

Студентке Жуковой Виктории Александровне.

Группа ЗСБ12-01 Б Направление 08.03.01- «Строительство».

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Грамской ГЭС на реке Гиллой. Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период.

Утверждена приказом по университету №41/17-С от 16.03.2017г.

Руководитель ВКР Л.С. Пермякова, кандидат технических наук, доцент кафедры ГТС.

Исходные данные для ВКР: среднемесячные расходы реки Гиллой; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Z_{нб})$; годовой максимум нагрузки 9200 МВт; коэффициент мощности $k_N = 8,6$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,8$ м; отметка НПУ 430 м.


Перечень разделов ВКР:

1. Общая часть; 2. Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности; 3. Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4. Проектирование бетонной водосливной плотины; 5. Технология гидротехнического строительства 5. Разработка мероприятий по охране окружающей среды; 7. Техничко-экономические показатели; 8. Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период.

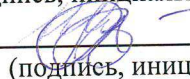
Перечень графического материала:

1. Водохозяйственный и водно-энергетический расчеты;
2. Разрез по оси агрегата Грамской ГЭС;
3. Разрез по станционной части Грамской ГЭС;
4. Генеральный план Грамской ГЭС;
5. Разрез по водосливной плотине Грамской ГЭС;
6. Этапы строительства Грамской ГЭС;
7. Техничко-экономические показатели Грамской ГЭС;
8. Календарный план строительства.

Руководитель ВКР

 Л.С. Пермякова
(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению

 В.А. Жукова
(подпись, инициалы и фамилия студента)

«20» 05 2017 г.

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

ОТЗЫВ

Руководителя бакалаврской работы Л.С. Пермяковой, доцента СШФ СФУ,
на дипломный проект «Проектирование Грамской ГЭС на реке Гиллой.
Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный
период»

Жуковой Виктории Александровны

Разделы дипломного проекта, содержащего пояснительную записку на 122 листах и чертежи на 8 листах, соответствуют выданному заданию и отвечают требованиям Стандарта организации.

Выпускная квалификационная работа содержит необходимые обоснования и инженерные расчеты по определению состава основного оборудования ГЭС и его характеристик, компоновки сооружений гидроузла и размеров основных гидротехнических сооружений в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. В работе нашли отражения вопросы организации и производства гидротехнических работ.

Специальный вопрос «Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период», рассмотренный в составе дипломного проекта, связан с обеспечением безопасности энергообъекта. По этой причине он является актуальным и требует организации оперативного контроля. Автором проекта Жуковой Викторией Александровной изучены и усвоены причинно-следственные связи между особенностями статической работы гравитационных плотин и противодействием на ее подошву, которое является диагностическим показателем.


Работа над дипломным проектом выполнялась Викторией Александровной в соответствии с графиком. Проявленный профессиональный интерес побуждал ее повышать уровень теоретических знаний в области организации эксплуатации ГЭС.

Выпускная квалификационная работа по теме «Проектирование Грамской ГЭС на реке Гиллой. Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период» заслуживает положительной оценки, а ее исполнитель Жукова Виктория Александровна - квалификации бакалавр техники и технологии.

Дата

17.06.17

Подпись



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

Кафедра «Гидротехническое строительство»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
подпись

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01- Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГРАМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГИЛЮЙ. КОНТРОЛЬ
ПРОТИВОДАВЛЕНИЯ НА ПОДОШВУ ПЛОТИНЫ В
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПЕРИОД**

Руководитель


подпись, дата

доцент кафедры ГТС
должность

Л.С. Пермякова
инициалы, фамилия

Выпускник

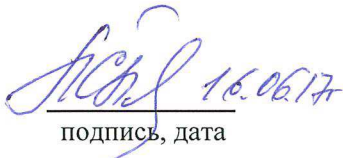

подпись, дата

В.А. Жукова
инициалы, фамилия

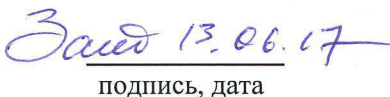
Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Грамской ГЭС на реке Гилуе. Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период»

Консультанты
по разделам:


Общая часть

 16.06.17 Л.С.Пермякова
подпись, дата


Водно-энергетические
расчеты

 13.06.17 Е.Ю.Затеева
подпись, дата


Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

 13.06.17 А.В.Масленникова
подпись, дата

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

 16.06.2017 В.Б.Затеев
подпись, дата

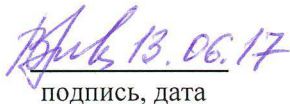
Технология строительства
гидротехнических сооружений

 16.06.2017 Н.А.Эклер
подпись, дата

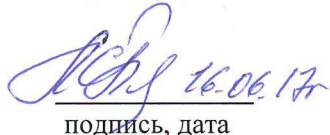
Мероприятия по охране природы

 15.06.17 В.А.Кадычегов
подпись, дата

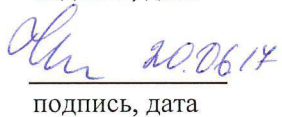
Технико-экономические показатели

 13.06.17 В.В.Лапасова
подпись, дата

Спецвопрос

 16.06.17 Л.С.Пермякова
подпись, дата

Нормоконтролер

 20.06.17 А.А.Чабанова
подпись, дата

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

Кафедра «Гидротехническое строительство»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
подпись

«__» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01- Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГРАМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГИЛЮЙ. КОНТРОЛЬ
ПРОТИВОДАВЛЕНИЯ НА ПОДОШВУ ПЛОТИНЫ В
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПЕРИОД**

Руководитель

подпись, дата

доцент кафедры ГТС

должность

Л.С. Пермякова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.А. Жукова

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Грамской ГЭС на реке Гилюй. Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технология гидротехнического
строительства

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт грамской ГЭС	6
Введение.....	8
1 Общие сведения.....	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	9
1.2 Гидрологические данные	9
1.3 Инженерно – геологические условия.....	12
1.4 Сейсмические условия.....	12
1.5 Данные по энергосистеме.....	13
1.6 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Гидрологические расчёты	14
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы	18
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	20
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	22
2.5 Водноэнергетические расчеты режима работы ГЭС.....	24
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	25
3 Основное и вспомогательное оборудование	27
3.1 Построение режимного поля	27
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	30
3.3 Расчет отметки РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы.....	33
3.3.1 Работа одного агрегата при N_{\min} с соответствующей мощностью на линии ограничения.....	34
3.3.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_p	35
3.3.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_{\max}	35
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	36
3.5 Выбор вспомогательного оборудования	36

3.6	Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	37
4	Проектирование бетонной водосливной плотины	39
4.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	39
4.1.1	Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	39
4.2	Гидравлический расчет.....	43
4.2.1	Определение ширины водосливного фронта	43
4.2.2	Определение отметки гребня водослива	45
4.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае.....	46
4.2.4	Построение профиля водосливной плотины.....	48
4.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	49
4.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	51
4.3	Конструирование бетонной плотины.....	53
4.3.1	Определение ширины подошвы плотины	53
4.3.2	Разрезка плотин швами	54
4.3.3	Быки.....	55
4.3.4	Устои	55
4.3.5	Расчет цементационной завесы и дренажа основания.....	55
4.3.6	Галереи в теле плотины.....	57
4.3.7	Дренаж тела бетонных плотин	57
4.4	Фильтрационные расчеты подземного контура.....	58
4.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	60
4.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	60
4.5.1.1	Вес сооружения	61
4.5.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	63
4.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	63
4.5.1.4	Сила фильтрационного давления	64
4.5.1.5	Давление грунта	66
4.5.1.6	Волновое давление.....	66
4.5.2	Оценка прочности плотины	67
4.5.2	Критерии прочности плотины	71
4.6	Расчёт устойчивости плотины	73
5	Технология строительства.....	75

5.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах	75
5.1.1 Первый этап	75
5.1.2 Второй этап	83
5.1.3 Третий этап	84
5.1.4 Четвертый этап	85
5.1.5 Пятый этап	85
6 Мероприятия по охране окружающей среды	88
7 Оценка объемов реализации энергии и расходов	93
7.1 Оценка объемов продаж	93
7.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	94
7.1.3 Налоговые расходы	96
7.2 Оценка суммы прибыли	97
7.3 Оценка инвестиционного проекта	98
7.3.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта .	98
7.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта	99
7.3.3 Бюджетная эффективность	99
7.4 Анализ рисков инвестиционных проектов	100
8 Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период	103
8.1 Средства для измерения противодействия	103
8.1.1 Требования к пьезометрам	104
8.2 Схема размещения пьезометров в скальном основании	105
8.3 Измерение	107
8.4 Обработка измерений	108
8.5 Оценка противодействия	109
Заключение	111
Список использованных источников	113
Приложение А – Водно – энергетические расчеты	117
Приложение Б - Параметры и характеристики проектируемой гидротурбины	121

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ГРАМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Гиллой;
2. Местонахождение ГЭС Амурская область;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний195 м³/с;
 - б) всех турбин 258³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%2043 м³/с;
0,01%2686 м³/с;
 - г) минимальный100 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой;
 - б) отметка: НПУ430 м;
ФПУ431 м;
УМО414 м
 - в) объемы:
полный 10,9 км³;
полезный 4,75 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....98,5 м;
 - б) расчетный.....85,5 м;
 - в) минимальный.....79 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 192 МВт;
гарантированная 174 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1330 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) стационарная42 м / 107,2 м;
 - б) водосливная 36 м / 107,2 м;
8. Водобросные сооружения
 - а) типповерхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 3 отверстия 10×12;
 - в) общая длина36 м;
 - г) максимальная высота107,2 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип зданияприплотинное;
 - б) число агрегатов 3;
 - б) грунты в основании граниты;
 - в) тип спиральной камерыбетонная трапециевидная;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
 - д) расстояние между осями агрегатов9 м;
10. Основное оборудование:
 - а) тип турбины РО115-В-300;

- б) тип генератора..... СВ-640/170-24;
- в) мощность генератора..... 71,1 МВт;
- г) частота вращения 250 об/мин;

11. Техничко-экономические показатели:

- а) сметная стоимость ГУ10,6 млрд. руб.;
- б) удельные показатели87138,7 руб./кВт;
- в) себестоимость энергии 16 коп/кВт·ч;
- г) срок окупаемости блет

ВВЕДЕНИЕ

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

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

1 Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Грамская ГЭС располагается в Дальнем Востоке, на юге Амурской области. Климат в районе створа резко-континентальный.

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

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

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

Годовая среднемноголетняя температура составляет -6°C . За год выпадает 600 - 800мм осадков.

1.2 Гидрологические данные

Гилюй—второй по величине правый приток реки Зея, принадлежит бассейну Амура. Длина реки 545 км, площадь бассейна — 22,5 тыс. км². Зарождается на южном склоне Станового хребта, носит характер горной реки, большая часть русла которой пролегает в каньонообразном рельефе. В бассейне реки более 400 озёр общей площадью около 27 км². Протекает в лиственничной тайге.

В таблице 1.2 приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1949 по 1998 год.

Таблица 1.2 – Гидрологические данные по реке Гилюй

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср
1949	3,70	3,20	1,55	4,50	500,0	1 480,0	510,0	150,0	250,0	145,0	4,50	3,15	255
1950	1,80	1,55	1,05	4,00	530,0	830,0	280,0	170,0	175,0	115,0	13,50	13,05	178
1951	8,30	4,80	0,45	1,10	1 360,0	430,0	320,0	30,0	110,0	59,0	4,45	2,90	194
1952	2,40	2,10	1,50	3,50	680,0	335,0	480,0	120,0	30,0	27,0	14,50	10,70	142
1953	0,95	0,55	0,45	1,05	665,0	470,0	270,0	145,0	140,0	57,0	39,00	11,80	150
1954	1,50	0,40	0,25	0,30	480,0	810,0	120,0	135,0	120,0	70,0	5,40	5,10	146
1955	9,60	3,40	0,25	0,35	715,0	610,0	630,0	180,0	175,0	62,0	3,15	2,65	199
1956	3,30	0,70	0,40	1,00	840,0	960,0	145,0	45,0	40,0	34,0	14,00	5,15	174
1957	1,90	1,50	1,00	3,00	460,0	550,0	570,0	160,0	145,0	135,0	21,50	2,75	171
1958	3,15	0,80	0,50	0,95	705,0	940,0	300,0	100,0	90,0	61,0	13,00	9,60	185
1959	3,90	3,70	0,55	0,90	770,0	880,0	155,0	130,0	11,0	9,5	2,65	2,30	164
1960	1,25	0,80	0,30	0,40	300,0	920,0	180,0	135,0	150,0	108,0	37,00	14,60	154
1961	3,60	2,60	1,00	3,70	690,0	1 650,0	280,0	160,0	205,0	175,0	25,50	21,85	268
1962	2,15	1,60	1,05	2,50	630,0	690,0	890,0	200,0	60,0	86,0	13,00	7,30	215
1963	3,45	1,75	1,45	8,40	710,0	1 810,0	125,0	80,0	120,0	14,5	2,40	1,75	240

Окончание таблицы 1.2

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1964	1,65	1,30	1,15	2,20	440,0	790,0	510,0	160,0	15,0	8,0	5,50	2,40	161
1965	6,20	5,05	1,15	2,30	1310,0	980,0	725,0	115,0	270,0	17,0	15,00	8,40	288
1966	3,40	2,80	1,70	6,00	670,0	900,0	180,0	165,0	150,0	13,5	2,80	1,80	175
1967	2,35	0,90	0,60	0,80	220,0	840,0	230,0	155,0	155,0	75,0	12,00	3,30	141
1968	4,50	3,20	0,85	1,15	1240,0	490,0	270,0	170,0	40,0	28,0	7,60	2,90	188
1969	10,60	4,20	2,25	16,00	420,0	1700,0	110,0	75,0	185,0	67,0	32,00	15,50	220
1970	1,65	1,45	0,20	0,70	720,0	640,0	380,0	140,0	135,0	29,0	9,10	6,20	172
1971	2,50	2,40	1,80	2,10	1180,0	750,0	90,0	70,0	55,0	46,0	5,50	3,55	184
1972	3,95	3,80	2,35	10,00	770,0	850,0	725,0	200,0	230,0	120,0	41,00	18,60	248
1973	2,05	1,40	1,10	4,80	550,0	770,0	255,0	145,0	160,0	73,0	13,30	5,00	165
1974	4,10	1,90	1,40	1,90	1120,0	810,0	260,0	150,0	25,0	21,0	15,50	1,65	201
1975	1,30	1,05	0,85	1,20	500,0	860,0	695,0	200,0	200,0	110,0	8,70	5,80	215
1976	3,85	3,10	2,45	13,00	1060,0	650,0	105,0	95,0	91,0	80,0	10,50	6,80	177
1977	5,50	2,20	1,90	25,00	610,0	1030,0	150,0	90,0	50,0	12,0	11,00	3,80	166
1978	12,75	4,65	0,35	0,60	760,0	1110,0	95,0	80,0	142,0	32,0	28,00	20,15	190
1979	1,70	0,75	0,10	0,10	580,0	750,0	410,0	180,0	190,0	164,0	4,80	4,30	190
1980	8,00	5,40	1,10	1,70	930,0	1370,0	195,0	155,0	230,0	25,0	17,00	11,65	246
1981	7,10	2,05	0,65	1,25	725,0	910,0	90,0	135,0	122,0	90,0	6,80	1,05	174
1982	2,60	2,00	0,25	0,50	990,0	335,0	265,0	150,0	95,0	77,0	23,30	16,80	163
1983	1,30	1,15	1,00	1,60	360,0	890,0	690,0	180,0	165,0	53,0	25,00	4,90	198
1984	3,05	3,05	2,60	20,00	850,0	890,0	60,0	60,0	164,0	126,0	14,10	5,50	183
1985	1,10	0,65	0,00	0,20	380,0	1100,0	220,0	100,0	170,0	50,0	10,00	3,85	170
1986	11,80	5,20	0,60	1,30	740,0	750,0	580,0	165,0	130,0	116,0	13,80	4,70	210
1987	2,20	1,30	1,20	14,00	1420,0	390,0	75,0	50,0	60,0	45,0	3,30	1,35	172
1988	1,20	0,80	0,70	1,50	735,0	900,0	580,0	75,0	44,0	33,0	19,00	18,25	201
1989	5,20	4,50	2,40	88,00	840,0	680,0	650,0	240,0	240,0	160,0	10,60	7,15	244
1990	2,05	0,90	0,75	2,25	720,0	1180,0	65,0	20,0	180,0	156,0	7,50	1,90	195
1991	1,50	1,40	1,35	9,50	750,0	860,0	255,0	160,0	70,0	10,5	7,20	5,20	178
1992	1,75	1,25	0,90	1,45	300,0	1220,0	190,0	120,0	111,0	100,0	12,20	6,20	172
1993	2,45	2,15	2,00	67,00	1170,0	530,0	490,0	110,0	150,0	122,0	9,80	5,45	222
1994	4,30	2,30	2,10	5,40	640,0	1510,0	170,0	40,0	130,0	41,0	22,00	19,75	216
1995	6,80	1,05	0,80	1,35	320,0	1270,0	480,0	140,0	210,0	184,0	3,70	2,20	218
1996	11,40	4,35	2,20	36,00	790,0	360,0	700,0	190,0	140,0	37,0	3,80	2,55	190
1997	1,60	1,50	1,25	1,40	280,0	1590,0	70,0	65,0	20,0	16,5	8,50	4,50	172
1998	6,50	1,90	1,30	49,00	775,0	870,0	400,0	55,0	205,0	110,0	7,90	5,30	207
Средние расходы	4,02	2,25	1,10	8,54	718,0	897,8	333,4	126,8	131,0	72,1	13,23	7,06	193

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 193 м³/с.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.3 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.3 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, \text{м}$	$W, \text{км}^3$	$z_{НБ}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{НБ}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
330	0	0,0	0	330	0
357,7	2,16	90,0	100	332,28	100
362	2,52	225,0	250	334,08	250
367,1	2,88	540,0	600	335,4	600
373,2	3,42	1080,0	1200	336,48	1200
380,4	4,14	1800,0	2000	337,32	2000
388,8	5,04	2790,0	3100	337,86	3100
398,4	6,12	3870,0	4300	338,28	4300
409	7,38	4680,0	5200	338,64	5200
420,6	9	н/д	н/д	н/д	н/д
432,6	10,98	н/д	н/д	н/д	н/д
444,5	13,5	н/д	н/д	н/д	н/д
455,2	16,56	н/д	н/д	н/д	н/д
464,1	20,52	н/д	н/д	н/д	н/д
471,8	25,38	н/д	н/д	н/д	н/д

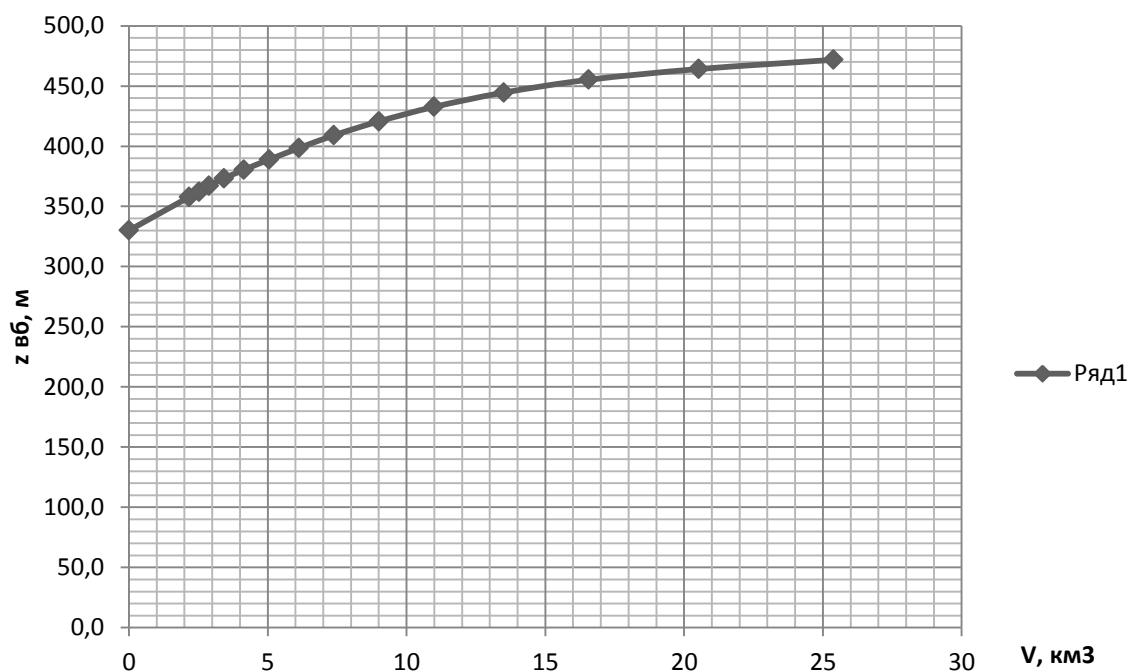


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

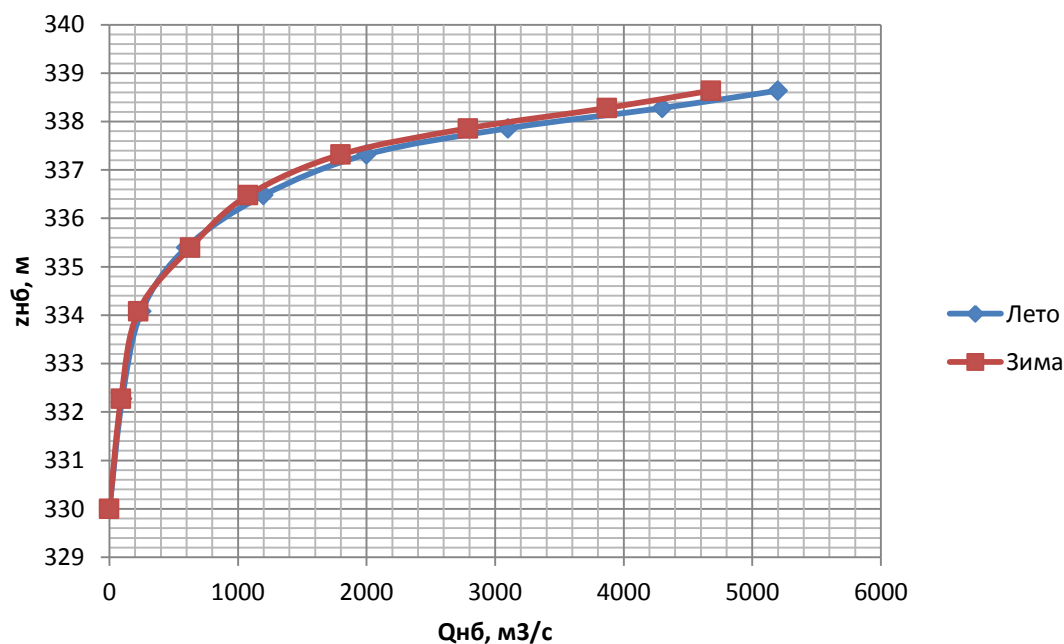


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Потребление из Водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	0,5	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Испарение	0	0	0	0	5	5	5	5	0	0	0	0
Льдообразование	1	1	0	0	-5	0	0	0	0	0	0	4

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,8$ м.
НПУ Грамской ГЭС 430 м.

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает гранит. Ширина по створу 700 метров. Дно находится на отметке 330 метров.

1.4 Сейсмические условия

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

1.5 Данные по энергосистеме

Объединенная энергетическая система Востока располагается на территории Дальневосточного Федерального округа и четырех субъектов Российской Федерации: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Еврейской автономной области, а также южной части республики Саха (Якутия).

В ее состав входят три региональные энергетические системы: Амурская, Приморская, Хабаровская. При этом Хабаровская энергосистема объединяет Хабаровский край и Еврейскую автономную область.

Объединенную энергосистему Востока образуют 19 электростанций мощностью 5 МВт и выше, электрические подстанции класса напряжения 110–500 кВ общей мощностью 33,7 млн кВА и линии электропередачи 110–500 кВ общей протяженностью 25 956,6 км.

По территориально-технологическим причинам энергосистемы пяти субъектов Российской Федерации, находящихся в регионе, работают изолированно от ЕЭС России. В их числе: республика Саха (Якутия), Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область и Чукотский автономный округ.

ОЭС Востока связана с ОЭС Сибири тремя высоковольтными линиями электропередачи 220 кВ и граничит с энергосистемой Китая.

В структуре генерирующих мощностей преобладают тепловые электростанции (более 63% от установленной мощности), имеющие ограниченный диапазон регулирования. Основные генерирующие источники размещены в северо-западной части ОЭС Востока, а основные районы потребления – на юго-востоке, что обуславливает большую протяженность линий электропередачи. Еще одной особенностью ОЭС Востока является одна из самых высоких в ЕЭС России доля коммунально-бытовой нагрузки в электропотреблении – порядка 25%.

Годовой максимум нагрузки: 9200 МВт;

Установленная мощность существующих ГЭС: 2335 МВт;

Гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме: 1193 МВт;

Гарантированная мощность существующих ГЭС по лету: 1094 МВт;

Резервы: нагрузочный резерв системы 2,5%, аварийный резерв системы 12%.

Коэффициент мощности $k_N=8,6$.

1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов в ходе проектирования были выбраны Красноярская ГЭС, Братская ГЭС, Богучанская ГЭС.

2 Гидрологические расчёты

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

Гидрограф-это график изменения во времени расходов воды в реке за несколько лет.

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов нужно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Изначально можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII месяцы; к периоду межени относятся VIII, IX, X, XI, XII, I, II, III, IV месяцы). Начало года считаем с начала половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 50$ - общее число членов ряда.

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в таблицах 2.1 и 2.2.

