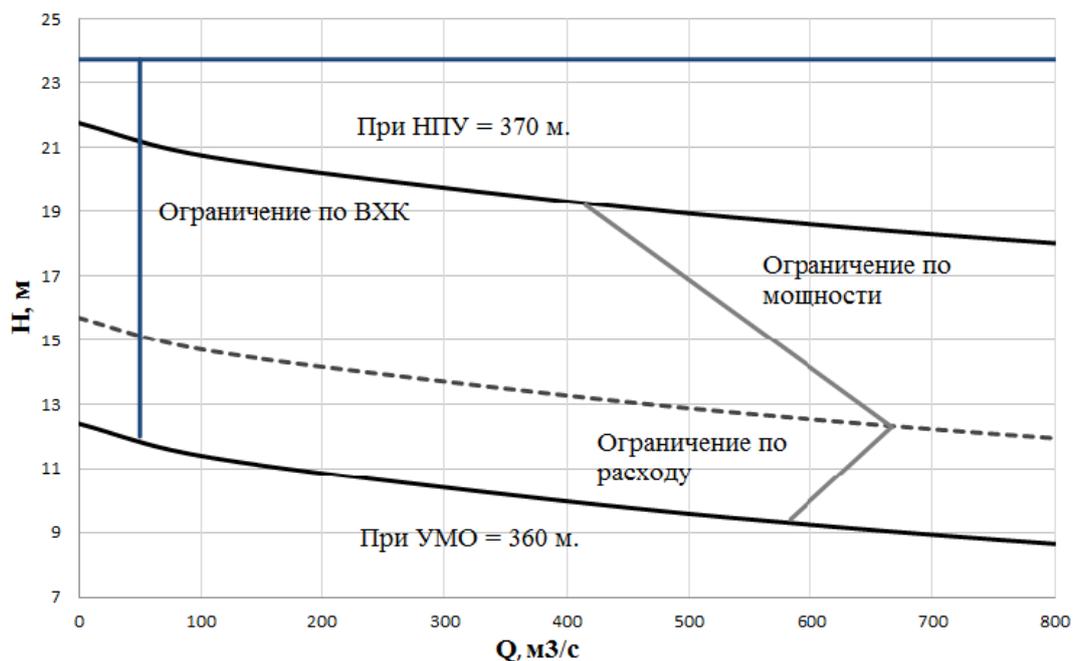


Рисунок 3.1 – Режимное поле

По режимному полю принимаем параметры:

Максимальный напор $H_{\text{max}}=23,7$ м;

Расчетный напор $H_{\text{расч}}=12,3$ м;

Минимальный напор $H_{\text{min}}=9,4$ м.

Производится подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров, выбирается тип гидротурбин ПЛ25ГК, их параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Параметры гидротурбин

Параметр	ПЛ25-ГК
$H_{\text{пред}}$, м	25
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,35
n'_{opt} , мин^{-1}	150
Q'_{opt} , $\text{м}^3/\text{с}$	1,68

Продолжение таблицы 3.1

Параметр	ПЛ25-ГК
$\eta_{м\ opt}$	0,912
$Q_{I\ max},\ M^3/c$	2,75
$D'1,\ M$	0,46
$H_{мод},\ M$	3
$t_{мод},\ ^0C$	18
$v_{мод},\ M^2/c$	1,04

Выбор номинального диаметра рабочего колеса.

Задаемся рядом стандартных значений диаметров D1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

- мощность агрегата в расчетной точке, рассчитывается по формуле (3.1)

$$N_a = 9.81 \cdot Q'_{Iр} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{0.5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.1)$$

где $Q'_{Iр}$ - приведенный расход в расчетной точке;

η_T - КПД натурной турбины;

η_G - КПД генератора.

- КПД натурной турбины, рассчитывается по формуле (3.2)

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

где η_M - КПД модельной турбины;

$D_{1мод}$ - диаметр модельной турбины;

$H_{мод}$ - напор модельной турбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_H, v_{мод}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

- количество агрегатов, рассчитывается по формуле (3.3)

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

где $N_{уст}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{уст} = 152000 \text{ кВт}$)
 N_a - мощность агрегата.

- поправка КПД по формуле (3.4)

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

- частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения), рассчитывается по формуле (3.5)

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

где $n'_{р}$ - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

- приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения рассчитываются по формулам (3,6; 3,7; 3,8)

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

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

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

- произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД, формула (3.9)

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г \text{ ср}}}. \quad (3.9)$$

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

- произведение для ограничения по генератору, формула (3.10)

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{г \text{ ср}}}, \quad (3.10)$$

- приведенные расходы, формула (3.11; 3.12)

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

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

Расчеты ПЛ25ГК нескольких диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры гидротурбин

D1, м	5,6	6	6,3	6,7	7,1
η_j	0,888	0,889	0,890	0,891	0,891
N' a, МВт	30551	35109	38737	43854	49290
Z' шт	4,98	4,33	3,92	3,47	3,08
Z a, шт	5	4	4	4	3
N a, МВт	30400	38000	38000	38000	50667
Δ'	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07
n'с, об/мин	96,88	90,47	86,20	81,09	76,56
n с об/мин	100	93,8	88,2	83,3	78,9
n' max, об/мин	177,1	177,9	175,6	176,3	176,8
n' расч, об/мин	154,8	155,5	153,5	154,1	154,6
n' min, об/мин	111,5	112,0	110,6	133,3	111,4
Q·□ рас	2,36	2,57	2,33	2,06	2,45
Q·□ max	0,88	0,96	0,87	0,77	0,92

Сопоставим различные турбины по следующим параметрам::

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

Из параметров, перечисленных выше, выбираем гидротурбину ПЛ25-670-ГК и строим режимное поле рисунок В.1 приложение В. Правая граница поля состоит из двух линий - верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата, а нижняя строится по двум точкам (Q'_p для

максимального напора - 0,85, Q'_p для минимального напора - 1,1). Левая граница - линия ограничения по минимальному расходу.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле (3.13):

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

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

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

- работа минимального числа агрегатов при их полной нагрузке и расчетном напоре;
- работа минимального числа агрегатов при их полной нагрузке и максимальном напоре;
- минимальная нагрузка на агрегаты при минимальном напоре.

Высота отсасывания находится по формуле (3.14):

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

где B - барометрическое давление (10,0 м вод. ст);

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

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

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

$\Delta Z_{x.пл.}$ - разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых горизонтальных ПЛ-турбин находится по формуле (3.15)

$$\Delta Z_{x.пл} = \frac{D_1}{2} = \frac{6.7}{2} = 3.35. \quad (3.15)$$

Заглубления турбины для различных напоров определяется по формулам:

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{348,2}{900} - 0,6 \cdot 23,7 - 1,5 + 3,35 = -2,4 \text{ м};$$

При $H_{\text{расч}}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{349,3}{900} - 1,3 \cdot 12,3 - 1,5 + 3,35 = -4,2 \text{ м};$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{351,4}{900} - 1,0 \cdot 9,4 - 1,5 + 3,35 = -3,2 \text{ м};$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Рассчитаем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по формуле (3.13).

$$Z_{\text{РК1}} = 348,2 + (-2,4) = 345,8 ,$$

$$Z_{\text{РК2}} = 349,3 + (-4,2) = 345,1 ,$$

$$Z_{\text{РК2}} = 351,4 + (-3,2) = 348,2.$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{\text{РК1}} = 345,1 \text{ м}$.

3.3 Гидрогенераторы

ПО каталогу подобран серийный генератор СГК-430/100-70.С номинальным напряжением 1,45 МВ·А.

Габаритные размеры маслonaпорной установки определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме определяется тип маслonaпорной установки для напора 24 м и D1 - 6,7м: МНУ 10/1-40-12,5-2, где:

10 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40кгс/см²

12,5 - сливной бак, вместительностью 8м³

2 - количество насосов.

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина поворотно-лопастная, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника - 100мм. Выбранный регулятор - ЭГРК-100-4, где:

100- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

3.4 Подъемно транспортное оборудование

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, следует основываться на следующих условиях:

- 1) Грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора.
 - 2) При количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана.
 - 3) Климатические условия данной местности
- Выбираем 3 козловых крана грузоподъемностью 50, 35 и 30 тонн.

4 Компонировка и сооружения гидроузла

4.1 Состав гидроузла

В состав гидроузла входят: здание ГЭС, водосбросная плотина с донными водопропускными отверстиями и глухие бетонные плотины.

- Бетонной плотины с донными водопропускными отверстиями

Ширина водосливного фронта $B = 20$ м.

Ширина по основанию $B = 20$ м.

Высота плотины $h = 27$ м.

3 отверстия квадратной формы размерами 4×4

- Здание ГЭС

Ширина одного блока

$B_{\text{бл}} = 20$ м,

Длина монтажной площадки

$L_{\text{мп}} = 25$ м,

Длина здания ГЭС $L_{\text{мз}} = 105$ м

Ширина зала $B_{\text{мз}}$ зависит от индивидуальных особенностей здания ГЭС и габаритов агрегатов:

$B_{\text{мз}} = 37$ м.

4.1.1 Определение класса сооружения

В соответствии с [1] класс ГТС определяется :

1) в зависимости от высоты и типов грунтов основания

Основание песчаник, высота сооружения определяется по формуле (4.1)

$$\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 370 - 346 = 24 \text{ м} - 3 \text{ класс} \quad (4.1)$$

2) в зависимости от установленной мощности ГТС $N_{\text{уст}} = 152$ МВт – 3 класс

3) в зависимости от возможных последствий аварий

Число постоянно приживающихся людей, которые могут пострадать от аварии ГТС до 500 человек -3 класс;

Число людей условия, жизнедеятельность которых могут быть нарушены при аварии на ГТС до 2000 человек – 3 класс;

Размер возможного материального ущерба без учета убытков владельца при аварии ГТС до 1000 млн. рублей – 3 класс.

Принимаем 3 класс сооружения.

4.2 Эксплуатационный водосброс

4.2.1 Определение гребня бетонной плотины

Расчетные высоты волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев:

Расчетная скорость ветра на высоте 10 метров над уровнем воды для основного сочетания нагрузок и воздействий $V_w = 17$ м/с
для особого сочетания нагрузок и воздействий $V_w = 11$ м/с
длина разгона волны для основного сочетания нагрузок $L=1005$ м
длина разгона волны для особого сочетания нагрузок $L=1020$ м
период развития волн на водохранилище $t = 6$ ч = 21600 с

Для особого сочетания нагрузок:

1. безразмерные комплексы

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1020}{11^2} = 82,7,$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{11} = 19263,3.$$

2. по значениям безразмерных комплексов по графику определяют параметры:

$$\frac{gL}{V_w^2} = 82,7 \Rightarrow \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,017,$$

$$\frac{g\bar{t}}{V} = 1,5,$$

$$\frac{gt}{V_w} = 19263,3 \Rightarrow \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,11,$$

$$\frac{g\bar{t}}{V} = 4,6,$$

принимая наименьшее значение комплекса

$$\frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,017,$$

$$\frac{g\bar{t}}{V} = 1,5.$$

Средняя высота волны определяется по формуле (4.2)

$$\bar{h} = \frac{0,017 \cdot V^2}{g} = \frac{0,017 \cdot 11^2}{9,81} = 0,2 \text{ м.} \quad (4.2)$$

Средний период волны по формуле (4.3)

$$\bar{\tau} = \frac{1,5 \cdot V}{9,81} = \frac{1,5 \cdot 11}{9,81} = 1,68 \text{ с.} \quad (4.3)$$

3. Средняя длина волны по формуле (4.4)

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{\tau}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,7^2}{2 \cdot 3,14} = 4. \quad (4.4)$$

4. Проверка условия глубоководности зоны $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$, d определяется по формуле (4.5):

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{370 - 346}{2} = 12 > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 4,5 = 2,2, \quad (4.5)$$

условие выполняется, зона является глубоководной

5. Высота волны 1% обеспеченности определяется по формуле (4.6):

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,2 \cdot 2 = 0,4, \quad (4.6)$$

где $K_i = 2$ [2]

Для основного сочетания нагрузок:

1. безразмерные комплексы

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1020}{17^2} = 34,6,$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{17} = 12464,5.$$

2. по значениям безразмерных комплексов определяются параметры:

$$\frac{gL}{V_w^2} = 34,6 \Rightarrow \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,011,$$

$$\frac{g\bar{\tau}}{V} = 1,19,$$

$$\frac{gt}{V_w} = 12464,5 \Rightarrow \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,085,$$

$$\frac{g\bar{\tau}}{V} = 4,3,$$

принимаем наименьшее значение комплекса

$$\frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,011,$$

$$\frac{g\bar{\tau}}{V} = 1,19.$$

Средняя высота волны по формуле (4.2)

$$\bar{h} = \frac{0,011 \cdot 17^2}{9,81} = 0,32 \text{ м},$$

Средний период волны по формуле (4.3)

$$\bar{\tau} = \frac{1,19 \cdot V}{9,81} = \frac{1,19 \cdot 17}{9,81} = 2,1 \text{ с},$$

3. Средняя длина волны по формуле (4.4)

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{\tau}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,1^2}{2 \cdot 3,14} = 6,9,$$

4. Проверка условия глубоководной зоны $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$, d определяется по формуле 4.5

$$d = \frac{370 - 346}{2} = 12 > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 6,9 = 3,45,$$

условие выполняется, зона глубоководная

5. Высота волны 1% обеспеченности по формуле (4.6)

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,32 \cdot 2 = 0,64 \text{ м},$$

Отметка гребня плотины определяется по формулам (4.7, 4.8):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a = 370 + 0,64 + 0,4 = 371,04, \quad (4.7)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a = 372 + 0,4 + 0,4 = 372,8. \quad (4.8)$$

Принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 373 \text{ м}$

4.2.2 Определение количества донных отверстий для пропуска расчетных расходов

При поверочном расчетном случае

$$Q_{\max \text{ расч}} = 1689 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетный расход, пропускаемый, через донные отверстия определяется по формуле (4.9):

$$Q_{\text{р}}^{\text{пов}} = Q_{\max \text{ расч}} - Q_{\text{ГА}}(n - 1) = 1689 - 345(4 - 1) = 654 \text{ м}^3, \quad (4.9)$$

Принимаем водопропускное донное отверстие прямоугольного сечения площадью $\omega = 4 \cdot 4 = 16 \text{ м}^2$, с отметкой оси отверстия $\nabla 351$

Расход, пропускаемый через одно донное отверстие рассчитывается по формуле 4.10:

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z} = 0,75 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 19,6} = 235,3 \text{ м}^3, \quad (4.10)$$

где $\mu = 0,75$ коэффициент расхода.

Напор, действующий, на донное отверстие определяется по формуле (4.11)

$$z = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{НБ}(Q \text{ } 0,5\%) = 372 - 352,4 = 19,6. \quad (4.11)$$

Необходимое количество донных водопропускных отверстий формула (4.12)

$$n = \frac{Q_{\text{р}}}{Q} = \frac{654}{235,3} = 2,77, \quad (4.12)$$

необходимо 3 отверстия.

При основном расчетном случае

$$Q_{\max \text{ расч}} = 1414 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетный расход, пропускаемый через донные отверстия формула (4.9):

$$Q_{\text{р}} = 1414 - 345(4 - 1) = 379 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Водопропускное донное отверстие прямоугольного сечения площадью $\omega = 4 \cdot 4 = 16 \text{ м}^2$.

Расход, пропускаемый через одно донное отверстие формула (4.10):

$$Q = 0,75 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 18} = 225,5 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $\mu = 0,75$ коэффициент расхода.

Напор, действующий, на донное отверстие определяется по формуле (4.11)

$$z = 370 - 352,0 = 18 \text{ м.}$$

Необходимое количество донных водопропускных отверстий по формуле (4.12):

$$n = \frac{379}{225,5} = 1,68,$$

необходимо 2 отверстия

Для пропуска расходов основного и поверочного расчетных случаев требуется 3 отверстия.

4.2.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Сопряжение бьефов за водосбросным отверстием оценивается по методике, изложенной в разделе 10-22 [3].

Для этого величину превышения дна водопропускного отверстия над поверхностью водобоя $a = 3$ м, сравниваем с a_1 рассчитанным по формуле (4.13)

$$a_1 = h_{0\text{кр}} - 2h_1 - t + 2\sqrt{t^2 - A}. \quad (4.13)$$

Если a_1 на 7-10 % больше a , устанавливается поверхностный режим с незатопленным прыжком.

Расчет выполняется для поверочного расхода, как более опасного случая. $Q_{\text{пов}}^{\text{расч}} = 1689 \text{ м}^3/\text{с}$ $h_{\text{НБ}} = t = 6,4$ м, $B = 20$ м (ширина секции плотины)

Критическая глубина определяется по формуле (4.14):

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{q^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{54,5^2}{9,81}} = 6,7 \text{ м}, \quad (4.14)$$

где q рассчитывается по формуле (4.15):

$$q = \frac{Q_{\text{пов}}}{b \cdot n} = \frac{654}{4 \cdot 3} = 54,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.15)$$

По формуле (4.16) рассчитывается число Фруда:

$$Fr = \frac{q^2}{gh_1^3} = \frac{54,5^2}{9,81 \cdot 4^3} = 4,7, \quad (4.16)$$

$$h_{0кр} = \frac{1}{3}(1 + \sqrt{6Fr + 1})h_1 = \frac{1}{3}(1 + \sqrt{6 \cdot 4,7 + 1}) \cdot 4 = 8,5 \text{ м}, \quad (4.17)$$

$$A = 2Fr \cdot h_1^3 \cdot \beta \left(\frac{\alpha_1}{h_1} - \frac{\alpha_t \cdot \beta}{t} \right) = 2 \cdot 4,7 \cdot 4^3 \cdot 0,2 \left(\frac{1}{4} - \frac{1,04 \cdot 0,2}{6,4} \right) = 26, \quad (4.18)$$

где $\alpha_1 = 1$, $\alpha_t = 1,04$ – коэффициенты количества движения,
 β , рассчитывается по формуле (4.19):

$$\beta = \frac{b}{B} = \frac{4}{20} = 0,2. \quad (4.19)$$

Таким образом

$$a_1 = 8,5 - 2 \cdot 4 - 6,4 + +2\sqrt{6,4^2 - 26,2} = 1,7 \text{ м}.$$

Поскольку a_1 меньше a , прыжок является затопленным, следовательно, нет необходимости в энергогасящих устройствах.

$\xi_1 = \frac{4}{6,7} = 0,59$, по графику [3, 9-40] определяем вторую сопряженную глубину $\xi_1 = 0,59 \rightarrow \xi_2 = 1,6$,

Вторая сопряженная глубина определяется по формуле (4.20)

$$h_2 = \xi_2 \cdot h_{кр} = 1,6 \cdot 6,7 = 10,7. \quad (4.20)$$

Длина водобоя по формуле (4.21):

$$l_B = (0,8 \div 1,0) \cdot l_{пр} + \frac{V_c}{\sqrt{\frac{2p}{g}}}, \quad (4.21)$$

где $p = 3$ м – высота уступа,

$V_c = 13,6$ м/с- скорость воды на выходе,

$l_{пр}$ - длина прыжка рассчитанная по формуле (4.22):

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,7 - 4) = 40,8 \text{ м}, \quad (4.22)$$

тогда длина водобоя

$$l_B = 0,8 \cdot 40,8 + \frac{13,6}{\sqrt{\frac{2 \cdot 3}{9,81}}} = 50,0 \text{ м.}$$

4.2.4 Расчет водобойной плиты

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Отметка пола водобоя равна $\nabla_{\text{ПВ}} = 346$, так как нет колодца.

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского (4.23).

$$t_B = 0,15 \cdot V_{\text{сж}} \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (4.23)$$

где $V_{\text{сж}}$ – скорость потока, в сжатом сечении рассчитанная по формуле (4.24):

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h'_c} = \frac{10,9}{4} = 2,7 \text{ м/с}, \quad (4.24)$$

где $h'_c = 4 \text{ м}$.

Удельный расход рассчитывается по формуле (4.25):

$$q = \frac{Q_p^{\text{пов}}}{b \cdot n} = \frac{654}{20 \cdot 3} = 10,9 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.25)$$

$$t_B = 0,15 \cdot 2,7 \cdot \sqrt{4} = 0,81 \text{ м.}$$

Устойчивость на всплытие определяется по формуле (4.26):

$$\frac{\sum W_{\text{уд}} \cdot \gamma_{cd}}{\sum W_{\text{всп}} \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (4.26)$$

где, $\sum W_{\text{уд}}$ – сумма сил, удерживающих плиту от всплытия;

$\sum W_{\text{всп}}$ – сумма сил, вызывающих всплытие плиты;

γ_{cd} – коэффициент условия работы; для I группы предельных состояний, при расчете устойчивости гравитационной плотины на скальных основаниях, равный $\gamma_{cd} = 0,9$:

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания и воздействий при расчете по I группе предельных состояний $\gamma_{lc} = 1$;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности; при расчетах для I группы предельных состояний для плотины III класса, равен $\gamma_n = 1,15$.

Удерживающие силы:

Вес 1 п. м. плиты водобоя с учетом взвешивания определяются по формуле (4.27):

$$G_{\text{пл}} = (\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot l_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}} \cdot \gamma_f; \quad (4.27)$$

где γ_f – коэффициент надежности по нагрузке, равный $\gamma_f = 0,95$.

Вес плиты:

$$G_{\text{пл}} = (2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 50 \cdot 0,81 \cdot 0,95 = 528,4 \text{ кН}.$$

Силы, вызывающие всплытие плиты:

Дефицит давления по формуле (4.28):

$$W_{\text{д}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}} \cdot g \cdot 0,7 \cdot (h_c'' - h_c') \cdot \gamma_f; \quad (4.28)$$

где $\gamma_f = 1$;

$$h_c'' = 10,8 \text{ м};$$

$$W_{\text{д}} = \frac{1}{2} \cdot 1,0 \cdot 50 \cdot 9,81 \cdot 0,7 \cdot (10,7 - 4) \cdot 1 = 1150,2 \text{ кН}$$

Фильтрационное давление по формуле (4.29):

$$W_{\text{ф}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}} \cdot g \cdot 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot \gamma_f \quad (4.29)$$

где T – напор над водобоем рассчитанный по формуле (4.30):

$$T = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПВ}} = 370 - 346 = 24 \text{ м}. \quad (4.30)$$

$$W_{\text{ф}} = \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot 50 \cdot 9,81 \cdot 0,05 \cdot (24 - 10,7) \cdot 1 = 163,1 \text{ кН}$$

Вертикальная пульсационная нагрузка по формуле (4.31):

$$W_{\text{п}} = \alpha \cdot \frac{V_{\text{сж}}^2}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot \omega; \quad (4.31)$$

где $\alpha = 0,06$;

$$\omega = t_{\text{в}} \cdot 1 = t_{\text{в}}.$$

$$W_{\text{п}} = 0,06 \cdot \frac{13,6^2}{2} \cdot 1,0 \cdot 4,9 = 27,2 \text{ кН.}$$

Коэффициент устойчивости против всплытия плиты определяется по формуле (4.32):

$$\frac{G_{\text{пл}} \cdot \gamma_{cd}}{(W_{\text{д}} + W_{\text{ф}} + W_{\text{п}}) \cdot \gamma_{lc}} = \frac{528,4 \cdot 0,9}{(1150,2 + 163,1 + 27,2) \cdot 1} = 0,39; \quad (4.32)$$

$0,39 \leq 1,15$, необходимо увеличить толщину плиты.

Принимаем $\gamma_n = 1,15$, определим вес плиты во взвешенном состоянии по формуле (4.33):

$$G_{\text{пл}} = \frac{1,15 \cdot (W_{\text{д}} + W_{\text{ф}} + W_{\text{п}}) \cdot \gamma_{lc}}{\gamma_{cd}} = \frac{1,15 \cdot (1150,2 + 163,1 + 27,2) \cdot 1}{0,9} = 1712,8 \text{ кН} \quad (4.33)$$

Толщина плиты по формуле (4.34):

$$t_{\text{в}} = \frac{G_{\text{пл}}}{(\rho_{\text{б}} + \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot l_{\text{в}} \cdot \gamma_f} = \frac{1712,8}{(2,4 - 1) \cdot 9,81 \cdot 50 \cdot 0,95} = 2,8 \text{ м.} \quad (4.34)$$

Толщина плиты водобоя принимается: $t_{\text{в}} = 2,8 \text{ м.}$

4.2.5 Определение ширины подошвы плотины

Для гравитационных плотин на скальном основании экономичный профиль имеет вид прямоугольного треугольника с вершиной на отметки НПУ. Такой профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Отметка подошвы плотины определяется по формуле (4.35):

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - t_{\text{в}} = 346 - 2,8 = 343,2 \text{ м,} \quad (4.35)$$

где $t_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты.

Высота плотины рассчитывается по формуле (4.36):

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 370 - 343,2 = 26,8 \text{ м,} \quad (4.36)$$

При соотношении $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = (0,7 - 0,8)$, плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины рассчитывается по формуле (4.37):

$$B_{\text{пл}} = 0,75 \cdot h_{\text{пл}} = 0,75 \cdot 26,8 = 20 \text{ м.} \quad (4.37)$$

4.2.6 Дренаж тела бетонных плотин

Для снятия фильтрационного давления устраивается вертикальный дренаж вдоль напорной грани, имеющий выходы в продольные галереи. Диаметр скважин 20 см, расстояние между скважинами 3 м.

4.2.7 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные галереи.