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

Таблица 2.1– Проранжированные в порядке убывания данные

Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %
1. 1965	288	2	26. 1958	185	51
2. 1961	268	4	27. 1971	184	53
3. 1972	248	6	28. 1984	183	55
4. 1980	246	8	29. 1950	178	57
5. 1949	255	10	30. 1991	178	59
6. 1989	244	12	31. 1976	177	61
7. 1963	240	14	32. 1966	175	63
8. 1993	222	16	33. 1981	174	65

Окончание таблицы 2.1

Годы	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	Р, %	Годы	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	Р, %
9. 1969	220	18	34. 1956	174	67
10. 1995	218	20	35. 1992	172	69
11. 1994	216	22	36. 1987	172	71
12. 1975	215	24	37. 1970	172	73
13. 1962	215	25	38. 1997	172	75
14. 1986	210	27	39. 1957	171	76
15. 1998	207	29	40. 1985	170	78
16. 1974	201	31	41. 1977	166	80
17. 1988	201	33	42. 1973	165	82
18. 1955	199	35	43. 1959	164	84
19. 1983	198	37	44. 1982	163	86
20. 1990	195	39	45. 1964	161	88
21. 1951	194	41	46. 1960	154	90
22. 1979	190	43	47. 1953	150	92
23. 1978	190	45	48. 1954	146	94
24. 1996	190	47	49. 1952	142	96
25. 1968	188	49	50. 1967	141	98

Таблица 2.2 – Ранжированный ряд для маловодных и средневодных лет

Половодье						Межень					
ГОДЫ	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	Р, %	ГОДЫ	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	Р, %	ГОДЫ	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	Р, %	ГОДЫ	$Q_{\text{сред}},$ м ³ /с	Р, %
1965	1 005,0	2	1997	646,7	51	1989	84,2	2	1982	40,8	51
1963	881,7	4	1983	646,7	53	1972	70,0	4	1981	40,7	53
1961	873,3	6	1987	628,3	55	1961	66,5	6	1992	39,4	55
1980	831,7	8	1991	621,7	57	1949	62,8	8	1966	38,6	57
1949	830,0	10	1996	616,7	59	1995	61,1	10	1954	37,6	59
1972	781,7	12	1976	605,0	61	1979	60,6	12	1985	37,3	61
1994	773,3	14	1959	601,7	63	1975	58,8	14	1970	35,9	63
1969	743,3	16	1984	600,0	65	1950	55,0	16	1978	35,6	65
1988	738,3	18	1977	596,7	67	1957	52,4	18	1976	34,0	67
1962	736,7	20	1966	583,3	69	1993	52,3	20	1958	31,0	69
1993	730,0	22	1979	580,0	71	1980	50,5	22	1994	29,7	71
1974	730,0	24	1970	580,0	73	1986	49,8	24	1991	29,6	73
1989	723,3	25	1964	580,0	75	1960	49,7	25	1968	28,7	75
1951	703,3	27	1981	575,0	76	1998	49,1	27	1963	26,0	76
1995	690,0	29	1992	570,0	78	1965	48,9	29	1974	24,7	78
1986	690,0	31	1985	566,7	80	1955	48,5	31	1951	24,6	80
1975	685,0	33	1950	546,7	82	1983	48,1	33	1952	23,5	82

Окончание таблицы 2.2

Половодье						Межень					
ГОДЫ	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	ГОДЫ	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	ГОДЫ	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	ГОДЫ	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %
1998	681,7	35	1982	530,0	84	1996	47,5	35	1977	22,4	84
1971	673,3	37	1957	526,7	86	1969	45,3	37	1964	21,9	86
1968	666,7	39	1973	525,0	88	1973	45,1	39	1988	21,5	88
1990	655,0	41	1952	498,3	90	1967	45,0	41	1971	21,0	90
1978	655,0	43	1954	470,0	92	1984	44,3	43	1987	19,8	92
1955	651,7	45	1953	468,3	94	1953	44,0	45	1959	18,3	94
1958	648,3	47	1960	466,7	96	1962	41,5	47	1956	16,0	96
1956	648,3	49	1967	430,0	98	1990	41,3	49	1997	13,4	98

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

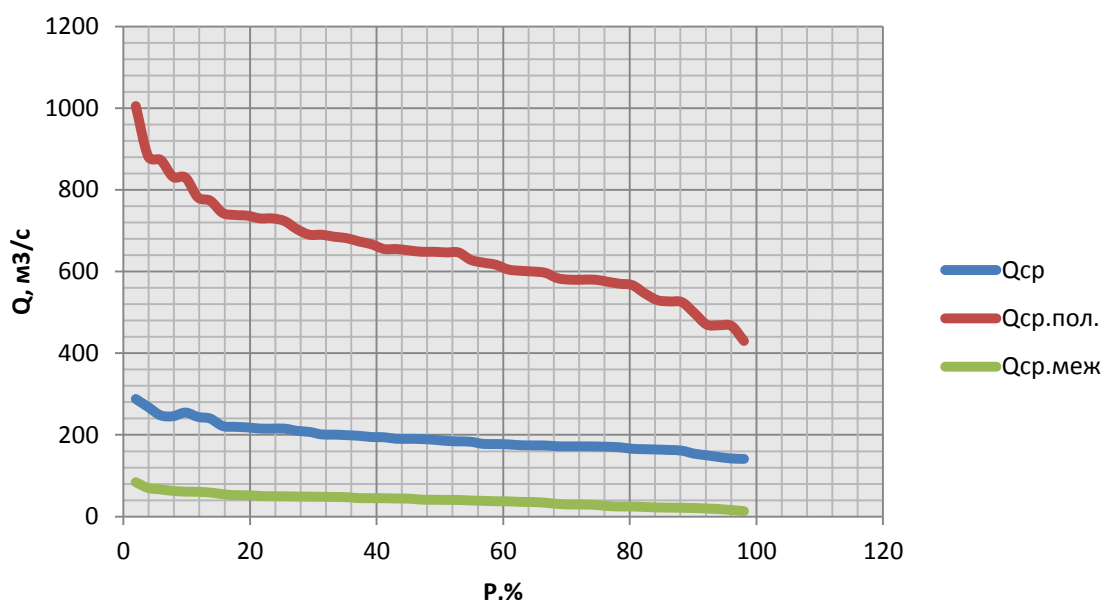


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год расчетной обеспеченности 90%: 1960 г. В нашем случае для маловодного года приведения не требовалось, поэтому расчётный маловодный год остаётся таким же (таблица 2.3). Гидрограф представлен на рисунке 2.2

Таблица 2.3 – Расчётный маловодный год (1960 г.)

Месяцы	Половодье					Межень						
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
$Q_{i90\%},$ $\text{м}^3/\text{с}$	300,0	920,0	180,0	135,0	150,0	108,0	37,00	14,60	1,25	0,80	0,30	0,40

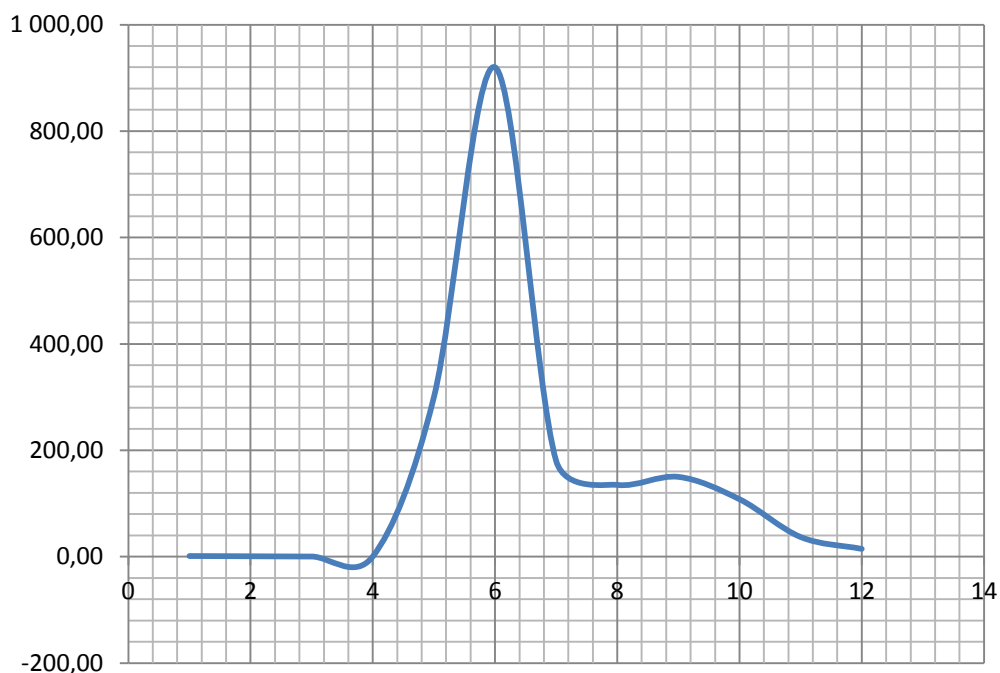


Рисунок 2.2 – Гидрограф маловодного года

Аналогично предыдущему, по кривой обеспеченности годовых расходов определяем год расчётной обеспеченности 50%: 1968 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$\alpha_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}}^{90\%}}{Q_{\text{меж}}^{\text{баз}}} = 0,97; \quad (2.2)$$

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

$$\alpha_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}}^{50\%}}{Q_{\text{пол}}^{\text{баз}}} = 1,4; \quad (2.3)$$

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

Теперь умножаем месяцы, относящиеся к половодью на $\alpha_{\text{пол}}$, а месяцы, относящиеся к межени на $\alpha_{\text{меж}}$. Таким образом, средневодный год был приведён к типичному. Теперь необходимо, чтобы расход каждого месяца маловодного года был меньше или равен расходу соответствующего средневодного месяца. Если это условие не выполняется, то производим корректировку: принимаем в этом месяце средневодного года расход равный расходу этого же месяца маловодного года, а получившуюся разницу вычитаем из соседних месяцев. В таблице 2.4. расчётный средневодный год без приведения, с приведением и с корректировкой. Гидрограф представлен на рисунке 2.3.

Таблица 2.4 – Средневодный год с приведением и корректировкой

Месяцы	Половодье			Межень									
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	средн. знач.
Без корректировки													
Qi50%, м3/с	1240,0	490,0	270,0	170,0	40,0	28,0	7,60	2,90	4,50	3,20	0,85	1,15	188
Qипр50%, м3/с	1202,8	475,3	261,9	244,8	57,6	40,3	10,9	4,2	6,5	4,6	1,2	1,7	192,7
Суммы	2000			258,2									
Разница расходов	37,20	14,70	8,10	-74,8	-17,6	-	-3,3	-1,3	-2,0	-1,4	-0,4	-0,5	
С корректировкой													
Qикор50%, м3/с	602,8	1075,3	261,9	204,8	67,6	50,3	20,9	14,2	4,5	4,6	2,2	2,7	192,7
Суммы	1940			371,8									

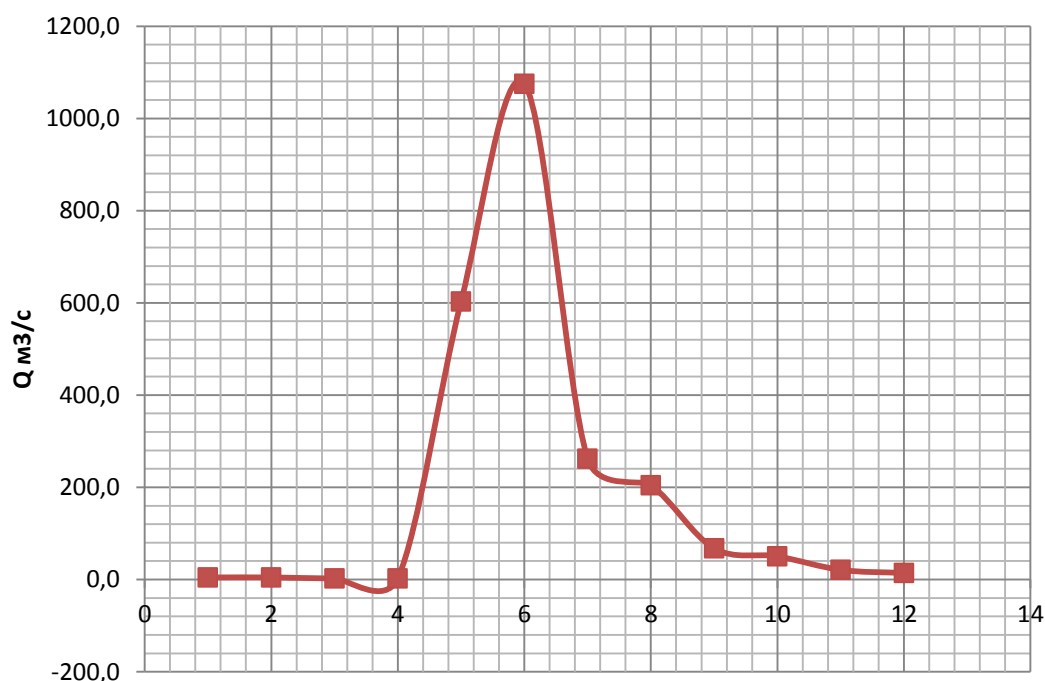


Рисунок 2.3 – Гидрограф средневодного года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

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

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблицах 2.5 и 2.6.

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН зимних суток

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P \cdot t$, МВт·ч	ΣP , МВт	$\Sigma \Delta$, МВт·ч
0	5667	54	0,054	54	0,054
1	5613	16	0,032	70	0,086
2	5597	39	0,117	109	0,203
3	5558	63	0,252	172	0,455
4	5495	46	0,23	218	0,685
5	5449	52	0,312	270	0,997
6	5397	28	0,196	298	1,193
7	5369	3	0,024	301	1,217
8	5366	13	0,117	314	1,334
9	5353	2	0,02	316	1,354
10	5351	4	0,044	320	1,398
11	5347	1	0,012	321	1,41
12	5346	33	0,429	354	1,839
13	5313	83	1,162	437	3,001
14	5230	127	1,905	564	4,906
15	5103	143	2,288	707	7,194
16	4960	91	1,547	798	8,741
17	4869	105	1,89	903	10,631
18	4764	119	2,261	1022	12,892
19	4645	13	0,26	1035	13,152
20	4632	31	0,651	1066	13,803
21	4601	41	0,902	1107	14,705
22	4560	103	2,369	1210	17,074
23	4457	4457	106,968	5667	124,042

Таблица 2.6 – Данные для построения ИКН летних суток

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P \cdot t$, МВт·ч	ΣP , МВт	$\Sigma \Delta$, МВт·ч
0	3321	20	0,02	20	0,02
1	3301	6	0,012	26	0,032
2	3295	18	0,054	44	0,086
3	3277	14	0,056	58	0,142
4	3263	8	0,04	66	0,182
5	3255	7	0,042	73	0,224
6	3248	6	0,042	79	0,266
7	3242	7	0,056	86	0,322
8	3235	2	0,018	88	0,34
9	3233	25	0,25	113	0,59
10	3208	0	0	113	0,59
11	3208	26	0,312	139	0,902
12	3182	15	0,195	154	1,097
13	3167	2	0,028	156	1,125
14	3165	144	2,16	300	3,285

Окончание таблицы 2.6

$\Delta t, \text{ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta P \cdot t, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\Sigma P, \text{МВт}$	$\Sigma \text{Э}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
15	3021	46	0,736	346	4,021
16	2975	114	1,938	460	5,959
17	2861	101	1,818	561	7,777
18	2760	69	1,311	630	9,088
19	2691	125	2,5	755	11,588
20	2566	4	0,084	759	11,672
21	2562	10	0,22	769	11,892
22	2552	120	2,76	889	14,652
23	2432	2432	58,368	3321	73,02

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение А, рисунок А.1, А.2).

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

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

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

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

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

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

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.7)$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

t , мес.	$\cos(30^{\circ} \cdot t - 15^{\circ})$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,97	4494	1173	5627
2	0,71			5324
3	0,26			4798
4	-0,26			4191
5	-0,71			3666
6	-0,97			3361
7	-0,97			3360
8	-0,71			3663
9	-0,26			4188
10	0,26			4795
11	0,71			5321
12	0,97			5626

Таблица 2.8 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

t , мес.	$\cos(30^{\circ} \cdot t - 15^{\circ})$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,97	4085	1055	5104
2	0,71			4831
3	0,26			4358
4	-0,26			3813
5	-0,71			3340
6	-0,97			3066
7	-0,97			3065
8	-0,71			3337
9	-0,26			3809
10	0,26			4355
11	0,71			4828
12	0,97			5103

График средних и максимальных мощностей представлен на рисунке 2.4.

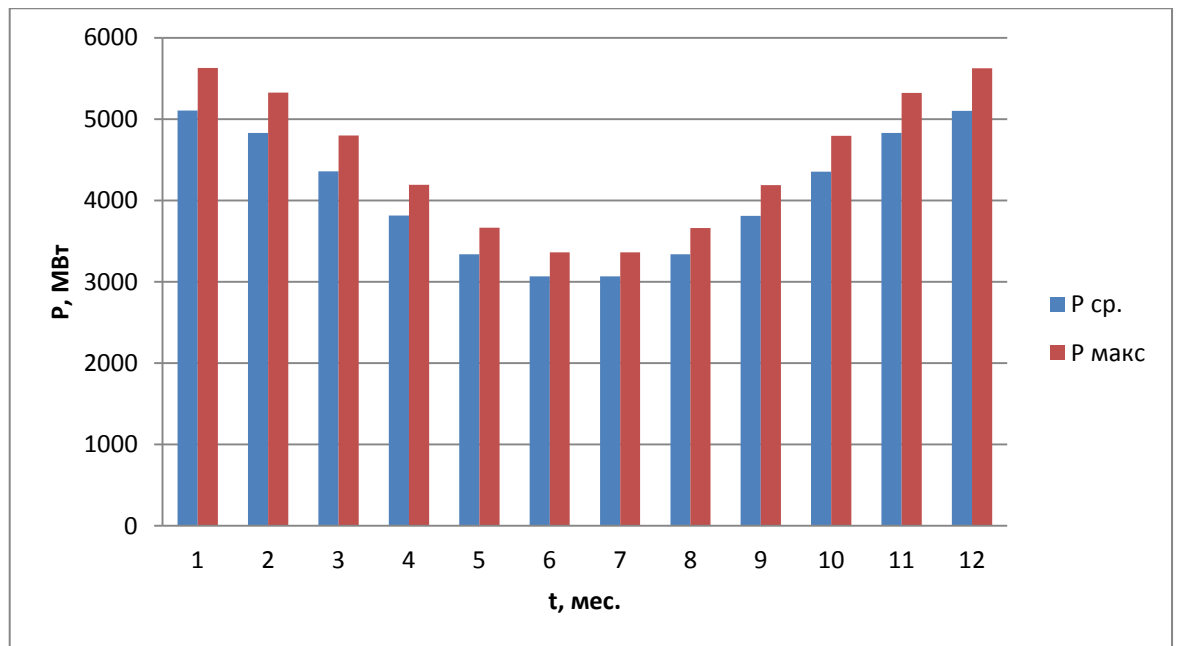


Рисунок 2.4 – Графики средних и максимальных мощностей

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

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

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

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

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

H – подведенный напор;

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

Подведенный напор:

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

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

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

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

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

Расчеты сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{пот}},$ м ³ /с	$Z_{\text{вб}}$ м	$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт
1	3	2	430	330	100	1
2	2	1	430	330	100	1
3	2	0	430	330	100	2
4	2	0	430	330	100	2
5	321	1	430	330	100	265
6	984	6	430	330	100	788
7	193	6	430	330	100	157
8	64	6	430	330	100	49
9	53	1	430	330	100	44
10	40	1	430	330	100	34
11	16	1	430	330	100	13
12	6	5	430	330	100	1

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Сравнение режимов работы по $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{ВХК}}$

Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сумма
$N_{\text{разн}}$	-85	-85	-84	-84	180	703	71	-36	-41	-52	-73	-84	330

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

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

Баланс без учёта перераспределения энергий проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.5.

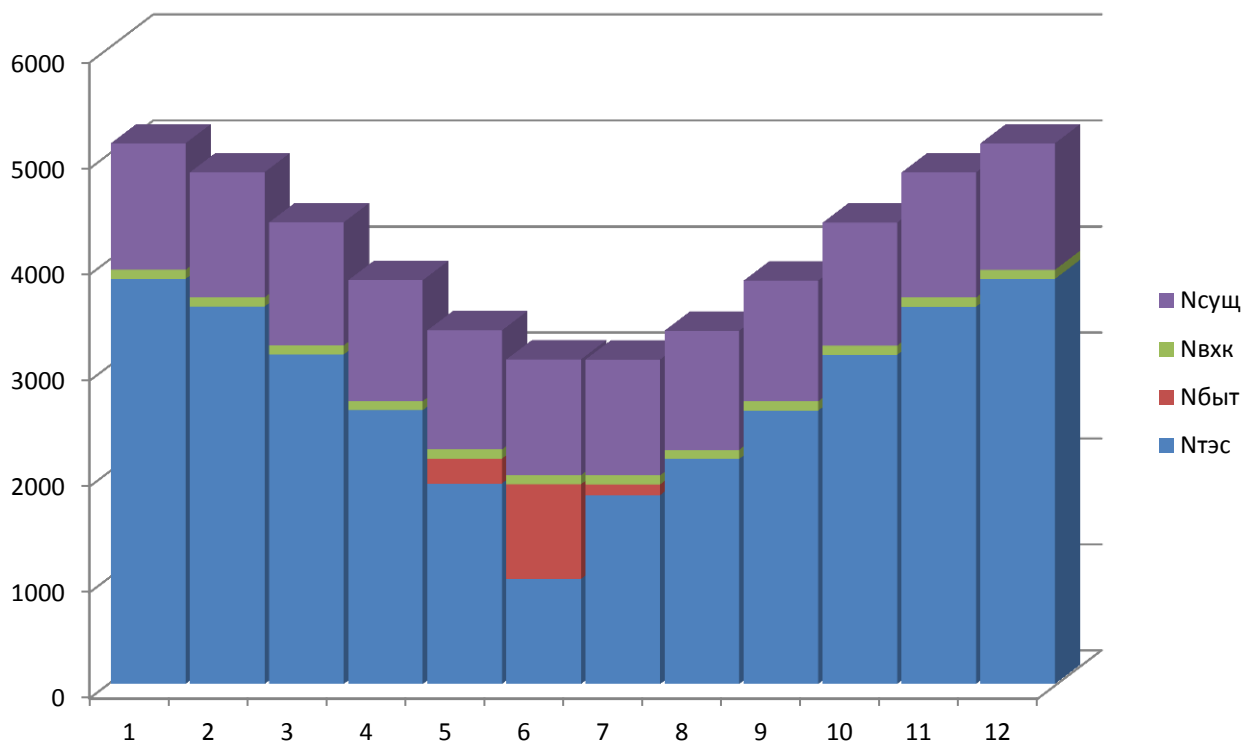


Рисунок 2.5 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, работающей на бытовом стоке

2.5 Водноэнергетические расчеты режима работы ГЭС

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

При расчёте соблюдались следующие условия:

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

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

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=430 м.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

1.Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2.Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот способ в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1,А.2, А.3).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной 1,33 млн. МВт*ч.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.7.

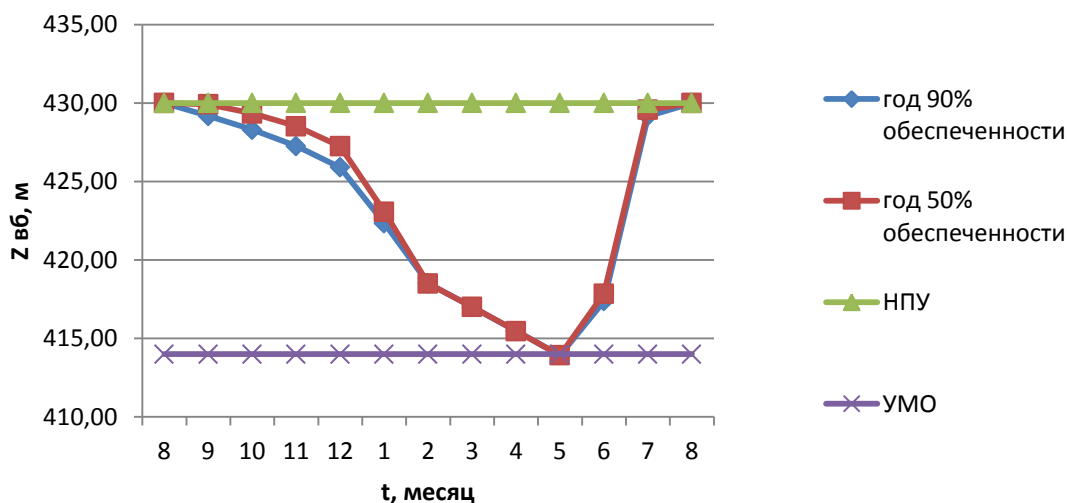


Рисунок 2.7 – График сработки и наполнения водохранилища

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для энергосистемы Восток нагрузочный резерв составляет 2,5 %, аварийный составляет 12%. С учётом этого рассчитаем установленную мощность проектируемой Грамской ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} = 192 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{ав.рез.}^{ГЭС} + N_{нагр.рез.}^{ГЭС}$$

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

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1мес = \frac{24962}{6} = 1880 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1мес = \frac{192}{6} = 32 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$$

Баланс мощности для энергосистемы Востока представлен на рисунке 2.8.

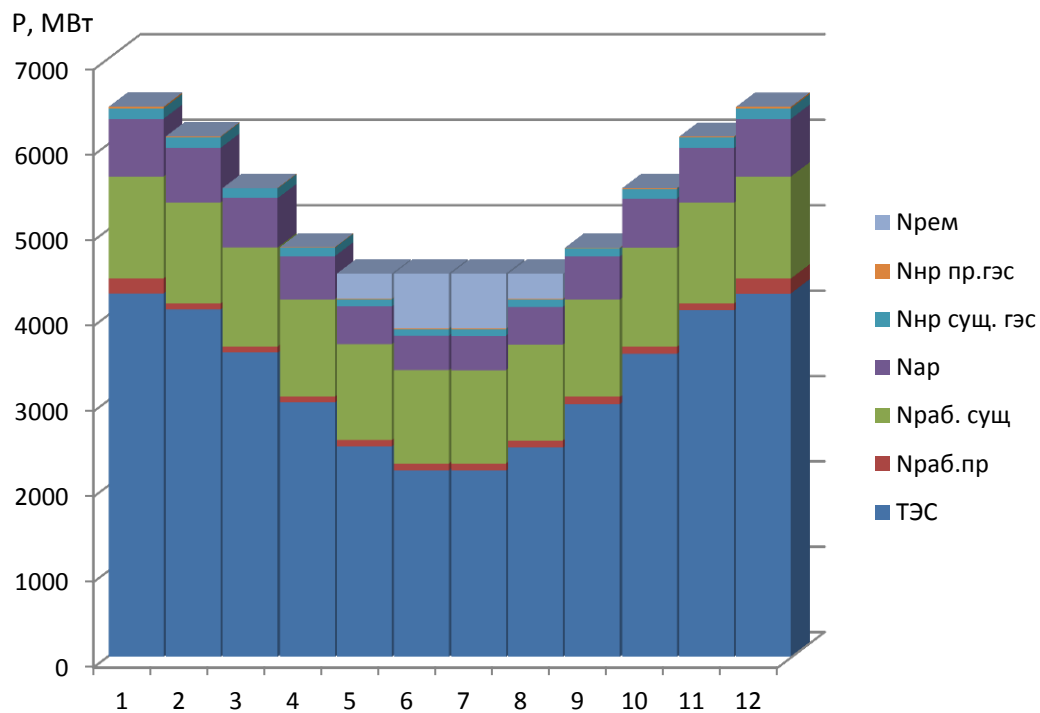


Рисунок 2.8 – Баланс мощности энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

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

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

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 76$ м, для линии расчётного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 430$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 414$ м;
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

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

$$Q_{min} = 100 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.2)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст} = 192$ Мвт – установленная мощность Грамская ГЭС;
 $k_N = 8,6$ – коэффициент мощности;
 $H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС, который выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.4)$$

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

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

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи нижнего бьефа для зимних условий		Напорные характеристики			Ограничение по расчетной установленной мощности ГЭС		Ограничение по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$Z_{НБ}^{Зима}$, м	$H^{НПУ}$, м	$H^{УМО}$, м	$H^{ЗВБ1}$, м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с	H , м
0	330,6	98,6	82,5	89,0	100	223,3	100	12,9
200	333,2	96,0	80,0	86,5	200	111,6	200	51,4
400	334,8	94,4	78,3	84,8	300	74,4	300	115,7
600	335,9	93,3	77,2	83,7	400	55,8	400	205,6
800	336,8	92,4	76,3	82,8	500	44,7	500	321,3
1000	337,8	91,4	75,4	81,8	600	37,2	600	462,6
1200	339,2	90,0	73,9	80,4	700	31,9	700	629,7
1400	341,4	87,8	71,7	78,2	800	27,9	800	822,4
1600	344,7	84,5	68,4	74,9	900	24,8	900	1040,9
1800	349,5	79,7	63,6	70,1	1000	22,3	1000	1285,1
2000	356,1	73,1	57,1	63,5	1100	20,3	1100	1554,9
2200	364,8	64,4	48,4	54,9	1200	18,6	1200	1850,5
2400	375,9	53,3	37,2	43,7	1300	17,2	1300	2171,7
2600	389,9	39,3	23,3	29,8	1400	15,9	1400	2518,7
2800	406,9	22,3	6,2	12,7	1500	14,9	1500	2891,4
3000	427,5	1,7	-14,3	-7,9	1600	14,0	1600	3289,7
3200	451,8	-22,6	-38,7	-32,2	1700	13,1	1700	3713,8
3400	480,3	-51,1	-67,2	-60,7	1800	12,4	1800	4163,6
3600	513,3	-84,1	-100,1	-93,7	1900	11,8	1900	4639,1
3800	551,1	-121,9	-137,9	-131,4	2000	11,2	2000	5140,2
4000	594,0	-164,8	-180,9	-174,4	2100	10,6	2100	5667,1
4200	642,4	-213,2	-229,3	-222,8	2200	10,1	2200	6219,7
4400	696,7	-267,5	-283,5	-277,0	2300	9,7	4600	27191,8
4600	757,0	-327,8	-343,9	-337,4	2400	9,3	4800	29607,7
4800	823,9	-394,7	-410,8	-404,3	2500	8,9	5000	32126,5
5000	897,6	-468,4	-484,5	-478,0	2600	8,6	5200	34748,0

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции (рисунок 3.1).

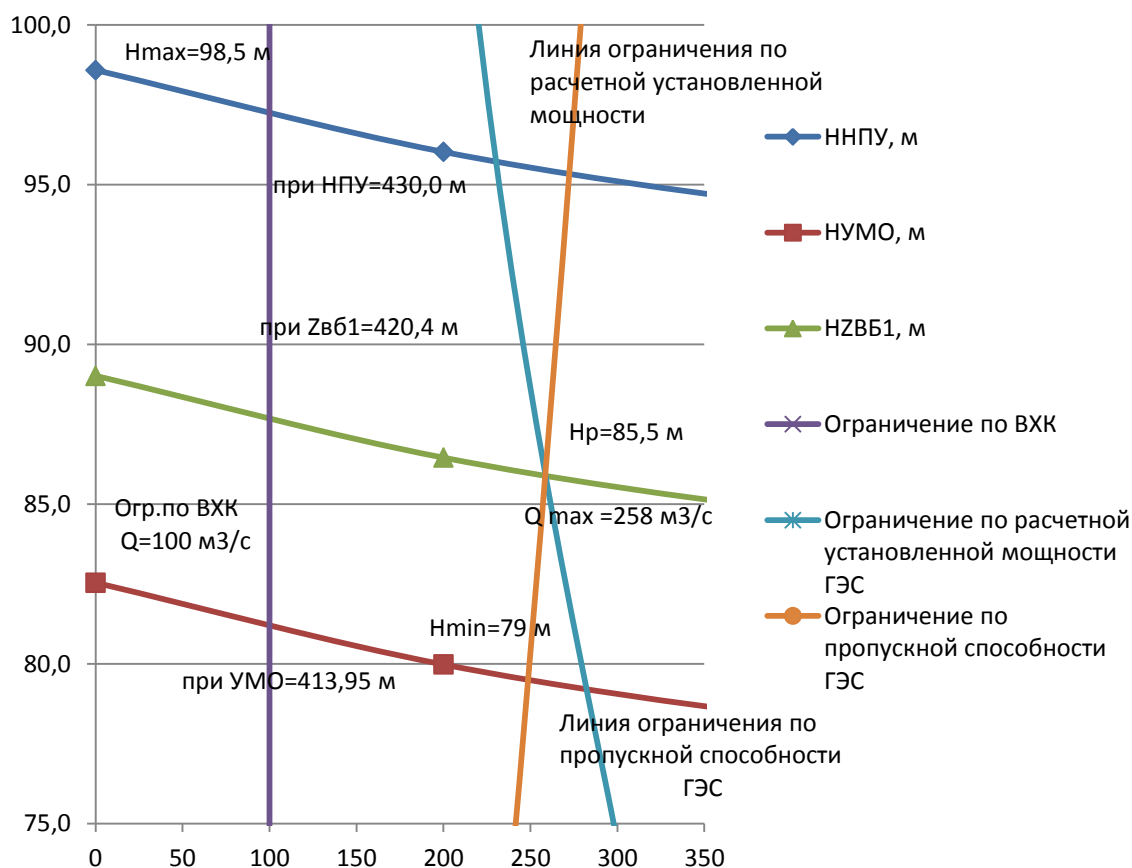


Рисунок 3.1 – Режимное поле Грамской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{max} = 98,5 \text{ м.}$$

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

$$Q^{max} = 258 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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

$$H_p = 85,5 \text{ м.}$$

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

$$H_{min} = 79 \text{ м.}$$

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение $H_{max}=98,5$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Полученному напору соответствует одна система реактивных гидротурбин: радиально-осевая. - РО 115-В.

Параметры гидротурбины РО 115-В представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры выбранного типа модельной гидротурбины

Параметр		Турбина РО 115-В
Максимальный напор	$H_{пред}$	115
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	74,5
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{ л/с}$	900
Оптимальный КПД модели	η_{mo}	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	960-1080
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,12-0,15
Приведенный диаметр РК	$D'_{1M}, \text{ м}$	0,515
Напор модельной турбины	$H_{M}, \text{ м}$	4
Температура	$t_M, \text{ C}$	2

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

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяется по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{p1}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.5)$$

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

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

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_M – напор на модельной гидротурбине;
 H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;
 ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;
 ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

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

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

Средняя температура реки Гиллой – $t_H = 7$ (°C), по справочным данным $\nu_H = 1,426 \cdot 10^6 \frac{M^2}{c}$ (приложение 5).

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{zcp}, \quad (3.6)$$

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

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

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{yctm}}{N'_a}, \quad (3.7)$$

Очевидно, в общем случае число агрегатов z'_a получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа z_{ai} , следовательно, затем уточнения мощности агрегата N_a , по формуле (3.10) после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot m}}{D_1}, \quad (3.8)$$

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

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

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

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

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot m}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{ср}}, \quad (3.10)$$

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

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии соответствующие $n'_{I_{max}}$ и $n'_{I_{min}}$, посчитанным по формуле (3.13).

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

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot m}}, \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

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

Рассчитанные по формулам (3.10-3.15) величины для разных диаметров натуральных турбин сводятся в таблицу 3.3.

Произведения $Q'_I \cdot \eta_T$, в таблице 3.3, представлены в о.е. $\cdot \text{л}/\text{с}$ для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Из анализа таблицы 3.3 и области работы турбины на ГУХ (приложение 2, 3), подходит гидротурбина РО 115-В диаметром $D_1 = 3$ м.

Таблица 3.3 – Расчет параметров турбин

Параметр		Турбина PO115-B				
Номинальный диаметр	$D_{1(станд.)}, М$	2,5	2,8	3	3,15	3,55
Расчетный КПД натур.	$\eta_{расчн}$	0,926	0,927	0,928	0,928	0,929
Мощность агрегата 1	N'_a	47115	59165	67964	74964	95315
Число агрегатов	Z'_a	4,1	3,2	2,8	2,6	2,0
Число агрегатов (уточненное)	Z_a	5	4	3	3	3
Мощность агрегата (уточненная) 1	N_a	38400	48000	64000	64000	64000
Масштабный коэффициент	Δ	1,047	1,048	1,049	1,049	1,050
Число оборотов	n'_{c1}	283,8	253,6	236,7	225,5	200,2
Синхронное число оборотов	n_c	300	272,6	250	230,8	214,3
Приведенные обороты max	$n'_{I_{max}}$	82,5	83,9	82,4	79,9	83,5
Приведенные обороты расч.	$n'_{I_{расч}}$	79,3	80,6	79,2	76,8	80,3
Приведенные обороты min	$n'_{I_{min}}$	73,9	75,1	73,8	71,5	74,8
Расчетная точка	$Q'_1 \cdot \eta_M$	0,817	0,814	0,945	0,857	0,675
Максимальный расход	Q_{max}	1,759	1,402	0,610	0,553	0,871
Минимальный расход	Q_{min}	1,576	1,255	0,547	0,496	0,780

3.3 Расчет отметки РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{Р.К.} = Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.}) + H_s \quad (3.12)$$

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

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

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

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{\text{х.пл.}}, \quad (3.13)$$

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

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

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

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

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

Гидротурбина РО115-В с $D_1 = 3$ м.

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

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.14)$$

В найденной точке определяется $\sigma = 0,144$. По кривой связи НБ определяется $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 331,84$ м.

Определяем высоту отсасывания по формуле 3.17:

$$H_s = 10,3 - \frac{331,84}{900} - 0,084 \cdot 79 - 1,5 + \frac{0,316 \cdot 3}{2} = -2,47 \text{ м.}$$

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

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.15)$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 331,84 - 2,47 = 329,4 \text{ м,}$$

3.3.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_p

Гидротурбина РО115-В с $D_1 = 3$ м.

На главной универсальной характеристике (приложение Б) проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при H_p (точка 2):

Пересчитаем расход в этой точке по формуле (3.18):

В найденной точке определяется $\sigma = 0,144$. По кривой связи НБ определяется $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 331,89$ м.

Определяется высота отсасывания по формуле 3.17:

$$H_s = 10,33 - \frac{331,89}{900} - 0,144 \cdot 85,5 - 1,5 + \frac{0,316 \cdot 3}{2} = -3,41 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 331,89 - 3,41 = 328,5 \text{ м}$$

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

Гидротурбина РО115-В с $D_1 = 3$ м.

На главной универсальной характеристике (приложение Б) проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при H_p (точка 3):

Пересчитаем расход в этой точке по формуле (3.18):

В найденной точке определяется $\sigma = 0,084$. По кривой связи НБ определяется $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{агр1}}) = 331,67$ м.

Определяется высота отсасывания по формуле 3.17:

$$H_s = 10,33 - \frac{331,67}{900} - 0,084 \cdot 98,5 - 1,5 + \frac{0,316 \cdot 3}{2} = 0,63 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 331,67 + 0,63 = 332,3 \text{ м.}$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов отметки рабочего колеса.

H_s	$\nabla Z_{\text{р.к.}}$
-2,47 м	329,4 м
-3,41 м	328,5 м
0,63 м	332,3 м

Таким образом, отметка заглубления РК :

$$\nabla Z_{p.k.} = 328,5 \text{ м.}$$

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения [4].

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}; \quad (3.16)$$

где $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$;

$$S_{\text{ном}} = \frac{64}{0,9} = 71,1 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}; \quad (3.17)$$

$$p = \frac{6000}{250} = 24.$$

По каталогу гидрогенераторов НПО «ЭЛСИБ» [4], выбираем зонтичный гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ 640/170-24.

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме [5] для турбины РО115-В-300 определим тип маслонапорной установки: МНУ 1,6/1 – 40 – 2,5 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 1,6/1-40 вместимостью 1,6 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²); с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак МА2,5-2 вместимостью 2,5 м³ с двумя насосами.

По [5] выбираем регулятор типа ЭГР-150 с панелью электрооборудования ЭГР и типом гидромеханической колонки управления ЭГР-150.

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

Также принята зависимая статическая тиристорная система возбуждения по схеме самовозбуждения.

В машинном зале для монтажа и демонтажа основного гидросилового оборудования принимаем к установке два мостовых крана г/п 350/80/10 т. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран г/п 40 т, а для подъема сороудерживающих решёток, затворов турбинных водоводов принимаем козловой кран г/п 60 т.

3.6 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины (приложение Б) определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 2,57 \cdot 3 = 7,71 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,375 \cdot D_1 = 1,375 \cdot 3 = 4,125 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 351^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,522 \cdot D_1 = 3,522 \cdot 3 = 10,566 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,364 \cdot D_1 = 4,364 \cdot 3 = 13,092 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 3 = 8,991 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_B = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{64000}{250}\right)^{0,35} = 731 \text{ мм.} \quad (3.23)$$

где N_a – мощность агрегата, кВт;

n_c – синхронная частота вращения турбины.

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

$$D'_B = 750 \text{ мм.}$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{MЗ} = 16 \text{ м.}$$

Ширина агрегатного блока с округлением до целого в большую сторону:

$$B_{бл} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3 \cdot 3 = 9 \quad (3.24)$$

Ширина монтажной площадки для ГЭС с числом агрегатов 3 рекомендуется принимать [7]:

$$L_{МП} = (1,25 \div 1,5) \cdot B_{бл} = 1,5 \cdot 9 = 13,5 \text{ м. Принимаем } L_{МП} = 15 \text{ м} \quad (3.25)$$

Принимаем ширину монтажной площадки $L_{МП} = 15$ м.

Длина машинного зала:

$$L_{MЗ} = n \cdot B_{бл} + L_{МП} = 3 \cdot 9 + 15 = 42 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Принимаем высоту машинного зала:

$$H_{M.З.} = 14,5 \text{ м.}$$

4 Проектирование бетонной водосливной плотины

4.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Назначается класс сооружения I, так как высота бетонной плотины более 100 м [11]. Коэффициент надёжности для сооружений I класса:

$$\gamma_n = 1,25.$$

4.1.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

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

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

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

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

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

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

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

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

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

V_w – расчетная скорость ветра;

L – разгон волн, м;

K_w – коэффициент, принимаемый по таблице 4.1;

d – средняя глубина водохранилища;

g – ускорение свободного падения.

Таблица 4.1 - Расчётные характеристики ветра

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

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

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

Длина разгона: $L = 19000$ м.

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

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

Длина разгона: $L = 19000$ м.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{430 - 330}{2} = 50,0 \text{ м.} \quad (4.5)$$

Высота ветрового нагона при НПУ:

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{2,1 \cdot 10^{-6} \cdot 20^2 \cdot 19000}{9,81 \cdot 50} \cdot \cos 0 = 0,033 \text{ м.}$$

Условная расчетная глубина при ФПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{431 - 330}{2} = 50,5 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона при ФПУ:

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 19000}{9,81 \cdot 50,5} \cdot \cos 0 = 0,005 \text{ м,}$$

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

Вычисляются безразмерные комплексы:

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

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

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$
 Для основного сочетания нагрузок по формулам (4.6) и (4.7):

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

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

Для особого сочетания нагрузок:

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

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

Далее по графику [12] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$.

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

Для основного сочетания нагрузок:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,035; \tag{4.8}$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 2,48. \tag{4.9}$$

$$\bar{h} = \frac{0,035 \cdot v^2}{g} = \frac{0,035 \cdot 20^2}{9,81} = 1,43 \text{ м}, \tag{4.10}$$

$$\bar{T} = \frac{2,48 \cdot v}{g} = \frac{2,48 \cdot 20}{9,81} = 5,06 \text{ с}. \tag{4.11}$$

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

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,057;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 3,21.$$

$$\bar{h} = \frac{0,057 \cdot v^2}{g} = \frac{0,057 \cdot 10^2}{9,81} = 0,58 \text{ м},$$

$$\bar{T} = \frac{3,21 \cdot v}{g} = \frac{3,21 \cdot 10}{9,81} = 3,27 \text{ с}.$$

Вычисляется средняя длина волны для основного сочетания нагрузок:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,06^2}{2 \cdot 3,14} = 39,9 \text{ м}. \quad (4.12)$$

Средняя длина волны для особого сочетания нагрузок:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,27^2}{2 \cdot 3,14} = 16,73 \text{ м}.$$

Проверяется условие:

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

50 > 20 и 50,5 > 8,36, т.е. зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности:

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

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [12] в зависимости от значения (4.7):

Для основного сочетания нагрузок при $K_i = 2,17$ по формуле (4.14):

$$h_{1\%} = 1,43 \cdot 2,17 = 3,1 \text{ м}.$$

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

$$h_{1\%} = 0,58 \cdot 2,22 = 1,29 \text{ м}.$$

Высота наката волн на откос обеспеченностью 1% по накату:

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

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

$$h_{run1\%} = 0,95 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 2,2 \cdot 1,85 = 3,9 \text{ м.}$$

$$h_s = 3,9 + 0,033 + 1 = 4,93 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 430 + 4,93 = 434,93 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня плотины принимается $\nabla_{ГГП} = 434,93$ м.

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГГП}. \quad (4.15)$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст}, \quad (4.16)$$

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

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

4.2 Гидравлический расчет

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

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

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

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

Параметры	Для основного расчетного случая:	Для поверочного расчетного случая:
Расход	$Q_{0,1\%}=2302 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{0,01\%}=2686 \text{ м}^3/\text{с}$
∇УВБ	$\nabla\text{НПУ} = 430,0 \text{ м}$	$\nabla\text{ФПУ} = 431,0 \text{ м}$

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

Пропуск максимального расчетного расхода воды для основного расчетного случая $Q_{0,1\%}$ осуществляется при НПУ всеми водопропускными сооружениями при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{\text{ГЭС}}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более: $(n-1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$. На проектируемой ГЭС 3 гидроагрегата, с пропускной способностью $Q_{\text{га}}=86 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{0,1\%} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} = 2302 - (3 - 1) \cdot 86 = 2130 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.17)$$

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

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{2130}{74} = 28,8 \text{ м} \approx 30 \text{ м}, \quad (4.18)$$

где q_b – удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 59,2 = 74 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.19)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 8,0 \cdot 7,4 = 59,2 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.20)$$

где $h_{\text{НБ}} = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{дна} = 337,4 - 330 = 7,4 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе,

$\nabla\text{УНБ}$ определяется по кривой связи $Q = f(H)$ (рис. 1.2) при $Q_{0,1\%}$;

$[v_h] = 8,0 \text{ м/с}$ – неразмывающая скорость для основания, сложенного из скальных пород.

Ширина водосливного фронта B округляется в большую сторону до 30 м. С другой стороны $B = b \cdot n$, где b – ширина пролета в свету из стандартного ряда, n – количество водосливных пролетов. При $b=10$ м, $n = \frac{B}{b} = \frac{30}{10} = 3$.

4.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2043,3}{0,49 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,94 \text{ м}, \quad (4.21)$$

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

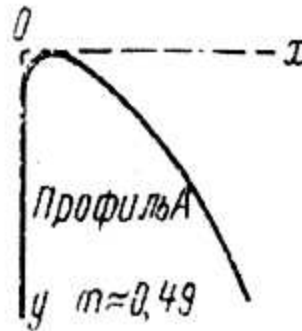


Рисунок 4.1 - Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2043,3}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,72 \text{ м}, \quad (4.22)$$

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

$\sigma_{п}$ – коэффициент подтопления; $\sigma_{п} = 1$.

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{сж}} &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = \\ &= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{9,94}{10} = 0,89,\end{aligned}\quad (4.23)$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимается 0,7;

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 10,72 - \frac{1,1 \cdot 0,57^2}{2 \cdot 9,81} = 10,7 \text{ м}, \quad (4.24)$$

$$\begin{aligned}V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot [B + (n - 1)\delta_B]} = \\ &= \frac{2043,3}{(430 - 330) \cdot (30 + 2 \cdot 3)} = 0,57\end{aligned}\quad (4.25)$$

где α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$,

δ_B – толщина разрезного быка, $\delta_B = (0,2 \div 0,25) \cdot b + (0,5 \div 1) \text{ м}$,
 $\delta_B = 0,25 \cdot 10 + 0,5 = 3 \text{ м}$.

Определим ближайшее стандартное значение напора:

$$H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 430,0 - 12 = 418,0 \text{ м} \quad (4.26)$$

4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{0,01\%} - Q_{\text{ГЭС}}, \quad (4.27)$$

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

$$Q_{p.пов} = 2686 - 258 = 2428 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2298}{0,49 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,76 \text{ м}. \quad (4.28)$$

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

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{\Pi} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2298}{0,49 \cdot 0,88 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,67 \text{ м}. \quad (4.29)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{10,76}{10} = 0,88, \quad (4.30)$$

$$V_0 = \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla\PhiПУ - \nabla\text{ДНА}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_B]} = \frac{2298}{(431 - 330) \cdot (30 + 2 \cdot 3)} = 0,63 \text{ м/с}, \quad (4.31)$$

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

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 11,67 - \frac{1,1 \cdot 0,63^2}{2 \cdot 9,81} = 11,65 \text{ м}. \quad (4.32)$$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\PhiПУ_p = \nabla\text{ГВ} + H_{пов} = 418 + 11,57 = 429,6 \text{ м}, \quad (4.33)$$

Расчётная отметка ∇ ФПУ оказалась меньше заданной, следовательно, заданная отметка ФПУ = 431 м не нуждается в корректировке.

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 418 + 1,6 \cdot 12 = 437,2 \text{ м.} \quad (4.34)$$

В конечном итоге отметка гребня плотины принимается равной 437,2 м.

4.2.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А строится по координатам Кригера-Офицерова, приведенным в таблице 3 [16].

Координаты для построения оголовка плотины практического профиля определяются путем умножения табличных координат на $H_{ст} = 12$ м (п.4.2.2).

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

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

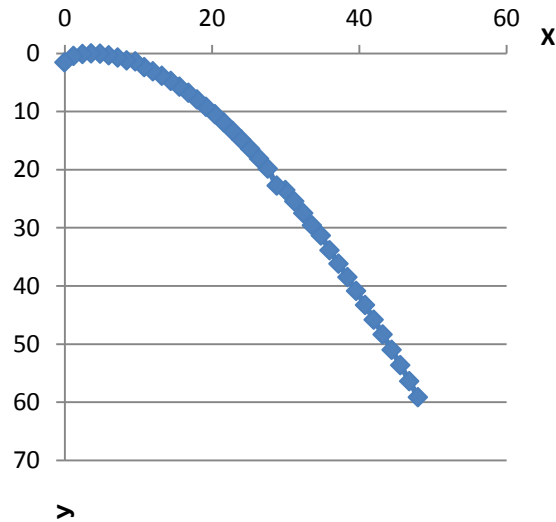


Рисунок 4.2 - Начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицера

4.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6]^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2043,3^2}{9,81 \cdot (36)^2}} = 7,12 \text{ м.} \quad (4.35)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} + \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g} \quad (4.36)$$

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

$$\omega = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] = 100 \cdot 36 = 3600 \text{ м}^2,$$

$$4BH = 4 \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] \cdot H_{ст} = 4 \cdot 36 \cdot 12 = 1720$$

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

Если $H_{ст} = H_0$, то $T = T_0$:

$$T_0 = 430 - 330 = 100 \text{ м,}$$

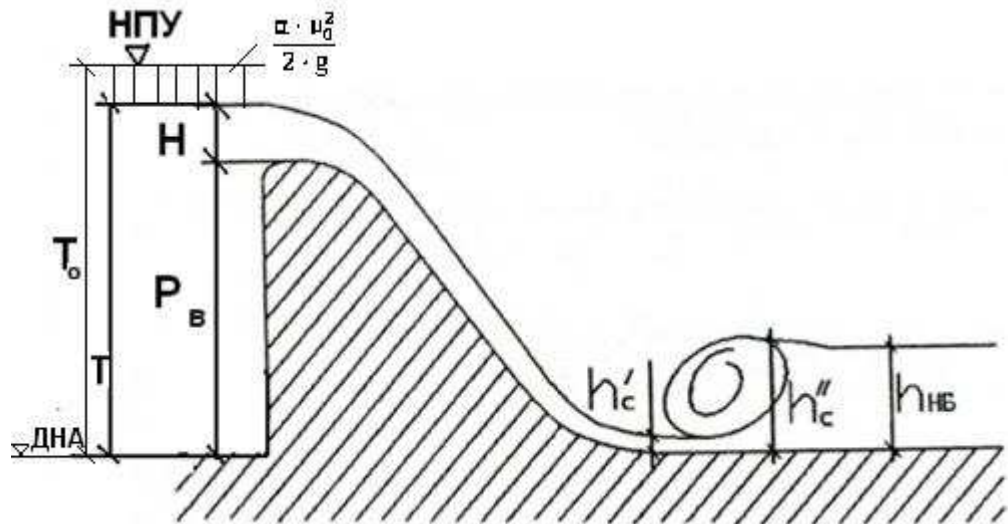


Рисунок 4.3 – Схема к определению сопряженных глубин

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{100}{7,12} = 14,04 \text{ м} \quad (4.37)$$

По таблице [16] для истечения через водослив при большой длине сливной грани коэффициент скорости $\varphi = 0,90$.