Дренажная продольная галерея находится на отметке 342 м. Размер галереи для создания и восстановления вертикального дренажа: ширина 3 м, высота 2,5 м, что обеспечивает провоз и работу бурового и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеют ширину 2,0 м, высоту 3 м. Смотровая галереи находятся на отметке $\nabla 361,5$ м.

4.2.8 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании устраивается дренаж. В скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 0,2 м с шагом 3 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа определяется по формуле (4.38), представлена на рисунке 4.1:

$$l = 0,1B = 0,1 \cdot 20 = 2,0 \text{ м}, \quad (4.38)$$

где B – ширина подошвы плотины.

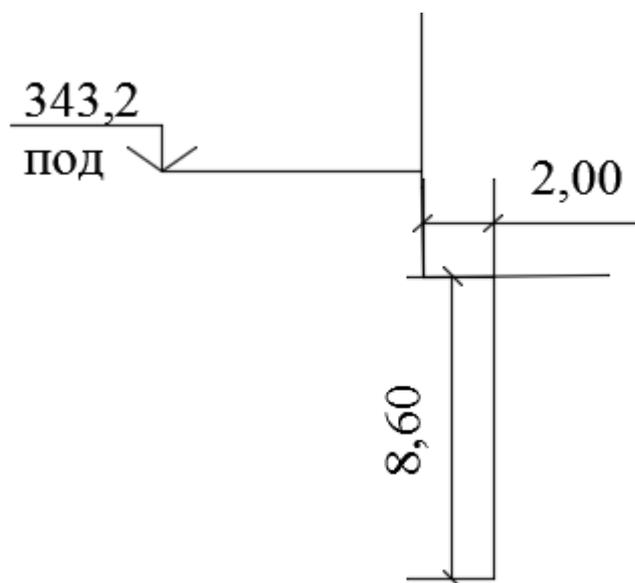


Рисунок 4.1 – Дренажные устройства в основании.

4.2.9 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеивания потока.

Общая длина послепрыжкового участка (рисбермы) определяется по рекомендации М.С. Вызго формула (4.39):

$$l_{\text{пп}} = \frac{0,4}{n} \cdot h''_c, \quad (4.39)$$

где n - коэффициент шероховатости русла, $n = 0,03$ [3, табл 4];

h''_c - вторая сопряженная глубина, $h''_c = 10,7$

$$l_{\text{пп}} = \frac{0,4}{0,03} \cdot 10,7 = 142,6 \text{ м,}$$

Длина участка с плитами рисберм $L_p = 142,6$ м.

Количество плит рисбермы определяется по формуле (4.40):

$$N = L_p / 10 = 142,6 / 10 = 14,3, \quad (4.40)$$

принимается количество плит - 15.

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

4.2.10 Фильтрационные расчеты подземного контура плотины

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на подошву плотины.

Расчеты проводят для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. При основном сочетании нагрузок и воздействий: при НПУ и минимальном УНБ, соответствующий санитарному расходу. При особом сочетании нагрузок и воздействий: при ФПУ и максимальном УНБ, соответствующем максимальному поверочному расходу.

Расчет фильтрации под плотиной на скальном основании

При основном сочетании нагрузок и воздействий:

Для плотины без цементационной завесы:

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,05,$$

Напор рассчитывается по формулам (4.41, 4.42)

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 370 - 347 = 23 \text{ м}, \quad (4.41)$$

$$H_{dr} = H_d \cdot 0,05 = 23 \cdot 0,05 = 1,15 \text{ м}, \quad (4.42)$$

Фильтрационное давление на подошву плотины рассчитывается по формуле (4.43):

$$W_{\phi} = \rho_{\text{в}} \cdot g \left[\left(\frac{H_{dr} + H_d}{2} \cdot l \right) + \left(\frac{H_{dr}}{2} \cdot (B - l) \right) \right], \quad (4.43)$$

где l – расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $l = 2$ м.

$$W_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \left[\left(\frac{1,15 + 23}{2} \cdot 2 \right) + \left(\frac{1,15}{2} \cdot (20 - 2) \right) \right] = 338,5 \text{ кН};$$

Действующие силы и их плечи представлены на рисунке 4.2

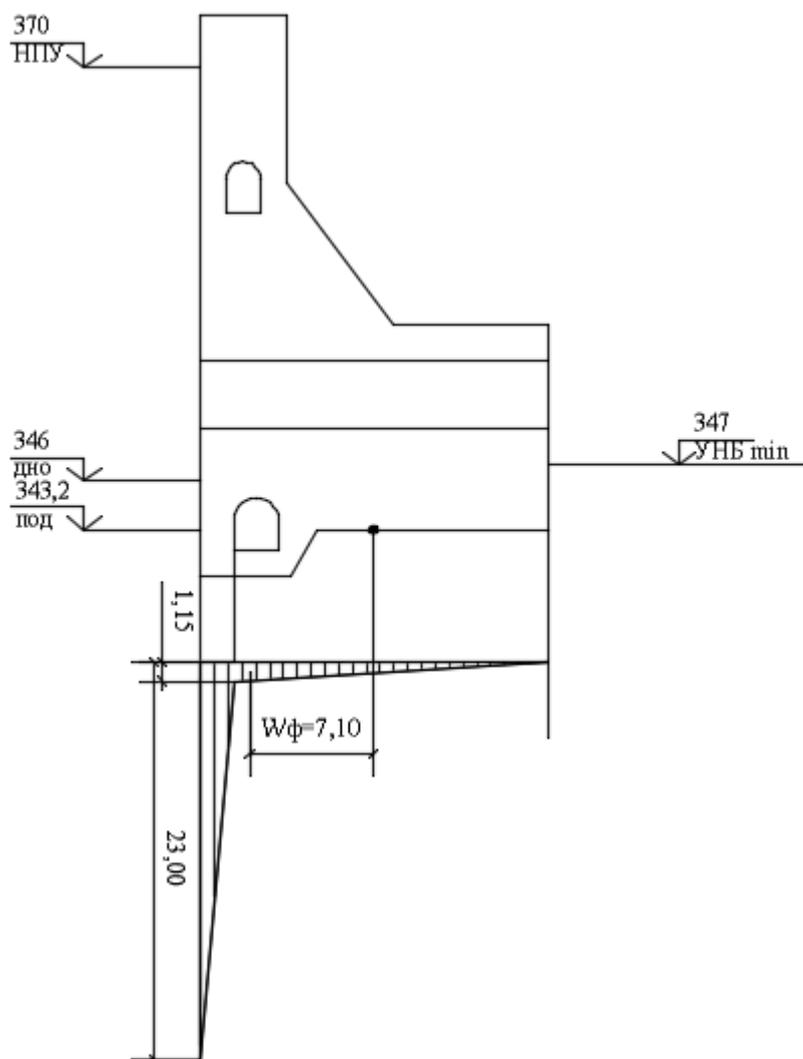


Рисунок 4.2 - Фильтрационное давление на подошву плотины при основном сочетании нагрузок и воздействий.

При особом сочетании нагрузок и воздействий:

Для плотины без цементационной завесы $\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,10$.

Напор рассчитывается по формулам (4.44, 4.45)

$$H_d = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБ}_{max} = 372 - 352,4 = 19,6 \text{ м}, \quad (4.44)$$

$$H_{dr} = H_d \cdot 0,10 = 19,6 \cdot 0,10 = 1,96 \text{ м}, \quad (4.45)$$

Фильтрационное давление на подошву плотины рассчитывается по формуле (4.46)

$$W_{\phi} = \rho_{\text{в}} \cdot g \left[\left(\frac{H_{\text{др}} + H_{\text{д}}}{2} \cdot l \right) + \left(\frac{H_{\text{др}}}{2} \cdot (B - l) \right) \right], \quad (4.46)$$

где l – расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $l = 2$ м.

$$W'_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \left[\left(\frac{1,96 + 19,6}{2} \cdot 2 \right) + \left(\frac{1,96}{2} \cdot (20 - 2) \right) \right] = 384,6 \text{ кН};$$

Действующие силы и их плечи представлены на рисунке 4.3

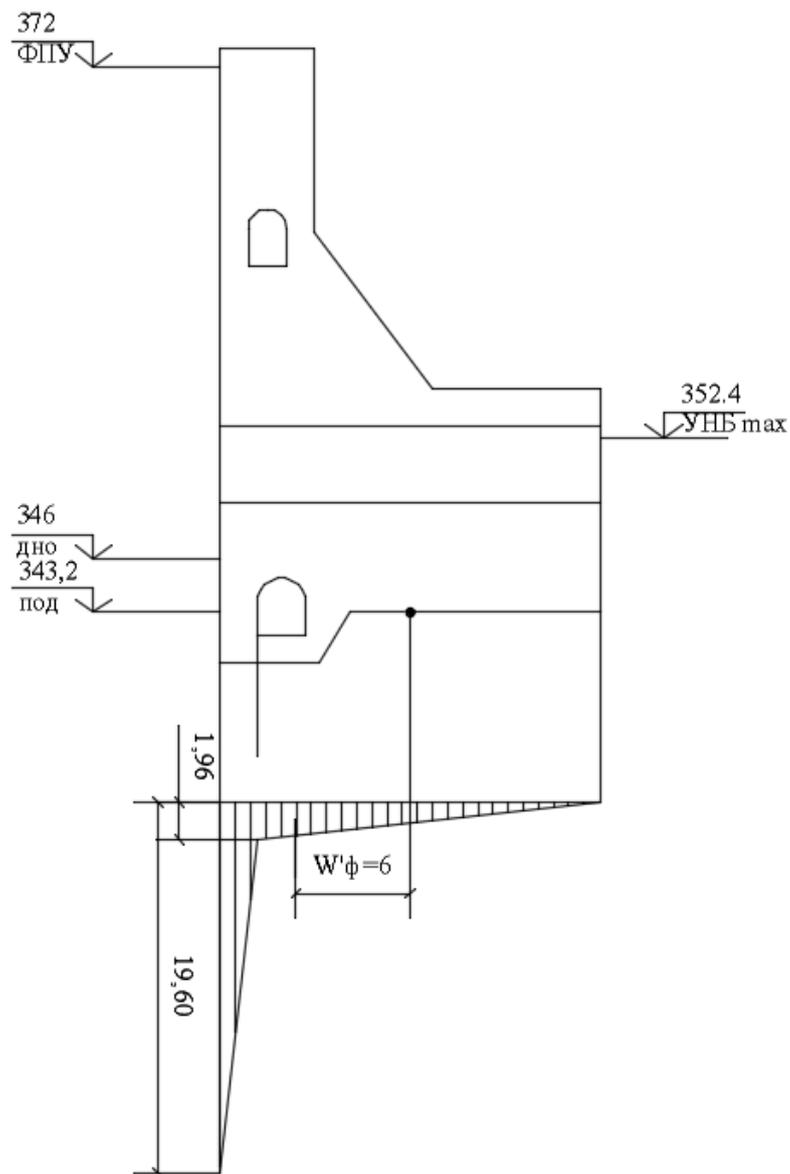


Рисунок 4.3 - Фильтрационное давление на подошву плотины при особом сочетании нагрузок и воздействий.

4.2.11 Обоснование надежности и безопасности плотины

Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты делаем для основного расчетного случая, при НПУ и $Q_{\text{сан}}$ и особого сочетания нагрузок при ФПУ и максимальном уровне в нижнем бьефе $Q_{\text{пов}}^{\text{max расч}}$. Нагрузки собираются на 1 п. м. длины плотины. Все площади взяты из AutoCAD. Все нагрузки и воздействия, действующие, на плотину представлены в приложении Г рисунки Г.1, Г.2, Г.3, Г.4,

Вес сооружения и затворов

Вес 1 п. м. водосливной части плотины определяется по формуле (4.47):

$$G_{\text{пл}} = \frac{(S-4 \cdot 4) \cdot 20 \cdot 23,54}{20} = \frac{(355-4 \cdot 4) \cdot 20}{20} \cdot 23,54 = 7980,0 \text{ кН}, \quad (4.47)$$

Точка приложения равнодействующей веса плотины показана на рисунке 4.4:

$$X = 2,34 \text{ м.}$$

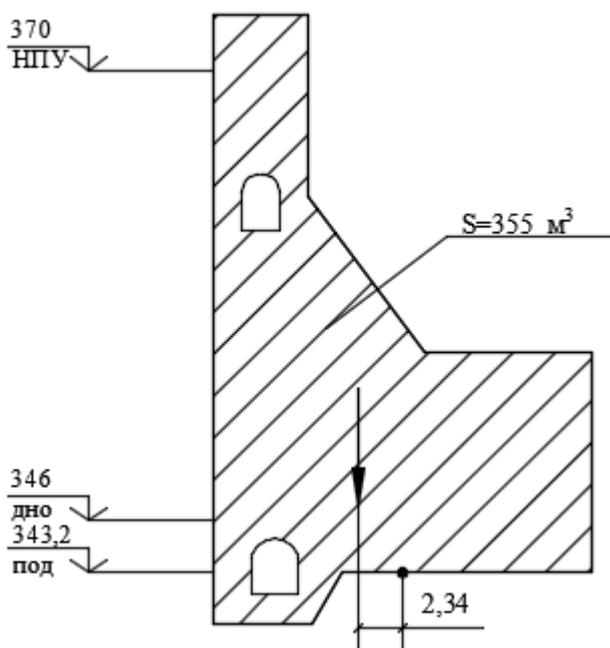


Рисунок 4.4 - Равнодействующая сила собственного веса плотины

Гидростатическое давление воды

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды представлены на рисунке 4.5 для основного и на рисунке 4.6 для особого сочетания нагрузок:

- с верхнего бьефа формула (4.48):

$$W_1 = \frac{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{под})^2}{2} \cdot \gamma_B = \frac{(370 - 343,2)^2}{2} \cdot 9,81 = 3522,9 \text{ кН/м} \quad (4.48)$$

- с нижнего бьефа формула (4.49):

$$W_2 = \frac{(\nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под})^2}{2} \cdot \gamma_B = \frac{(347 - 343,2)^2}{2} \cdot 9,81 = 70,8 \text{ кН/м} \quad (4.49)$$

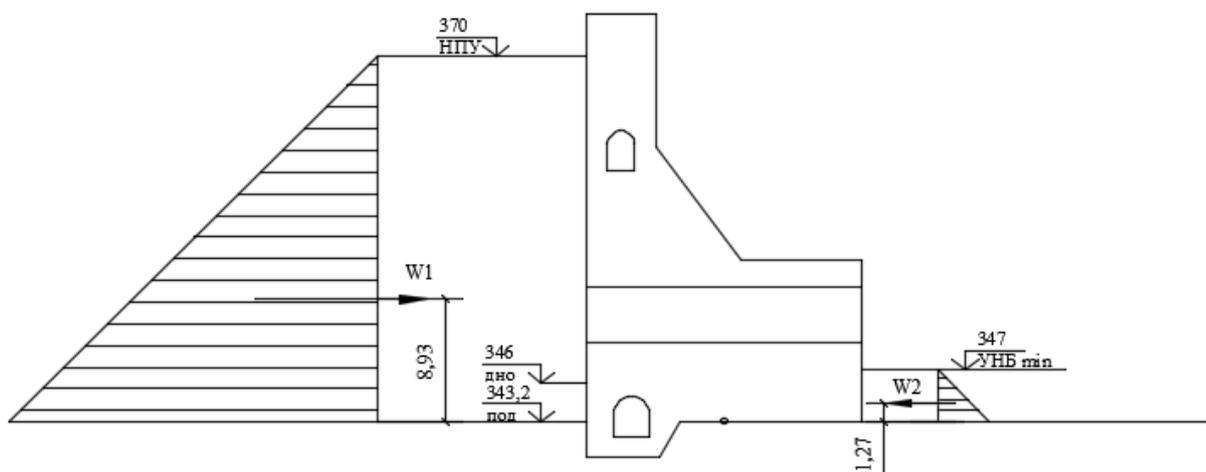


Рисунок 4.5 - Гидростатическое давление при основном сочетании нагрузок и воздействий

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

- с верхнего бьефа формула (4.50):

$$W'_1 = \frac{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{под})^2}{2} \cdot \gamma_B = \frac{(372 - 343,2)^2}{2} \cdot 9,81 = 4068,4 \text{ кН/м} \quad (4.50)$$

- с нижнего бьефа формула (4.51):

$$W'_2 = \frac{(\nabla_{УНБ_{max}} - \nabla_{под})^2}{2} \cdot \gamma_B = \frac{(352,4 - 343,2)^2}{2} \cdot 9,81 = 415,2 \text{ кН/м} \quad (4.51)$$

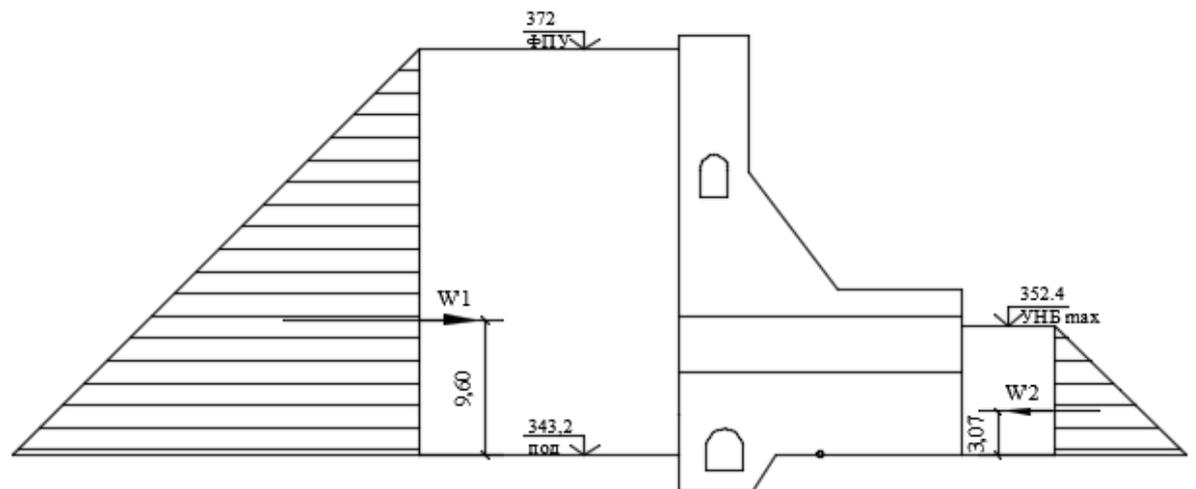


Рисунок 4.6 - Гидростатическое давление при особом сочетании нагрузок и воздействий

Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника и трапеции от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для особого сочетания нагрузок. Площади взяты из программы AutoCAD.

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий определяется по формуле (4.52):

$$W_{\text{взв}} = \gamma_{\text{в}} \cdot S_{\text{эп}} = 9,81 \cdot 92 = 902,5 \text{ кН/м} \quad (4.52)$$

Сила взвешивающего давления для особого сочетания нагрузок и воздействий по формуле (4.53):

$$W'_{\text{взв}} = \gamma_{\text{в}} \cdot S'_{\text{эп}} = 9,81 \cdot 200,1 = 1962,9 \text{ кН/м} \quad (4.53)$$

Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву плотины была определена в пункте [4.3.10.] и равна:

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\phi} = 338,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}};$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W'_{\phi} = 384,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Давление грунта

Давление наносов на напорную грань определяется по формуле (4.54)

$$\begin{aligned} P_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}}^{\text{БЗБ}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 11,2 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= 6,1 \text{кН/м}^2 \end{aligned} \quad (4.54)$$

где: $h_{\text{н}}$ - толщина слоя песчаных наносов;

$\varphi_{\text{н}}$ - угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{н}} = 35^{\circ}$;

$\gamma_{\text{н}}^{\text{БЗБ}}$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии; рассчитывается по формуле (4.55):

$$\gamma_{\text{н}}^{\text{БЗБ}} = \gamma_{\text{н}} - (1 - n_0) \gamma_w = 18 - (1 - 0,31) \cdot 9,81 = 11,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (4.55)$$

где: $\gamma_{\text{н}}$ - удельный вес крупного песка в состоянии естественной влажности;

n_0 - пористость наносов ;

γ_w - удельный вес воды;

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м. плечо показано на рисунке 4.7, действующая сила определяется по формуле (4.56):

$$E_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{6,1 \cdot 2}{2} = 6,1 \text{кН/м} \quad (4.56)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом по формуле (4.56):

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов

$$\begin{aligned} P'_{\text{гр}} &= \gamma_{\text{н}}^{\text{БЗБ}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2C \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 11,2 \cdot 2 \cdot \\ &\cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 3,8 - 82,8 = -79,0 \text{кН/м}^2 \end{aligned} \quad (4.56)$$

где $\varphi_{\text{гр}} = 45^{\circ}$

$C = 100 \text{кПа}$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$ где действуют вес наносов и грунта формула (4.58)

$$\begin{aligned}
 P''_{гр} &= (\gamma_n^{взв} \cdot h_n + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2C \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\
 &= (11,2 \cdot 2 + 16,1 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{45}{2} \right) = \\
 &= -72,1 \text{ кН/м}^2 \quad (4.58)
 \end{aligned}$$

Удельный вес взвешенного грунта определяется по формуле (4.59):

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \text{ кН/м}^3 \quad (4.59)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта, $n_0 = 0,25$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 2,5$ м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 45^\circ$, [5, таблица П. 5.1] ;

γ_w – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м. определяется по формуле (4.60)

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-79,0 - 72,1}{2} \cdot 2,0 = -151,1 \text{ кН/м}, \quad (4.60)$$

т. е. скальный грунт не оказывает активного давления на плотину.

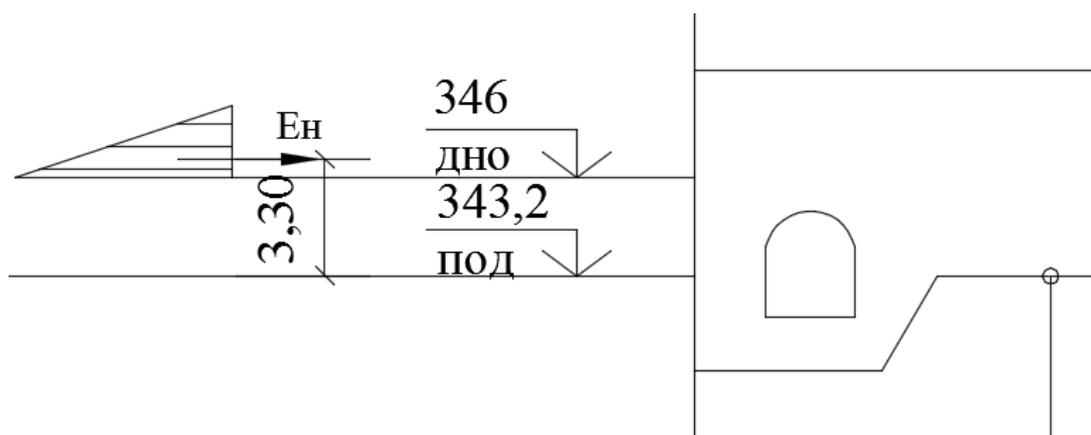


Рисунок 4.7 - Эпюра давления наносов

Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова (4.61).

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (4.61)$$

где, $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;

h_0 – средняя высота волны;

\bar{T} – средний период волны;

$h_{1\%}$ – высоту волну 1% обеспеченности.

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 0,4 \cdot \left(\frac{4,5}{3,14} + \frac{0,11}{2} \right) = 2,9 \text{ кН.}$$

Средняя высота волны рассчитывается по формуле (4.62)

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,4^2}{4,5} = 0,11 \text{ м}; \quad (4.62)$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа по формуле (4.63):

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{4,5}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,4 = 0,57 \text{ м.} \quad (4.63)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 0,64 \cdot \left(\frac{6,9}{3,14} + \frac{0,19}{2} \right) =$$

$$= 7,2 \text{ кН};$$

Средняя высота волны рассчитывается по формуле (4.64)

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,64^2}{6,9} = 0,19 \text{ м}; \quad (4.64)$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа по формуле (4.65):

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{6,9}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,64 = 0,88 \text{ м.} \quad (4.65)$$

4.2.12 Оценка прочности плотины

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

Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-». Момент силы: по часовой стрелки принят со знаком «+», против часовой стрелки со знаком «-».

Все действующие на плотину силы и их плечи представлены и сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Нагрузки на плотину

Нагрузка		Направление силы	Основное сочетание нагрузок			Особое сочетание нагрузок		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
W ₁	1	→	3522,9	8,93	31459,5	4068,4	9,60	39056,6
W ₂	1	←	70,8	1,23	-87,20	415,2	3,07	-1274,66
G _{пл}	0,95	↓	7581,0	2,34	-17740	7581,0	2,34	-17739,5
W _{взв}	1	↑	902,5	1,22	1101,05	1962,9	0,56	1099,22
W _ф	1	↑	338,5	7,1	2403,35	384,6	6	2307,6
W _{волн}	1	→	7,2	24,2	174,24	2,9	26,23	76,067
E _н	1,2	→	6,1	3,3	20,13	6,1	3,3	20,13
∑N	↓↑	□	6340			5233,5		
∑M	-	-	17291,05			13545,46		

Основное сочетание нагрузок и воздействий

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам определяются по формуле (4.65):

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6\sum M}{b^2}; \quad (4.65)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

∑M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b_d – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{6340}{20} + \frac{6 \cdot 17291,05}{20^2} = -57,6 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам определяются по формуле (4.66):

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u (1 - m_u^2); \quad (4.66)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа рассчитывается по формуле (4.67);

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 370 - 343,2 = 26,8 \text{ м} \quad (4.67)$$

$$\sigma_x^u = -57,6 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 26,8 \cdot 1 = -262,9 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения у верховой грани определяются по формуле (4.68):

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (4.68)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 26,8 - 57,6) \cdot 0 = 0.$$

Главные напряжения по формуле (4.69):

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (4.69)$$

$$\sigma_1^u = -57,6 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 26,8 \cdot 0 = -57,6 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения по формуле (4.70):

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u; \quad (4.70)$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 26,8 = -262,9 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани рассчитываются по формуле (4.71):

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\}; \quad (4.71)$$

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+0)}{2} \left\{ -57,6 \cdot [\cos 2(0-0) + 1] + 9,81 \cdot 26,8 \left[\cos 2(0-0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} = \\ &= -57,6 \text{ кПа.} \end{aligned}$$

где, α – угол между плоскостью верховой грани и вертикальной;
 δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью.