Используя значения, по графику М.Д. Чертоусова [16] с использованием $\varphi = 0,90$ и $\xi_{T_0} = 14,04$ определяются относительные удельные энергии: $\xi_c = 0,219$ и $\xi_c'' = 3$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,219 \cdot 7,12 = 1,56 \text{ м}, \quad (4.38)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3 \cdot 7,12 = 21,4 \text{ м}. \quad (4.39)$$

Глубина в НБ при $Q_p = 2302$ ($\text{м}^3/\text{с}$) составляет $7,5$ м. $h_c'' = 21,4 > h_{нБ} = 7,5$ м, значит, в нижнем бьефе отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 метров и $\frac{l_{ch}}{h} > 3$, гашение энергии сбрасываемой воды осуществляется способом свободно отброшенной струи. Относительная ширина створа на отметке гребня плотины $l_{ch} = 700$ м.

$\frac{l_{ch}}{h} = \frac{700}{100} = 7$, где l_{ch} – ширина створа, h – высота плотины.

4.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ не менее чем на 1÷2м. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования – обеспечение отброса струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Высота уступа:

$$a = h_{\text{нб}}^{\text{max}} + (1 - 2)\text{м} \quad (4.40)$$

где $h_{\text{нб}}^{\text{max}}$ определяется по кривой связи (рис. 1.2) при $Q_{0,01\%}$ и равняется 7,4м.

$$a = 7,7 + 1,3 = 9,0 \text{ м}$$

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 330 + 9,0 = 339,0 \text{ м}, \quad (4.41)$$

Превышение $\nabla_{\text{НПУ}}$ на $\nabla_{\text{УНБ}}$ с учетом скорости подхода (ею можно пренебречь п. 4.2.5):

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 430 - 337,4 = 92,6 \text{ м}, \quad (4.42)$$

Превышение $\nabla_{\text{НПУ}}$ над носком – трамплином с учетом скоростной составляющей:

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 430 - 339,0 = 91,0 \text{ м}, \quad (4.43)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 91,0} = 42,25 \text{ м/с}, \quad (4.44)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимается равным 1 [12].

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{56,76}{42,25} = 1,34 \text{ м}, \quad (4.45)$$

где $q = \frac{Q_P}{B+(n-1) \cdot \delta_6} = \frac{2043,3}{36} = 56,76 \text{ м}^2/\text{с}$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{42,25^2}{9,81 \cdot 1,34} = 135,5, \quad (4.46)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (4.47)$$

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

α - угол наклона носка задается 30° ;

$$L = 0,8 \cdot 91,0 \cdot 1^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{92,6}{91} - 1 \right) \cdot \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) =$$

$$= 128,74 \text{ м},$$

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

$$L > 0,4 \cdot Z_0,$$

$$128,74 > 37,04 \text{ м}.$$

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

Глубина размыва ямы:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (4.48)$$

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

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

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{135,5} \right) \cdot \sqrt{135,5} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,4}{1}} \cdot 1,34 = 42,17,$$

$$h_{\text{раз}} = 42,17 - 7,4 = 34,78 \text{ м}.$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg}\alpha_1}, \quad (4.49)$$

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} \quad (4.50)$$

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,34 \cdot \cos 30^\circ + 9 - 7,4)}{42,25^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,6,$$

$$L_1 = 128,74 + \frac{42,17}{0,6} = 198,5 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 7,12 + 3,7 \cdot 34,78 = 146,46 \text{ м.} \quad (4.51)$$

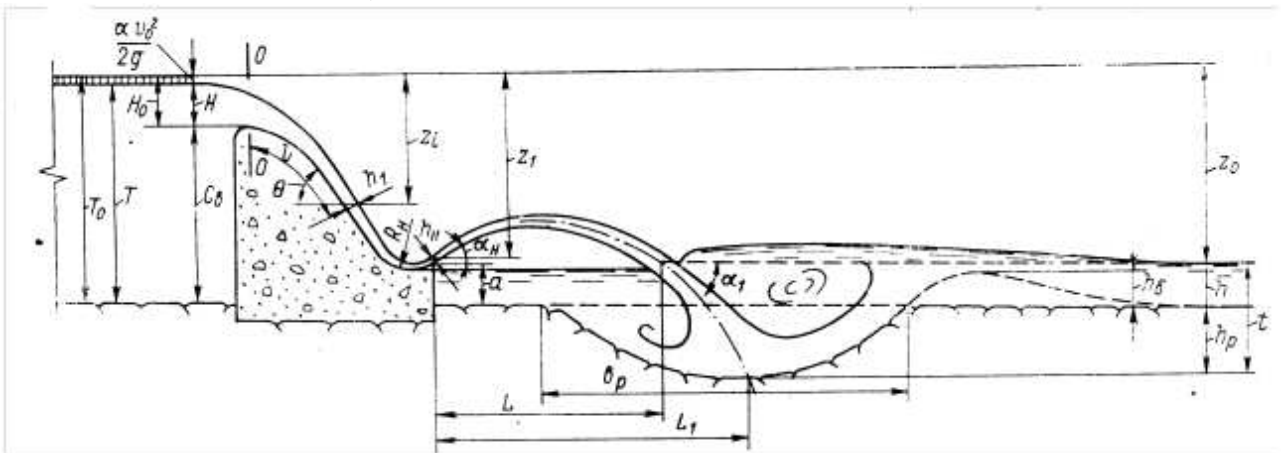


Рисунок 4.4 – Схема к расчету отброса струи

4.3 Конструирование бетонной плотины

4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее

экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствию растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивости плотины против сдвига по основанию.

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

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

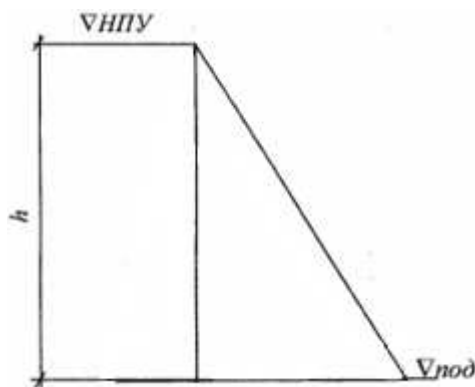


Рисунок 4.5 – Схема треугольного профиля плотины

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 430 - 328 = 102,0 \text{ м}, \quad (4.52)$$

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - (2 \div 3), \quad (4.53)$$

где $\nabla_{дна} = 330 \text{ м}$.

$$\nabla_{под} = 330 - 2 = 328 \text{ м}$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 102,0 = 71,4 \text{ м}. \quad (4.54)$$

4.3.2 Разрезка плотин швами

Швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции равна:

$$B_{сек} = \delta_b + b = 3 + 10 = 13 \text{ м}.$$

Каждая секция разрезается на 3 столба шириной:

$$B_{ст} = \frac{B}{3} = \frac{71,4}{3} = 23,8 \text{ м.}$$

Для обеспечения совместного действия столбов швы между ними цементируются при температуре воздуха -6° , которая является среднемноголетней температурой в этом районе.

4.3.3 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений. Принимается толщина шва 3 м.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

На гребне быка предусматривается двухсторонняя полоса движения, для III класса категории дорог, с шириной проезжей части 7 м, и обочинами, шириной по 2,5 м.

Отметка гребня быка равна: $\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} \cdot 1,6 H_{ст} = 437,2 \text{ м}$

4.3.4 Устои

Устраивается отдельный устой, отделяющий водослив от здания ГЭС длиной 105 м (стенка устоя возвышается над потоком на 1,5 м). Сопряжение водосливной и грунтовой плотины принято таким образом - бетонная часть плотины входит в грунтовую.

4.3.5 Расчет цементационной завесы и дренажа основания

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

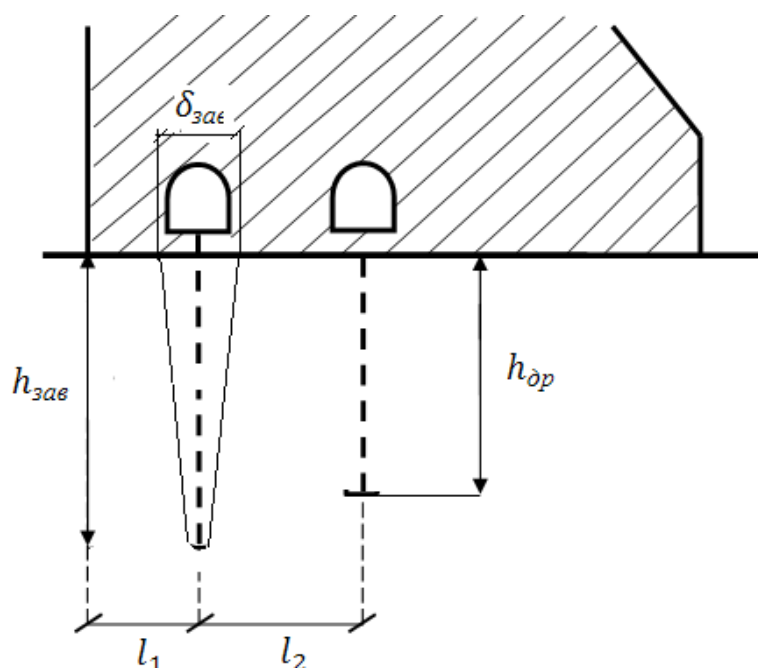


Рисунок 4.6 - Схема подземного контура

Глубина противофильтрационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (H_{max}); \quad (4.55)$$

$$H_{max} = \text{НПУ} - \text{УНБ}_{min} = 430 - 332,3 = 97,7 \text{ м}$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot 97,7 = 50 \text{ м.}$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} \geq \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n = \frac{58,62}{15} \cdot 1,25 = 4,89 = 5 \text{ м.} \quad (4.56)$$

где ΔH – потери напора на завесе,

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d = 0,6 \cdot H_d, \text{ где } H_d = H_{max}$$

$$\Delta H = H_{max} \cdot 0,6 = 97,7 \cdot 0,6 = 58,62 \text{ м};$$

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

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

Расстояние от напорной грани плотины до оси завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B, \quad (4.57)$$

$$l_1 = 0,1 \cdot 71,4 = 7 \text{ м}$$

где B - ширина подошвы плотины.

Завеса выполняется двухрядной (толщина завесы~5м). Шаг скважин в цементационном ряду 2,5 м.

В основании устраиваются дренажные скважины диаметром не менее 20 см на расстоянии друг от друга в ряду 3,0 м, которые располагаются за цементационной завесой (в сторону НБ).

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \div 0,7 \cdot h_{зав} \quad (4.58)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 50 = 25\text{м}$$

Расстояние от завесы до дренажа:

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

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

$$l_2 = 2 \cdot 2,5 = 5\text{м}$$

4.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусматриваются продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 20 м (V328, V351, V371, V391, V411). Сухая галерея проектируется выше максимального уровня нижнего бьефа на отметке 351 м, с размерами 3х3 м, для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Цементационная галерея проектируются на отметке 331 м, с размерами 3,5х3,5 м. Дренажная галерея проектируется на отметке 331 м, с размерами 3,5х3,5 м для сбора воды и откачки с помощью насосов. Остальные галереи предусмотрены для осмотра, расположения КИА и других коммуникаций.

4.3.7 Дренаж тела бетонных плотин

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

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия $a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{cr,m}}$,

-на отметке 411:

$$\frac{H_d \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{(430 - 411)}{25} = 0,76 \sim 2 \text{ м}$$

-на отметке 391:

$$\frac{H_d \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{(430 - 391)}{25} = 1,56 \text{ м} \sim 2 \text{ м}$$

-на отметке 371:

$$\frac{H_d \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{(430 - 371)}{25} = 2,36 \text{ м}$$

-на отметке 351:

$$\frac{H_d \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{(430 - 351)}{25} = 3,16 \text{ м}$$

-на отметке 328:

$$\frac{H_d \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{(430 - 328)}{25} = 4 \text{ м.}$$

где H_d - напор над расчетным сечением;

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

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

Для упрощения устройства вертикального дренажа расположим все галереи на расстоянии 4 м от напорной грани.

4.4 Фильтрационные расчеты подземного контура

Фильтрационные расчеты производятся с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флутбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

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

Основное сочетание нагрузок и воздействий

Для снятия фильтрационного противодействия применяется противофильтрационная завеса и вертикальный дренаж, параметры которых были рассчитаны ранее в п.3.5.

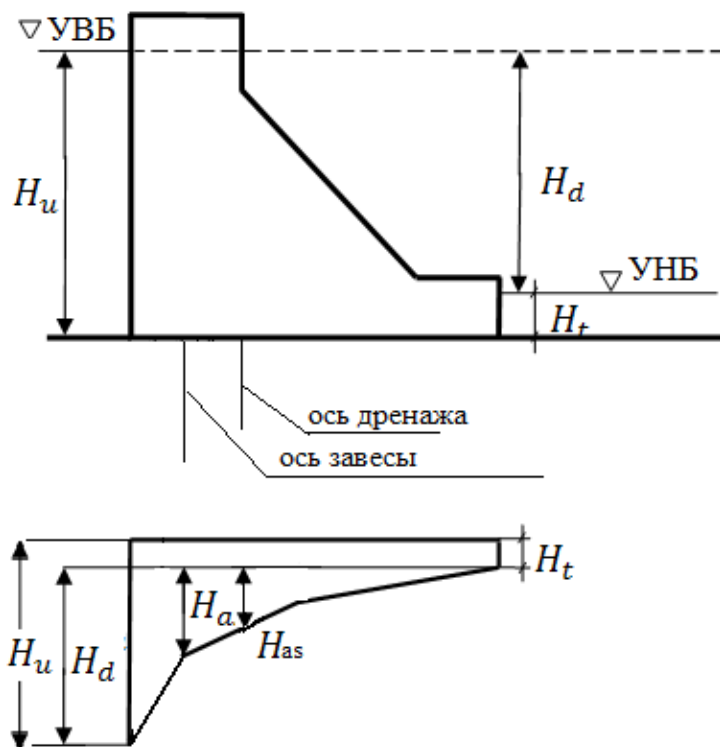


Рисунок 4.7 - Схема к определению противодействия в основании гравитационной плотины

Эпюра строится в зависимости от напора и наличия завес и дренажа.

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (4.59)$$

Напор на цементационной завесе:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (4.60)$$

где H_d - напор на плотину.

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 430 - 332,3 = 97,7 \text{ м}, \quad (4.61)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 97,7 = 39,08 \text{ м}.$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2, \quad (4.62)$$

Напор на дренаже:

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d, \quad (4.63)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 97,7 = 19,54 \text{ м.} \quad (4.64)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий

Особое сочетание нагрузок и воздействий и напор на плотину:

$$H_d = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБтах} = 431 - 337,7 = 93,3 \text{ м,} \quad (4.65)$$

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (4.66)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (4.67)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 93,3 = 37,32 \text{ м.} \quad (4.68)$$

Напор на дренаже:

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2, \quad (4.69)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 93,3 = 18,66 \text{ м.} \quad (4.70)$$

4.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания нагрузок входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов. Коэффициент сочетания нагрузок при расчете плотин принимается по [12]:

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

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

4.5.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 3820 \text{ м}^2, \quad S_{\text{бык}} = 5150 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{3820 \cdot 10 \cdot 24}{10 + 3} = 70523 \text{ кН/м.} \quad (4.71)$$

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{5150 \cdot 3 \cdot 24}{10 + 3} = 28523, \text{ кН/м.} \quad (4.72)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.73)$$

где f - площадь затвора.

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (431 - 418 + 0,5) \cdot 10 = 135 \text{ м}^2. \quad (4.74)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 135 \cdot \sqrt{135} \cdot 9,81 = 846,3 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{846,3}{10 + 3} = 65,1 \text{ кН/м.} \quad (4.75)$$

На рисунках 4.8 и 4.9 изображены эпюры для определения веса плотины и веса быка.

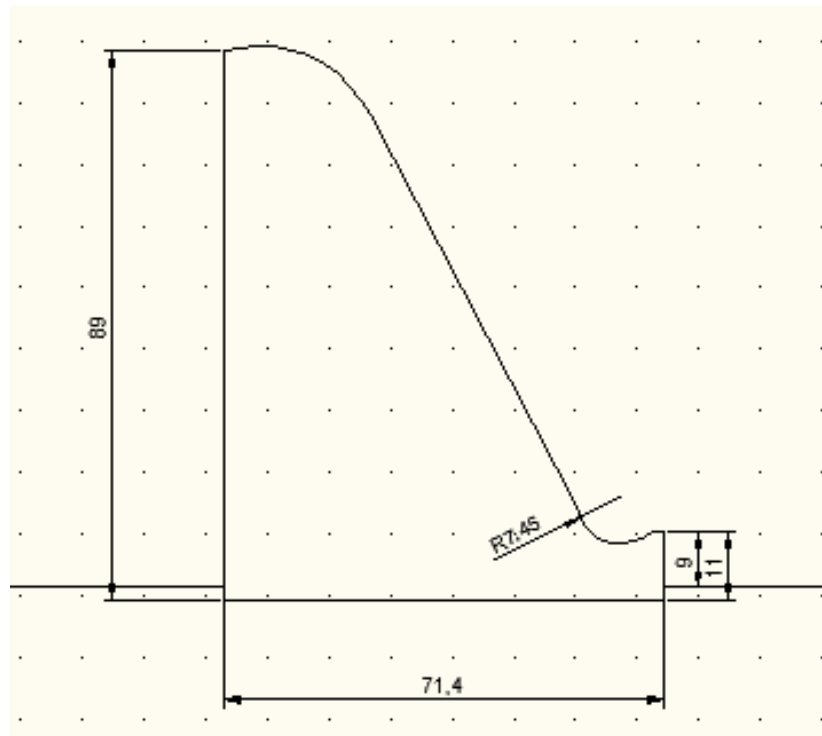


Рисунок 4.8 – Эпюра для определения веса плотины.

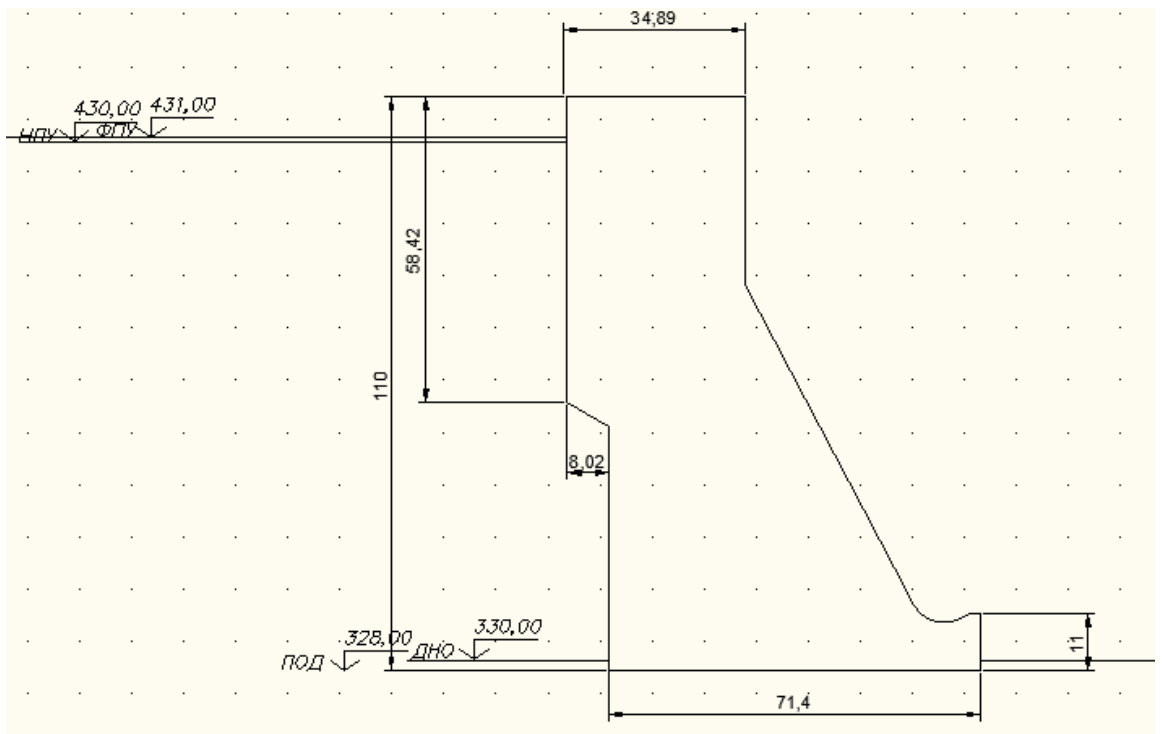


Рисунок 4.9 – Эпюра для определения веса быка.

4.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

-с верхнего бьефа для основного сочетания нагрузок:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot H_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 102^2}{2} = 52020 \text{ кН}, \quad (4.76)$$

где $H_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 430 - 328 = 102 \text{ м}$.

-с верхнего бьефа для особого сочетания нагрузок по формуле:

$$T_{B\text{ПОВ}} = \frac{\gamma_w \cdot H_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 103^2}{2} = 53045 \text{ кН}, \quad (4.77)$$

где $H_1 = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ПОД} = 431,0 - 328 = 103 \text{ м}$.

-с нижнего бьефа для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 4,3^2}{2} = 92,45 \text{ кН}, \quad (4.78)$$

где $H_H = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 332,3 - 328 = 4,3 \text{ м}$.

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

$$T_{H\text{ПОВ}} = \frac{\gamma_w \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 9,7^2}{2} = 470,45 \text{ кН}, \quad (4.79)$$

где $H_H = \nabla\text{УНБ}_{\max} - \nabla\text{ПОД} = 337,7 - 328 = 9,7 \text{ м}$.

4.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Ординаты эпюр определим как:

-для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$p_{\text{взв}} = \gamma_w \cdot (\nabla_{\text{УНБ}}_{\text{min}} - \nabla_{\text{под}}) = 10 \cdot 4,3 = 43 \text{ кН}, \quad (4.80)$$

- для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$p'_{\text{взв}} = \gamma_w \cdot (\nabla_{\text{УНБ}}_{\text{max}} - \nabla_{\text{под}}) = 10 \cdot 9,7 = 97 \text{ кН}. \quad (4.81)$$

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = p_{\text{взв}} \cdot B = 43 \cdot 71,4 = 3070,2 \text{ кН}, \quad (4.82)$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{взв}} = p'_{\text{взв}} \cdot B = 97 \cdot 71,4 = 6925,8 \text{ кН}. \quad (4.83)$$

4.5.1.4 Сила фильтрационного давления

Определяется фильтрационное давление по формуле:

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\text{эп}}^{\phi} \quad (4.84)$$

где S – площадь эпюры фильтрационного давления.

Площади фильтрационного давления определены с помощью программы AutoCad.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

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

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

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

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

где $S_{\text{эп}}^{\phi'} = 1179 \text{ м}^2$.

На рисунке 4.10 представлена эпюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий.

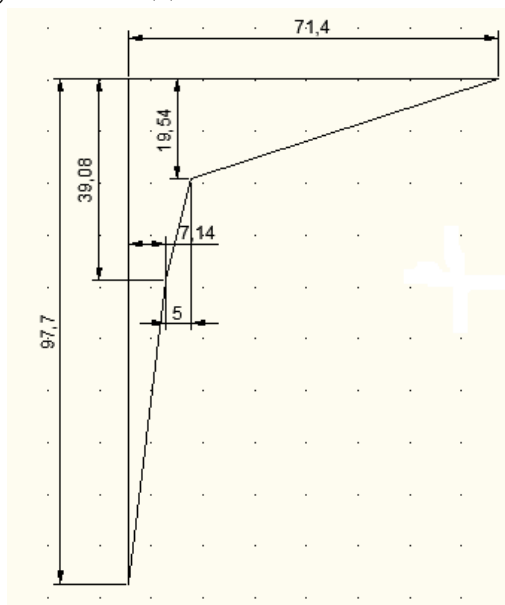


Рисунок 4.10 - Эпюра фильтрационного давления при основном сочетании нагрузок и воздействий

На рисунке 4.11 представлена эпюра фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок и воздействий.

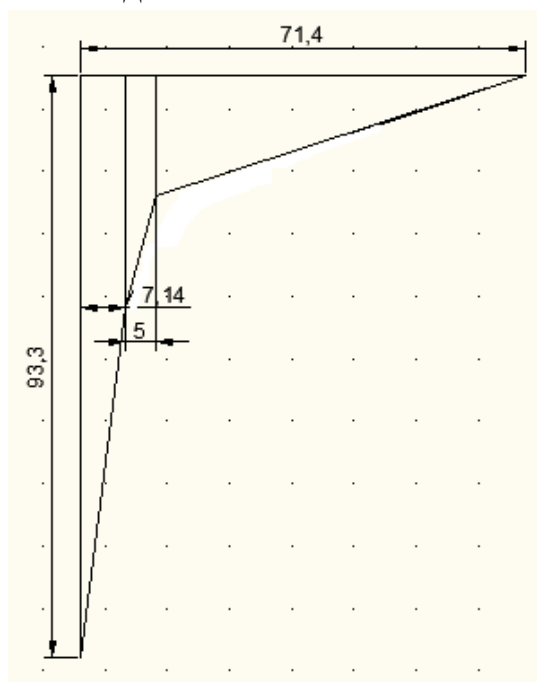


Рисунок 4.11 - Эпюра фильтрационного давления при особом сочетании нагрузок и воздействий

4.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} p_n &= \gamma_n h_n \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_n/2) = 10 \cdot 5 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{20}{2}\right) = \\ &= 24,5 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (4.85)$$

где $\varphi_n = 20$ – угол внутреннего трения наносов;

$h_n = 5$ м – толщина слоя наносов.

Равнодействующая сила на один погонный метр:

$$E_n = (p_n h_n)/2 = (24,5 \cdot 5)/2 = 61,2 \text{ кН}. \quad (4.86)$$

Активное и пассивное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяют следующим образом.

В точке, принадлежащей границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяется дважды: считая эту точку принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

$$p_{гр} = \gamma_n h_n \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_{гр}/2) = 10 \cdot 5 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{45}{2}\right) = 8,57 \text{ кН},$$

Давление на уровне подошвы:

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_{гр}/2) = \\ &= (10 \cdot 5 + 13,5 \cdot 2) \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{45}{2}\right) = 13,2 \text{ кН} \end{aligned}$$

$$h_{гр} = \nabla_{ДНА} - \nabla_{Под} = 330 - 328 = 2 \text{ м}$$

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

$$E_a = \frac{p_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{8,57 + 13,2}{2} \cdot 2 = 21,8 \text{ кН}$$

$$p_n = \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} \cdot \operatorname{tg}^2(45 + \varphi_{гр}/2) = 13,5 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{45}{2}\right) = 156,8 \text{ кПа}$$

$$E_n = (p_n h_{гр})/2 = (156,8 \cdot 2)/2 = 156,8 \text{ кН}.$$

4.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5\gamma_w h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 3,1 \cdot \left(\frac{39,9}{3,14} + \frac{0,75}{2} \right) = 202,8 \text{ кН} \quad (4.87)$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,1^2}{39,9} = 0,75 \text{ м.} \quad (4.88)$$

Равнодействующая волнового давления при особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,29 \cdot \left(\frac{16,73}{3,14} + \frac{0,31}{2} \right) = 35,4 \text{ кН,}$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,29^2}{16,73} = 0,31 \text{ м.}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:
-для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{39,9}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 3,1 = 5,2 \text{ м.} \quad (4.89)$$

-для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$y_c = \frac{16,73}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,29 = 2,18 \text{ м}$$

4.5.2 Оценка прочности плотины

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

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

Для удобства расчёта составляется таблица 4.4, в которую вносятся все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [12].

Таблица 4.4 – Нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1.Тв	1	→	52020,0	34,00	1768680,00	53045,00	34,40	1824748,00
2.Тн	1	←	92,45	-1,43	-132,20	470,45	-3,43	-1613,64
3.Гб	0,9	↓	27096,9	-15,68	-424879,75	27096,92	-15,68	-424879,75
4.Гпл	0,9	↓	66996,9	-13,87	-929247,32	66997	-13,87	-929247
5.Ввзв	1	↑	3070,20	0,00	0,00	6925,80	0,00	0,00
6.Вф	1	↑	12130,0	17,40	211062,00	11790,00	17,50	206325,00
7.Ен	1,2	→	73,45	3,67	269,55	73,45	3,67	269,55
8.Еа	1,2	→	26,12	0,92	24,03	26,12	0,92	24,03
9.Вво	1	→	202,76	96,80	19627,18	35,36	95,00	3359,35
10.Qз	0,9	↓	58,59	-35,70	-2091,70	58,59	-35,70	-2091,70
11.Еп	0,8	←	125,47	-0,70	-87,83	125,47	-0,70	-87,83
12.ΣN	-	-	78952,2	-	-	75436,644	-	-
ΣM			643224			676806		

Расчёт для основного сочетания нагрузок и воздействий

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

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{78952}{71,4} + \frac{6 \cdot 643224}{71,4^2} = -348,7 \text{ кН/м}^2, \quad (4.90)$$

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

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -10 \cdot 102 = -1020 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.91)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 430 - 328 = 102 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.92)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -348,7 \text{ кН/м}^2; \quad (4.93)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 102 = -1020 \text{ кН/м}^2. \quad (4.94)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{78952}{71,4} - \frac{6 \cdot 643224}{71,4^2} = -1862,8 \text{ кН/м}^2, \quad (4.95)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1862,8 \cdot 0^2 - 10 \cdot 4,3 \cdot (1 - 0^2) = -43 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (4.96)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$,

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$;

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 332,3 - 328,0 = 4,3 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,3 - 1862,8) \cdot 0 = \\ &= 0 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (4.97)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1862,8 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 4,3 \cdot 0^2 = -1862,8 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (4.98)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,3 = -43 \text{ кН/м}^2 \quad (4.99)$$

Расчёт краевых напряжений сводится в таблицу 4.5.

Расчёт для особого сочетания нагрузок и воздействий

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

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{75437}{71,4} + \frac{6 \cdot 676806}{71,4^2} = -260 \text{кН/м}^2, \quad (4.100)$$

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

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -10 \cdot 103,0 = \\ &= -1030 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (4.101)$$

где $\gamma_w = 10 \text{кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^u = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 431 - 328 = 103 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.102)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -260 \text{кН/м}^2; \quad (4.103)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 103 = -1030 \text{кН/м}^2. \quad (4.104)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{75437}{71,4} + \frac{6 \cdot 676806}{71,4^2} = \\ &= -1853 \text{кН/м}^2, \end{aligned} \quad (4.105)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1853 \cdot 0^2 - 10 \cdot 9,7 \cdot (1 - 0^2) = -97 \text{кН/м}^2, \end{aligned} \quad (4.106)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$,

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$;

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ФПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 337,7 - 328,0 = 9,7 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 9,7 - 1853) \cdot 0 = \\ &= 0 \text{кН/м}^2; \end{aligned} \quad (4.107)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1853 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 9,7 \cdot 0^2 = -1853 \text{ кН/м}^2; \quad (4.108)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 9,7 = -97 \text{ кН/м}^2 \quad (4.109)$$

Расчёт краевых напряжений сводится в таблицу 4.5:

Таблица 4.5 - Основные напряжения в теле плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кН/м ²	Напряжение	кН/м ²
σ_y	-348,7	σ_y	-1863
σ_x	-1020	σ_x	-43
τ_{xy}	0	τ_{xy}	0
σ_1	-348,7	σ_1	-43
σ_3	-1020	σ_3	-1863
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кН/м ²	Напряжение	кН/м ²
σ_y	-260	σ_y	-1853
σ_x	-1030	σ_x	-97
τ_{xy}	0	τ_{xy}	0
σ_1	-260	σ_1	-97
σ_3	-1030	σ_3	-1853

4.5.2 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.110)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса; γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок,

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

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

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 4,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В 7,5 [11];

γ_{cd} – коэффициент условия работы;

$\gamma_{cd}=1,0$ – при основном сочетании нагрузок;

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

Для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |1863| \leq 4500 \cdot 0,9;$$

$$2329 \text{ кПа} \leq 4050 \text{ кПа.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |2714| \leq 4500 \cdot 1,1;$$

$$3393 \text{ кПа} \leq 4950 \text{ кПа.}$$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \tag{4.111}$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$-348,7 \text{ кПа} < 0.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$-260 \text{ кПа} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

4)

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \tag{4.112}$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$348,7 \text{ кПа} \geq 250 \text{ кПа.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$260 \text{ кПа} \geq 179,03 \text{ кПа.}$$

5) Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_o]_h, \quad (4.113)$$

где $[\sigma_o]_h$ - для скального основания принимается равным 5000кПа.
Для основного сочетания нагрузок:

$$|-1863| \text{кПа} \leq 5000 \text{ кПа.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$|-1853| \text{кПа} \leq 5000 \text{ кПа.}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

4.6 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.114)$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega \quad (4.115)$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H \quad (4.116)$$

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

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

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 71,4 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

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

Основное сочетание нагрузок

$$R = (27097 + 66997 - 3070 - 12130 + 58,59) \cdot 0,8 + 150 \cdot 71,4 = 73960 \text{ кН/м},$$

$$F = 52020 - 92,45 + 203 + 73,45 + 26,12 = 52230 \text{ кН/м}.$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{73960 \cdot 1,0}{52230 \cdot 0,9} \geq 1,25,$$

$$1,35 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

Особое сочетание нагрузок:

$$R = (27097 + 66997 - 6926 - 11790 + 58,6) \cdot 0,8 + 150 \cdot 71,4 = 71059 \text{ кН/м},$$

$$F = 53045 - 470,5 + 35,4 + 73,5 + 26,12 = 52709,5 \text{ кН/м}.$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{71059 \cdot 1,0}{52709,5 \cdot 0,9} \geq 1,25,$$

$$1,28 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

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

5 Технология строительства

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

Так как гидроэлектростанция является высокой по напору (98,5 м), принято решение применить приплотинную компоновку гидроузла.

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

Строительство гидроузла разбито на 5 основных этапов:

- 1 этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;
- 2 этап – перекрытие русла;
- 3 этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;
- 4 этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;
- 5 этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.1.1 Первый этап

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

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

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 50 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы 1 этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- откачка воды из котлована первой очереди;
- бетонирование тела плотины с отм. 328,0 м до отм. 358,0 м.
- бетонирование отдельного устоя до отметки 358,0 м;
- устройство глубокой цементационной завесы;
- бурение дренажных скважин в основании плотины.

Расчет перемычек с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло:

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

Перемычки относятся к временным сооружениям IV класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 3-х лет принимаем равной –10% [1, п.7.3].

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности, рассчитанные ранее в курсовой работе по ИВЭ, приведены в таблице 1.2.

По данным таблицы 1.1 расчетный строительный расход 10 % обеспеченности составляет $Q_{стр} = 1270,2 \text{ м}^3/\text{с}$, при этом глубина воды в реке равна 6,7 м.

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

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

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

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

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0} = \frac{1270,2}{430} = 2,9 \text{ м/с.}$$

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

где w_c - площадь поперечного сечения суженной части русла при $Q_{стр}$ принимаем 60% от w_0 .

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c} = \frac{1270}{215} = 5,9 \text{ м/с.}$$

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

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

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

V_0 – бытовая скорость воды в реке;

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

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{5,9^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{2,9^2}{2 \cdot 9,81} = 1,1,$$

Отметки гребней продольной и верховой перемычек можно определить по формулам:

для верховой перемычки:

$$H_{\text{вп}} = h_{\text{нб}} + Z + a, \quad (5.4)$$

$$H_{\text{вп}} = h_{\text{нб}} + Z + a = 4,9 + 0,8 + 1 = 6,7 \text{ м.}$$

для продольной перемычки:

$$H_{\text{пп}} = h_{\text{нб}} + Z, \quad (5.5)$$

$$H_{\text{пп}} = h_{\text{нб}} + Z = 6,7 + 1,1 = 7,8 \text{ м.}$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая $Q_{\text{стр}}$; Z – значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой; a – конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

По плану определяем длины верховой перемычки $L_{\text{в}}$ и продольной перемычки $L_{\text{п}}$ ($L_{\text{в}} = 80$ м, $L_{\text{п}} = 92$ м).

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

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

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

Тип и конструкция перемычек

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

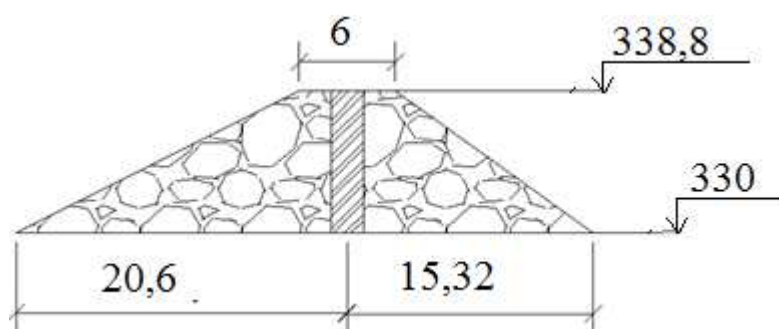


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение верховой перемычки

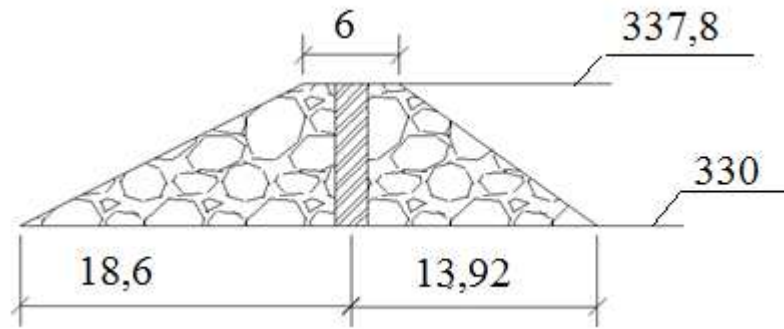


Рисунок 5.2 – Поперечное сечение продольной перемычки

Площади поперечного сечения перемычек.

Определяем площади поперечного сечения перемычек $\omega_{\text{пп}} = 150,2 \text{ м}^2$;
 $\omega_{\text{вп}} = 184,5 \text{ м}^2$.

Определяем суммарный объём верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V = \omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}}, \text{ (м}^3\text{)}; \quad (5.6)$$

$$V = \omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}} = (150,2 \cdot 92 + 184,5 \cdot 80) / 2 = 28578 \text{ м}^3.$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{\text{нп}} = h_{\text{нб}} + a(\text{м});$$

$$H_{\text{нп}} = h_{\text{нб}} + a = 6,7 + 1 = 7,7 \text{ м.}$$

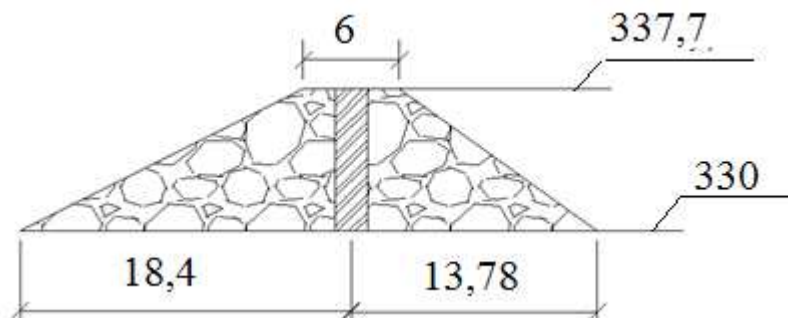


Рисунок 5.3 – Поперечное сечение низовой перемычки

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки: $\omega_{\text{нп}} = 147 \text{ м}^2$.

Определяем объём низовой перемычки:

$$V = \omega \cdot L_{\text{нп}} = 147 \cdot 80 = 11760 \text{ м}^3 \quad (5.7)$$

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}}, \quad (5.8)$$

где $\Sigma V_{\text{пер}}$ – суммарный объем всех перемычек,

$J_{\text{пер}}$ – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем 800 м³/сут. (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 40338 / 800 = 50,4 \text{ сут}$$

Время необходимое на отсыпку перемычек 2 месяца.

Осушение котлована 1-й очереди

Определяется срок начала работ.

Определяем площадь котлована $S=7955 \text{ м}^2$ с помощью программы AutoCAD. Определяем глубину воды в котловане $h=3,4 \text{ м}$.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = h \cdot S; \quad (5.9)$$

$$V = 3,4 \cdot 7955 = 54,094 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (ЗК-13, имеющие производительность $W=40 \text{ м}^3/\text{час}$ в количестве 4 шт.

Рассчитываем время откачки с использованием 4 насосов.

$$\approx t = \frac{V}{W \cdot n}; \quad (5.10)$$

$$t = \frac{54094}{40 \cdot 4} = 338,1 \text{ ч} = 15 \text{ суток.}$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{3,4}{15} = 0,23 \frac{\text{м}}{\text{смен}} \quad (5.11)$$

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

Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 138 м и 72 м соответственно, глубина 2 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \quad (5.12)$$

$$V = 138 \cdot 72 \cdot 2 = 19936 \text{ м}^3.$$

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

Производительность цикла экскаватора:

$$P_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} = 0,32 \cdot 360 \cdot 0,75 = 86,4 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.13)$$

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

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

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

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

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

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

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

Определяем время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{19936}{86,4} = 230 \text{ ч} = 10 \text{ сут} \quad (5.14)$$

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

вместительность кузова 8 м^3 .

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

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

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

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

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{q_{\text{ков}}} = \frac{8}{2,6 \cdot 0,5 \cdot 0,9} = 6,9 = 7 \text{ ковшей}, \quad (5.15)$$

где $q_{\text{ков}}$ - коэффициент наполнения ковша;

$Q_{\text{сам}}$ - грузоподъемность самосвала, $Q_{\text{сам}} = 8 \text{ м}^3$

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_{\text{т}}}{V_{\text{гр}}} + \frac{L_{\text{т}}}{V_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{маш}}) = \frac{3}{20} + \frac{3}{30} + (0,033 + 0,017) = 0,35 \text{ ч} \quad (6.16)$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ковш}}} = \frac{0,35 \cdot 3600}{27 \cdot 7} = 3 \text{ машины}. \quad (5.17)$$

Бетонные работы в нижней части водосливной плотины

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины $B=71,4$ м;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=30$ м;

Длина бетонируемого участка плотины с учетом устоя

$L=42$ м;

Размеры донного отверстия $3,5*8$, м

Площадь донного отверстия $\omega_{до}=28$ м²;

Количество донных отверстий, $n_{до}=6$.

Находим суммарный объем всех донных отверстий:

$$V_{до} = n_{до} \cdot B \cdot \omega_{до}, \text{ м}^3 \quad (5.18)$$

$$V_{до} = 6 \cdot 71,4 \cdot 28 = 11995 \text{ м}^3.$$

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h = 71,4 \cdot 30 \cdot 42 = 89964 \text{ м}^3. \quad (5.19)$$

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{общ.} = V_{б.р.} - V_{до} = 89964 - 11995 = 77969 \text{ м}^3. \quad (5.20)$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.р.}=8000$ м³/мес.

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{б.р.} / J_{б.р.}; \quad (5.21)$$

$$t = 77969 / 8000 = 9,8 \text{ мес.}$$

Бетонирование глухих секций

Ширина секции $B=13$ м;

Высота бетонируемой части глухой плотины $h=30$ м;

Длина бетонируемого участка плотины $L=184,75$ м;

Определяем общий объем бетонируемой части глухой плотины:

$$V = 111493 \text{ м}^3;$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.р.}=12000$ м³/мес.

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{б.р.} / J_{б.р.};$$

$$t=111493/8000=9,3 \text{ мес.}$$

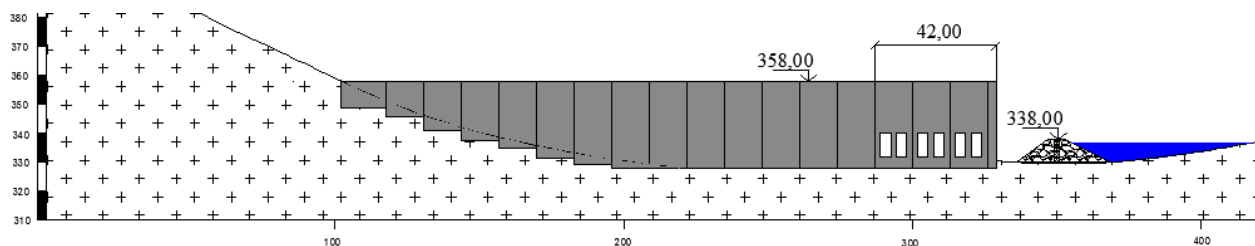


Рисунок 5.4- Поперечный разрез плотины на первом этапе строительства

Расчет пропуска расчетного строительного расхода через донные отверстия на втором этапе

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

Предварительно задаемся размерами и количеством донных отверстий с учетом геометрии водосливной плотины. Отметку порога донных отверстий (∇П) примем на 2 м выше дна –332 м.

В этом случае верхняя выходная кромка донного отверстия будет находиться на отметке 340 м, а отметка НБ составляет 336,7 м.

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

$$Q_{\text{стр}} = \mu \omega n \sqrt{2gH_0}, \quad (5.22)$$

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

ω – площадь поперечного сечения донного отверстия;

H_0 – напор над центром сечения отверстия с отм. 332 м.

Коэффициент μ находим по графику на рис.5.18 [17].

Определяем напор над центром сечения отверстия:

$$H_0 = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \omega^2 n^2 2g} \quad (5.23)$$

$$H_0 = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \omega^2 n^2 2g} = \frac{1270,2^2}{0,7^2 28^2 6^2 2 \cdot 9,81} = 6 \text{ м.}$$

Находим необходимую отметку ВБ по формуле:

$$\nabla \text{УВБ} = \nabla \text{П} + H_0; \quad (5.24)$$

$$\nabla \text{ВБ} = 332 + 6 = 338 \text{ м.}$$

Определяем отметку гребня банкета при перекрытии с учетом запаса в 1 м (339 м).

5.1.2 Второй этап

Бетонные работы в нижней части стационарной плотины

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

Бетонные работы в нижней части стационарной плотины и глухих секций

Нижняя часть стационарной плотины - секции №№ 25-27 и глухих секций №№ 5 ÷ 23.

Ширина нижней части стационарной плотины и глухих секций - $B = 71,4$ м.

Высота бетонируемого участка стационарной плотины $h = 30$ м

Длина бетонируемого участка плотины $L = 92$ м

$$V = B \cdot L \cdot h = 71,4 \cdot 30 \cdot 92 = 197064 \text{ м}^3.$$

Интенсивность работы 16000.

Время бетонирования $t = 12,3$ мес

Бетонные работы в подводной части здания ГЭС

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.

Ширина подводной части здания ГЭС $B = 20$ м

Высота подводной части здания ГЭС $h = 15$ м

Длина подводной части здания ГЭС $L_{\text{ГЭС}} = 42$ м

Объем $V = B \cdot L \cdot h = 20 \cdot 15 \cdot 42 = 12600 \text{ м}^3$

Время бетонирования $t = 1,6$ мес = 2 мес

Бетонирование глухих секций:

$$V = 81360 \text{ м}^3;$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{\text{б,р}} = 12000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

$$t = 81360 / 12000 = 6,8 \text{ мес.}$$

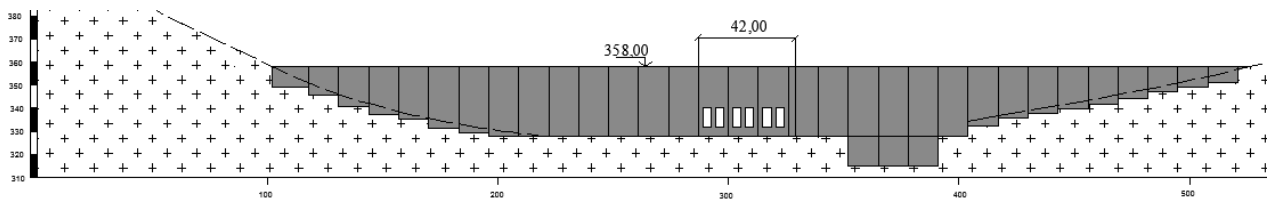


Рисунок 5.5 – Поперечный разрез плотины на втором этапе строительства

Объем необходимого грунта для данного этапа составляет 530217 м^3 .

5.1.3 Третий этап

На третьем этапе производится наращивание станционной и водосбросной части плотины до отметки 390 м; устраивают глубокую цементационную завесу в основании; так же бурят дренажные скважины в основании плотины.

Наполняют водохранилище до отметки 370,0 м,

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

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 358 м 390 м

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Наибольшая высота участка бетонирования 32 м.