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по формуле (4.72):

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6\Sigma M}{b^2}; \quad (4.72)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{6340}{20} - \frac{6 \cdot 17291,05}{20^2} = -576,4 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по формуле (4.73):

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -576,4 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 3,8 \cdot (1 - 0,75^2) = -340,5 \text{ кПа.} \quad (4.73)$$

где H_d^t – столб воды над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа по формуле (4.74):

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{под}} = 347 - 343,2 = 3,8 \text{ м} \quad (4.74)$$

Касательные напряжения на низовой грани по формуле (4.75):

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 3,8 - 576,4) \cdot 0,75 = 404,3 \text{ кПа.} \quad (4.75)$$

Главные напряжения определяются по формуле (4.76):

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -576,4 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 3,8 \cdot 0,75^2 = -879,8 \text{ кПа.} \quad (4.76)$$

Главные напряжения по формуле (4.77):

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 3,8 = -37,3 \text{ кПа.} \quad (4.77)$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий (при расчете на 1 п.м. длины)

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по формуле (4.78):

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6\Sigma M}{b^2} = -\frac{5233,5}{20} + \frac{6 \cdot 13545,46}{20^2} = -58,5 \text{ кПа.} \quad (4.78)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам формула (4.79):

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -58,5 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 28,8 \cdot 1 = \\ &= -282,5 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (4.79)$$

$$H_d^u = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla_{\text{под}} = 372 - 343,2 = 28,8 \text{ м} \quad (4.80)$$

Касательные напряжения у верховой грани по формуле (4.81):

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 28,8 - 58,5) \cdot 0 = 0; \quad (4.81)$$

Главные напряжения рассчитываются по формуле (4.82):

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -58,5 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 28,8 \cdot 0 = \\ &= -58,5 \text{ кПа;} \end{aligned} \quad (4.82)$$

Главные напряжения по формуле (4.83):

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 28,8 = -282,5 \text{ кПа;} \quad (4.83)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани по формуле (4.84):

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \cdot \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} \quad (4.84) \\ \sigma_c^u &= \frac{(1+0)}{2} \left\{ -58,5 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 28,8 \cdot \left[\cos 2(0 - 0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} = -58,5 \text{ кПа.} \end{aligned}$$

Для низовой грани

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам определяются по формуле (4.85):

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{5233,5}{20} - \frac{6 \cdot 13545,46}{20^2} = -469,9 \text{ кПа}; \quad (4.85)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам формула (4.86):

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -469,9 \cdot 0,69^2 - 9,81 \cdot 9,2 \cdot (1 - 0,69^2) = -271 \text{ кПа} \quad (4.86)$$

$$H_d^u = \nabla \text{УНБ}_{max} - \nabla_{под} = 352,4 - 343,2 = 9,2 \quad (4.87)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 9,2 - 469,9) \cdot 0,69 = 261,9 \text{ кПа}; \quad (4.88)$$

Главные напряжения по формуле (4.89):

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -469,9 \cdot (1 + 0,69^2) + 9,81 \cdot 9,2 \cdot 0,69^2 = -650,6 \text{ кПа}; \quad (4.89)$$

Главные напряжения по формуле (4.90):

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 9,2 = -90,3 \text{ кПа}; \quad (4.90)$$

В таблице 4.2 приведены расчёты напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий, для напорной и низовой грани.

Таблица 4.2 - Напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий

Верховая грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-57,6	σ_y^t	-576,4
σ_x^u	-262,9	σ_x^t	-340,5
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	404,3
σ_1^u	-57,6	σ_3^t	-879,8
σ_3^u	-262,9	σ_1^t	-37,3
σ_c^u	-57,6		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-58,5	σ_y^t	-469,9
σ_x^u	-282,5	σ_x^t	-271
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	261,9
σ_1^u	-58,5	σ_3^t	-650,6
σ_3^u	-282,5	σ_1^t	-90,3
σ_c^u	-58,5		

Критерий прочности

После вычисления напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий необходимо проверить сооружение на прочность. Должны выполняться следующие условия:

Во всех точках плотины определяются по формуле

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd} \quad (4.91)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений III класса;

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

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 6,0$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10[9];

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

$\gamma_{cd} = 1$ – для особого сочетания нагрузок и воздействий)

- для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$1,15 \cdot 1 \cdot (-262,9) \leq 6000 \cdot 0,9,$$

$$-302,3 \leq 5400;$$

- для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$1,15 \cdot 0,9 \cdot (-282,5) \leq 6000 \cdot 1,$$

$$-292,4 \leq 6000.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений.

$$\sigma_y^u < 0,$$

- для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$-57,6 < 0;$$

- для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$-58,5 < 0;$$

Условия выполняется. Растягивающих напряжений не возникает.

В зоне верховой грани определяется по формуле (4.92)

$$|\sigma_y^u| \leq 0,25 \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.92)$$

- для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$57,6 \leq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 26,8;$$

$$57,6 \leq 65,7.$$

- для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$58,5 \leq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 28,8;$$

$$58,5 \leq 70,6.$$

В контактном сечении определяется по формуле (4.93)

$$\sigma_c^u \leq 0. \quad (4.93)$$

- для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$-57,6 \leq 0.$$

- для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$-58,5 \leq 0.$$

Условие выполняется.

4.2.13 Обоснование устойчивости плотины

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

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие определяющееся по формуле (4.94):

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (4.94)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_{cd} – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу) рассчитанное по формуле (4.95);

$$R = (G_{пл} + G_B + Q_3 + W_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_n \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (4.95)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м $\omega = B_n \cdot 1 = 20$;

F – сдвигающая сила рассчитанная по формуле (4.94);

$$F = W_1 - W_2 + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} - E_{\text{п}}. \quad (4.94)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий

$$R = (7581,0 - 902,5 - 338,5) \cdot 0,7 + 100 \cdot 20 = 6438 \text{ кПа};$$

$$F = 3522,9 - 70,8 + 7,2 + 6,1 = 3465,4 \text{ кПа};$$

$$\frac{6438 \cdot 0,9}{3465,4 \cdot 1,0} = 1,67 \geq 1,15.$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий

$$R = (7581 - 1962,9 - 384,6) \cdot 0,7 + 100 \cdot 20 = 5663,45 \text{ кПа};$$

$$F = 4068,4 - 415,2 + 2,9 + 6,1 = 3662,2 \text{ кПа};$$

$$\frac{5663,45 \cdot 0,9}{3662,2 \cdot 1,0} = 1,39 \geq 1,20.$$

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Определения этапов строительства

Строительство Гилюйского гидроузла разбито на 5 этапов:

1 этап – Возводятся перемычки 1 очереди. Осушение котлована 1 очереди. Внутри осушенного котлована возводится бетонная плотина с донными водопропускными отверстиями до отметки $\nabla 348$ м, а так же элементы нижнего бьефа (водобойная плита, плиты рисбермы, дренаж). Пропуск строительных расходов осуществляется через стесненное русло реки. Перекрытая перемычками часть русла составляет 40% от русла реки. Разборка перемычек первой очереди, возведение верховой перемычки второй очереди.

Повышение уровней воды перед верховой перемычкой определяют для назначения отметок гребня верховой поперечной и продольной перемычек [5] по формуле (5.1).

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

где φ – коэффициент скорости (для трапецеидальных перемычек $\varphi = 0,8 \div 0,85$) принимаем $\varphi = 0,8$;

V_0 и V_c – бытовая скорость реки и скорость в суженном русле формула (5.2) и (5.3).

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{\omega_c}, \quad (5.2)$$

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{\omega_0}, \quad (5.3)$$

где ω_c – площадь поперечного сечения суженной части русла при $Q_{стр}$;

ω_0 – площадь поперечного сечения русла до стеснения при $Q_{стр}$.

При строительстве используем каменно-земляные перемычки. Высота перемычке первой очереди определяется по формуле (5.4) и (5.5):

$$H_{ВП} = h_{НБ} + z + a \quad (5.4),$$

$$H_{НП} = h_{НБ} + a, \quad (5.5)$$

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

a – конструктивный запас, применяют равным 1 м.

Определение отметок перемычек первой очереди по формулам (5.6) и (5.7):

$$\nabla_{УВП} = \nabla_{дна} + H_{ВП}, \quad (5.6)$$

$$\nabla_{УНП} = \nabla_{дна} + H_{НП}, \quad (5.7)$$

Расчетный максимальный расход принимается в зависимости от класса временных сооружений [6]. Перемычки относятся к 4 классу, принимаем 5% обеспеченность ежегодной вероятности превышения.

Расчетный строительный расход:

$$Q_{стр} = 1331 \text{ м}^3/\text{сек},$$

Площадь живого сечения русла реки:

$$\omega_0 = 918 \text{ м}^2,$$

Скорость течения реки до стеснения русла:

$$V_0 = \frac{1331}{918} = 1,4 \text{ м/с};$$

Площадь живого сечения в сжатом русле:

$$\omega_c = 544 \text{ м}^2,$$

Скорость течения в сжатом русле:

$$V_c = \frac{1331}{544} = 2,4 \text{ м/с};$$

Величина подпора:

$$z = \frac{1}{0,8^2} \cdot \frac{2,4^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} = 0,4 \text{ м},$$

Высота перемычек первой очереди:

$$H_{ВП} = 5,8 + 0,4 + 1 = 7,2 \text{ м},$$

$$H_{НП} = 5,8 + 1 = 6,8 \text{ м},$$

Определение отметок перемычек первой очереди:

$$\nabla_{УВП} = 346 + 7,2 = 353,2 \text{ м},$$

$$\nabla_{\text{УНП}} = 346 + 6,8 = 352,8 \text{ м.}$$

2 этап – Постепенное переключение пропуска воды с стесненного русла на сооружения построенные на первом этапе. Возводится перемычка второй очереди. Пропуск строительных расходов осуществляется через двухступенчатую гребенку в котловане первой очереди и донные водопропускные отверстия. Сооружения наращиваются до отметки $\nabla 355$ м. Осушается котлован 2 очереди. В осушенном котловане возводится здание ГЭС до отметки $\nabla 352$ м.

Отметка уровня НБ при $Q_{\text{стр}} = 1331 \text{ м}^3/\text{с}$, $\nabla 351,8$ м

Глубина в нижнем бьефе определяется по формуле (5.8):

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 351,8 - 346 = 5,8 \text{ м} \quad (5.8)$$

Длина пролета гребенки рассчитывается по формуле (5.9):

$$l = b + \delta_{\text{б}} = 4 + 2 = 8 \text{ м}, \quad (5.9)$$

где b – ширина пролета, $b=4$ м;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка, $\delta_{\text{б}} = 2$ м.

Число водосливных пролетов гребенки определяются по формуле (5.10):

$$n = \frac{Q_{\text{стр}}}{V_{\text{доп}} \cdot l \cdot h_{\text{НБ}}}, \quad (5.10)$$

где $V_{\text{доп}}$ – допустимая не размывающая скорость (для скальных грунтов $V_{\text{доп}} = 5 \text{ м/с}$),

$$n = \frac{1331}{5 \cdot 8 \cdot 6,8} = 4,9,$$

Принимаем количество пролетов $n=5$.

Напор без учета сжатия и подтопления рассчитывается по формуле (5.11):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{стр}}}{m \cdot n \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1331}{0,32 \cdot 5 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13 \text{ м}, \quad (5.11)$$

где m – коэффициент расхода водослива с широким порогом без скруглений $m = 0,32$

Напор с учетом бокового сжатия и подтопления формула (5.12):

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{стр}}}{m \cdot n \cdot b \cdot \varepsilon \sigma_n \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (5.12)$$

где σ_n – коэффициент подтопления определяемый по таблице 6.24 [7] в зависимости от отношения h_n/H_{01} .

Критическая глубина рассчитывается по формуле (5.13):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{стр}^2}{g \cdot (n \cdot b)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1331^2}{9,81 \cdot (5 \cdot 4)^2}} = 15,77 \text{ м}, \quad (5.13)$$

Высота подтопления формула (5.14):

$$h_n = h_{НБ} - h_{пор} = 5,8 - 3 = 2,8 \text{ м} \quad (5.14)$$

$h_n = 2,8 \text{ м} < h_{кр} = 15,77 \text{ м}$ – неподтопленный.

Коэффициент подтопления σ_n зависит от $h_n/H_{01} = 2,8/13 = 0,21$, принимается равным $\sigma_n = 0,970$.

Коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа определяется по формуле (5.15):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (5.15)$$

где ξ_y – коэффициент формы боковых устоев, принимаемый равным $\xi_y = 1$ для прямоугольной формы устоя,

ξ_6 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимается $\xi_6 = 0,6$ для круглой формы устоя.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{1 + (5-1)0,6}{5} \cdot \frac{13}{4} = 0,558,$$

$$H_{02} = \left(\frac{1331}{0,32 \cdot 5 \cdot 4 \cdot 0,558 \cdot 0,970 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 19,6 \text{ м},$$

Геометрический напор рассчитывается по формуле (5.16):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g}, \quad (5.16)$$

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

V_0 – скорость подхода потока к водосливу.

Скорость подхода потока к водосливу рассчитывается по формуле (5.17):

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{(H_{02} + 0,5)(B + (n-1)\delta_6)} = \frac{1331}{(19,6 + 0,5)(20 + (5-1)2)} = 2,4 \text{ м/с} \quad (5.17)$$

$$H = 19,6 - \frac{1,1 \cdot 2,4^2}{2 \cdot 9,81} = 19,3 \text{ м},$$

Расход через гребенку при ее закрытии (заделки) определяется формулой (5.18):

$$Q_{\text{гр}} = (m \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot h_{\text{гр}}^{3/2}) + (m \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot k^{3/2}) = (0,32 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81} \cdot \cdot 2^{2/3}) + (0,32 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81} \cdot 2^{2/3}) = 18,24 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.18)$$

Высота бетонирования за затвором формула (5.19):

$$k \cdot h_{\text{гр}} = 2 \cdot 2 = 4 \text{ м}, \quad (5.19)$$

где $k=2$, так как гребенка двухступенчатая;

$$h_{\text{гр}} = 1,5 \div 3, \text{ принимаем } 2.$$

Высота затвора определяется по формуле (5.20):

$$h_{\text{затв}} = k \cdot h_{\text{гр}} + 0,5 = 2 \cdot 2 + 0,5 = 4,5 \text{ м}, \quad (5.20)$$

При заделке гребенки часть расхода будет пропускаться через незаконченные турбинные блоки.

Пропуская способность незаконченных турбинных блоков рассчитывается по формуле (5.21):

$$Q = m\pi D \sqrt{2gh}^{3/2} = 0,24 \cdot 3,14 \cdot 6,7 \sqrt{2 \cdot 9,81} \cdot 20^{3/2} = 2000 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (5.21)$$

где m – коэффициент расхода, принимаемый равным 0,24;

h – напор над верховой кромкой турбинной шахты;

D – диаметр турбины ПЛ25-ГК, равный 6,7 м.

Высота перемычек второй очереди определяется по формуле (5.22):

$$h_{\text{п}} = H + h_{\text{пор}} + a, \quad (5.22)$$

где $a = 1$ – конструктивный запас;

$$h_{\text{пв}} = 19,3 + 3 + 1 = 23,3 \text{ м},$$

$$h_{\text{нп}} = 19,3 + 1 = 20,3 \text{ м},$$

Определение отметок перемычек второй очереди по формулам (5.23) и (5.24):

$$\nabla_{\text{УВП}} = \nabla_{\text{дна}} + h_{\text{ВП}} = 346 + 23,3 = 369,3 \text{ м}; \quad (5.23)$$

$$\nabla_{\text{УНП}} = \nabla_{\text{дна}} + h_{\text{НП}} = 346 + 20,3 = 366,3 \text{ м}. \quad (5.24)$$

3 этап – Происходит наращивание сооружений по всему напорному фронту (плотина с донными водопропускными отверстиями до отметки $\nabla 365 \text{ м}$, здание ГЭС до отметки $\nabla 361 \text{ м}$).

В конце 3-го этапа перед началом наполнения водохранилища выполняются мероприятия и работы для уменьшения и регулирования пропускной способности строительных отверстия в период наполнения водохранилища. Разбираются перемычки 2 очереди. Пропуск расходов осуществляется донные водопропускные отверстия и незаконченные турбинные блоки.

4 этап – Осуществляется доведение отметок сооружения до проектных $\nabla 370 \text{ м}$, наполнение водохранилища и первый пуск агрегата.

5 этап – Наполнение водохранилища и поочередный пуск всех агрегатов ГЭС.

5.1.1 Осушение котлована

Для осушения котлованов первой и второй очереди используется способ открытого водослива, который заключается в откачке воды непосредственно из котлована. Этот способ является наиболее простым, дешевым, универсальным и доступным.

Бытовой при котором замыкается котлован первой и второй очереди соответствует расходу в октябре равному $37,7 \text{ м}^3/\text{с}$. Уровень нижнего бьефа при данном расходе равна $348,2 \text{ м}$, который определяется по кривой связи в НБ.

Допустимые скорости понижения для скальных грунтов $0,7 \text{ м/сут}$ [6]

Требуемое время для откачки котлованов определяется по формуле (5.25):

$$T_0 = \frac{H_{\text{отк}}}{L_0}, \quad (5.25)$$

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

L_0 – допустимая скорость понижения.

Глубина откачки воды определяется по формуле (5.26):

$$H_{\text{отк}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 348,2 - 346 = 2,2 \text{ м}; \quad (5.26)$$

$$T_0 = \frac{2,2}{0,7} = 3,1 \text{ сут};$$

Требуемое время для откачки воды из котлована 3 суток.

Выбираем насос с допустимым напором, подачей и потребляемой мощностью насоса.

Принимаем насос марки 12НДс-Нм-бс с подачей 700 м³/час.

Котлован первой очереди:

Длина котлована в поперечном направлении $L_k = 87,3$ м

Длина котлована в продольном направлении $L_k = 108,1$ м.

Объем котлована первой очереди $V = 31927,4$ м³

Общая производительность насосов рассчитывается по формуле (5.27):

$$\Sigma Q = \frac{2V}{T_0} = \frac{2 \cdot 31927,4}{3,1} = 20598,3 \text{ м}^3, \quad (5.27)$$

Необходимое количество насосов рассчитывается по формуле (5.28):

$$N = \frac{1,5 \Sigma Q}{Q_{\text{насоса}} \cdot 24} = \frac{1,5 \cdot 20598,3}{700 \cdot 24} = 1,8 = 2 \text{ насоса}, \quad (5.28)$$

где 1,5 – 50% резерв насосов

Количество насосов необходимых для откачки воды из котлована первой очереди – 2 насоса марки 12НДс-Нм-бс с подачей 700 м³/час.

Котлован второй очереди:

Длина котлована в поперечном направлении $L_k = 131,8$ м

Длина котлована в продольном направлении $L_k = 169,6$ м.

Объем котлована второй очереди $V = 90012,5$ м³

Общая производительность насосов:

$$\Sigma Q = \frac{2 \cdot 90012,5}{3,1} = 58072,6 \text{ м}^3,$$

Необходимое количество насосов:

$$N = \frac{1,5 \Sigma Q}{Q_{\text{насоса}} \cdot 24} = \frac{1,5 \cdot 58072,6}{700 \cdot 24} = 5 \text{ насосов.}$$

где 1,5 – 50% резерв насосов

Количество насосов необходимых для откачки воды из котлована второй очереди - 5 насосов марки 12НДс-Нм-бс с подачей 700 м³/час.

5.1.2 Объем земляных работ

Объем перемычек

Перемычки первой очереди представлены на рисунке 5.1, перемычки второй очереди представлены на рисунке 5.2.

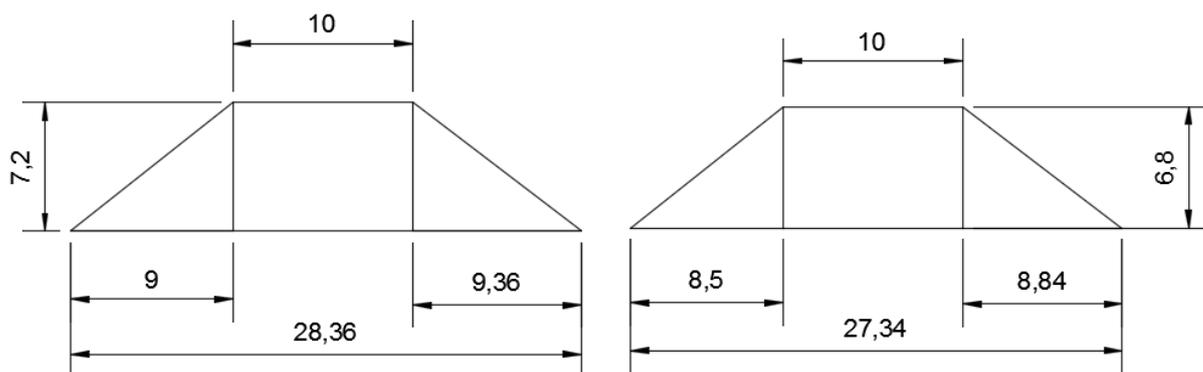


Рисунок 5.1 - Перемычки первой очереди

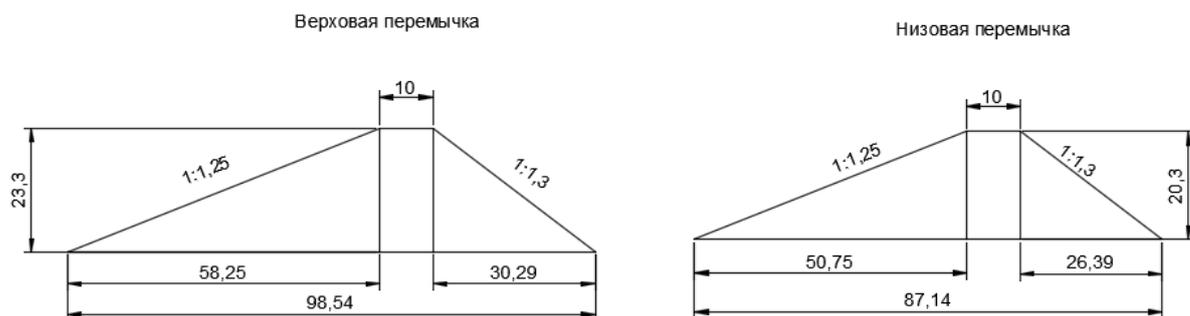


Рисунок 5.2 – Перемычки второй очереди

Перемычка в разрезе представляет собой трапецию средней высоты, ее объем рассчитывается по формуле (5.29):

$$V = \frac{a+b}{2} \cdot h \cdot L, \quad (5.29)$$

где a – длина перемычки по гребню,
 b – длины перемычки по основанию,
 h – высота перемычки,
 L – длина перемычки.

Общий объем перемычек складывается из суммы продольной и поперечных перемычек.

Объем выемки котлована

Объем выемки грунта котлована рассчитывается по формуле (5.30):

$$V = L_{\text{к прод}} \cdot L_{\text{к попер}} \cdot H_{\text{к}}, \quad (5.30)$$

где $L_{\text{к прод}}$ – длина котлована в продольном направлении,
 $L_{\text{к попер}}$ – длина котлована в поперечном направлении,
 $H_{\text{к}}$ – глубина котлована.

Расчеты объемов земляных и бетонных работ представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Сводная таблица объемов работ по этапам.

Этап	Сооружение	Наименование работ	Объем, м ³
1	Перемычки 1-ой очереди	отсыпка	45325,5
	Водосливная плотина	выемка котлована	18874,3
		укладка бетона	7020
	Перемычки 1-ой очереди	разборка	31628,9
2	Перемычки 2-ой очереди	отсыпка	610841,4
	Водосливная плотина	укладка бетона	6100
	Здания ГЭС	выемка котлована	44706,6
укладка бетона		77600	
3	Здание ГЭС	укладка бетона	15000
	Водосливная плотина	укладка бетона	3850
	Перемычки 2-ой очереди	разборка	610841,4
4-5	Здание ГЭС	укладка бетона	17000
	Водосливная плотина	укладка бетона	2200

5.2 Бетонное хозяйство

5.2.1 Определение мощности бетонного завода

Мощность бетонного завода рассчитывается по интенсивности бетонных работ в расчетный период. За расчетный период, согласно рекомендациям, применяется теплый период года с максимальным объемом бетонных работ.

В целом по строительству (с учетом дополнительного объема) расчетная интенсивность составляет 20 тыс. м³/месяц.