Длина бетонируемого участка плотины $L_{пл}=80 \text{ м}$

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

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины:

$$\omega_{п} = 1488 \text{ м}^2$$

$$\text{Объём бетона } V = \omega_{п} \cdot L_{пл} = 1488 \cdot 80 = 119040 \text{ м}^3.$$

Принимаем интенсивность бетонирования $30000 \text{ м}^3/\text{мес}$

Время бетонирования $t=4 \text{ мес.}$

Бетонирование глухих секций:

$$V=590330 \text{ м}^3;$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б,р}=30000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

$$t=590330/30000=19,7 \text{ мес.}$$

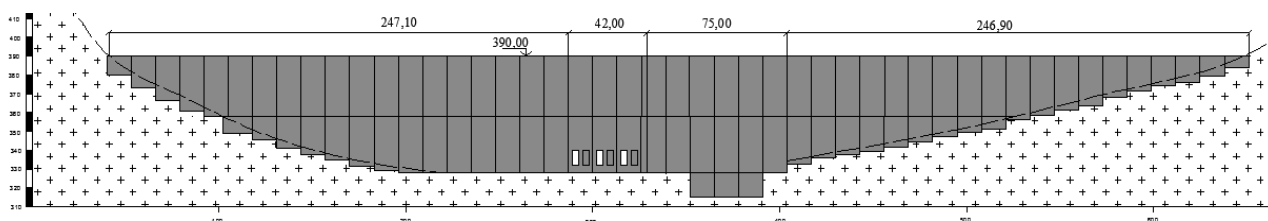


Рисунок 5.6 – Поперечный разрез плотины на третьем этапе строительства

5.1.4 Четвертый этап

На данном этапе проводят бетонные работы по всему напорному фронту до отметки 415,0 м. Производится монтаж поверхностных затворов на секциях № 30-32. Разбираются перемычки. Пропуск расходов осуществляется через водосбросную плотину и донные отверстия.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 390,0 м и 415,0 м

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Бетонирование проводят на участке между отметками 390 м и 415 м. Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=74000 \text{ м}^3$. Время бетонирования $t=3,7$ мес., при интенсивности $30000 \text{ м}^3/\text{мес}$. Также бетонируются глухие секции плотины.

$$V_1=484550 \text{ м}^3;$$

$$\text{Задаемся интенсивностью бетонирования } J_{б,р}=30000 \text{ м}^3/\text{мес}.$$

$$t=484550/30000=16,2 \text{ мес}.$$

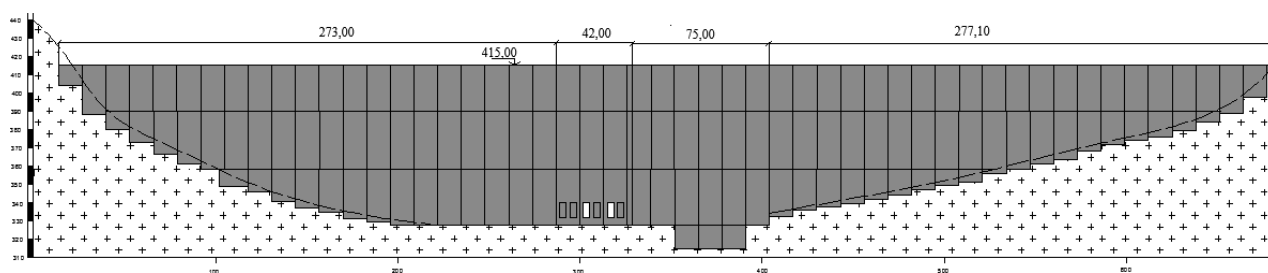


Рисунок 5.7 – Поперечный разрез плотины на четвертом этапе строительства

5.1.5 Пятый этап

На данном этапе возводят плотину до проектных отметок.

Демонтируются затворы. Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №№ 30-32.

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 415 м и 437,2 м

Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=62160,5 \text{ м}^3$. Время бетонирования $t=3,1$ мес., при интенсивности $30000 \text{ м}^3/\text{мес}$. Также производится бетонирование глухих секций.

$$V_{\text{г}}=388550 \text{ м}^3;$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{\text{б,р}}=30000 \text{ м}^3/\text{мес}$.

$$t=388550/30000=13 \text{ мес.}$$

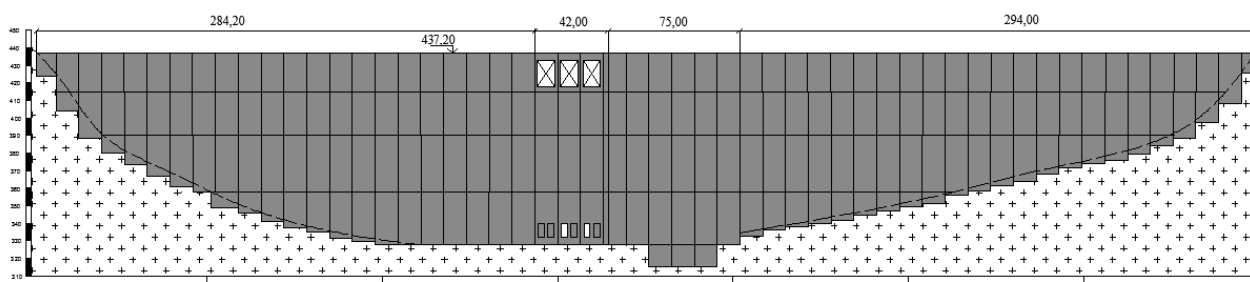


Рисунок 5.8 – Поперечный разрез плотины на пятом этапе строительства

Таблица 5.2 - Определение объемов работ

№этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м ³)
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	13818,4
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	11760
		Отсыпка верховой перемычки первой очереди	14759,6
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	54,1
	Земляные	Разработка котлована под водосбросную плотину	19936
	Бетонные	Бетонирование нижней части плотины	145919
1	Бетонные	Бетонирование глухих секций	117493
2	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	209664
2	Бетонные	Бетонирование глухих секций	81360

Окончание таблицы 5.2

№этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м3)
3	Бетонные	Бетонирование плотины	119040
3	Бетонные	Бетонирование глухих секций	590330
4	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 390 м и 415 м	74000
	Бетонные	Бетонирование глухих секций	484550
5	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 415 м и 437,2 м	62160,5
	Бетонные	Бетонирование глухих секций	388550

6 Мероприятия по охране окружающей среды

Грамская ГЭС расположена в Амурской области на реке Гиллой. Ближайший населённый пункт — село Золотая Гора. Рассматриваемая территория относится ко II-му поясу умеренно-континентального климата (с относительно холодной зимой и теплым летом), среднемесячная температура самого теплого месяца (июль) составляет $+17,4^{\circ}\text{C}$, холодного (январь) $-20,4^{\circ}\text{C}$. Тип питания реки смешанный с преобладанием снегового. На снеговое питание приходится до 61%, на дождевое – до 23%. Питание за счет грунтовых вод составляет 23%.

Основными источниками загрязнения реки Гиллой являются недостаточно очищенные хозяйственно-бытовые и промышленные сточные воды расположенных выше по течению населенных пунктов. Результаты лабораторных исследований содержания органических загрязняющих веществ и тяжелых металлов в реке Гиллой показали весьма низкую самоочищающую способность на протяжении 50 км после сброса сточных вод. Получена количественная характеристика загрязнения воды и донных отложений реки Гиллой по 35 показателям качества воды и 45 элементам в донных отложениях на всем ее протяжении. Значительные концентрации тяжелых металлов установлены в донных отложениях, что может привести к вторичному загрязнению водотока. Распространение загрязнения речной воды и донных отложений не достигает населенных пунктов в связи процессами самоочищения (осаждение, сорбция, разложение органических веществ и др.).

Растительный мир этого района типичен для воточной территории России. Из растительности доминируют еловые леса, смешанные елово-широколиственные, мелколиственные березовые и осиновые. Лесистость – 50-70%. В хвойных лесах района в травянисто-кустарниковом ярусе произрастают вереск, черника, брусника, кислица, майник, грушанка, седмичник. Среди растений широколиственных лесов распространены сныть, осока волосистая, зеленчук, копытень, лютик кошубский, примула, будра, медуница, пролистник, ветреница.

В фауне данного района преобладающей видовой группой являются насекомые: рыжий лесной муравей, бабочка капустная белянка, майский жук, комнатная муха. Существенную часть всех млекопитающих составляют рыжие мыши-полевки. В лесах водятся белки, лисицы, лоси, кабаны, в лесных заводях – бобры, ондатры. Среди земноводных широко распространена травяная лягушка. «Доктором леса» экологи называют дятла, обитающего в клинских лесах. Среди животных-спутников - сизые голуби, домовые и полевые воробьи, серые вороны и галки.

Ихтиофауна реки Гиллой представлена окунем, щукой, карасем, плотвой. В створе Грамской ГЭС отсутствуют пути миграции ценных видов рыб. На реке Гиллой организован любительский лов рыбы: сомов и сазанов. Влияние Грамской ГЭС на окружающую среду разделяется на воздействие в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

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

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

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

1. Мероприятия по инженерной защите, предусматривающие:

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

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

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

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

3. Санитарная очистка территории затопления.

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

5. Мероприятия в местах захоронений, предусматривающие:

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

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

При создании водохранилищ предусматривается организация водоохранной зоны, на территории которой планируются защитные

лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия. Водоохранная зона позволит ограничить поступление в водохранилище загрязняющих веществ с поверхностным стоком. Согласно статьи 65 Водного кодекса Российской Федерации ширина водоохранной зоны реки Сестра составляет 200 м.

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

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

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

2. запрещается проведение авиационно-химических работ; использование навозных стоков для удобрения почв; размещение складов ядохимикатов, минеральных удобрений. Животноводческих комплексов и ферм, мест складирования и захоронения промышленных, бытовых и сельскохозяйственных отходов, кладбищ и скотомогильников, накопителей сточных вод;

3. Вынос строений, дачных и садово-огородных участков и т.д. из установленных прибрежных полос;

4. Размещение мест захоронения отходов производства и потребления за пределами границ водоохранных зон;

5. В пределах водоохранных зон и прибрежных защитных полос оборудование стоянок автотранспорта твердым покрытием с организованным отводом ливневых вод;

6. В границах водоохранных зон допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод;

7. Использование, охрана, защита, воспроизводство лесов, расположенных в водоохранных зонах, осуществляется в соответствии с лесным законодательством.

Однако соблюдение режима водоохранных зон не означает запрета на проведение берегоукрепительных и благоустроительных работ по берегам водных объектов.

При разработке строительных планов необходимо рационально выбирать карьеры, местоположение строительной базы, дорог и т. п. К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных земель и озеленение территории. По водохранилищу наиболее эффективным природоохранным мероприятием считается инженерная защита.

Для предотвращения или уменьшения переработки берегов их укрепляют. Предприятия, железные дороги, жилые и коммунально-бытовые постройки,

памятники старины выносятся из зоны затопления. Но на первом месте стоит вопрос о необходимости переселять людей из зон затопления, подтопления, берегопереработки, неблагоприятных климатических или других условий, отрицательно сказывающихся на здоровье и жизнедеятельность населения. Кроме того, возможны изменения условий хозяйствования вследствие изменений в природной среде.

В период эксплуатации происходит разностороннее влияние на окружающую среду. Наиболее существенное влияние оказывают водохранилища, создание которого всегда влечет за собой ряд изменений в природных условиях и объектах народного хозяйства затрагиваемой территории.

Гидротехнические сооружения должны соблюдать положения законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды и нормативных документов, устанавливающих требования к охране природной среды при инженерной деятельности.

Следует также рассматривать мероприятия:

1. по улучшению экологической обстановки по сравнению с природной;
2. использованию водохранилищ, нижних бьефов и примыкающих к ним территорий для развития туризма;
3. обеспечения рекреации, рекультивации земель и вовлечения их в хозяйственную деятельность, не противоречащую оправданному природопользованию.

Гидроэнергетические объекты следует проектировать с минимальным ущербом природе. В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС необходимо организовать наблюдения за:

1. Протечками и утечками технологических масел;
2. Качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
3. Качеством сбрасываемых сточных вод;
4. Соблюдением правил при накоплении отходов: различных видов отработанных масел (турбинных, трансформаторных, гидравлических, промышленных), ломом черных и цветных металлов, кабельной продукции, аккумуляторов резервных источников питания и др.;
5. Утечками элегаза, применяемого в комплексном распродустройстве.

Наблюдения, проводимые в случае отклонения величин загрязнений от допустимых:

1. гидрологические;
2. гидрохимические;
3. гидробиологические, включая ихтиологические.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

Мероприятия по защите растительного и животного мира:

1. Лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей; вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений;

2.Плантационное выращивание ценных пород;

3.Специальный режим пропусков, исключаящий иссушение в нижнем бьефе; создание звероферм и зверопитомников; организация охраняемых и заповедных территорий; строительство рыбозащитных, рыбопропускных и компенсационных объектов.

Мероприятия по переселению людей с обжитых мест одни из наиболее сложных в социальном отношении, необходимо снизить количество переселяемых людей за счет оптимизации подпорных отметок водохранилищ или организации инженерной защиты населенных пунктов.

Для переселяемого населения предусматривается строительство благоустроенных населенных пунктов, оснащенных современными инженерными коммуникациями и необходимым набором социально-культурно-бытовых объектов. Кроме того, в проектах ГЭС в соответствии с действующими законами выделяются средства для компенсации сносимых строений, предметов недвижимости, садовых насаждений и т. п.

Мероприятия, направленные на снятие социальной напряженности, уменьшение возможного негативного воздействия на социальную сферу, а также улучшение условий проживания местного населения, в числе которых:

1.Организационные: проведение определенной кадровой политики при формировании коллектива строителей,

2.Организация системы учета общественного мнения, выполнение работ по переселению по юридическим договорам заказчика с каждой семьей; связанные с капитальными затратами: периодическое медицинское обследование местных жителей не только в период строительства объекта, но и в первые годы его эксплуатации, строительство по согласованному с местными властями списку объектов жилищного хозяйства, соцкультбыта, коммуникаций, домов отдыха, подсобных хозяйств и др.,

3.Археологические исследования и раскопки, вынос памятников культуры и истории из зоны водохранилища; мероприятия в период эксплуатации объекта: отчисление части прибыли от реализации электроэнергии в местный бюджет,

4.Уменьшение платы за электроэнергию в населенных пунктах, расположенных вблизи водохранилища.

7 Оценка объемов реализации энергии и расходов

7.1 Оценка объемов продаж

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электроэнергия это уникальный товар, так как она не может быть накоплена и её реализация должна осуществляться мгновенно, по мере производства. В результате этого рынок электроэнергии разделяется на такие составляющие как: «Рынок регулируемых договоров», «Рынок на сутки вперед» и «Балансирующий рынок». Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	192	192	192	192	192
Число часов использования установленной мощности	Часы	7200	7200	7200	7200	7200
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1339200	1339200	1339200	1339200	1339200
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	26784	26784	26784	26784	26784
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1312416	1312416	1312416	1312416	1312416
Тариф на электроэнергию	Руб./ МВт·ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	113,96	117,79	121,40	125,01	128,51
НДС к выручке	млн.руб.	5,60	17,38	17,97	18,52	19,10

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» 2017-2042.

7.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Период расчета в программе 300 месяцев, период окупаемости 72 месяцев.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2017 года представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	47,47
Прочие расходы	274,0	50,96
Итого		98,43

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения стоимости представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по нормативам Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 – 2042 года. Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб/Мвт	25,18
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/Мвт*ч	1,76
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт*ч	0,51
Итого		27,45

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Гиллой, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт*ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2021 г. по 2025 г. приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	35,48	37,12	37,12	37,12	37,12
Расходы на страхование, млн. руб.	12,91	13,72	13,36	13,00	12,65
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	98,43	98,43	98,43	98,43	98,43
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	9,68	15,43	15,03	14,63	14,23
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	27,45	27,45	27,45	27,45	27,45
Налог на воду, млн. руб.	7,23	7,71	7,71	7,71	7,71
Итого, млн. руб.	191,19	199,87	199,11	198,35	197,60

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

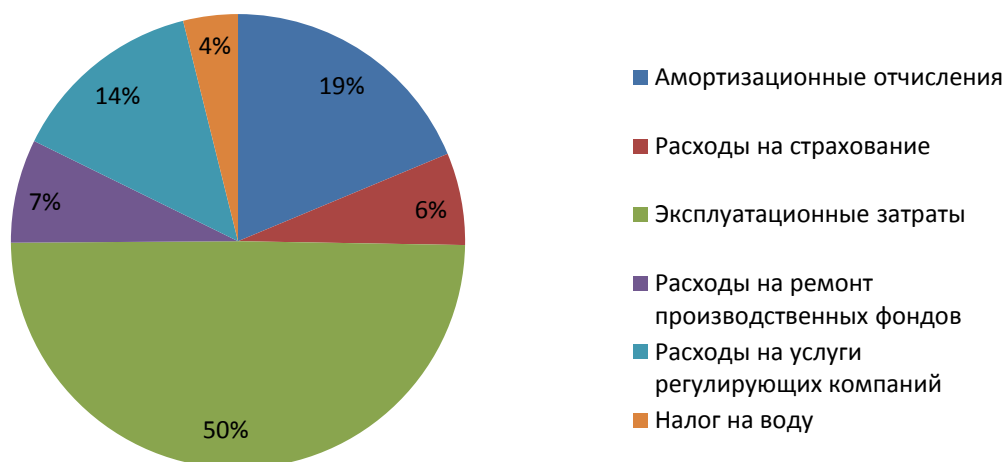


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

7.1.3 Налоговые расходы

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

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч - 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 7.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	201,66	267,43	277,24	287,19	296,35
НДС, млн.руб.	246,92	271,55	279,88	288,69	296,79
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	23,42	23,42	23,42	23,42	23,42
Налог на имущество, млн.руб.	25,20	32,50	29,72	28,91	28,11

7.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности, определяет рентабельность производства.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Грамской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	1463,42	1512,74	1558,74	1607,94	1652,54
Текущие расходы, млн.руб.	191,19	199,87	199,11	198,35	197,60
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1272,23	1312,87	1359,63	1409,59	1454,94
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	1272,23	1312,87	1359,63	1409,59	1454,94
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	254,45	262,57	271,93	281,92	290,99
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	1017,78	1050,30	1087,70	1127,67	1163,96
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 7.2

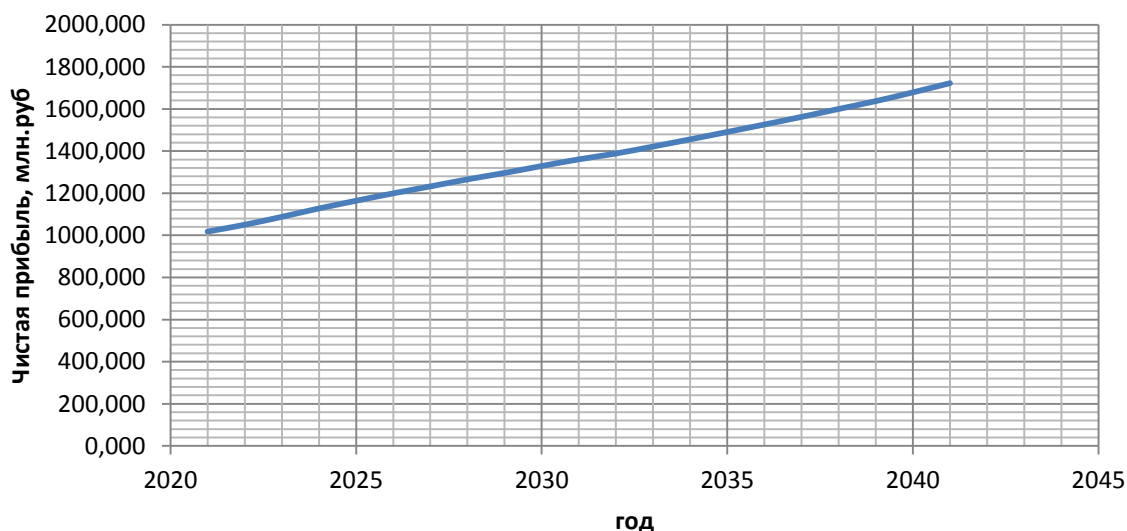


Рисунок 7.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

7.3 Оценка инвестиционного проекта

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

7.3.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

б) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

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

- период прогнозирования для Грамской ГЭС на реке Гиллой мощностью 192 МВт составляет 25 лет.
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

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

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

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

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

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

7.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Грамской ГЭС на реке Гиллой мощностью 192 МВт.

Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Грамской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, год	6
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	5660,4
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,55
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,16
Удельные капиталовложения, руб/Квт	97138,7

7.3.3 Бюджетная эффективность

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

К притокам бюджетных средств относится:

- притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Налоговые поступления, млн. руб.	73,14	504,57	602,76	618,12	636,07
В Федеральный бюджет, млн. руб.	62,75	479,23	570,12	588,26	607,02
В региональный бюджет, млн. руб.	10,26	25,20	32,50	29,72	28,91

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

7.4 Анализ рисков инвестиционных проектов

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов)

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наилучшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта, им уделено особое внимание.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI.

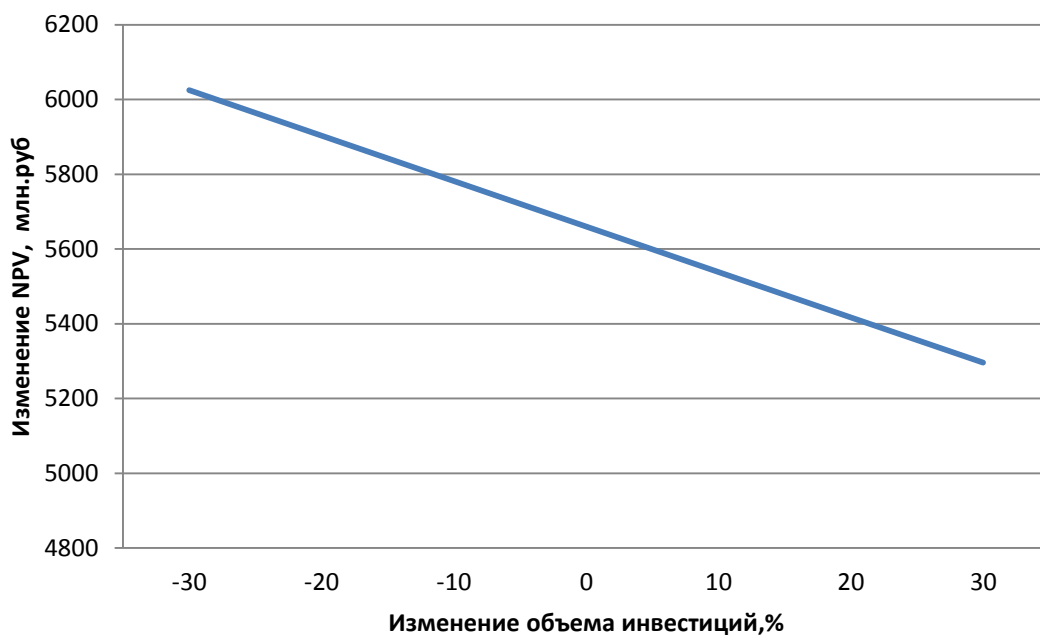


Рисунок 7.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению величины NPV.

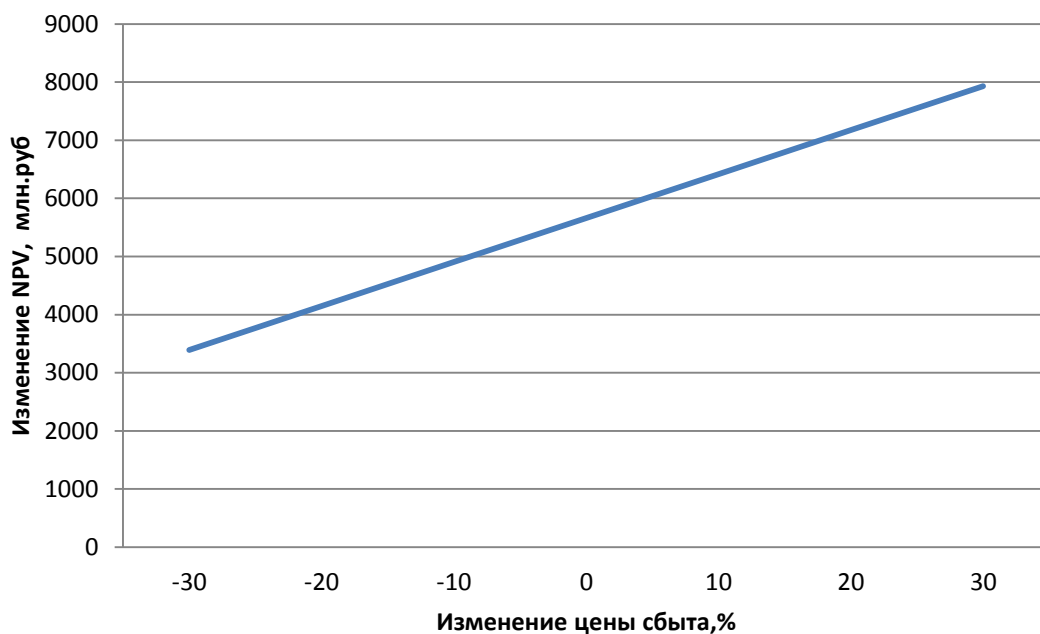


Рисунок 7.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта
Увеличении цены сбыта – увеличение величины NPV

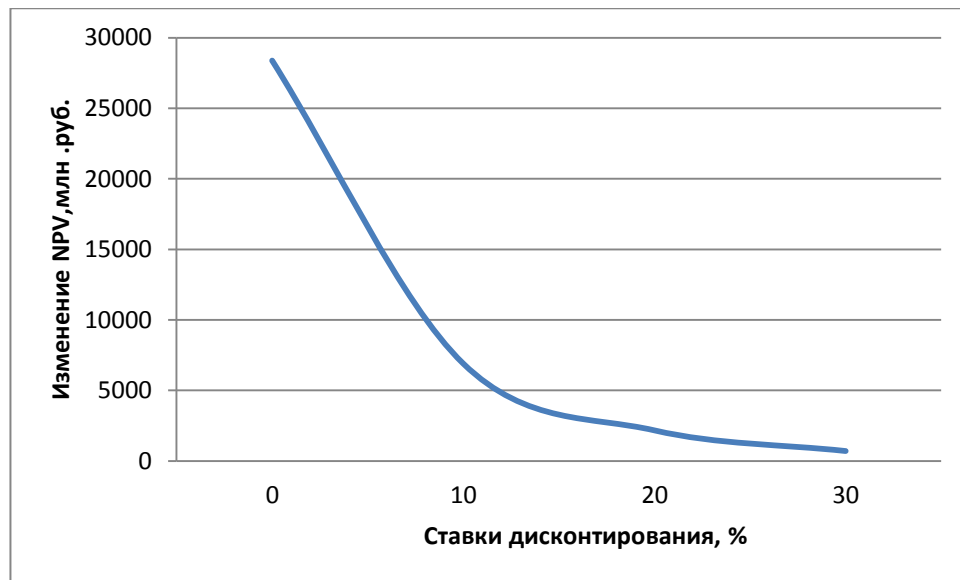


Рисунок 7.5 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта

Увеличение ставки дисконтирования–уменьшение величины NPV

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Уменьшение цены сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

8 Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период

На сооружениях I, II и III классов проведение инструментальных наблюдений является обязательным. В частности фильтрационные наблюдения, по результатам которых оцениваются эффективность работы элементов подземного контура плотины, противодействие на подошву сооружения и фильтрационные процессы через напорный фронт плотины и ее основание, связанные с раскрытием швов и трещин [18].