Необходимая часовая производительность завода определяется по формуле (5.31):

$$P_3 = \frac{I_{\text{расч}} \cdot Q_c}{T_{\text{ч}}} = \frac{20 \cdot 1,02}{400} = 51 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.31)$$

где $T_{\text{ч}}$ – число расчетных часов работы бетонного завода в месяц при нормальном режиме работы (фонд рабочих часов в месяц), определяемое по годовому режиму работы оборудования бетонного завода. По расчетам

института «Гидропроект» $T_{\text{ч}}$ колеблется в пределах 440 - 380ч/мес. в зависимости от климатической зоны. Для данной зоны применяется 400 ч/мес.

$q_{\text{с}}$ – расход бетонной смеси на 1 м³ бетона, по нормативам равный 1,02;

Выбранная расчетная мощность должна быть проверена на удовлетворение максимальной интенсивности ведения работ в форсированном режиме.

Максимальная производительность рассчитывается по формуле (5.32):

$$P_{\text{з,мес}}^{\text{max}} = P_{\text{з}} \cdot T_{\text{ч}}^{\text{мес}} = 51 \cdot 577 = 29427 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.32)$$

где $T_{\text{ч}}^{\text{мес}} = 577$ ч – максимальное число часов работы бетонного завода в месяц при форсированном (пиковом) режиме;

Должно выполняться условие (5.33):

$$P_{\text{з,мес}}^{\text{max}} \geq I_{\text{расч}} \cdot q_{\text{с}}. \quad (5.33)$$

Из полученных выше значений имеем:

$$29427 \geq 20400,$$

условие выполняется, следовательно, никаких дополнительных источников не требуется.

5.2.2 Тип опалубки и основные требования к ней. Определение мощности опалубочного цеха. Доставка и установка опалубки.

Для возведения плотины используется крупно щитовая опалубка в виде деревометаллических щитов. Она проста по конструкции и обеспечивает высокую степень механизации работ. Она легко приспособляемая для работы зимой и не требует заблаговременной подготовки производства. Требований к ней не предъявляется.

Общий вес опалубки определяется по формуле (5.34):

$$P_{\text{оп}} = V \cdot q_{\text{опт}}, \quad (5.34)$$

где $q_{\text{опт}}$ – удельный расход опалубки в м² на 1 м³ бетона, рассчитываемый по формуле (5.35);

V – объем бетонных работ за весь строительный период.

$$q_{\text{опт}} = \frac{F_{\text{бл}}}{V_{\text{бл}}} = \frac{ld}{ldh}, \quad (5.35)$$

где $F_{\text{бл}}$ - площадь блока бетонирования,
 $V_{\text{бл}}$ - объем блока бетонирования.

$$q_{\text{опт}} = \frac{10 \cdot 20}{10 \cdot 20 \cdot 3} = 0,3 \text{ м}^2/\text{м}^3,$$

Общий вес опалубки:

$$P_{\text{оп}} = 128770 \cdot 0,3 = 38631 \text{ м}^2/\text{м}^3.$$

Производительность опалубочного цеха рассчитывается по формуле (5.36):

$$P_{\text{смен}}^{\text{опал}} = \frac{I_{\text{сред}} \cdot q_{\text{оп}}}{n} k_{\text{н}}, \quad (5.36)$$

где $I_{\text{сред}}$ – расчетная месячная интенсивность бетонных работ,

$n = 22 \cdot 2 = 44$ – число рабочих смен в месяц;

$k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент неравномерности работ.

$$P_{\text{смен}}^{\text{опал}} = \frac{20 \cdot 0,3}{44} \cdot 1,2 = 16,36 \text{ м}^2/\text{смен}.$$

Опалубка доставляется на специальных прицепах-платформах. Погрузки и разгрузка опалубки осуществляется кранами, которые имеются на стройке.

5.2.3. Применяемые типы армирования. Определение мощности арматурного завода. Доставка и установка арматуры.

Для каждого сооружения применяются различные типы армирования.

Общая сменная производительность завода по выпуску арматуры определяется по формуле (5.37):

$$P_{\text{см}}^{\text{а}} = \frac{I_{\text{мес}} \cdot q_{\text{а}}}{1000n} k_{\text{н}}, \quad (5.37)$$

где $I_{\text{мес}}$ – расчетная месячная интенсивность бетонных работ,

$n = 22 \cdot 2 = 44$ – число рабочих смен в месяц;

$k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент неравномерности работ;

$q_{\text{а}} = 15 \text{ гм}/\text{м}^3$ удельный расход арматуры на 1 м^3 бетона;

$$P_{\text{см}}^{\text{а}} = \frac{20 \cdot 15}{1000 \cdot 44} \cdot 1,2 = 8,2 \text{ т/см},$$

Вес армоконструкций определяется по формуле (5.38):

$$P_{ap} = V_6 \cdot q_a = 128770 \cdot 15 = 1931550 \text{ кг} = 1931,55 \text{ т.} \quad (5.38)$$

Транспортирование арматурных конструкций осуществляется на специальных прицепах-платформах со специальными прокладками во избежание деформаций и повреждений при перевозке. Погрузка и разгрузка осуществляется башенными кранами.

5.2.4 Выбор транспортной схемы бетонных работ

Для транспортировки бетонной смеси от бетонного завода до сооружения применяется автомобильный вид общественного транспорта – автобетоновозы типа СБ-128.

Характеристики: базовый автомобиль КрАЗ-6505; вместимость кузова 6 м³; грузоподъемность – 14 т.

Для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования применяются кабель краны. Автобетоновозом доставляют бетонную смесь к месту работы кранов, разгружают ее в бадьи емкостью 3,2 м³, которые затем кранами подаются в блок.

Уплотнение бетонной смеси в блоки бетонирования осуществляется методом виброуплотнения применением глубинных вибраторов марки ИВ-59.

Характеристики:

- Частота колебаний 5700 кол/мин;
- Вибронаконечник: диаметр 114 мм, длина 520 мм;
- Масса 22 кг; Толщина вибрируемого слоя 50 см;
- Производительность 4-7 м³/ч.

5.2.5 Выбор транспортной схемы земляных работ

В качестве ведущего механизма для разработки грунтов применяется гусеничный одноковшовый экскаватор ЭО-6123, ковш – прямая лопата.

Характеристики:

- Вместимость ковшей 2,5 м³;
- Наибольший радиус копания 10,2 м;
- Наибольшая высота копания 10,2 м;
- Наибольшая высота выгрузки 5,95 м;
- Радиус выгрузки при наибольшей высоте выгрузки 5,7 м.

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС-6890VO.

Характеристики:

- Грузоподъемность 19,4 тонн;
- Вместимость кузова 27 м³.

6 Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды

Гилюйская ГЭС расположена в Амурской области Зейского района на реке Гилюй. Это горная река берет свое начало на южном склоне Станового хребта слиянием горных рек Ливый Гелюй и Правый Гилюй. Преодолевая свой основной путь по каньонообразному рельефу длиной 545 км, впадает в южную часть Зейского водохранилища в районе хребта Тукурингра. Общая площадь бассейна реки составляет 22500 кв. км. Реки Могот и Тында являются основными ее притоками. Питают реку в основном муссонные дожди в летне-осенний период.

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Средние показатели температур зимой от -28°C до -32°C . Лето жаркое, с большим количеством осадков, чем в другие времена года. В летние месяцы их выпадает на 60-70% больше годовой нормы. С летними осадками приходит половодье на реках. Летние наводнения, обусловленные муссонными дождями. Самый теплый месяц в году июль, температуры составляют всего 10°C - 12°C .

Животный мир довольно разнообразный. Здесь обитают 133 вида птиц, 37 видов животных, 18 видов рыб. Среди них довольно часто можно встретить белку, кабана, косулю, лося, медведя, горностаю, соболя, волка. Реже - выдру, енотовидную собаку, рысь, лисицу, тигра.

В самой реке и в ее притоках водятся разные виды рыбы: ленок, хариус, щука, налим, пескарь и др.

Ведущими полезными ископаемыми Амурской области является золото, железо, титан. Также одно из главных полезных ископаемых Амурской области – уголь.

6.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Гилюйского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Гилуйского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

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

1.8

Организация и проведение производственного экологического контроля

2. Санитарно-технические

2.1

Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2

Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация

стоянок автотранспорта в специально - оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

6.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме рассчитываются по формуле (6.1)

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (6.1)$$

где N- объем бетонных работ, м³ (128770 м³)

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%)

ρ- плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³)

$$M = \frac{128770 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 5795 \text{ т.}$$

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1932 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 38 \text{ т.}$$

где N- количество арматуры, т (1932 т)

q- удельный норматив образования, % (q =1,0%)

ρ- удельный вес арматуры, т/м³ (ρ =2,0 т/м³)

Таким образом в результате строительства будет образовано 5795 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 38 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.

6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Гилюйского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия попадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться попадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 13 км от ГЭС находится населенный пункт – п. Кировский, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Гилюй от сбросов Гилюйской ГЭС ниже по течению реки.

7 Технико-экономическое обоснование

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Оценка объемов реализации электроэнергии представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Установленная мощность	МВт	152	152	152	152
Число часов использования установленной мощности	Часы	60000	60000	60000	60000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	760200	760200	760200	760200
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	18	18	18	18
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	11403	11403	11403	11403
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	748797	748797	748797	748797
Тариф на электроэнергию	Руб/МВт·ч	12047	12524	12894	13287
Выручка от реализации электроэнергии	Млн. руб	752	781	805	829
НДС к выручке	Млн. руб	115	119	123	126

7.2 Инвестиционные затраты для ГЭС

Инвестиционные затраты включают такие затраты, как:

- капитальные вложения по созданию гидроузла;
- инвестиции на программу технического перевооружения и реконструкции;
- затраты на схему выдачи мощности.

В соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро», 20% суммы инвестиций, финансируемых в отчетном периоде, не облагаются НДС.

Амортизация линейная, определяется исходя из срока службы каждой единицы оборудования и сооружений. НДС списывается через начисленную амортизацию.

Сумма инвестиционных затрат приведена в таблице 7.2

Таблица 7.2 Инвестиционные затраты для ГЭС, млн. руб.

Показатели	Жизненный цикл проекта		
	1-й год	2-й год	3-й год
1. Подготовка территории строительства	8,0	0,0	0,0
2. Основные объекты строительства	9,3	1701,9	2328,8
Водосливная плотина	7,6	7,4	0,0
Временные сооружения	4,1	2,0	0,0
Здание ГЭС	0,0	15,0	0,0
Оборудование	1,7	1679,5	2328,8
3. Объекты подсобного помещения	5,0	0,0	0,0
4. Затраты на создание водохранилища	0,0	0,3	0,7
Итого	22,3	1702,1	2329,6

Всего затрат на создание ГУ – 4054,4 млн. руб.

В том числе на строительные работы – 439 млн. руб.

7.3 Текущие расходы по гидроузлу

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

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «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 7.3.

Таблица 7.3 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, тыс. руб.
Фонд оплаты труда	255,2	38800,60
Прочие расходы	274,2	41658,96
Итого	529,2	80459,56

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
1-5 год	0,06
5-15	0,09
15-20	0,14

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО РусГидро, результат представлен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс. руб./МВт	2064,70
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт·ч	1440,66
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб./МВт·ч	417,62
Итого	-	3922,98

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Гилюй, составляет 9,24 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876).

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Текущие затраты по гидроузлу, млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	269,51	803,40	802,70	802,70	801,70
Расходы на страхование	4,51	8,18	10,70	13,71	17,32
Эксплуатационные затраты	80,45	80,45	80,45	80,45	80,45
Расходы на ремонт производственных фондов	0,28	0,51	0,66	1,25	1,62
Расходы на услуги регулирующих компаний	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92
Налог на воду	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Итого	364,99	902,79	904,76	908,38	911,337

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1

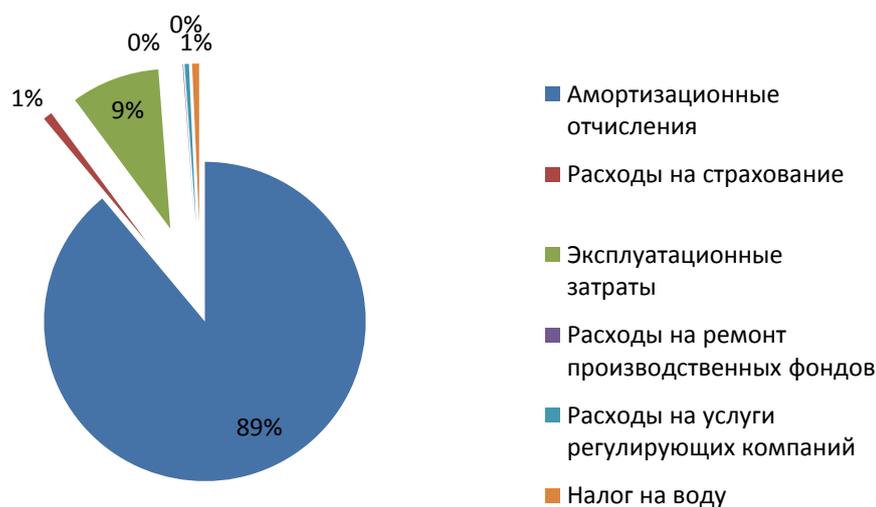


Рисунок 7.1 - Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Следствием из диаграммы является то, что большинство средств из всех текущих затрат уходит на амортизационные отчисления. Это является следствием большой цены на гидромеханическое, гидросиловое и др. оборудование.

7.4 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 9,24 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 1.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022–2026 годы приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Налоговые расходы, млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль.	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
НДС.	199,67	214,87	221,47	228,15	235,318
Взносы в социальные фонды	19,97	19,97	19,97	19,97	19,97
Налог на имущество.	14,72	77,14	59,49	41,85	24,21
Итого	Итого	235,63	313,24	302,20	291,24

7.5 Оценка суммы прибыли

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

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто), млн. руб.	92,75	1151,54	1197,61	1223,33	1270,68
Текущие расходы, млн. руб.	10,86	364,99	902,79	904,76	908,38
ЕВИТ(Прибыль до налогообложения), млн. руб.	81,89	786,55	294,82	328,57	362,29
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	1,36	13,1	4,91	5,47	6,038
НОПАТ(Чистая прибыль), млн. руб.	81,89	786,55	294,82	328,57	362,29
Справочно: Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 7.2:

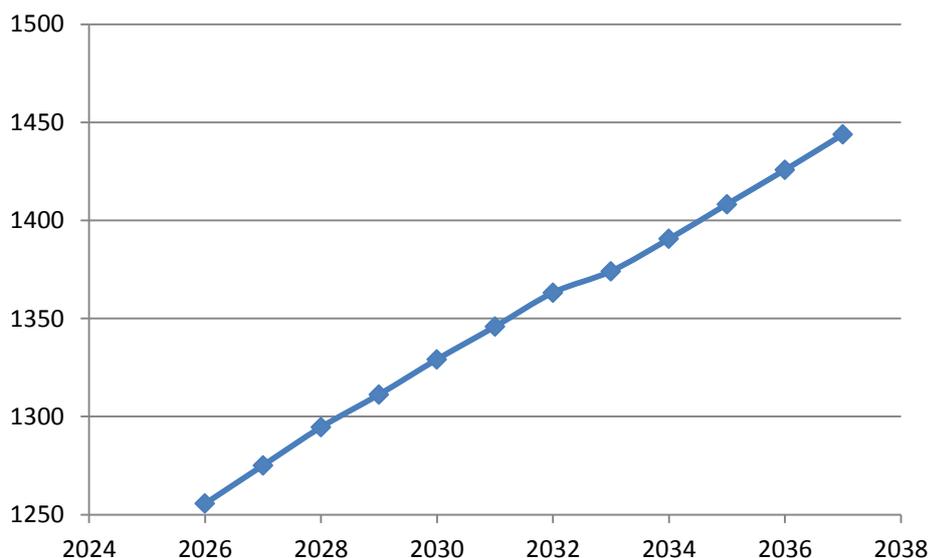


Рисунок 7.2 - Чистая прибыль, млн. руб.

График показывает, что с каждым годом чистая прибыль увеличивается, что обусловлено ростом тарифов на элеткроэнергию.

7.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9).

7.6.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

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

- Чистый, дисконтированный доход
- Индекс прибыльности
- Срок окупаемости
- И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный 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) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России»

от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.

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

- период прогнозирования для Гилульской ГЭС на реке Гилуею мощностью 152 МВт составляет 18 лет;
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

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

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

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

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

7.6.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Гилульской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9–Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	80
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	4763,29
Индекс прибыльности – PI	1,67
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,12
Удельные капиталовложения, руб./кВт	23792,48

7.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2019	2020	2021	2022	2023
Налоговые поступления, млн. руб.	20,04	241,94	319,55	308,51	297,54
В Федеральный бюджет, млн. руб.	19,97	227,21	242,41	249,01	255,69
В региональный бюджет, млн. руб.	0,07	17,72	77,14	59,49	41,85

7.6.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится с целью учета и прогнозирования влияния изменений различных первоначальных параметров.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного трафика к изменениям:

- ставки налогов;
- объема инвестиций;
- объема сбыта;

Изменение величины индекса доходности (PI) от уровня налогообложения представлен на рисунке 7.3.

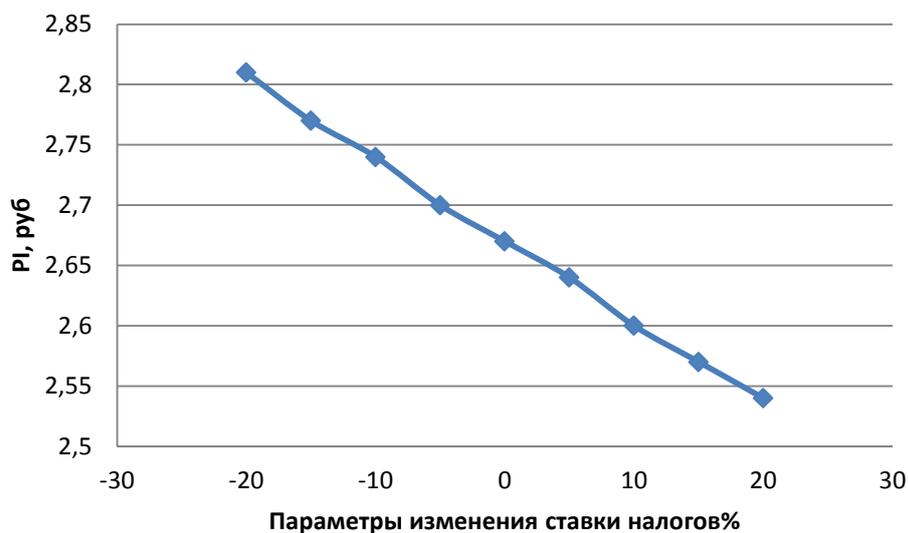


Рисунок 7.3. Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

При увеличении ставки налогов PI уменьшается.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения объемов инвестиций представлен на рисунке 7.4.

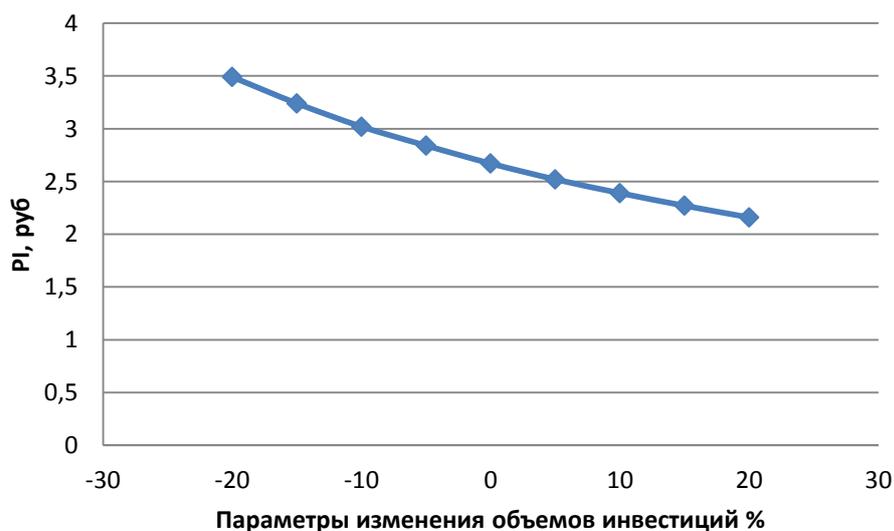


Рисунок 7.4. Сумма PI в зависимости от изменения объемов инвестиций

При увеличении объемов инвестиций PI уменьшается.

Изменение величины индекса доходности (PI) от величины от цены сбыта электроэнергии и мощности представлены на рисунке 7.5.

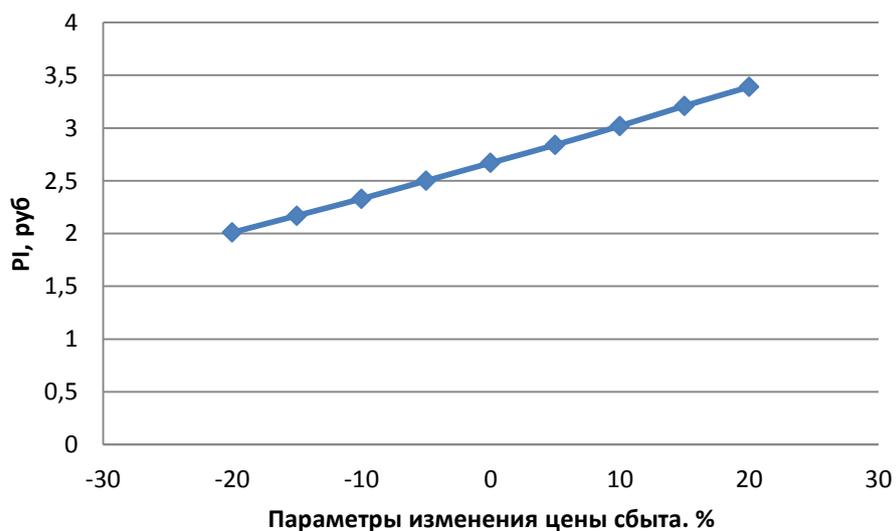


Рисунок 7.5. Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

При увеличении объемов сбыта PI растет.
Изменение величины индекса доходности (PI) от величины от величины ставки дисконтирования представлены на рисунке 7.6.

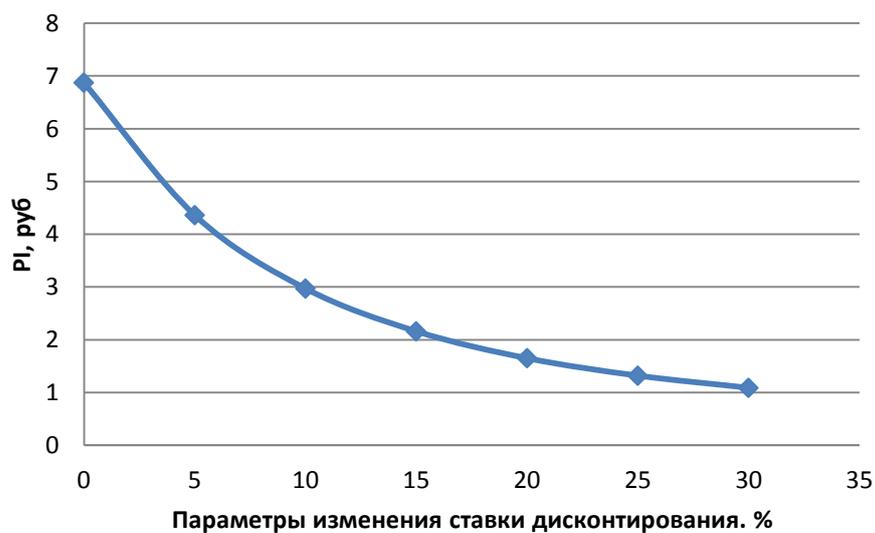


Рисунок 7.6. Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

При уменьшении ставки дисконтирования PI уменьшается.

8 Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях

8.1 Общие положения

Герметизацию швов и трещин в бетоне производят с целью восстановления монолитности, устранения фильтрации, повышение водонепроницаемости сооружения в целом. Ремонтные работы должны осуществляться по составленному на основании проведенного обследования проекту.

В гидротехнических сооружениях различают следующие деформационные швы:

по конструкции:

- постоянные, предотвращающие температурные трещинообразования в период эксплуатации сооружений, а при податливых и неоднородных по площади основания, также обеспечивающие независимые осадки отдельных секций;

- временные, снимающие растягивающие напряжения, вызываемые изотермией за счет рассеивания тепла свежееуложенным бетоном в строительный период и усадки бетона;

по назначению:

- температурные, снимающие растягивающие напряжения, вызываемые воздействием на бетонную кладку температурных колебаний в эксплуатационный период;

- температурно-осадочные, снимающие растягивающие напряжения, вызываемые температурными колебаниями, а также неравномерными осадками сооружения;

- усадочные, снимающие растягивающие напряжения, вызываемые постепенным падением температуры бетона и его усадкой.

Конструкции швов определяются: назначением; условиями работы в сооружении; действующими нагрузками и воздействиями; величиной их деформации в период эксплуатации сооружения, материалом, используемым для заполнения шва; доступностью при проведении ремонтных мероприятий. Шов должен иметь ширину, позволяющую отдельным частям сооружения независимо перемещаться, и включать в себя элементы, которые обеспечат водонепроницаемость, возможность за наблюдение работой шва.

В зависимости от типа сооружений деформационные швы могут выполняться плоскими, штрабовидными и ломаными. Типы деформационных швов представлены на рисунке 8.1.