Противодействие в основании плотин является одной из основных расчетных нагрузок, действующих на сооружение, и напрямую связано с устойчивостью, прочностью и долговечностью.

В связи с тем, что противодействие является диагностическим показателем, то есть наиболее значимым для диагностики и оценки безопасности состояния ГТС, к измерению его предъявляются высокие требования, главные из которых – точность и «чуткость». Под «чуткостью» понимается ощутимый сезонный размах показателя при изменении УВБ и температуры воздуха.

8.1 Средства для измерения противодействия

Для определения противодействия в основании бетонных сооружений в принципе могут быть использованы любые датчики давления, обеспечивающие достаточную точность и оперативность измерений и отвечающие ожидаемому диапазону изменений измеряемого параметра.

Наблюдения за противодействием осуществляются с помощью пьезометров, а для относительно кратковременных наблюдений (несколько лет) применяются пьезодинамометры. Так как срок работы струнных пьезодинамометров относительно невелик (15-20 лет) [22], а замена невозможна, то для эксплуатационного контроля за противодействием следует применять пьезометры.

Основными частями пьезометра являются:

- водоприемник;
- пьезометрическая труба;
- оголовок пьезометра, оборудованный для измерений.

Водоприемник пьезометра в скальных грунтах представляет собой нижнюю часть пьезометрической скважины, длиной 2-3 м, необорудованную трубами и изолированную от вышележащей части скважины. В вышележащую часть скважины устанавливается пьезометрическая труба, затрубное пространство которой цементируется или изолируется от водоприемника тампоном (установкой на нижнее звено пьезометрической трубы резиновых колец).

Конструкция пьезометрической скважины должна определяться назначением пьезометра и геологическими условиями.

По положению устья относительно пьезометрической линии, пьезометры разделяются на напорные и безнапорные.

Оголовки пьезометров должны быть оборудованы манометрами и трехходовыми кранами, позволяющими определить дебит пьезометра, и при необходимости сбрасывать скопившийся в пьезометрической трубе воздух и газ.

Оголовки пьезометров должны быть выведены в места, удобные для измерений.

8.1.1 Требования к пьезометрам

Для обеспечения надежности показаний пьезометров следует выполнять проверку их чувствительности не реже 1 раза в 2 года при отсутствии специальных показаний (изменений условий эксплуатации, очевидных повреждений пьезометра, сомнений в достоверности результатов измерений).

При проверке состояния пьезометра проводятся измерения глубины и опытная откачка. В случае необходимости, при заилении фильтра пьезометра или при очень низких темпах восстановления уровня (т.е. при темпах существенно ниже тех, которые следует ожидать при заданном по проекту значении коэффициента фильтрации грунта) проводится чистка пьезометра. Проверка работоспособности переносных измерительных приборов осуществляется в соответствии с общепринятыми правилами проверки измерительной аппаратуры.

Критерием чувствительности пьезометров являются результаты сопоставления полученного из опыта времени восстановления уровня воды в пьезометре с некоторым заданным временем, которое обычно устанавливается расчетным путем. Пьезометр считается чувствительным, если время восстановления уровня до первоначального не превышает существенно (т.е. на 2 - 3 порядка) времени, определенного расчетом.

Чувствительность безнапорных пьезометров целесообразно определять следующим образом:

- а) измерить уровень в пьезометре;
- б) в пьезометр залить воду до заданного уровня ⁴(или откачать воду из пьезометра);
- в) периодически, через определенные интервалы времени измерять уровень воды в процессе его восстановления до заданной величины H . Следует отметить, что при малых притоках чувствительность пьезометра следует проверять в двух направлениях, т.е. откачкой и наливом. Определять чувствительность безнапорных пьезометров следует один-два раза в год.

В зависимости от полученных результатов замера глубины и определения чувствительности пьезометра производится чистка трубы пьезометра. Механическая чистка проводится при помощи бурового оборудования или стальной проволоки, к которой приварен ерш по диаметру трубы. Для очистки

пьезометров от заиливания производят его промывку путем нагнетания воды по гибкому шлангу, опущенному в трубу пьезометра до упора.

Чувствительность напорных пьезометров определяется по данным наблюдений за сроком и ходом восстановления напора после сброса давления на $0,5 - 1,0 \text{ кг/см}^2$ с помощью трехходового крана.

Для очистки от заиливания труб напорных пьезометров можно снять манометры и трехходовой кран и дать воде свободно изливаться из пьезометра. Нередко прочистка засоренных или заиленных пьезометров оказывается невозможной, тогда вместо неисправных пьезометров приходится устанавливать новые в скважины, пробуренные рядом с вышедшими из строя пьезометрами.

Общее состояние КИА должно отмечаться при проведении визуальных осмотров сооружения, частота которых определяется рабочими инструкциями, разработанными с учетом индивидуальных особенностей контролируемых объектов.

Не реже 1 раза в 3 года следует проверять нивелированием метки оголовков безнапорных пьезометров и отметки штуцеров манометров у напорных пьезометров.

Оголовки пьезометров не должны быть подтоплены, для чего необходимо обеспечить отвод технической и дренажной воды.

Соединения труб, вентилях, кранов, манометров должны быть герметичными.

Все металлические части оголовков пьезометров должны быть покрыты антикоррозийным составом, который не реже 1 раза в год должен обновляться.

8.2 Схема размещения пьезометров в скальном основании

Размещение наблюдательных точек в пределах подземного контура следует проводить на основе фильтрационного расчета, с помощью которого определяется так называемая сетка фильтрации, представленная пересечением эквипотенциалей и линий тока. Соответствующая пьезометрическая сеть, устанавливающая порядок размещения пьезометров, должна быть представлена пересечением поперечных и продольных контрольных створов, первые из которых теоретически должны быть ориентированы на линии тока, а вторые - на эквипотенциали.

Необходимое количество поперечных створов устанавливается на основе разделения сооружения вдоль напорного фронта на отдельные типовые участки, определяемые общностью конструкции противофильтрационных и дренажных устройств и гидрогеологических условий в основании плотины. Размещение наблюдательных точек в пределах поперечного створа определяется положением характерных точек эпюры противодействия так, чтобы результаты измерений могли быть использованы для характеристики эффективности отдельных противофильтрационных и дренажных устройств в подземном контуре.

Пьезометры размещают перед цементационной завесой, сразу за ней, перед дренажем, за ним и несколько – на протяжении поперечной галереи до ее конца.

Количество пьезометров в каждом створе должно быть достаточным для построения эпюры давления. В соответствии с этой задачей в контрольных секциях должны располагаться пьезометры на глубине 2,0 м в зоне контакта сооружения с основанием: один пьезометр перед цементационной завесой, один – за завесой, один – перед дренажем, один – за дренажем и два – в поперечной галерее на расстоянии 25 м.

Опускные пьезометры устанавливаются в вертикальных и наклонных буровых скважинах диаметром 200 мм, пробуренных до заданной точки основания.

Установка опускных пьезометров должна производиться после завершения работ по цементации в районе предполагаемой установки пьезометров.

На рисунке 8.1 представлена схема установки пьезометров на Саяно – Шушенской ГЭС.

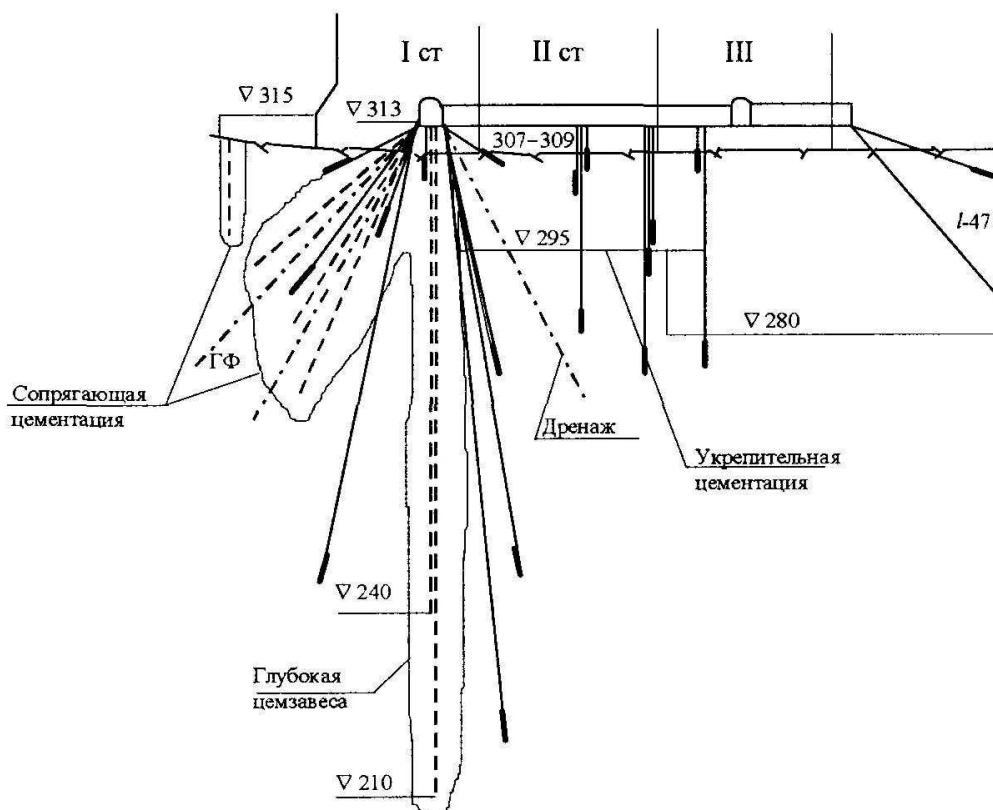


Рисунок 8.1 – Схема установки пьезометров на Саяно – Шушенской ГЭС

8.3 Измерение

По безнапорным пьезометрам производится измерение уровней воды, по напорным – давление воды.

В безнапорных пьезометрах измеряется расстояние от отметки пьезометра до уровня воды, а в напорных – давление столба воды на оголовок.

В базу паспортных данных на каждый пьезометр должны быть заведены следующие данные:

- место установки прибора с плановыми привязками устья пьезометра к осям и пикетажу сооружения;
- отметки устья водоприемника, отстойника;
- кривая зависимости снижения уровня воды в пьезометре при его первичном заполнении;
- рабочий номер пьезометра в системе наблюдений и др. сведения.

При бурении скважин под пьезометр обязательно следует вести описание грунтов, вынутых из скважины с фиксированием глубин их залегания.

Техника измерения с помощью пьезометров зависит от типа пьезометра и от технического уровня системы контроля (ручные измерения или автоматизированные). В случае безнапорных пьезометров (уровень воды в пьезометре ниже оголовка) положение уровня воды в пьезометрической трубе определяется с помощью уровнемеров: лоты хлопушки, лоты свистки, электроконтактные, пневматические, акустические уровнемеры и другие.

На плотине – аналоге уровни воды в безнапорных пьезометрах определяются с помощью электроконтактного прибора УСК-ТЭ-100.

В безнапорных пьезометрах уровни воды определяются с помощью электроконтактного уровнемера, щуп которого опускается на кабеле в пьезометрическую скважину до соприкосновения с водой. «В момент появления звукового сигнала берется отсчет относительно верхней точки оголовка пьезометра».

Отметка этой точки заранее устанавливается нивелированием. Глубина до уровня воды определяется как среднее значение 2-х – 3-х замеров.

Для измерений, осуществляемых с помощью напорных пьезометров, используют стационарно установленные манометры. При автоматизированных системах контроля во всех наблюдательных точках должны использоваться унифицированные датчики давления.

В напорных пьезометрах давление измеряется с помощью пружинных манометров. Типоразмеры манометров зависят от давления в измеряемых точках – МТИ 4, 6, 10, 16, 25, 40 атм., шкала которых подбирается так, чтобы максимальное измеряемое давление не превышало 0.7 максимального значения шкалы. При установке манометра должна быть достигнута полная герметизация. Течи и капез в соединениях не допускаются.

В напорных пьезометрах измерение фильтрационного давления производится с помощью стационарно установленных манометров. Отсчет по манометру проводится не раньше, чем через 3 минуты после стабилизации

давления. Перед снятием отсчета по манометру необходимо убедиться в отсутствии повреждений оголовка пьезометра и герметичности соединения пьезометра и манометра.

Регистрация результатов ручных измерений проводится в полевых журналах установленной формы. При автоматизированных системах контроля регистрация значения измеряемых параметров проводится путем опроса измерительных приборов, установленных в наблюдательных точках. Проверка состояния КИА и проведение контрольных замеров вручную в автоматизированных системах контроля должны проводиться не реже 1 раза в год.

Измерение противодавления следует проводить не реже, чем 1 раз в месяц.

8.4 Обработка измерений

1. Определение пьезометрических уровней:

- для напорных пьезометров:

$$h = \nabla_{\text{ОП}} + P_{\text{ман}}; \quad (8.1)$$

- для безнапорных:

$$h = \nabla_{\text{ОП}} - \nabla_{\text{УВ}}, \quad (8.2)$$

где $\nabla_{\text{ОП}}$ – отметка пьезометра,
 $P_{\text{ман}}$ – давление на манометре,
 $\nabla_{\text{УВ}}$ – отметка уровня воды.

2. Определение пьезометрических напоров:

$$H = h - \nabla_{\text{НБ}}. \quad (8.3)$$

3. Определение значений приведенных напоров по формуле:

$$h_{\text{пр}} = \frac{h - H_{\text{НБ}}}{H_{\text{ВБ}} - H_{\text{НБ}}}, \quad (8.4)$$

где $h_{\text{пр}}$ – приведенный напор,
 h – пьезометрический уровень,
 $H_{\text{НБ}}$, $H_{\text{ВБ}}$ – уровни верхнего и нижнего бьефов соответственно.

Результаты натуральных наблюдений после первичной обработки должны быть представлены в удобной для анализа форме.

При анализе результатов натуральных наблюдений особое внимание следует обращать на оценку достоверности и представительности натуральных данных.

В общем случае достоверность данных измерений оценивается, исходя из состояния КИА того или иного типа, надежности применяемой методики измерений, их точности и квалификации наблюдателей.

8.5 Оценка противодействия

На каждой эксплуатируемой бетонной плотине должны проводиться натурные наблюдения, позволяющие оперативно следить за безопасностью гидроузла, которая включает: оценку технической исправности путем сравнения значений диагностических показателей с их прогнозируемыми и критериальными значениями; оценку уровня риска аварии.

Оперативный анализ осуществляется на основе сравнения диагностического показателя с K_1 и K_2 .

Критерии безопасности гидротехнического сооружения - предельные значения количественных и качественных показателей состояния гидротехнического сооружения и условий его эксплуатации, соответствующие допустимому уровню риска аварии гидротехнического сооружения и утвержденные в установленном порядке федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими государственный надзор за безопасностью гидротехнических сооружений.

Критериальные значения K_1 уровней воды в пьезометрах приняты по результатам расчетов прогнозной статистической модели, произведенных для условий основного сочетания нагрузок.

Критериальные значения K_2 диагностических показателей пьезометрических уровней в основании водослива приняты по результатам расчетов прогнозной статистической модели, произведенных для условий особого сочетания нагрузок.

Уровни воды в пьезометрах, не превышающие значений K_1 , соответствуют нормальной и безопасной работе сооружения согласно произведенным расчетам устойчивости секций плотины.

Построение эпюр противодействия производится на основе результатов измерений в отдельных наблюдательных точках поперечного створа пьезометров.

В случае, когда определяемое натурными данными противодействие оказывается ниже противодействия, предусмотренного проектом, а расходы, измеряемые в дренажных устройствах, не превышают расчетных значений и отсутствуют какие-либо признаки неблагоприятного развития фильтрационных процессов, устойчивость сооружения можно считать обеспеченной и общее состояние сооружения по рассмотренным показателям удовлетворительным.

В случаях, когда противодействие практически равно противодействию, предусмотренному проектом, [23] и (или) наблюдаются некоторые признаки неблагоприятного развития фильтрационных процессов, состояние сооружения может быть признано удовлетворительным с указанием необходимости проведения специальных исследований в целях уточнения условий работы

сооружения. Специальные исследования должны также предусматриваться в условиях, когда фактическое распределение давления по подошве сооружения существенно отличается от проектного (например, имеют место повышенные по отношению к проекту значения давления в отдельных характерных точках эпюры противодействия).

В случаях, когда противодействие в целом превысило величину, предусмотренную по проекту, а также в случаях, когда фильтрационные расходы прогрессивно возрастают, состояние сооружения следует признать неудовлетворительным. В подобной ситуации необходимо безотлагательно провести комиссионное обследование состояния сооружения и отметить первоочередные мероприятия по нормализации создавшихся условий. Следует также провести поверочные расчеты устойчивости сооружения с учетом реальной эпюры противодействия.

Оценка состояния дренажных устройств осуществляется по данным об эффективности снижения пьезометрических напоров фильтрационного потока в основании плотины. Реальное снижение напоров потока в непосредственной близости от дренажа сопоставляется со снижением, ожидавшимся по проекту. В случае недостаточно эффективного снижения напора или при выявленной тенденции к прогрессирующему снижению этой эффективности необходимо провести специальные исследования причин ухудшения состояния дренажа и разработать мероприятия по приведению дренажной системы в порядок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Грамской ГЭС, с плотиной высотой 107,2 м на реке Гиллой, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 2043 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 2686 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Грамской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 192 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 414 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет $4,75 \text{ км}^3$. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,33 млрд. кВт·ч.

На втором этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 98,5 м;
- расчетный – 85,5 м;
- минимальный – 79 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет $258 \text{ м}^3/\text{с}$.

Была выбрана турбина типа P0115 – В – 300. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с тремя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 3 м.

Для выбранной радиально – осевой турбины с синхронной частотой вращения 250 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 640/170-24 с номинальной активной мощностью 71,1 МВт.

Грамская ГЭС спроектирована по приплотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи;
- стационарная часть;
- глухие правобережная и левобережная плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 71,4 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 328 м;
- отметка гребня водослива – 418 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий в свету – 10 м;
- отметка гребня – 437,2 м;

– ширина гребня – 35 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,29 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Грамской ГЭС отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 16 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 87138,7 руб/кВт.
- срок окупаемости 6 лет.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Грамской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
9. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
10. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
11. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
12. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

13. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
14. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
15. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
16. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
17. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
18. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
19. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037^{гг.}. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
20. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
21. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
22. СТО КИА и аппаратура для гидротехнических сооружений. Условия создания. Нормы и требования – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 32 с.
23. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные –Введ 01.07.1986 - Санкт - Петербург: Институты ВНИИГ имени Б.Е.Веденеева, Гидропроект С.Я. Жука, 1986-53 с.
24. П 84-2001 – Рекомендации по анализу данных и проведению натуральных наблюдений за противодавлением и состоянием дренажных систем в основании и теле бетонных плотин.- Санкт-Петербург: Институт ВНИИГ имени Б.Е. Веденеева - 2001 – 38с.
25. РД 153-34.2-21.545-2003 - Правила проведения натуральных наблюдений за работой бетонных плотин –Введ. 01.01.2004 - Санкт – Петербург: ОАО «ВНИИГ имени Б.Е. Веденеева».- 2003 – 33с.
26. ВСН 33-70. - Ведомственные строительные нормы. Методические указания по натурным исследованиям фильтрации в трещиноватых скальных основаниях (в том числе с применением радиоактивных изотопов) – Введ. 01.09.1970 - Санкт – Петербург: ОАО «ВНИИГ имени Б.Е. Веденеева».- 1970 – 36с.

27.РД 34.20.501-95 - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации – Введ. 24.08.1996 – Москва - АО «ОРГРЭС» при участии ВТИ, ВНИИЭ, ЦКБ Энергоремонта, ЦДУ ЕЭС России под руководством доктора тех. наук. проф., чл. – корр. РАН А.Ф. Дьякова - 1995-66 с.

28.РД 153-34.2-21.342-00 - Пособие к «методике определения критериев безопасности гидротехнических сооружений» - Москва: ЦПТИиТО ОРГРЭС - 2006 – 41 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчёты

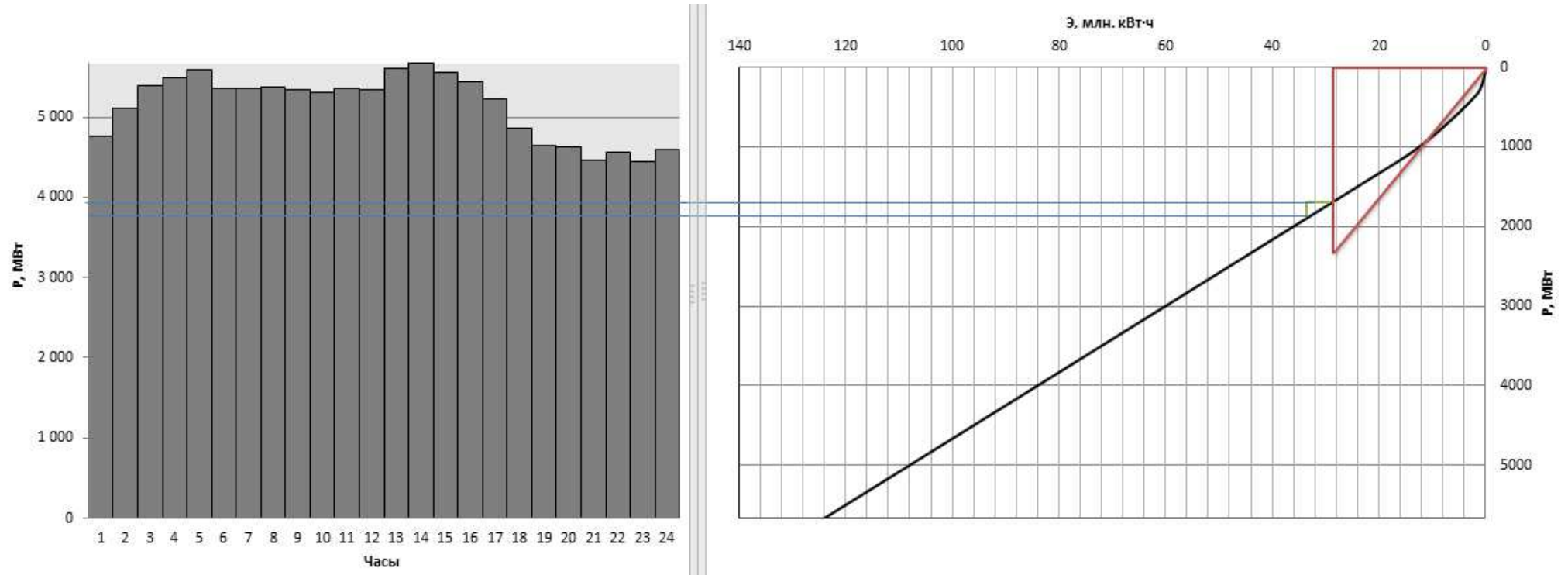


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки для зимы

Продолжение приложения А

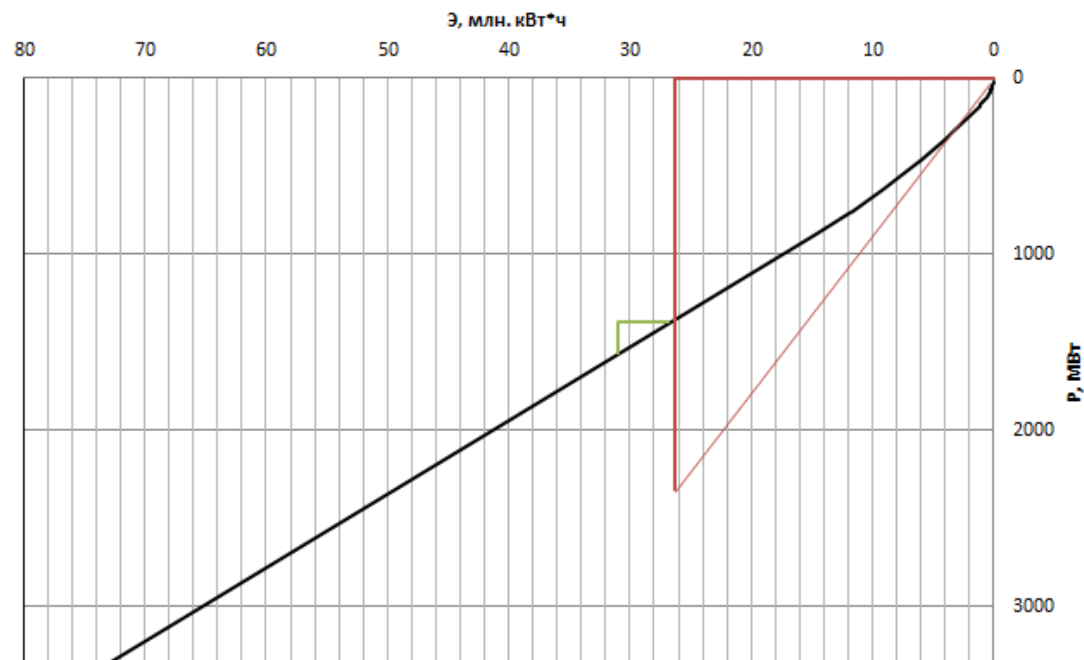
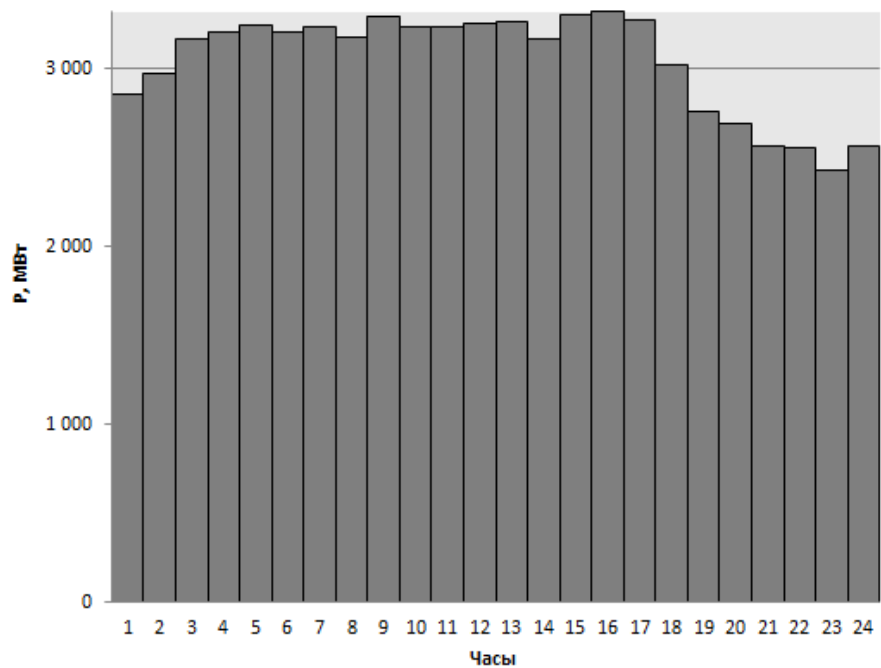


Рисунок А.2 – Интегральная кривая нагрузки для лета

Продолжение приложения А

Таблица А.1 - Сработка Мундуйской ГЭС в маловодном году.