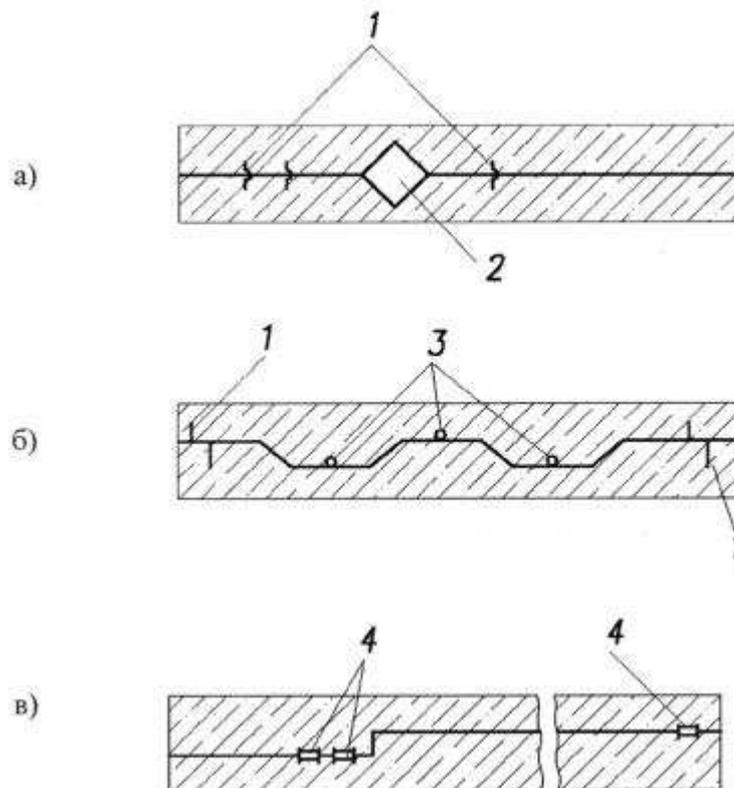


Рисунок 8.1 - Типы деформационных швов бетонных гидротехнических сооружений.

а – плоский, б – штрабовидный, в – ломаный,
 1 – диафрагма, 2 – запасная шахта, 3 – цементация, 4 – асфальтовая шпонка.

При обследовании деформационных швов и принятия решения о проведении ремонта необходимо иметь в виду, что основными причинами фильтрации воды через уплотнения постоянных деформационных швов гидротехнических сооружений могут быть:

- разуплотнение материала, заполняющего шов, или уплотнение шва при неравномерном его нагружении;
- неудовлетворительная конструкция уплотнения в шве;
- неправильное расположение уплотнения в деформационном шве;
- некачественное проведение строительно-монтажных работ при устройстве уплотнения шва;
- старение и разрушение материалов заполнения и ограждающих конструкций.

8.2 Материалы для проведения инъекционных работ при ремонте деформационных швов

На стадии подготовки проведения работ должны учитываться:

- тип сооружения, конструкция, состояние бетона;

- характер трещин, величина и глубина их раскрытия, влияние поведения трещин на опасность с точки зрения монолитности и водопроявлений;

- величина напора, скорость фильтрационного потока;
- температурный режим бетонной кладки.

Из выше перечисленных условий выбирается:

- тип инъецирования;
- последовательность инъецирования;
- материал;
- перечень необходимого оборудования.

При герметизации швов и трещин в бетонных сооружениях можно столкнуться с некоторыми трудностями: напорная фильтрация, низкая температура, вязкость материала, оптимальная величина давления нагнетания и т.п.

Материал должен удовлетворять нескольким требованиям:

- инертность по отношению к воде;
- способность быстро отвердевать при низких температурах;
- оптимальной вязкостью;
- хорошей проницаемостью;
- оптимальное время схватывания;
- прочность на длительный срок эксплуатации, соизмеримый со сроком эксплуатации восстановленной конструкции;
- высокая жидкотекучесть, способность раствора проникать в самые полости и поры.

Для инъекции фильтрующих деформационных швов следует применять полимерные, цементные и полимерцементные растворы.

8.2.1 Материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин на основе цемента

Для регулирования технологических свойств цементных растворов, повышения их подвижности и проницаемости рекомендуется в состав вводить добавки, регулирующие подвижность, нерасслаиваемость и сроки схватывания смеси. Составы смеси должны разрабатываться в специализированных лабораториях.

В качестве альтернативы разрабатываемым составом на цементной основе, могут применяться составы приготовленные из сухих смесей. Решение о возможности применения таких смесей для ремонта швов, должны приниматься на основании их испытаний в специализированных лабораториях.

Приготовленный раствор для инъецирования должен непрерывно находиться в движении до момента поступления в скважину или шов.

8.2.2 Материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин на основе полимерных материалов

Для восстановления водонепроницаемости деформационных швов и трещин могут применяться материалы на полимерной основе, а так же материалы акрилатно-полиуретановые материалы, полимеризующиеся под действием влаги. Такие составы хорошо заполняют пустоты в шве, так и возможные трещины в бетоны.

Для быстрой остановки фильтрующей 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.

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 – отсутствию коррозии стальной арматуры;
- степень ограничения набухания и ее 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.

8.3 Приготовление материала и 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.

Перемещение 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.

8.4 Цементные инъекционные материалы

Микроцементы, иногда в сочетании с силикатными добавками и пластификаторами для ускорения времени схватывания и повышения текучести. В основном предназначены для укрепления каменных, кирпичных, бетонных сооружений. Также эти материалы весьма эффективны при бетонировании мелких элементов со сложной пространственной конфигурацией, бетонировании труднодоступных мест, бетонированию анкерных элементов. По сравнению с обычными растворами их отличает высокая дисперсность, реологические свойства, отсутствие усадочных дефектов, высокая прочность.

Портландцемент Марки М-400 представляет собой сложную композицию компонентов минерального происхождения, находящихся в агрегатном состоянии. В составе смеси преобладают оксиды кальция, магния, окислы алюминия, железа, кремния. Доля минеральных составляющих достигает 98%.

Цемент М400 в соответствии с требованиями ГОСТ 31108-2003 должен соответствовать следующим характеристикам:

- Предел прочности на сжатие (спустя 28 суток) — не менее 30 МПа;

- Начало (время) схватывания — не менее 60 минут, прочность (до 98%) достигается по окончании 28 дней;
- Плотность в разрыхленном состоянии — 1000-1200 кг на кубический метр;
- Равномерность изменения объема — не более 10 мм;
- Морозостойкость — рабочий диапазон температур от -60 до +300 градусов, 70 циклов полного замораживания/оттаивания;
- Водостойкость цемента, полностью набравшего прочность — высокая;

Область применения:

Портландцемент М400 с большим успехом используется для изготовления различных конструкций из железобетона. Благодаря высокой устойчивости к воздействию низких температур и повышенной влажности, материал подходит для строительства подземных объектов. Изделия на основе цемента М400 соответствуют всем предъявляемым требованиям, отличаются высокой прочностью и стабильностью.

Сфера применения портландцемента в строительстве очень обширная: от замеса штукатурных растворов на основе песка до тяжелого бетонирования ответственных нагруженных конструкций. Цемент 400-й марки незаменим для выполнения общестроительных работ, сегодня он используется для решения широкого спектра задач:

- приготовления стандартного кладочного раствора;
- бетонирования фундаментов;
- изготовления строительно-отделочных материалов (тротуарной плитки, керамзитобетонных блоков и др);
- изготовления несущих элементов с повышенной плотностью;
- производства плит перекрытий;
- возведения мостовых переходов и других несущих конструкций;
- изготовления железобетонных изделий — бордюров, сборных блоков, монолитных бетонных коробов;
- при возведении сооружений, работающих в условиях повышенной влажности;
- для устройства свайных фундаментов и т.д.

EMACO FAST производства ООО «БАСФ Строительные системы».

EMACO[®] Fast Tixo - безусадочный быстротвердеющий состав тиксотропного типа для конструкционного ремонта. Применяется при температуре от - 10°C до +30°C. Предназначен для ремонта вертикальных и потолочных поверхностей без устройства опалубки, для восстановления бетонных конструкций, подверженных действию агрессивных сред, а также для ремонта армированных конструкций гидротехнических сооружений и сооружений морского и внутреннего водного транспорта, балок, опор, мостовых плит и т.д. Результаты испытаний EMACO[®] Fast Tixo представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Результаты испытаний ЕМАСО® Fast Ticho при различных температурах

Температура			Прочность на сжатие (МПа)				
Сухая смесь	Вода	Окружающая среда	2 часа	4 часа	24 часа	7 суток	28 суток
+ 20°C	+ 20°C	+ 20°C	31	48	62	80	93
+ 20°C	+ 20°C	-5°C	8	18	55	80	86
+ 5°C	+ 5°C	+ 5°C	3	15	63	73	86
-5°C	+ 5°C	-5°C	2	6	34	75	82

ЕМАСО® Fast Fluid - безусадочный быстротвердеющий состав наливного типа для конструкционного ремонта.

Применяется при температуре от - 10°C до +30°C.

Предназначен для:

- Ремонт гидротехнических сооружений и сооружений водного транспорта;
- Подводного бетонирования, а также для проведения ремонтных работ в переменном уровне воды;
- Ремонт армированных (в том числе преднапряженных) конструкций;
- Ремонт густоармированных конструкций, где невозможно ручное и машинное нанесение;
- Омоноличивания стыков сборных железобетонных конструкций.

Результаты испытаний ЕМАСО® Fast Fluid представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Результаты испытаний ЕМАСО® Fast Fluid при различных температурах

Температура			Прочность на сжатие (МПа)				
Сухая смесь	Вода	Окружающая среда	2 часа	4 часа	24 часа	7 суток	28 суток
+ 20°C	+ 20°C	+ 20°C	42	56	72	93	102
+ 20°C	+ 20°C	-5°C	9	26	64	82	89
+ 5°C	+ 5°C	+ 5°C	3	28	62	83	97
-5°C	+ 5°C	-5°C	2	8	48	73	88

ЕМАСО® Fast Fibre - безусадочный быстротвердеющий состав наливного типа, содержащий жесткую металлическую фибру, для конструкционного ремонта. Результаты испытаний ЕМАСО® Fast Fibre при различных температурах представлены в таблице 8.3

Применяется при температуре от - 10°C до +30°C.

Предназначен для:

- Ремонта конструкций, подверженных высоким ударным и динамическим нагрузкам, так как материал обеспечивает несущую способность конструкций даже после образования трещин;
- Для строительства структурных, сейсмостойких элементов;
- Ремонта в растянутых зонах балок пролетного строения.

Таблица 8.3 - Результаты испытаний ЕМАСО® Fast Fibre при различных температурах

Температура			Прочность на сжатие (МПа)				
Сухая смесь	Вода	Окружающая среда	2 часа	4 часа	24 часа	7 суток	28 суток
+ 20°C	+ 20°C	+ 20°C	47	59	75	92	104
+ 20°C	+ 20°C	-5°C	9	25	62	83	91
+ 5°C	+ 5°C	+ 5°C	2	24	64	84	97
-5°C	+ 5°C	-5°C	2	4	46	74	92

Как следует из приведенных таблиц с результатами испытаний, данные материалы при температуре -20°C уже через 2 часа набирают прочность, достаточную для работы сооружения в обычном режиме. Кроме этого, даже при проведении работ в зимнее время данные материалы не требуют устройства «тепняка» и обладают такими сроками твердения, которые позволяют значительно сократить период производства работ, уменьшив таким образом трудозатраты и получив существенный экономический эффект.

Суть способа цементации заключается в том, чтобы материал поступающий в трещины и швы заполнял все пустоты и трещины, препятствуя фильтрации через них воды. После твердения материал должен превращаться в плотный, водонепроницаемый и нерастворимый в воде.

8.5 Вспенивающиеся гидроактивные полимерные композиции и инъекционные смолы

Особенностью этих материалов является процесс их отвердения, который, в присутствии влаги происходит с увеличением объема и формированием ячеистой структуры полимера с замкнутыми порами. В результате образуется полимер, объем твердой фазы которого, в 3-10 раз больше объема жидкой фазы исходных реагентов. Т.е. происходит заполнение и уплотнение порового пространства в структуре материала. Общим результатом применения таких материалов является увеличение прочностных характеристик и уменьшение влагопроницаемости. Эти результаты

обуславливают целевое применение таких материалов восстановление прочностных показателей сооружения и гидроизоляционная защита.

Примером такого материала является MANOPUR.

МАНОПУР С – однокомпонентный продукт на основе полиуретановой смолы с низкой вязкостью без содержания растворителей с быстрым временем пенообразования при взаимодействии с водой. После полимеризации пена имеет высокую эластичность, высокую водонепроницаемость и способность выдерживать динамические нагрузки. Безусадочный материал, однокомпонентная система, очень эластичен, быстрое время реакции: через 2-5 минут. Рекомендован для применения в конструкциях из натурального камня и кирпичной кладки.

Предназначен для:

- Эластичной герметизации и заполнения влажных швов и трещин в бетонных, каменных конструкциях, и сооружениях из кирпича;
- Герметизации деформационных швов;
- Устройства гидроизоляции железобетонных конструкций, подверженных динамическим нагрузкам.

Технические характеристики:

- Вязкость 2000 мПа·с;
- Максимальная кратность вспенивания 1:2-1:17;
- Время начала реакции (с водой) 15 сек;
- Время окончания реакции 2-5 мин;
- Удлинение при разрыве до 1500%.

Инъекционные смолы обычно являются двух и более компонентными составами и предназначены для укрепления и изоляции пористых структур бетона (камня), устройства гидроизоляционных отсечек и склеивании трещин. Часто применяются в комплексе с гидроактивными вспенивающимися композициями.

Примером такого материала являются:

МС-Injekt GL-95 ТХ – мягко-эластичная гидроизолирующая смола.

Свойства продукта:

- Низковязкая, усиленная полимерами гидроструктурная смола на основе акрилата с коротким и регулируемым временем реакции;
- Мягко-эластичная и разбухающая при контакте с водой;
- Водонепроницаемая;
- Стойкая к циклам замораживания/оттаивания;
- Хорошая адгезия на сухих и влажных поверхностях;
- Хорошая адгезия к полимерным герметизирующим лентам;

Технические характеристики МС-Injekt GL-95 ТХ представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Технические характеристики MC-Injekt GL-95 TX

Параметры	Единицы измерения	Значение
Плотность	кг/дм ³	1,1
Вязкость	мПа·с	около 30
Удлинение	%	около 150
Разбухание	%	около 20-30
Время работы с материалом	сек	около 14-125
Температура применения	°С	от +1 до +40

Области применения:

- Герметизация швов, трещин и пустот в кирпичной кладке и бетоне, имеющий длительный контакт с водой;
- Дополнительная наружная гидроизоляция строительных конструкций, заглубленных в грунт, по средством нагнетая геля по границе грунт/строительная конструкция.

8.6 Вывод

В настоящее время существует множество материалов для герметизации фильтрующих швов и трещин. Они имеют различные составы и характеристики, что позволяет подобрать наиболее выгодный. Так же появляется возможность контролировать работу и свойства материала с помощью дополнительных добавок. Что позволяет проводить ремонтные работы в любое время года, в кратчайшие сроки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте был спроектирован Гилюйский гидроузел.

В состав гидротехнических сооружений Гилюйского ГУ входят:

- Станционная плотина. Длина по гребню - 105 м;
- Водосливная плотина. Длина по гребню - 32,0 м;

Была рассчитана установленная мощность, которая составляет 152 МВт. Среднемноголетняя выработка составляет 184млн кВт·ч.

Отметка НПУ - 370 м. Отметка УМО -360 м. Минимальный напор – 9,4 м. Расчетный напор – 12,3 м. Максимальный напор – 23,6 м.

Была выбрана горизонтальная поворотно-лопастная гидротурбина: ПЛ25-670-ГК. Основные параметры турбины:

$D_1=6,7$ м;

$n=83,3$;

$H_s=-4,2$ м;

$\nabla Z_{рк}=345,10$.

Тип гидрогенератора: СГК-430/100-70

Произведен выбор МНУ и ЭГР, рассчитаны основные параметры машинного зала проектируемой ГЭС.

Были определены основные размеры водосливной плотины и других сооружений напорного фронта Гилюйского ГУ. Высота плотины 29,8 - м, ширина водосливно-го фронта - 32м, ширина по основанию - 20 м. Водобросная плотина представляет собой 3 донных отверстия, также предназначенные для сработки водохранилища до УМО в случае.

Для успокоения установившегося поверхностного режима были запроектированы водобойная плита и рисберма.

Спроектированная плотина удовлетворяет условиям прочности и устойчивости.

Были перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период строительства и эксплуатации гидроузла.

Так же был произведен технико-экономический расчет и получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии - 0,12 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 23729,48 руб/кВт;
- срок окупаемости – менее 7 лет.

Таким образом, строительство Гилюйского ГУ является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Постановление Правительства РФ от 2 ноября 2013 г №986 «О классификации гидротехнических сооружений». Москва 2013.
- 2) СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
- 3) Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
- 4) Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.
- 5) Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.1. - 584 с.
- 6) Производство гидротехнических работ: Учебное пособие/ Телешев В.И., Москва
- 7) Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева - Москва: Энергия 1972 347с.
- 8) Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
- 9) Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
- 10) СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. - ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.
- 11) Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
- 12) СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
- 13) Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
- 14) СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
- 15) СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. - ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.
- 16) Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. 366с.

- 17) Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
- 18) СНиП 2.06.05-84. Плотины из грунтовых материалов. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
- 19) СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
- 20) СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. - Министерство регионального развития РФ. Москва 2011
- 21) Речные гидротехнические сооружения. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла. Методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы/ Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. - Саяногорск; Черемушки 2015.
- 22) СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004..
- 23) Строительство Гидроэлектростанций России: Учебное пособие/ Ерахтин Б.М, Ерахтин В.М, Москва 2007.
- 24) Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
- 25) Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
- 26) «Методическими рекомендациями 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;
- 27) «Методическими рекомендациями 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.
- 28) Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологические данные

Таблица А.1 - Гидрологический ряд за 50 лет наблюдений, река Гиллой.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1949	3,1	2,7	1,3	3,8	417	1233	292	125	342	121	3,8	2,6
1950	1,5	1,3	0,9	3,3	217	692	442	142	163	96	11,3	10,9
1951	6,9	4	0,4	0,9	1133	358	267	25	92	49	3,7	2,4
1952	2	1,8	1,3	2,9	567	279	400	100	25	23	12,1	8,9
1953	0,8	0,5	0,4	0,9	554	392	208	138	117	48	32,5	9,8
1954	1,3	0,3	0,2	0,3	400	675	100	113	100	58	4,5	4,3
1955	8	2,8	0,2	0,3	596	425	483	275	146	52	2,6	2,2
1956	2,8	0,6	0,3	0,8	700	800	121	38	33	28	11,7	4,3
1957	1,6	1,3	0,8	2,5	383	458	367	242	121	113	17,9	2,3
1958	2,6	0,7	0,4	0,8	588	783	250	83	75	51	10,8	8
1959	3,3	3,1	0,5	0,8	642	733	129	108	9	8	2,2	1,9
1960	1	0,7	0,3	0,3	200	767	200	113	125	90	30,8	12,2
1961	3	2,2	0,8	3,1	575	1375	233	133	171	146	21,3	18,2
1962	1,8	1,3	0,9	2,1	442	492	700	50	375	72	10,8	6,1
1963	2,9	1,5	1,2	7	592	1508	104	67	100	12	2	1,5
1964	1,4	1,1	1	1,8	367	658	342	217	13	7	4,6	2
1965	5,2	4,2	1	1,9	1092	817	521	96	308	14	12,5	7
1966	2,8	2,3	1,4	5	558	750	150	138	125	11	2,3	1,5
1967	2	0,8	0,5	0,7	183	700	192	129	129	63	10	2,8
1968	3,8	2,7	0,7	1	1033	408	225	142	33	23	6,3	2,4
1969	8,8	3,5	1,9	13,3	350	1417	92	63	154	56	26,7	12,9
1970	1,4	1,2	0,2	0,6	600	533	317	117	113	24	7,6	5,2
1971	2,1	2	1,5	1,8	983	625	75	58	46	38	4,6	3
1972	3,3	3,2	2	8,3	167	708	642	521	275	100	34,2	15,5
1973	1,7	1,2	0,9	4	458	642	213	121	133	61	11,1	4,2
1974	3,4	1,6	1,2	1,6	933	675	217	125	21	18	12,9	1,4
1975	1,1	0,9	0,7	1	333	717	183	367	446	92	7,3	4,8
1976	3,2	2,6	2	10,8	883	542	88	79	76	67	8,8	5,7
1977	4,6	1,8	1,6	20,8	508	858	125	75	42	10	8,2	3,2
1978	10,6	3,9	0,3	0,5	633	925	79	67	118	27	23,3	16,8

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1979	1,4	0,6	0,1	0,1	483	625	258	150	242	137	4	3,6
1980	6,7	4,5	0,9	1,4	775	1142	275	129	79	21	14,2	9,7
1981	5,9	1,7	0,5	1	604	758	75	113	102	75	5,7	0,9
1982	2,2	1,7	0,2	0,4	825	279	221	125	79	64	19,4	14
1983	1,1	1	0,8	1,3	300	742	533	192	138	65	20,8	4,1
1984	2,5	2,5	2,2	16,7	708	742	50	50	137	105	11,8	4,6
1985	0,9	0,5	0,3	0,6	317	917	167	83	158	42	8,3	3,2
1986	9,8	4,3	0,5	1,1	617	625	483	138	108	97	11,5	3,9
1987	1,8	1,1	1	11,7	1183	325	63	42	50	38	2,8	1,1
1988	1	0,7	0,6	1,3	613	1167	67	63	37	28	15,8	15,2
1989	4,3	3,8	2	73,3	283	567	700	442	217	133	8,8	6
1990	1,7	0,8	0,6	1,9	600	983	54	17	150	130	6,3	1,6
1991	1,3	1,2	1,1	7,9	625	717	171	175	58	9	6	4,3
1992	1,5	1	0,8	1,2	250	1017	158	100	93	83	10,2	5,2
1993	2	1,8	1,7	55,8	975	442	408	92	125	110	8,2	4,5
1994	3,6	1,9	1,8	4,5	533	1258	142	33	108	34	18,3	16,5
1995	5,7	0,9	0,7	1,1	267	1058	175	41	117	153	3,1	1,8
1996	9,5	3,6	1,8	30	658	300	583	158	117	31	3,2	2,1
1997	1,3	1,3	1	1,2	233	1325	58	54	17	14	7,1	3,8
1998	5,4	1,6	1,1	40,8	646	725	308	46	196	92	6,6	4,4

Таблица А.2 – Данные для построения интегральной кривой нагрузки для летнего периода

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность рду (МВт)	P(ранж) (МВт)	ΔP , (МВт)	$\Delta \mathcal{E}$ (млн. кВт*ч)	P, (МВт)	\mathcal{E} , (млн. кВт*ч)
0	2613	1136	1399	48	0,048	48	0,048
1	2438	1060	1350	1	0,002	49	0,05
2	2365	1028	1350	10	0,03	59	0,08
3	2345	1020	1340	4	0,017	63	0,097
4	2334	1015	1335	0	0,002	64	0,1
5	2411	1048	1335	2	0,01	66	0,11
6	2544	1106	1333	3	0,018	68	0,128

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность рду (МВт)	Р(ранж) (МВт)	ΔP , (МВт)	$\Delta \mathcal{E}$ (млн. кВт*ч)	Р, (МВт)	\mathcal{E} , (млн. кВт*ч)
7	2773	1206	1330	5	0,038	73	0,167
8	2963	1288	1326	7	0,059	80	0,225
9	2963	1288	1326	7	0,059	80	0,225
10	3071	1335	1319	5	0,052	85	0,277
11	3081	1340	1314	4	0,048	89	0,325
12	3066	1333	1310	6	0,073	95	0,398
13	3034	1319	1303	0	0	95	0,398
14	3049	1326	1303	15	0,213	110	0,611
15	3012	1310	1288	42	0,633	153	1,244
16	2998	1303	1246	40	0,647	193	1,891
17	2998	1303	1206	70	1,183	263	3,073
18	3022	1314	1136	30	0,54	293	3,613
19	3060	1330	1106	46	0,876	339	4,489
20	3070	1335	1060	12	0,235	350	4,724
21	3104	1350	1048	20	0,42	370	5,144
22	3217	1399	1028	9	0,191	379	5,335
23	3106	1350	1020	5	0,11	384	5,445
24	2866	1246	1015	1015	24,355	1399	29,8

Таблица А.3 – Данные для построения интегральной кривой нагрузки для зимнего периода

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность рду (МВт)	Р(ранж) (МВт)	ΔP , (МВт)	$\Delta \mathcal{E}$ (млн. кВт*ч)	Р, (МВт)	\mathcal{E} , (млн. кВт*ч)
1	18832	5510	6166	26	0,03	26	0,03
2	18259	5342	6140	2	0	28	0,03
3	17889	5234	6138	5	0,01	33	0,04
4	17768	5199	6133	0	0	33	0,04
5	17839	5219	6133	1	0,01	34	0,05
6	18165	5315	6132	3	0,02	37	0,07
7	18613	5446	6129	4	0,03	42	0,1
8	19414	5680	6124	4	0,04	46	0,14

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.3

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность рду (МВт)	P(ранж) (МВт)	ΔP , (МВт)	$\Delta \mathcal{E}$ (млн. кВт*ч)	P, (МВт)	\mathcal{E} , (млн. кВт*ч)
9	20246	5924	6120	17	0,15	63	0,29
10	20816	6090	6103	1	0,01	64	0,3
11	21075	6166	6102	11	0,13	76	0,43
12	20958	6132	6090	1	0,02	77	0,44
13	20917	6120	6089	72	0,94	149	1,38
14	20932	6124	6017	93	1,31	243	2,69
15	20947	6129	5924	103	1,54	346	4,23
16	20986	6140	5821	140	2,25	486	6,48
17	20962	6133	5680	170	2,89	656	9,37
18	20860	6103	5510	64	1,15	720	10,53
19	20811	6089	5446	104	1,97	824	12,49
20	20855	6102	5342	28	0,55	851	13,04
21	20962	6133	5315	81	1,7	932	14,74
22	20978	6138	5234	15	0,32	947	15,06
23	20565	6017	5219	21	0,48	968	15,54
24	19894	5821	5199	5199	124,77	6166	140,3

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Обеспеченность, среднегодовые расходы, средние расходы для половодья и межени

m	P %	Год ср	Qср. год	Год пол	Qп	Год меж	Qм
1	1,4	1965	240	1965	810	1972	107
2	3,4	1961	223	1963	735	1975	102
3	5,4	1949	212	1980	731	1989	99
4	7,3	1972	207	1961	728	1949	67
5	9,3	1980	205	1949	647	1979	60
6	11,3	1989	203	1994	644	1962	58
7	13,3	1963	200	1969	620	1957	56
8	15,3	1993	185	1988	616	1961	55
9	17,3	1969	183	1974	608	1955	54
10	19,2	1995	183	1993	608	1965	50
11	21,2	1994	180	1951	586	1950	48
12	23,2	1962	179	1986	575	1983	47
13	25,2	1975	179	1971	561	1993	45
14	27,2	1986	175	1998	560	1998	44
15	29,2	1998	173	1968	555	1986	42
16	31,2	1974	168	1978	546	1960	41
17	33,1	1983	167	1990	546	1996	40
18	35,1	1988	167	1962	545	1953	39
19	37,1	1955	166	1956	540	1969	38
20	39,1	1951	162	1958	540	1973	38
21	41,1	1990	162	1997	539	1967	38
22	43,1	1978	159	1983	525	1984	37
23	45	1979	159	1987	524	1995	36
24	47	1996	158	1989	517	1990	34
25	49	1968	157	1996	514	1982	34
26	51	1958	154	1972	506	1981	34
27	53	1971	153	1976	504	1985	33
28	55	1984	153	1991	504	1992	33
29	56,9	1950	148	1955	501	1966	32
30	58,9	1991	148	1959	501	1954	31

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

m	P %	Год ср	Qср. год	Год пол	Qп	Год меж	Qм
31	60,9	1976	147	1984	500	1970	30
32	62,9	1966	146	1995	500	1978	30
33	64,9	1956	145	1977	497	1980	30
34	66,9	1981	145	1966	486	1991	29
35	68,8	1970	143	1970	483	1976	28
36	70,8	1987	143	1981	479	1964	28
37	72,8	1992	143	1992	475	1958	26
38	74,8	1997	143	1985	467	1994	25
39	76,8	1957	142	1964	456	1968	24
40	78,8	1985	141	1979	455	1963	22
41	80,8	1973	138	1950	450	1974	21
42	82,7	1977	138	1982	442	1951	20
43	84,7	1959	137	1973	438	1952	20
44	86,7	1982	136	1952	415	1977	19
45	88,7	1964	135	1975	411	1988	18
46	90,7	1960	128	1957	403	1971	17
47	92,7	1953	125	1954	392	1987	17
48	94,6	1954	121	1960	389	1959	15
49	96,6	1952	119	1953	385	1956	13
50	98,6	1967	118	1967	358	1997	11

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчеты режимов работы ГЭС без регулирования с учетом ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Сумма
Q,быт(90%)	0,4	0,3	0,1	0,1	215	710	210	48	53	38	13	6	-
Q, испар	0	0	0	0	1	1	2	1	1	0	0	0	-
Q, льда	0,3	0,2	0	-0,1	-1	0	0	0	0	0,3	0,3	0,3	-
Q, фильтр	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Q, шлюз	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Сумм	0,3	0,2	0	-0,1	0	1	2	1	1	0,3	0,3	0,3	-
Qполез	0,1	0,1	0,1	0,2	215	709	208	47	52	37,7	12,7	5,7	1287,6
-	Ограничения по ВХК												
Qвхк	50	50	50	50	100	100	100	100	100	100	50	50	900
-	Режим работы по водотоку												
ZВБ	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	-
ZНБ	348	348	348	348	348,2	348,5	348	348	348	348	348	348	-
Н	21,8	21,8	21,8	21,8	21,6	21,3	21,6	21,7	21,7	21,7	21,8	21,8	-
N быт	0	0	0	0	39	127	38	9	10	7	2	1	233
-	Режим работы по ВХК												
z ВБ	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	-
zНБ	348	348	348	348	348,1	348,1	348	348,1	348,1	348,1	348	348	-
Н	22	22	22	22	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	22	22	-
N ВХК	9	9	9	9	19	19	19	19	19	19	9	9	167
Nбыт-Nвхк	-9	-9	-9	-9	21	109	19	-10	-9	-12	-7	-8	66

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 - Сработка и наполнение 90% год

Месяц	Qбыт полез	Q фильтр	Q в- ща	Q гэс	Qхол. сбр	Qвхк	Q нб	V водохранилища			Zвб			Zнб	H	N гэс	N гар
								V начал	ΔV	V конеч	Zнач	Z конеч	Z сред				
8	47	0	53	100	0	100	100	4,1	0,1	4	370,0	369,3	369,6	348,1	21,3	18	по ВХК
9	52	0	48	100	0	100	100	4	0,1	3,8	369,3	368,6	369	348,1	20,6	17	по ВХК
10	37,7	0	62	100	0	100	100	3,8	0,2	3,7	368,6	367,8	368,2	348,1	19,9	17	по ВХК
11	12,7	0	37	50	0	50	50	3,7	0,1	3,6	367,8	367,4	367,6	348	19,3	8	по ВХК
12	5,7	0	217	223	0	50	223	3,6	0,6	3	367,4	364,8	366,1	348,1	17,7	33	33
1	0,1	0	264	264	0	50	264	3	0,7	2,3	364,8	361,9	363,4	348,2	15	33	33
2	0,1	0	50	50	0	50	50	2,3	0,1	2,2	361,9	361,3	361,6	348	13,3	6	по ВХК
3	0,1	0	50	50	0	50	50	2,2	0,1	2,1	361,3	360,7	361	348	12,7	5	по ВХК
4	0,2	0	50	50	0	50	50	2,1	0,1	1,9	360,7	360	360,4	348	12,1	5	по ВХК
5	215	0	-115	100	0	100	100	1,9	-0,3	2,2	360	361,5	360,8	348,1	12,5	10	по ВХК
6	709	0	-609	100	0	100	100	2,2	-1,6	3,8	361,5	368,5	365	348,1	16,7	14	по ВХК
7	208	0	-108	100	0	100	100	3,8	-0,3	4,1	368,5	370,0	369,3	348,1	21	18	по ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка и наполнение 50% год (первый способ)

Месяц	Qбыт полез	Q фильтр	Q в- ща	Q гэс	Qхол. сбр	Qвхк	Q нб	V водохранилища			Zвб			Zнб	H	N гэс	N гар	Э мес
								V начал	ΔV	V конеч	Zнач	Z конеч	Zсред					
8	109	0	53	162	0	100	162	4,1	0,1	4	370	369,3	369,6	348,1	21,3	29	по ВХК	21
9	98,7	0	48	147	0	100	146,7	4	0,1	3,8	369,3	368,6	369	348,1	20,6	25	по ВХК	19
10	67,1	0	62	129	0	100	129	3,8	0,2	3,7	368,6	367,8	368,2	348,1	19,9	22	по ВХК	16
11	14	0	37	51	0	50	51	3,7	0,1	3,6	367,8	367,4	367,6	348	19,3	8	по ВХК	6
12	11	0	217	228	0	50	228	3,6	0,6	3	367,4	364,8	366,1	348,1	17,7	34	33	25
1	3,4	0	264	267	0	50	267	3	0,7	2,3	364,8	361,9	363,4	348,2	15	34	33	25
2	0,9	0	50	51	0	50	51	2,3	0,1	2,2	361,9	361,3	361,6	348	13,3	6	по ВХК	4
3	0,5	0	50	51	0	50	51	2,2	0,1	2,1	361,3	360,7	361	348	12,7	5	по ВХК	4
4	1,1	0	50	51	0	50	51	2,1	0,1	1,9	360,7	360	360,4	348	12,1	5	по ВХК	4
5	550	0	-115	435	0	100	435	1,9	-0,3	2,2	360	361,5	360,8	348,3	12,2	45	по ВХК	33
6	733	0	-609	124	0	100	124	2,2	-1,6	3,8	361,5	368,5	365	348,1	16,7	17	по ВХК	13
7	234	0	-108	126	0	100	126	3,8	-0,3	4,1	368,5	370	369,3	348,1	21	22	по ВХК	16

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка и наполнение 50% год (второй способ)

Месяц	Qбыт полез	Q фильтр	Q в- ща	Q гэс	Qхол. сбр	Qвхк	Q нб	V водохранилища			Zвб			Zнб	H	N гэс	N гар	Э мес
								V начал	ΔV	V конеч	Zнач	Zконеч	Zсред					
8	109	0	53	162	0	100	162	4,1	0,1	4	370	369,3	369,6	348,1	21,3	29	по ВХК	21
9	98,7	0	48	147	0	100	146,7	4	0,1	3,8	369,3	368,6	369	348,1	20,6	25	по ВХК	19
10	67,1	0	62	129	0	100	129	3,8	0,2	3,7	368,6	367,8	368,2	348,1	19,9	22	по ВХК	16
11	14	0	37	51	0	50	51	3,7	0,1	3,6	367,8	367,4	367,6	348	19,3	8	по ВХК	6
12	11	0	210	221	0	50	221	3,6	0,5	3	367,4	364,9	366,1	348,1	17,8	33	33	24
1	3,4	0	261	264	0	50	264	3	0,7	2,4	364,9	362	363,4	348,2	15	33	33	24
2	0,9	0	50	51	0	50	51	2,4	0,1	2,2	362	361,4	361,7	348	13,4	6	по ВХК	4
3	0,5	0	50	51	0	50	51	2,2	0,1	2,1	361,4	360,8	361,1	348	12,9	5	по ВХК	4
4	1,1	0	60	61	0	50	61	2,1	0,2	1,9	360,8	360	360,4	348	12,1	6	по ВХК	5
5	550	0	-115	435	0	100	435	1,9	-0,3	2,2	360	361,5	360,8	348,3	12,2	45	по ВХК	33
6	733	0	-609	124	0	100	124	2,2	-1,6	3,8	361,5	368,5	365	348,1	16,7	17	по ВХК	13
7	234	0	-108	126	0	100	126	3,8	-0,3	4,1	368,5	370	369,3	348,1	21	22	по ВХК	16

Окончание приложения Б

Таблица Б.6 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяцы	Нагрузка системы			Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	Р, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Навр сущ ГЭС, МВт	Ннагр сущ ГЭС, МВт	Нрем сущ ГЭС, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Ннагр пр ГЭС, МВт	Нрем пр ГЭС, МВт	Нраб, МВт	Навр ТЭС, МВт	Ннагр ТЭС, МВт	Нрем ТЭС, МВт
1	2192	175	44	800	64	16	-	130	-	3	-	1262	101	25	-
2	2088	167	42	770	62	15	-	50	-	1	-	1268	101	25	-
3	1907	153	38	740	59	15	-	43	-	1	-	1124	90	22	-
4	1698	136	34	690	55	14	105	50	-	1	10	958	77	19	-
5	1518	121	30	660	53	13	-	182	-	4	-	676	54	14	200
6	1413	113	28	650	52	13	-	144	-	3	-	619	50	12	251
7	1413	113	28	650	52	13	-	148	-	3	-	615	49	12	251
8	1517	121	30	660	53	13	-	133	-	3	-	724	58	14	200
9	1697	136	34	690	55	14	105	172	-	3	10	835	67	17	-
10	1906	152	38	740	59	15	-	170	-	3	-	996	80	20	-
11	2087	167	42	770	62	15	-	102	-	2	-	1215	97	24	-
12	2192	175	44	800	64	16	-	130	-	3	-	1262	101	25	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

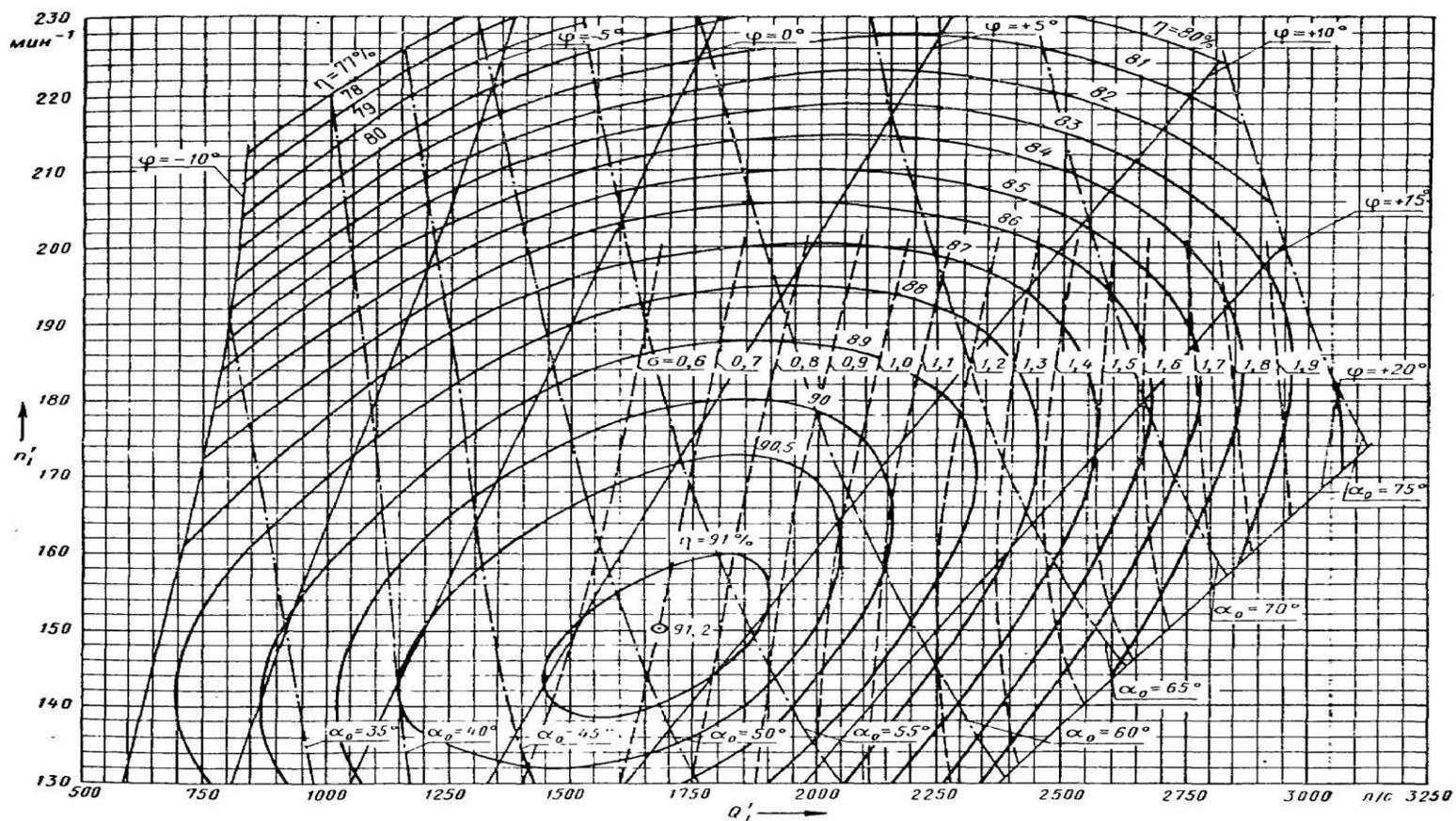


Рисунок В.1 - Универсальная характеристика турбины ПЛ25-ГК

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Эпюры нагрузок и воздействий

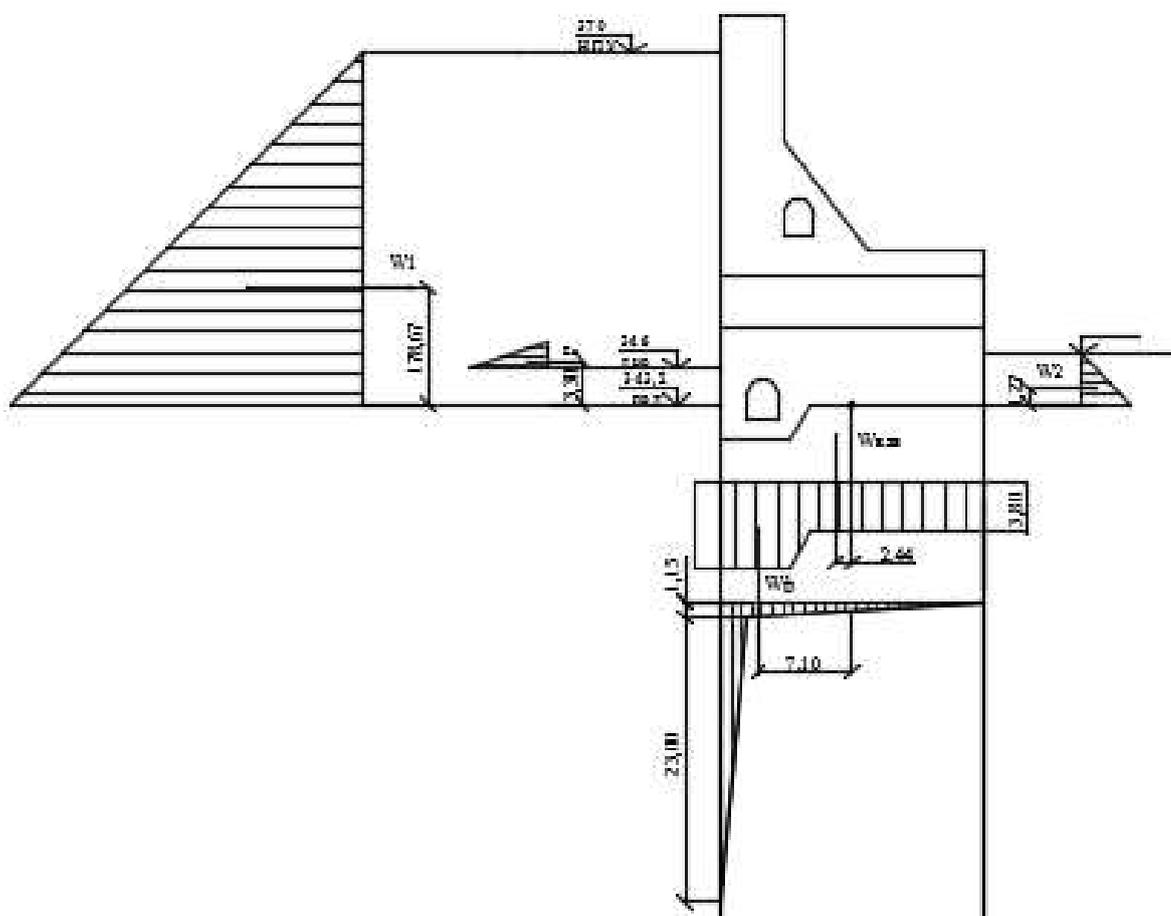


Рисунок Г.1 – Основное сочетание нагрузок и воздействий

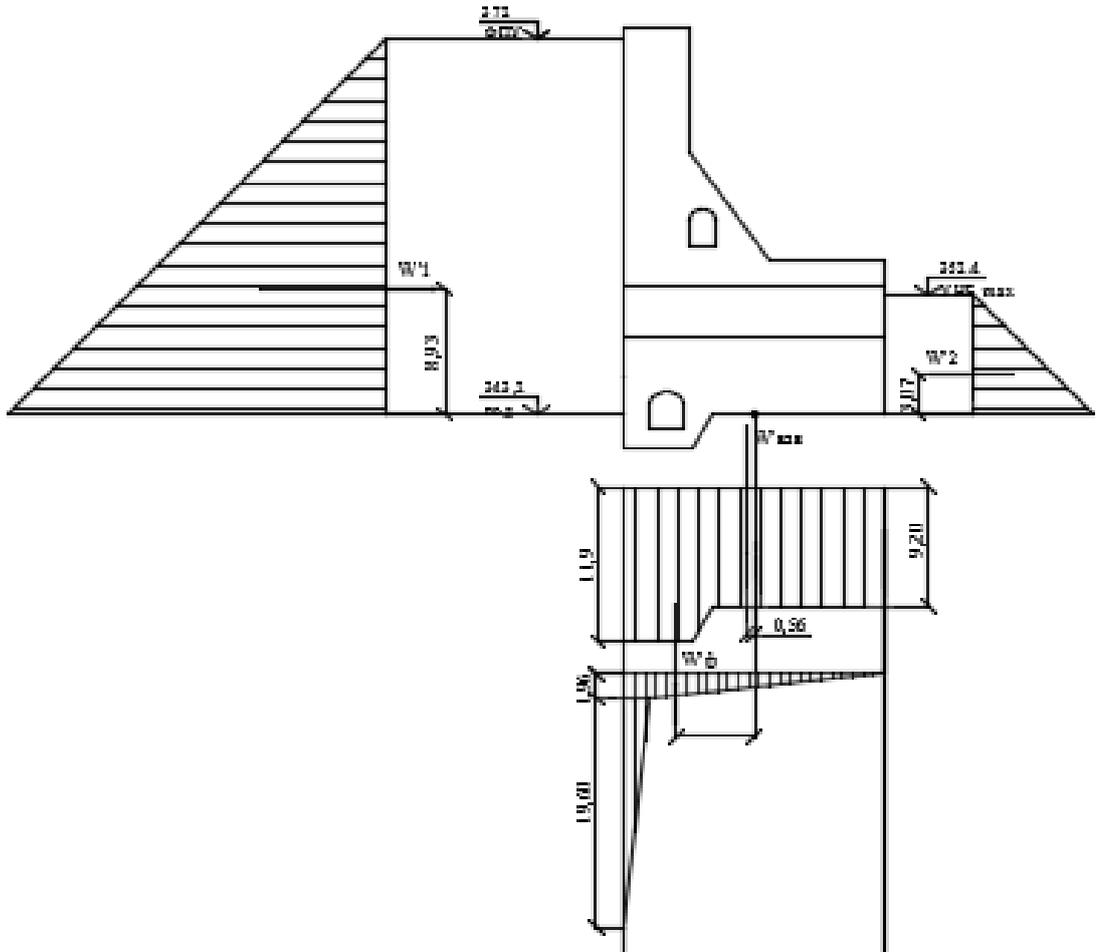


Рисунок Г.2 – Особое сочетание нагрузок и воздействий

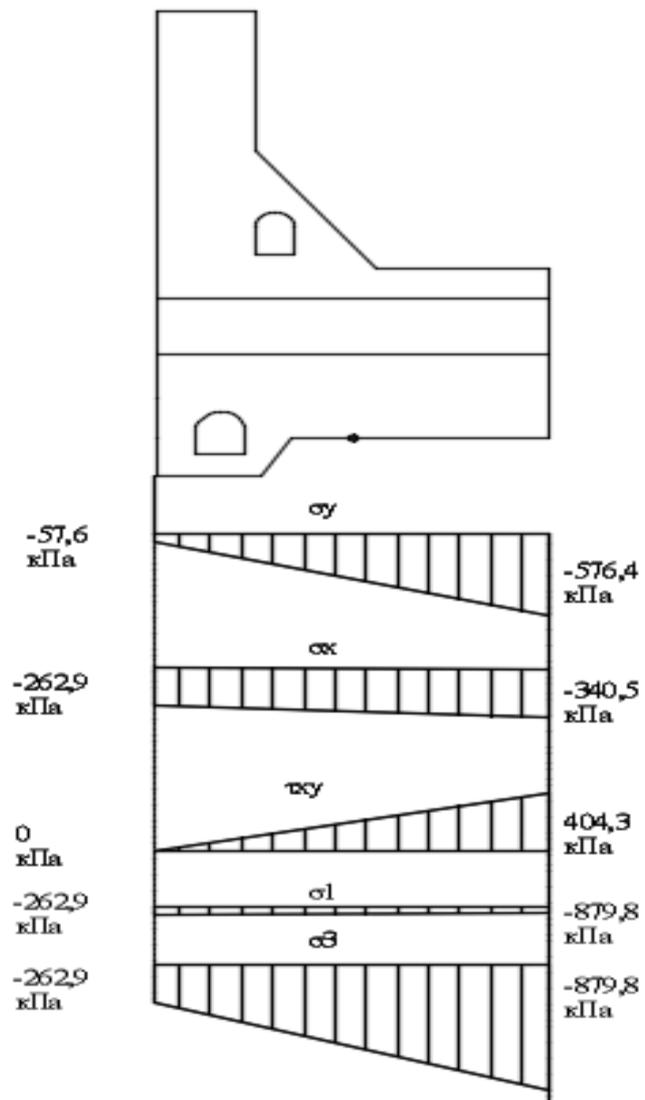


Рисунок Г.3 – Основное сочетание нагрузок и воздействий

Окончание приложения Г

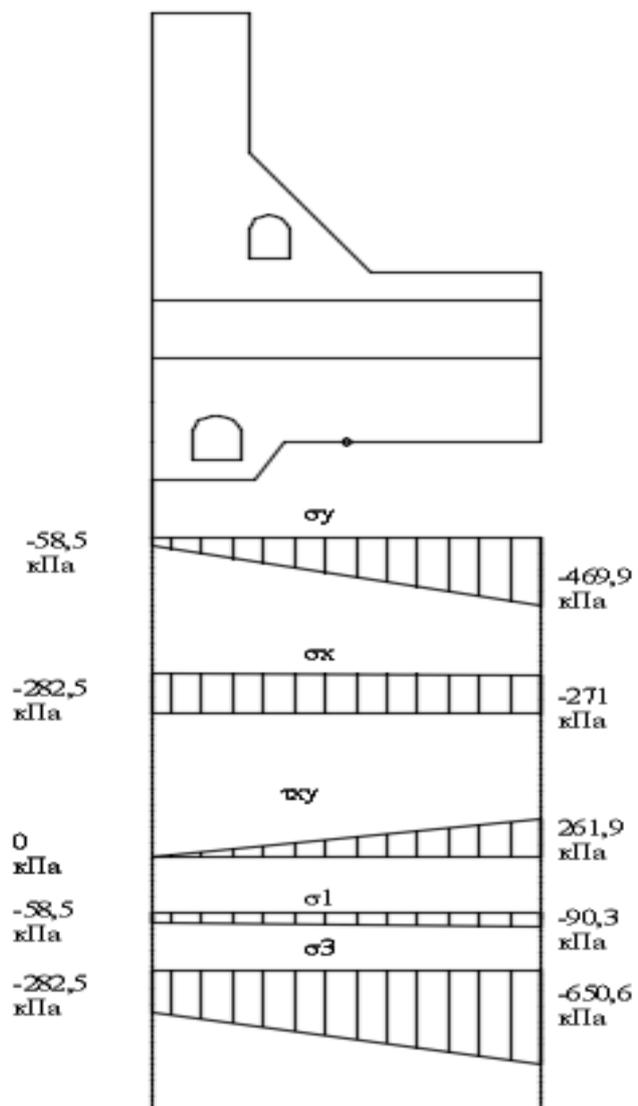
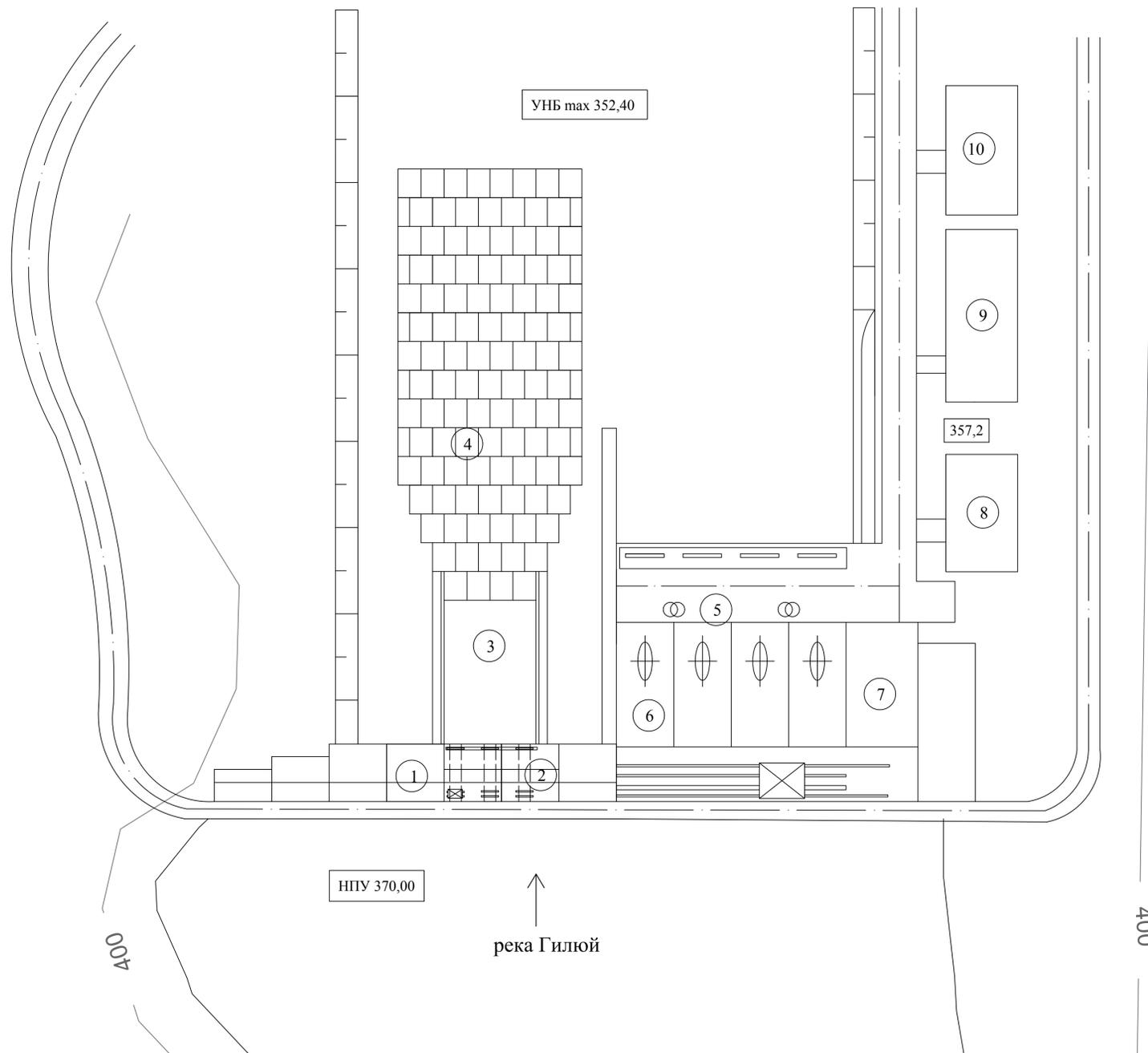


Рисунок Г.4 – Особое сочетание нагрузок и воздействий

Генеральный план

Масштаб 1:1000

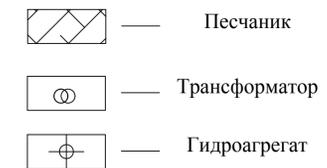


Ведомость состава проекта

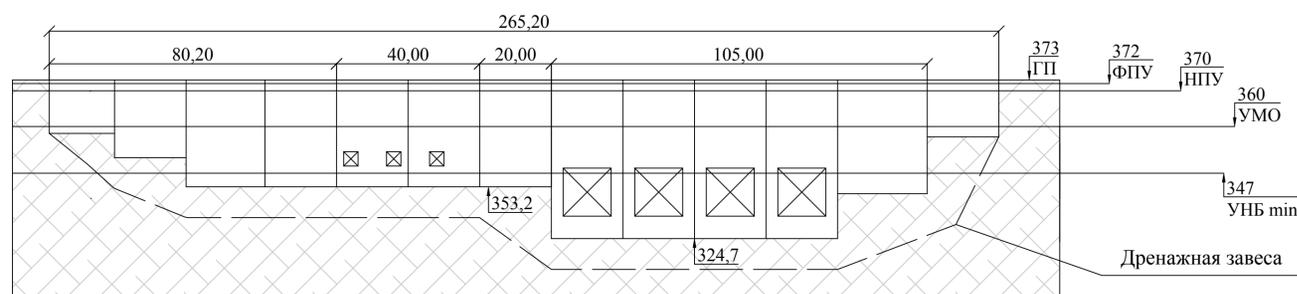
№ п.п.	Обозначение	Наименование
1	ВКР-08.03.01-1405658-ГП	Генеральный план. Ведомость состава сооружений.
		Экспликация сооружений.
2	ВКР-08.03.01-1405658-ГР1	Поперечный разрез здания ГЭС.
		Основные характеристики гидроагрегата
3	ВКР-08.03.01-1405658-ГР2	Разрез по водосливной плотине.
		План водосливной секции.
4	ВКР-08.03.01-1405658-ПОС	Строительный генеральный план Гилуйского гидроузла.
		Экспликация зданий и сооружений.
5	ВКР-08.03.01-1405658-ПОС	Этапы строительства Гилуйского гидроузла.
		Экспликация зданий и сооружений.
6	ВКР-08.03.01-1405658-ПОС	Календарный план строительства Гилуйской ГЭС.

№	Наименование
1	Левобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина с донными водопропускными отверстиями
3	Водобойная плита
4	Рисберма
5	Здание ГЭС
6	Секции гидроагрегатов
7	Монтажная площадка
8	Распределительное устройство
9	Здание административно-технического персонала
10	Производственные помещения

Условные обозначения



Вид с верхнего бьефа

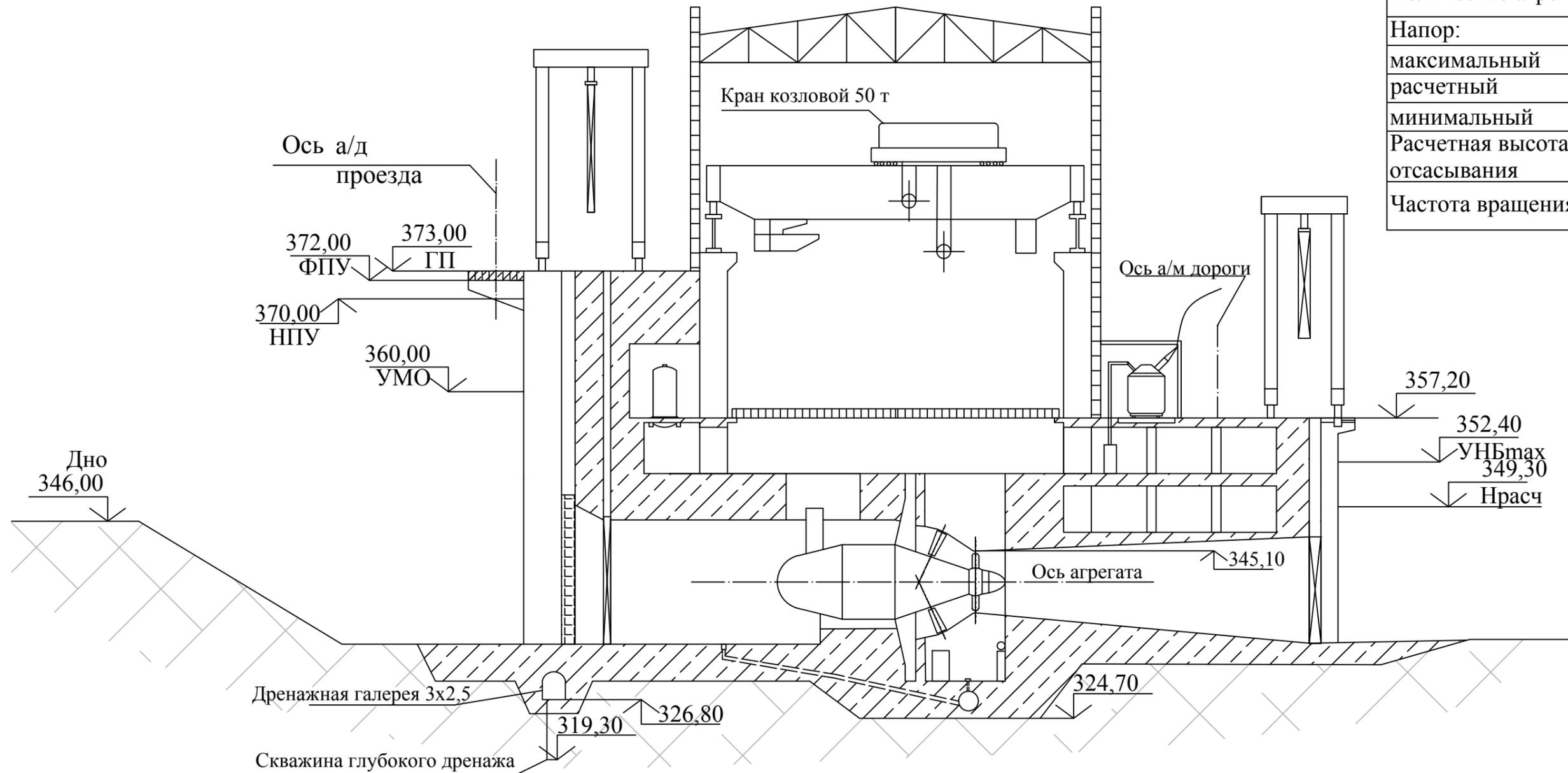


1 Размеры и отметки даны в м.
2 Условная отметка 0,00 соответствует абсолютной отметки 0,00 от Балтийского футштока

ВКР - 08.03.01.02 - 1405658-ГП1				Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета				
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Гилуйской ГЭС на реке Гилой	Масса	Лист	Листов
Разраб.	Ковальчук					1	6	
Пров.	Затеев					Генеральный план.		
Т.контр.						кафедра ГТС, 2018		
Н.контр.	Затеев				Генеральный план.			
Утв.	Затеев				Вид с верхнего бьефа.			

Поперечный разрез здания ГЭС

Масштаб 1:500



Основные характеристики гидроагрегатов	
Тип турбины	ПЛ25-670-ГК
Тип генератора	СГК-430/100-70
Количество агрегатов	4
Напор:	
максимальный	23,70
расчетный	12,30
минимальный	9,40
Расчетная высота отсасывания	-4,2м
Частота вращения	83,3 об/мин

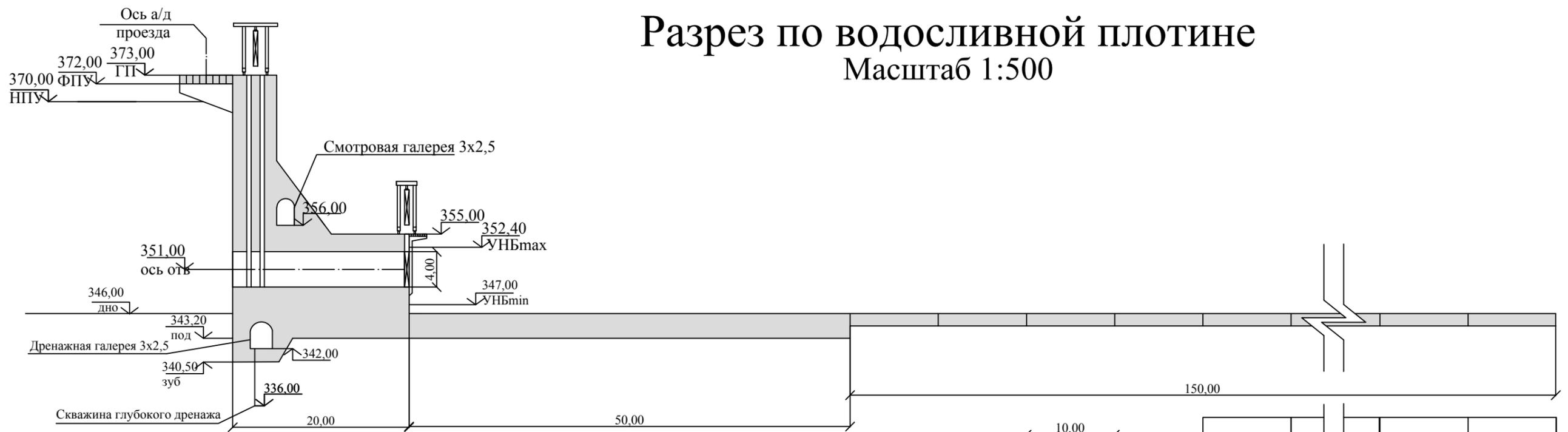
1 Размеры и отметки даны в м.

2 Ведомость проекта см на чертеже ВКР-08.03.01-1405658-ГП

КП - 08.03.01.02 - 1405658-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	
Разраб.	Ковальчук		<i>[Signature]</i>	09.06.18	Проектирование Гиллойской ГЭС на реке Гиллой
Пров.	Масленникова		<i>[Signature]</i>	09.06.18	
Т.контр.					Масса Лист Листов 2
Н.контр.	Затеев		<i>[Signature]</i>	09.06.18	
Утв.	Затеев		<i>[Signature]</i>	09.06.18	кафедра ГТС, 2018

Разрез по водосливной плотине

Масштаб 1:500



План водосливной секции



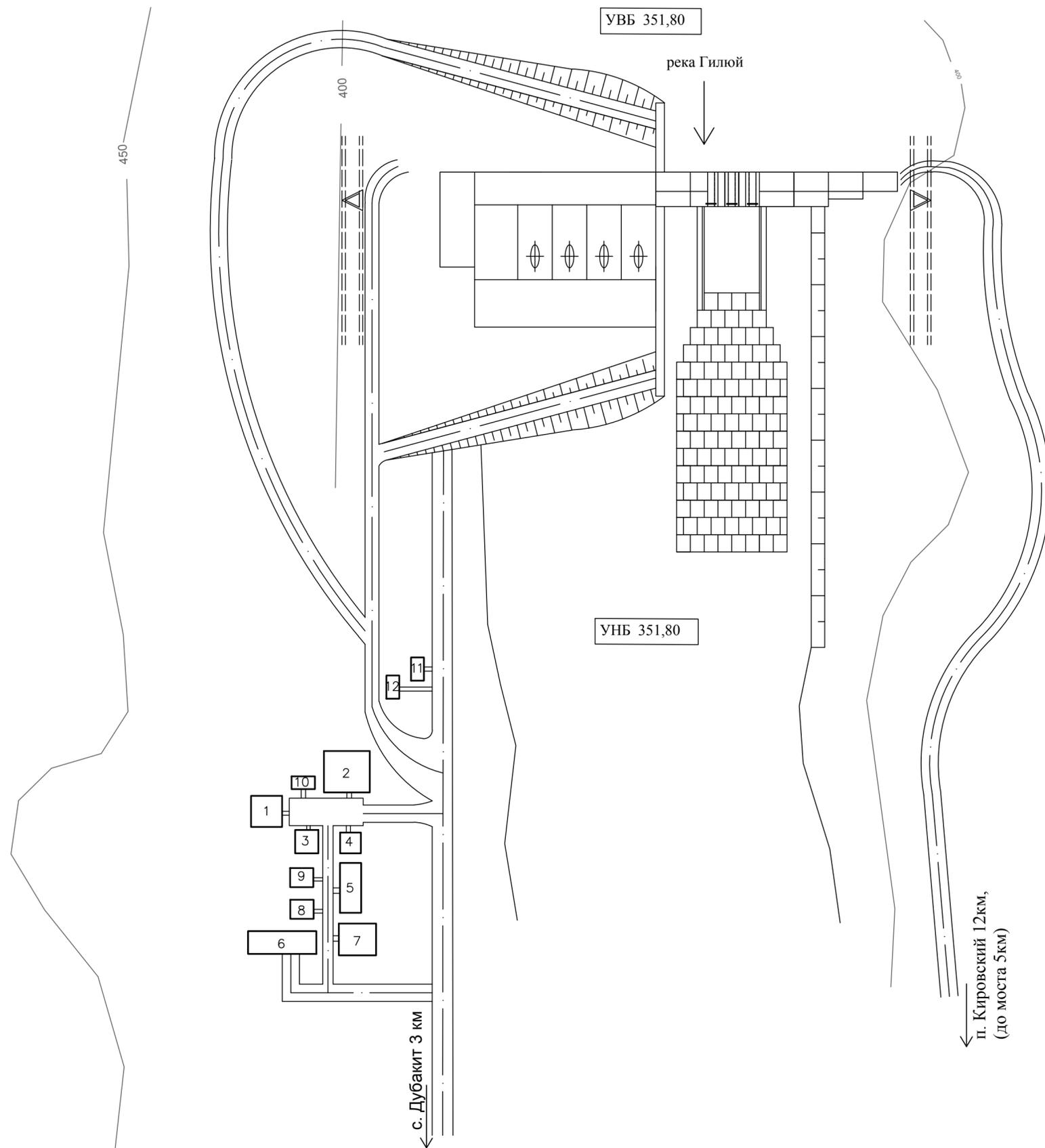
1 Размеры и отметки даны в м.

2 Ведомость проекта см на чертеже ВКР-08.03.01-1405658-ГП

				КП - 08.03.01.02 - 1405658-ГР2			
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Масса	Лист	Листов
					Проектирование Гилойской ГЭС на реке Гилой	3	
Разраб.		Ковальчук	<i>[Signature]</i>	08.06.18			
Пров.		Затеев	<i>[Signature]</i>	08.06.18			
Т.контр.							
Н.контр.		Затеев	<i>[Signature]</i>	08.06.18	Разрез по водосливной плотине. План водосливной секции		кафедра ГТС, 2018
Утв.		Затеев	<i>[Signature]</i>	08.06.18			

Строительный генеральный план Гилюйского гидроузла

Масштаб 1:2000



Экспликация сооружений

№п/п	Наименование
1	Склад заполнителей
2	Бетонный завод
3	Арматурный цех
4	Опалубочный цех
5	Склад МТС
6	Автомобильное хозяйство
7	Трансформаторная подстанция
8	Бытовые помещения рабочих
9	Бытовые помещения ИТР
10	Площадка для опалубочных работ
11	Столовая
12	Медицинский пункт

Условные обозначения

- Рельсовые пути
- Башня кабель-крана

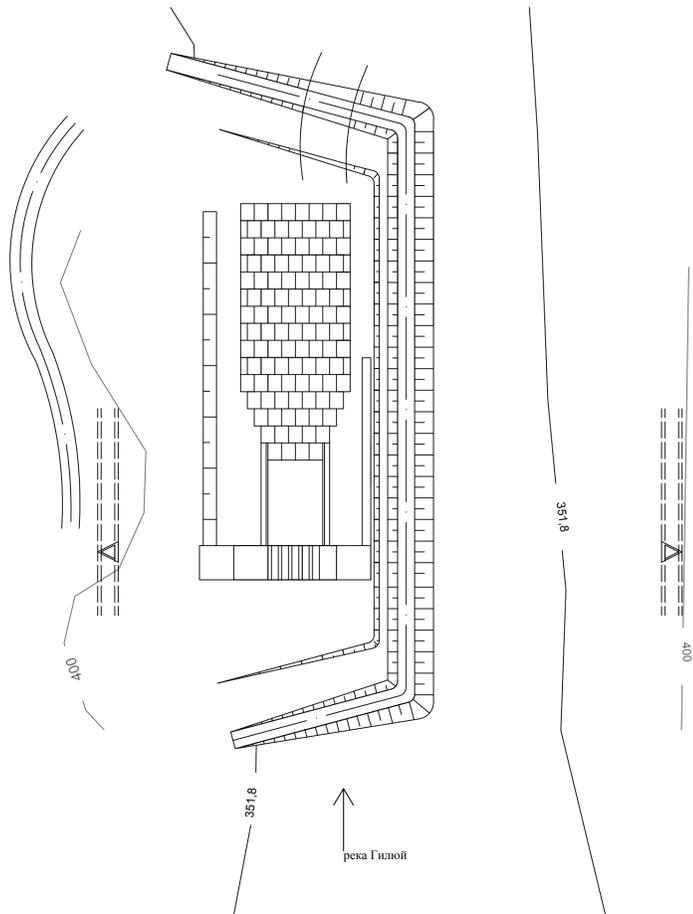
- 1 Размеры и отметки даны в м.
- 2 Ведомость проекта см на чертеже ВКР-08.03.01-1405658-ГП

КП - 08.03.01.02 - 1405658-ПОС						
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разраб.	Ковальчук			09.06.18	Проектирование Гилюйской ГЭС на реке Гилюй	
Пров.	Затеев			09.06.18		
Т.контр.						
Н.контр.	Затеев			09.06.18	Строительный генеральный план Гилюйского гидроузла	
Утв.	Затеев			09.06.18		
				Масса	Лист	Листов
					4	
				кафедра ГТС, 2018		

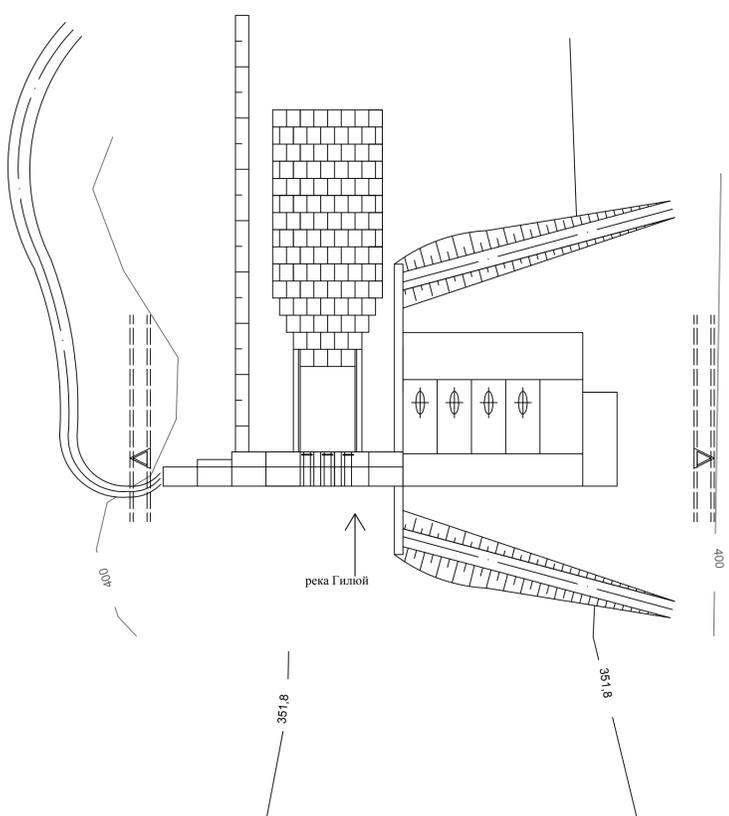
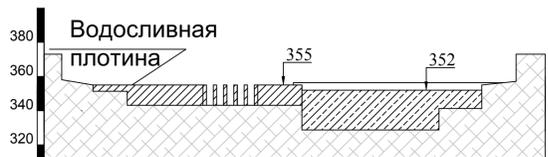
Этапы строительства Гилюйского гидроузла

Масштаб 1:2000

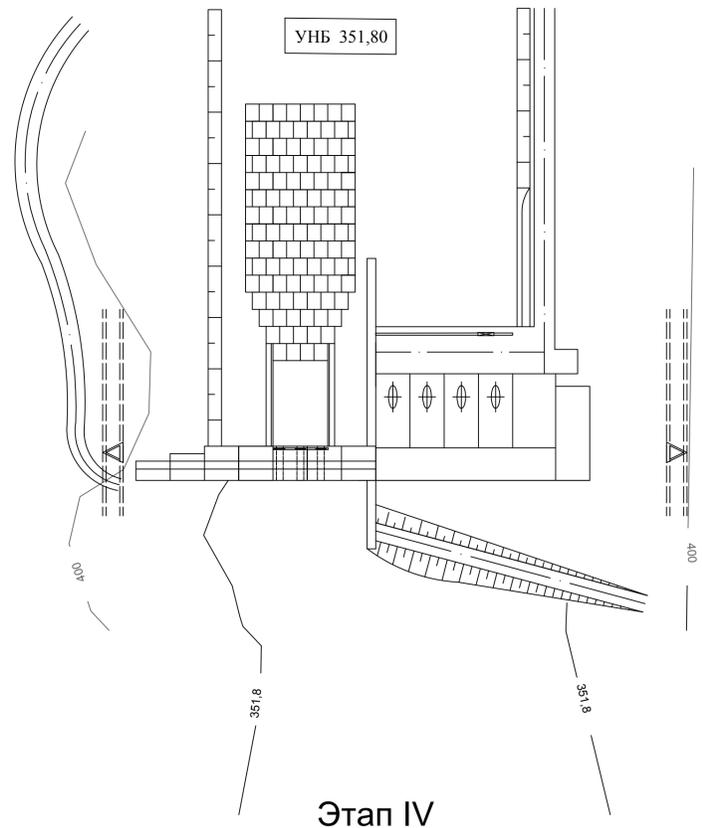
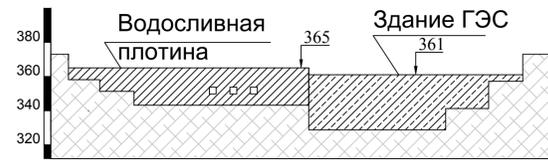
Этап I



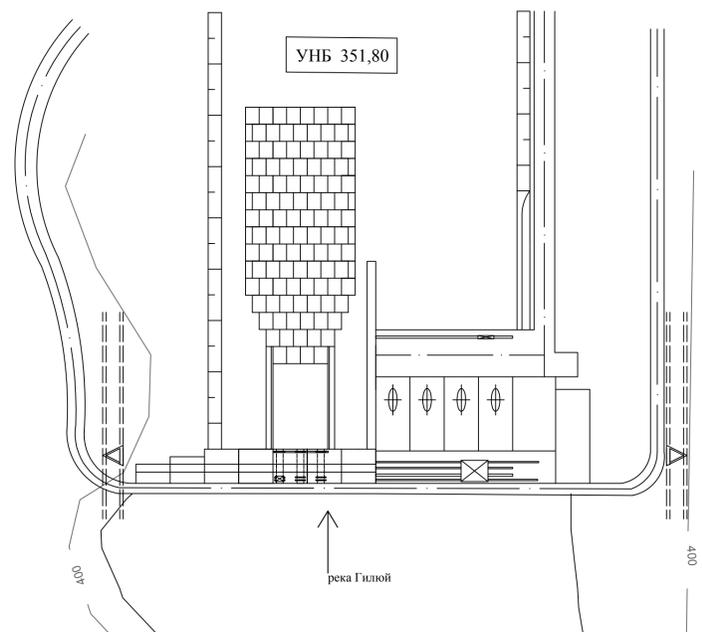
Этап II



Этап III



Этап IV



1 Размеры и отметки даны в м.
2 Ведомость проекта см на чертеже
ВКР-08.03.01-1405658-ГП

КП - 08.03.01.02 - 1405658-ПОС							
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета							
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.	Ковальчук	08.03.01-1405658-ГП	08.03.18		Проектирование Гилюйской ГЭС на реке Гиллой		
Пров.	Затеев	08.03.01-1405658-ГП	08.03.18				
Т.контр.							
Н.контр.	Затеев	08.03.01-1405658-ГП	08.03.18		Этапы строительства Гилюйского гидроузла		
Утв.	Затеев	08.03.01-1405658-ГП	08.03.18				
					Масса	Лист	Листов
						5	
					кафедра ГТС, 2018		

Календарный план строительства Гилюйского гидроузла

№ сооружения	Наименование сооружений гидроузла	№ вида работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Длительность, мес	Подготовительный этап	Этапы основного строительства																Заключительный этап
						I				II				III				IV-V				
						2018				2019				2020				2021				
						1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	
1	Объекты производственной базы	1	Строительство дорог	3	Начало работ по основным сооружениям	▨																
		2	Строительство производственной базы	4		▨																
2	Перемычки I и II очереди	3	Возведение перемычек 1 очереди	2						▨								Пуск первых агрегатов Пуск последующих агрегатов				
		4	Осушение котлована 1 очереди	0,5						▨												
		5	Разборка перемычек 1 очереди	1,5						▨												
		6	Возведение перемычек 2 очереди	2						▨												
		7	Осушение котлована 2 очереди	0,5						▨												
		8	Разборка перемычек 2 очереди	2						▨												
3	Бетонная водосливная плотина	9	Выемка скальных грунтов	3		▨																
		10	Производство бетонных работ	19						▨												
		11	Монтаж гидромеханического оборудования	14						▨												
4	Здание ГЭС	12	Выемка скальных грунтов	3						▨												
		13	Производство бетонных работ	6						▨				▶▶▶▶								
		14	Монтаж гидроагрегатов	12						▨				▨								
5		15	Наполнения водохранилища	5						▨												

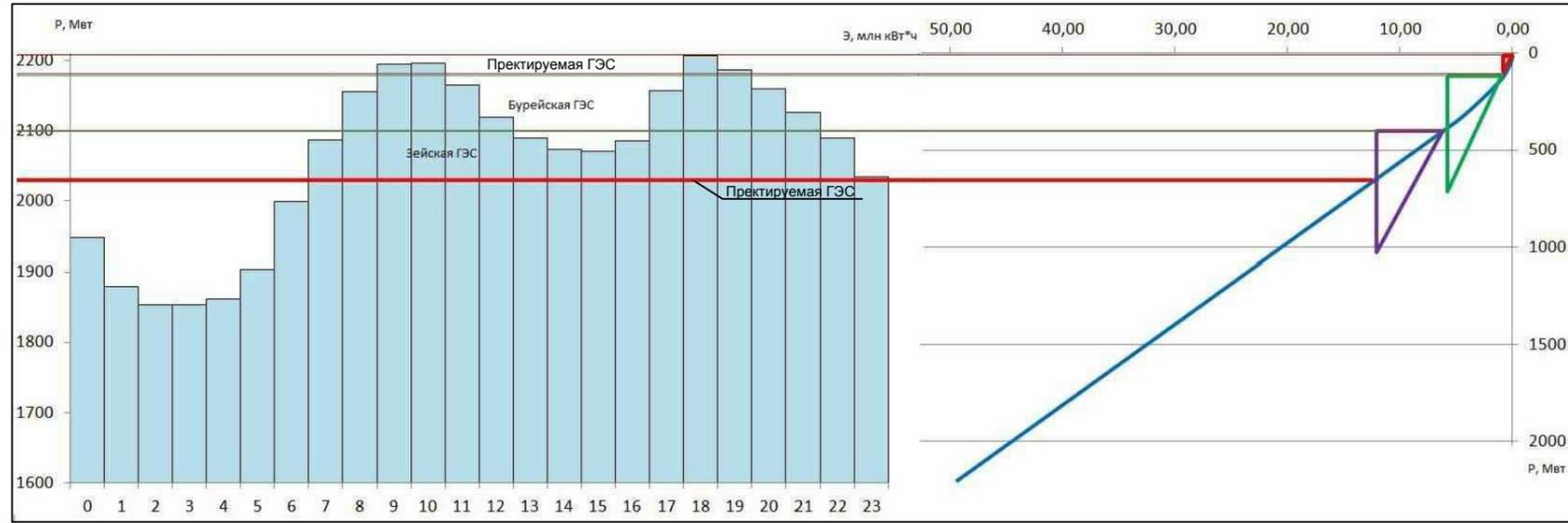
1 Размеры и отметки даны в м.

2 Ведомость проекта см на чертеже ВКР-08.03.01-1405658-ГП

КП - 08.03.01.02 - 1405658-ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Гилюйской ГЭС на реке Гилюй
Разраб.	Ковальчук			08.06.18	
Пров.	Затеев			08.06.18	
Т.контр.					
Н.контр.	Затеев			08.06.18	Календарный план строительства Гилюйского гидроузла
Утв.	Затеев			08.06.18	
			Масса	Лист	Листов
				6	
					кафедра ГТС, 2018

Гилюйская ГЭС

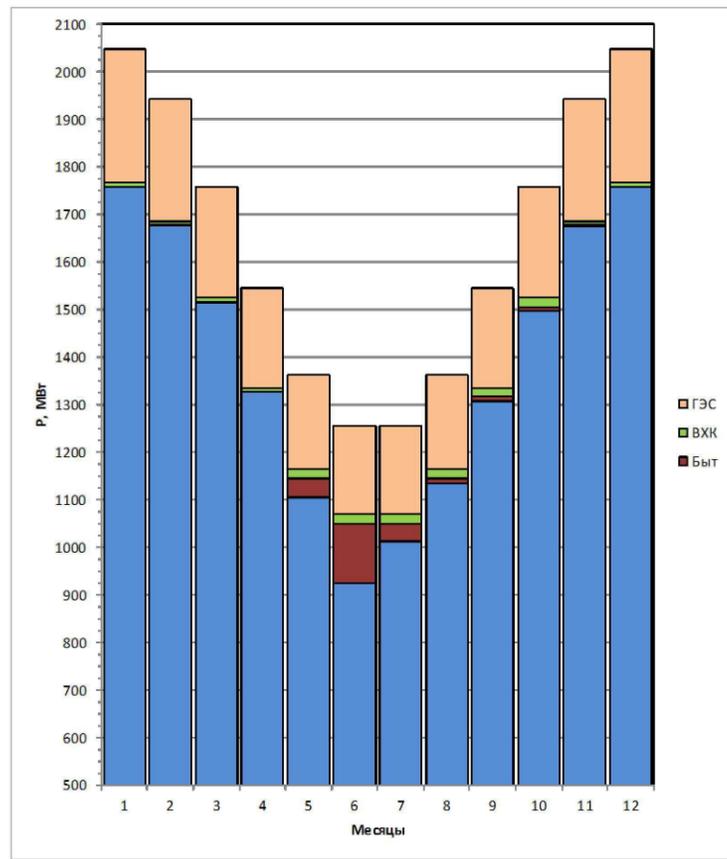
ИКН



Нуст=152 МВт

$\bar{Э}$ = 184 млн кВт·ч

Баланс энергии



Баланс мощности

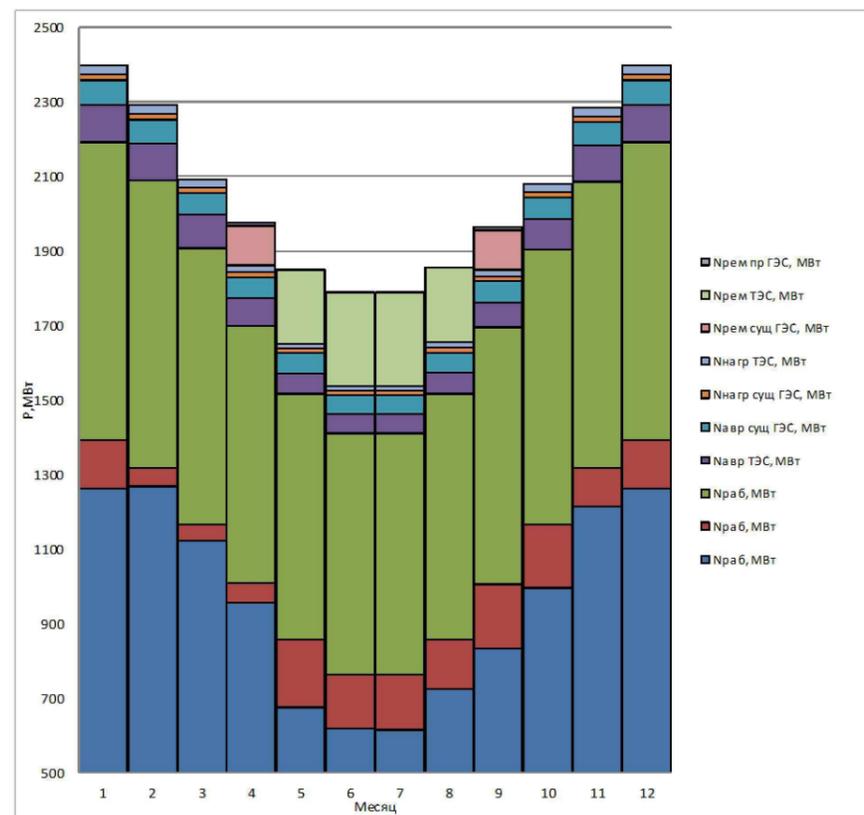
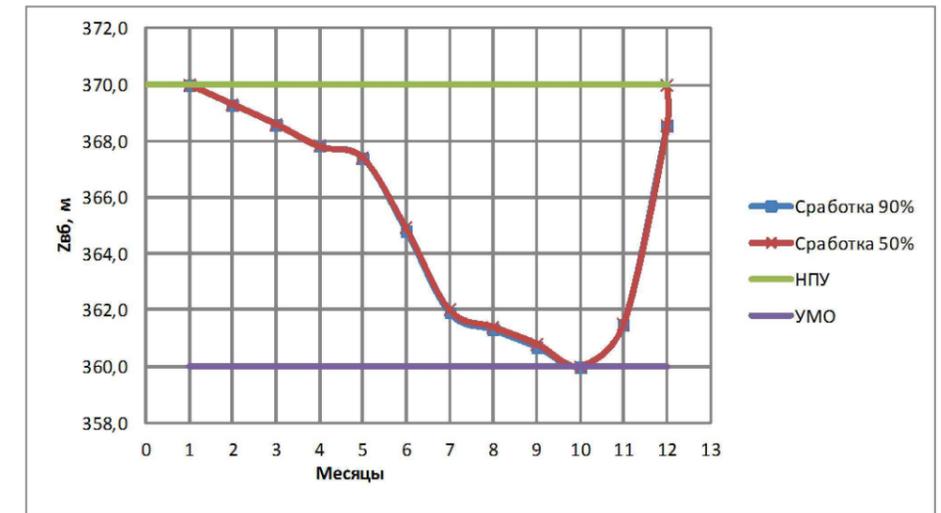
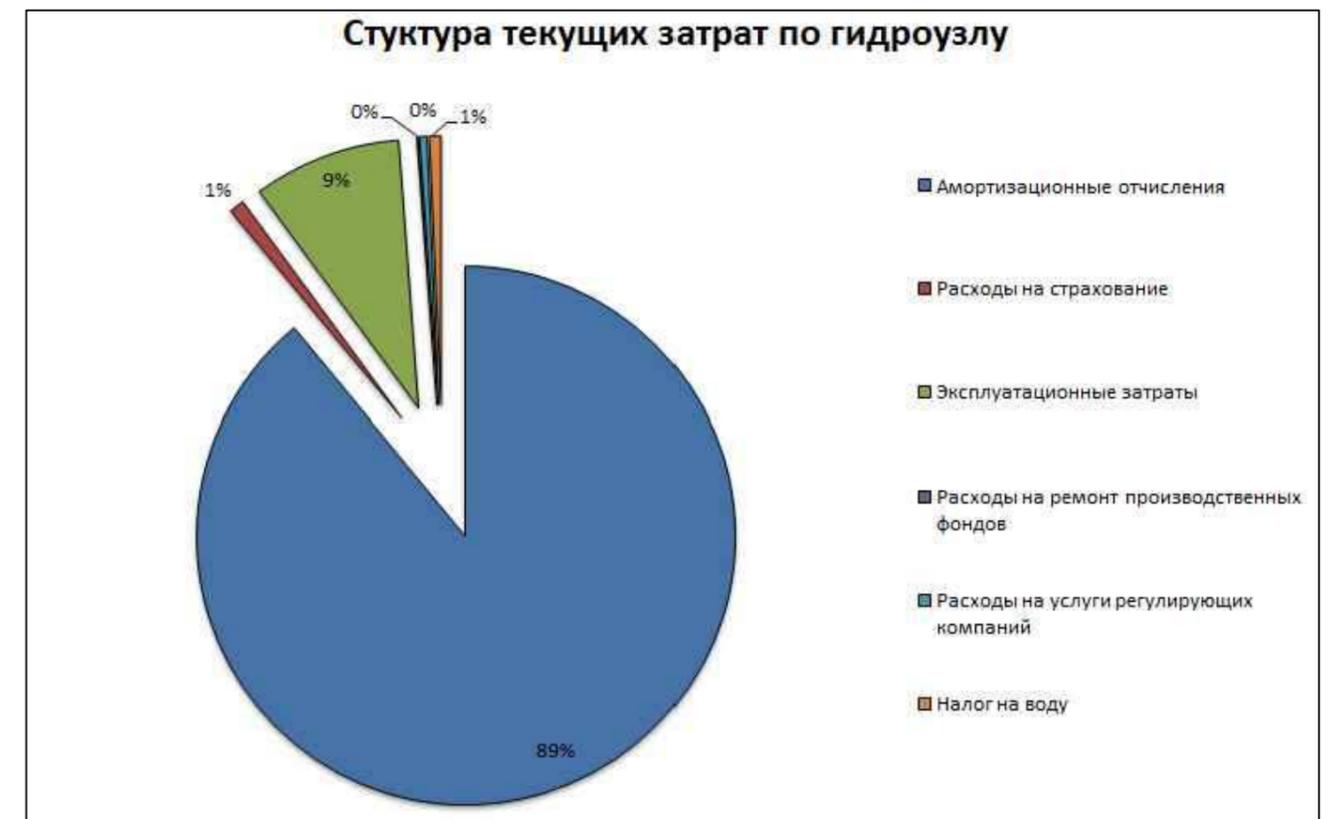
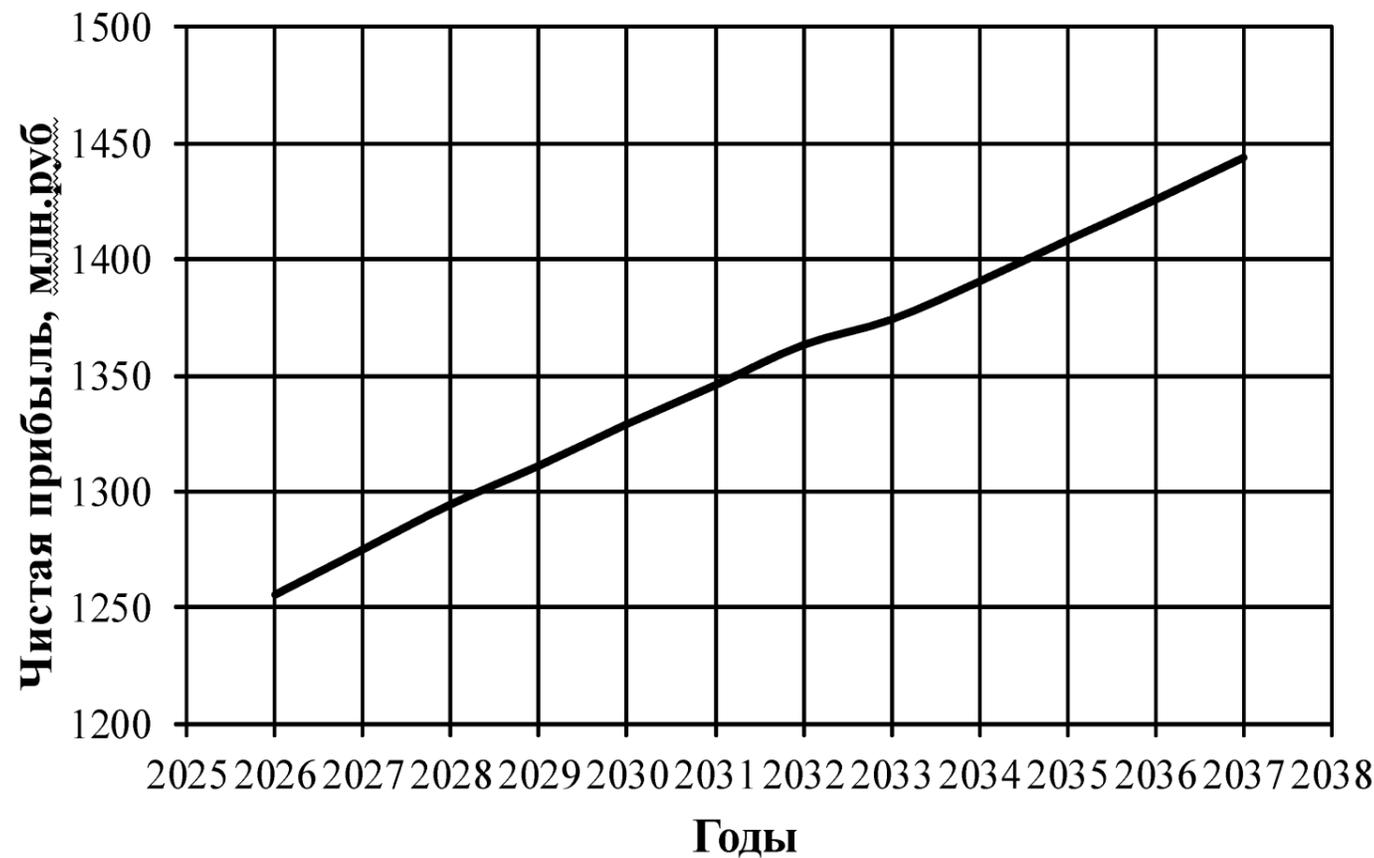


График сработки - наполнения водохранилища



Основные технико-экономические показатели строительства Гилюйской гидроэлектростанции на р. Гилюй

Год начала реализации проекта	2018
Ставка дисконтирования	11,60%
Удельные капиталовложения	23729,48 руб./кВт
Чистый приведенный доход	4763,29 млн.руб
Дисконтированный срок окупаемости	менее 7 лет
Себестоимость электроэнергии	12 коп/кВт ч
Индекс прибыльности	1,67



ОТЗЫВ

руководителя *Решетниковой Е.Н.*, ведущего инженера СМГТС СШГЭС

о выпускной квалификационной работе «Проектирование Гилюйского гидроузла на реке Гилюй. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях»

Ковальчук Елена Александровна

(Ф.И.О.)

Выпускная квалификационная работа «Проектирование Гилюйского гидроузла на реке Гилюй» включает в себя 101 лист пояснительной записки и 6 листов графической части. Работа выполнена в полном объёме в соответствии с выданным заданием. Все расчеты в проекте выполнены согласно методическим указаниям, технические решения обоснованы и соответствуют действующим нормам и правилам. Работа над проектом велась планомерно в соответствии с установленными сроками. При выполнении проекта использовалась техническая, нормативная и учебная литература.

С большой ответственностью Ковальчук Елена подошла к выполнению специального вопроса квалификационной работы в части подбора современных материалов для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях. Для подбора материалов использовались публикации в Интернете, рассматривались технологии и композиции материалов, которые применялись для ремонта плотины СШГЭС и ее основания, ремонта деформационных швов Майнского гидроузла. Используются также знания, полученные при прохождении преддипломной практики в СМГТС, в том числе и консультации специалистов СМГТС Филиала в части проведения инъекционных работ для лечения трещин и заполнения деформационных швов. Елена Александровна принимала активное участие в проведении мониторинга гидротехнических сооружений СШГЭС и МГУ, ознакомилась с конструктивом сооружений, в том числе с видами и конструкциями деформационных швов, что также было использовано при выполнении спецвопроса.

Проект выполнен аккуратно, технически грамотно, с использованием современных компьютерных программ для расчетов и разработки графической части.

В целом, выпускная квалификационная работа заслуживает оценки «хорошо», а Ковальчук Елена Александровна - присвоения квалификации бакалавр.

13.06.2018



(подпись)

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

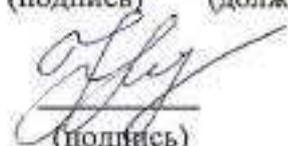
УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
 В.Б. Затеев
(подпись) (инициалы фамилия)
«15» 06 20 18 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01-Строительство

Проектирование Гилуйского гидроузла на реке Гилой. Современные материалы для герметизации фильтрующих швов и трещин в бетонных сооружениях

Руководитель	 (подпись)	<u>Видицкий Владимир</u> <u>ФМГТС СШФХ</u> (должность, ученая степень)	<u>Е.Н. Решетникова</u> (инициалы фамилия)
Выпускник	 (подпись)		<u>Е.А. Ковальчук</u> (инициалы фамилия)

Саяногорск; Черемушки 2018