месяц	Q быт, м3/с	Q Фильтрации, м3/с	Q испарения, м3/с	Q Лёд, м3/с	Q полезн, м3/с	Q в-ща, м3/с	Q гэс, м3/с	Q нб, м3/с	Q _{вхк} , м3/с	ΔV, км3	V начальный, км3	V конечный, км3	Z ВБ нач,м	Z ВБ кон,м	Z ВБ ср,м	Z НБ,м	Н гэс,м	N гарантированная, МВт	N, МВт	Э, МВт.ч
ХII	85	3	0	-25	57	2199	2256	2259	150	5,70	15,00	9,30	76,0	71,3	73,6	29,5	45,7	907	907	674905
I	64	3	0	-30	31	2510	2541	2544	150	6,51	9,30	2,79	71,3	62,4	66,8	29,8	40,6	907	907	675038
II	34	3	0	-18	13	134,4	147	150	150	0,35	2,79	2,45	62,4	61,8	62,1	26,1	35,5	по ВХК	46	30821
III	31	3	0	-12	16	130,9	147	150	150	0,34	2,45	2,11	61,8	61,3	61,6	26,1	34,9	по ВХК	45	33617
IV	32	3	0	5	30	117,5	147	150	150	0,30	2,11	1,80	61,3	60,9	61,1	26,1	34,4	по ВХК	45	33122
V	35	3	80	80	32	115,2	147	150	150	0,30	1,80	1,50	60,9	60,4	60,6	26,1	34,0	по ВХК	44	32676
VI	2510	3	193	0	2314	- 2167	147	150	150	- 5,62	1,50	7,12	60,4	68,6	64,5	26,0	33,6	по ВХК	43	31267
VII	2280	3	151	0	2126	- 1979	147	150	150	- 5,13	7,12	12,25	68,6	74,2	71,4	26,0	41,7	по ВХК	54	40148
VIII	684	3	96	0	585	-438	147	150	150	- 1,14	12,25	13,39	74,2	75,1	74,6	26,0	47,4	по ВХК	61	45578
IX	607	3	0	0	604	-457	147	150	150	- 1,18	13,39	14,57	75,1	75,8	75,4	26,0	48,2	по ВХК	62	44914
X	310	3	0	0	307	-160	147	150	150	- 0,41	14,57	14,98	75,8	76,0	75,9	26,0	48,9	по ВХК	63	47101
XI	155	1	0	0	152	-5	147	150	150	- 0,01	14,98	15,00	76,0	76,0	76,0	26,0	49,1	по ВХК	64	45771

Продолжение приложения А

Таблица А.2- Сработка Грамской ГЭС в средневодном году по мощностям маловодного.

Месяц	Qпол быт	Qф	Qвхк	Qв-ша	QГЭС	Qх.сбр	Qнб	Zвб			В-ще			Zнб	H	Nt	Э, млн кВт*ч
								Zн	Zк	Zср	Vн	ΔV	Vк				
8	199	0,5	100	0	199	0	200	430,00	429,91	429,96	10,52	0,00	10,52	332,78	96,38	167	124
9	67	0,5	100	33	100	0	101	429,91	429,34	429,62	10,51	0,09	10,42	332,03	96,79	84	61
10	50	0,5	100	50	100	0	100	429,34	428,52	428,93	10,41	0,13	10,28	332,03	96,10	83	62
11	20	0	100	80	100	0	100	428,52	427,25	427,88	10,27	0,21	10,06	332,03	95,05	83	60
12	10	0	100	261	271	0	271	427,25	423,08	425,16	10,06	0,68	9,39	333,85	90,52	213	159
1	5	0	100	276	281	0	281	423,08	418,49	420,78	9,41	0,72	8,69	333,93	86,05	210	157
2	4	0,5	100	96	100	0	100	418,49	417,01	417,75	8,73	0,25	8,48	332,03	84,93	74	51
3	1	0,5	100	99	100	0	101	417,01	415,47	416,24	8,51	0,26	8,26	331,92	83,52	73	54
4	2	0,5	100	98	100	0	100	415,47	413,93	414,70	8,29	0,25	8,04	331,91	81,99	71	51
5	602	0,5	100	-200	402	0	403	413,93	417,86	415,89	8,08	-0,52	8,60	334,22	80,87	283	211
6	1 070	0,5	100	-705	365	0	365	417,86	429,57	423,71	8,63	-1,83	10,46	333,99	88,92	282	203
7	256	0,5	100	-34,5	222	0	222	429,57	430,00	429,78	10,45	-0,09	10,54	332,96	96,02	185	138

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Параметры и характеристики проектируемой гидротурбины

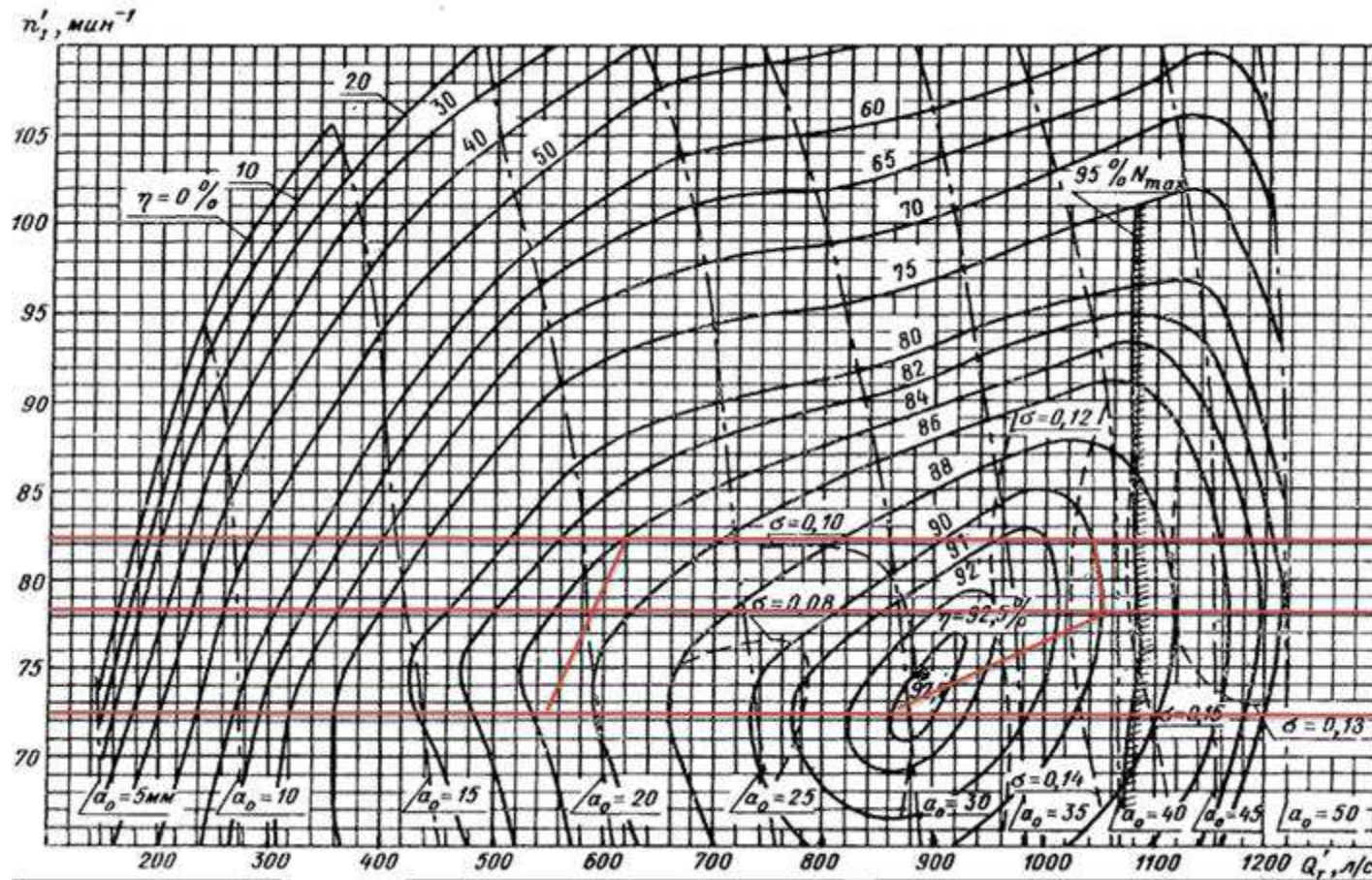
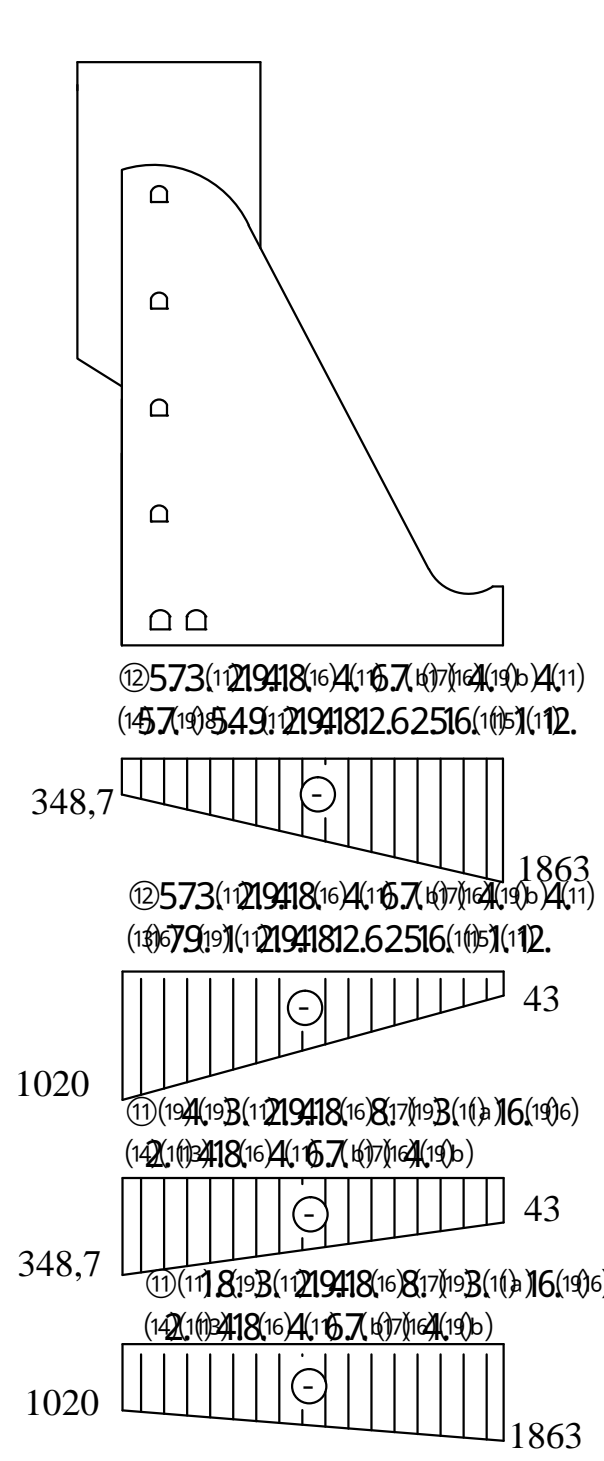
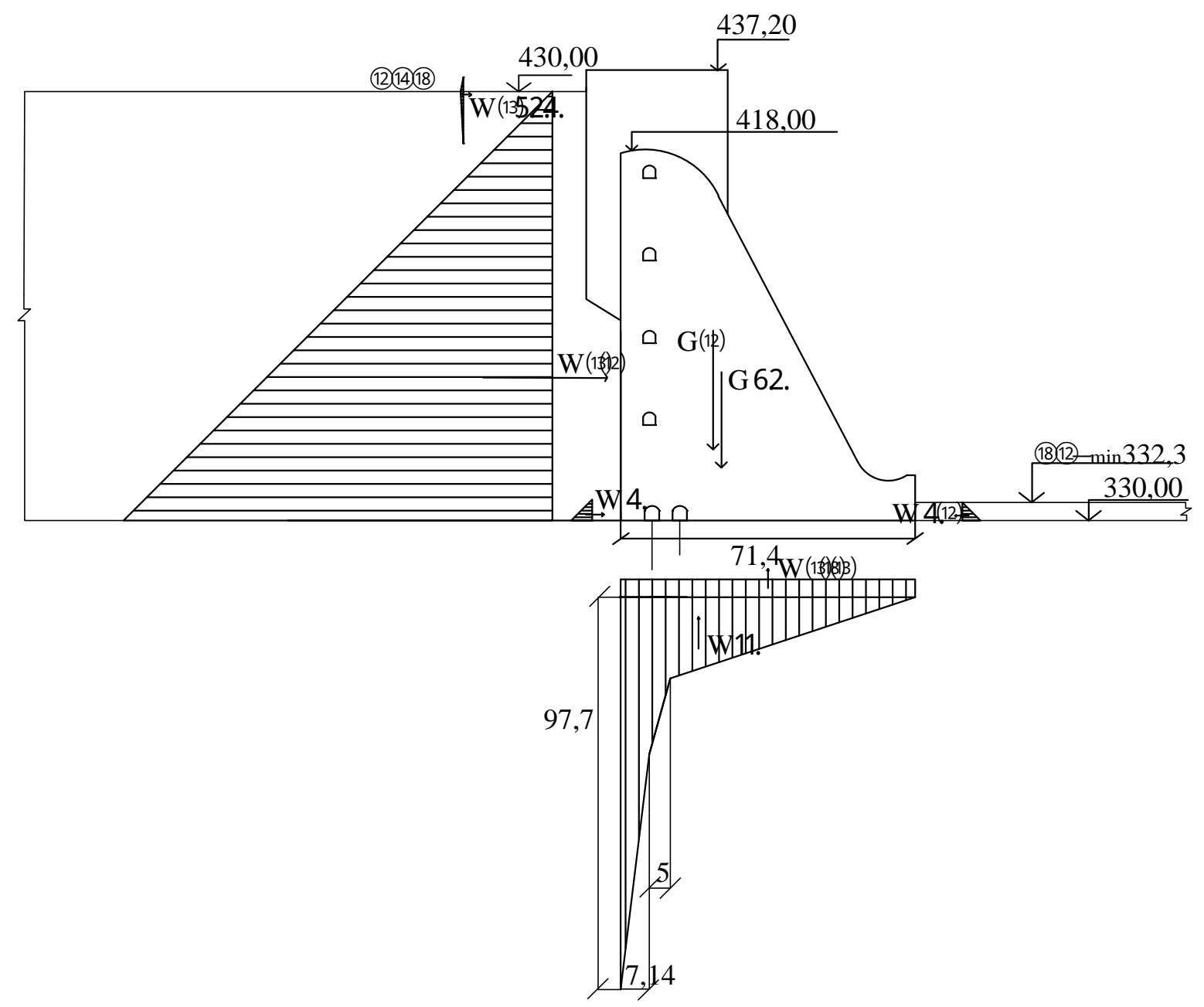


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика РО – 115В-300



Нагрузки и напряжения указаны в кПа

σ_{10}^u	-348,7	σ_{10}^t	-1863
σ_x^u	-1020	σ_x^t	-43
τ_{10}^u	0	τ_{10}^t	0
σ_1^u	-348,7	σ_1^t	-43
σ_3^u	-1020	σ_3^t	-1863



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР – 08.03.01 – 1107478 – ГП.

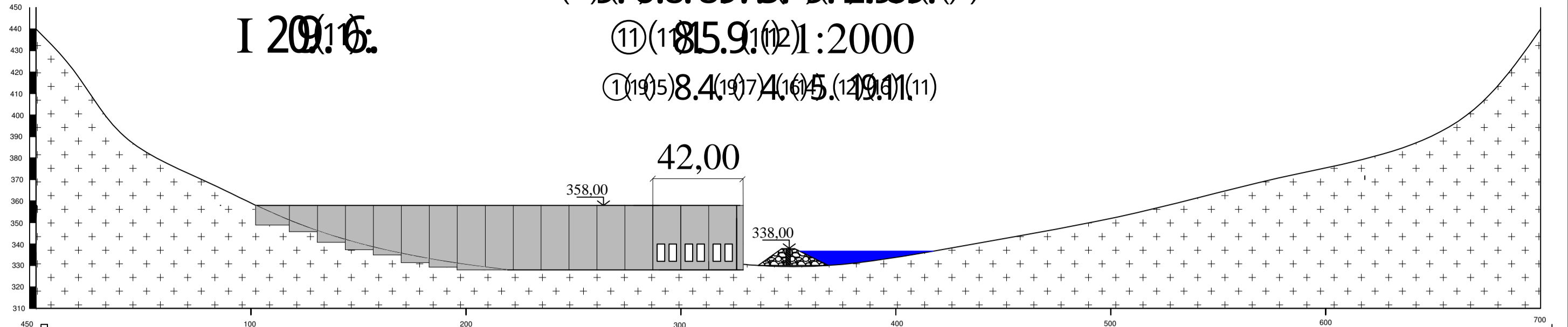
БР-08.03.01-1107478 РР					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
⑦(18)	Кол.уч	⑩(18)	Жукова	⑬(18)	Затеев
⑮(18)	75(18)	⑰(18)	Пермякова	⑱(18)	Затеев
⑲(18)	15497	⑳(18)	Затеев	㉑(18)	Затеев
Сбор нагрузок на водосливную плотину				1	1
Кафедра ГТС, 2017 г					

(8) 91618.8975(19) 91621989(11)

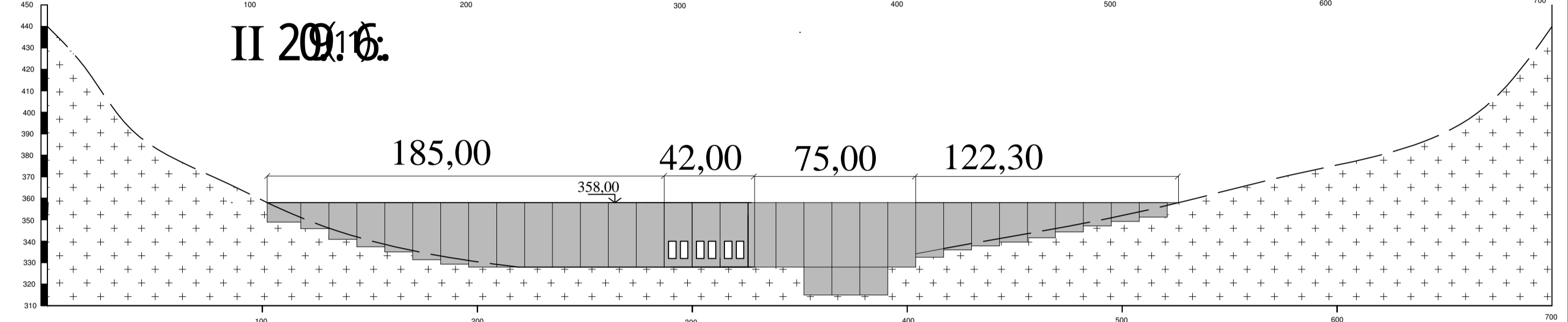
I 2016.

①(1) 85.9(12) 1:2000

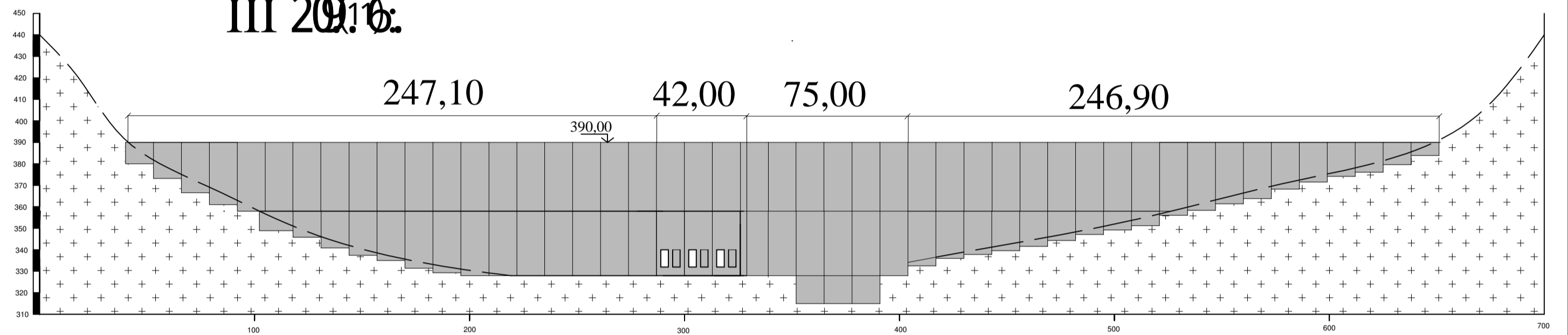
①(19) 58.4(19) 74(16) 5(14) 10(11)



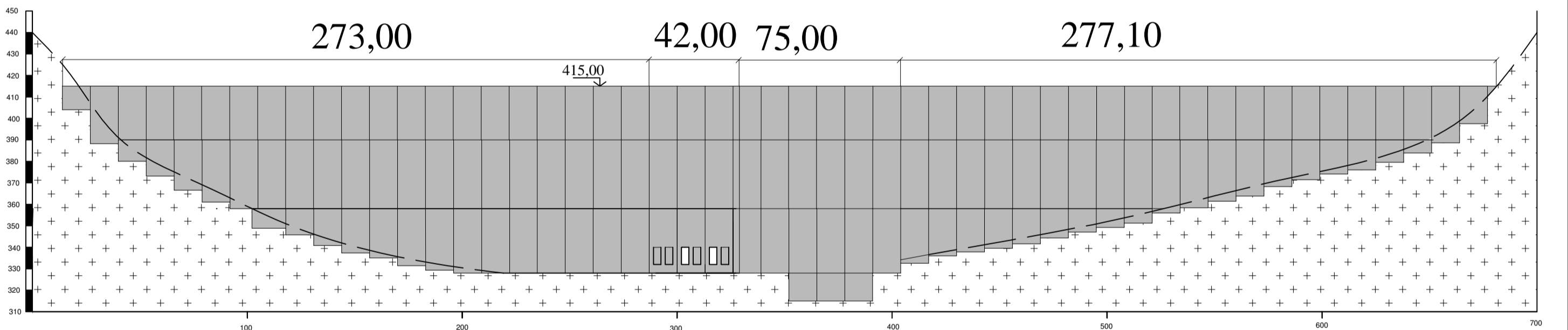
II 2016.



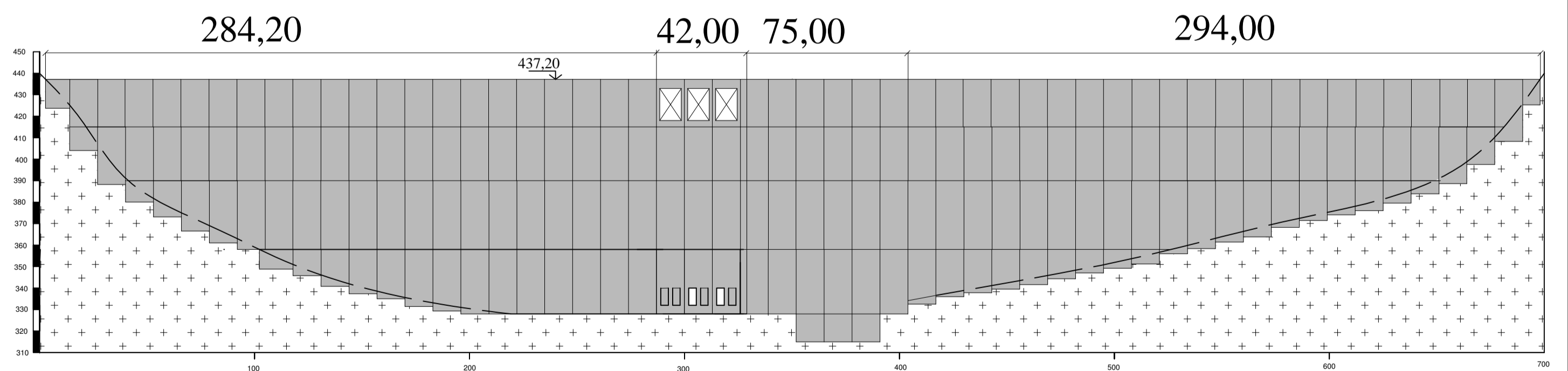
III 2016.



IV 2016.



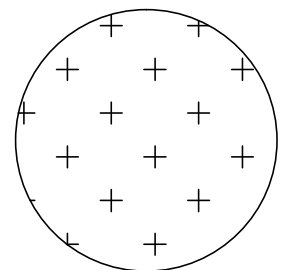
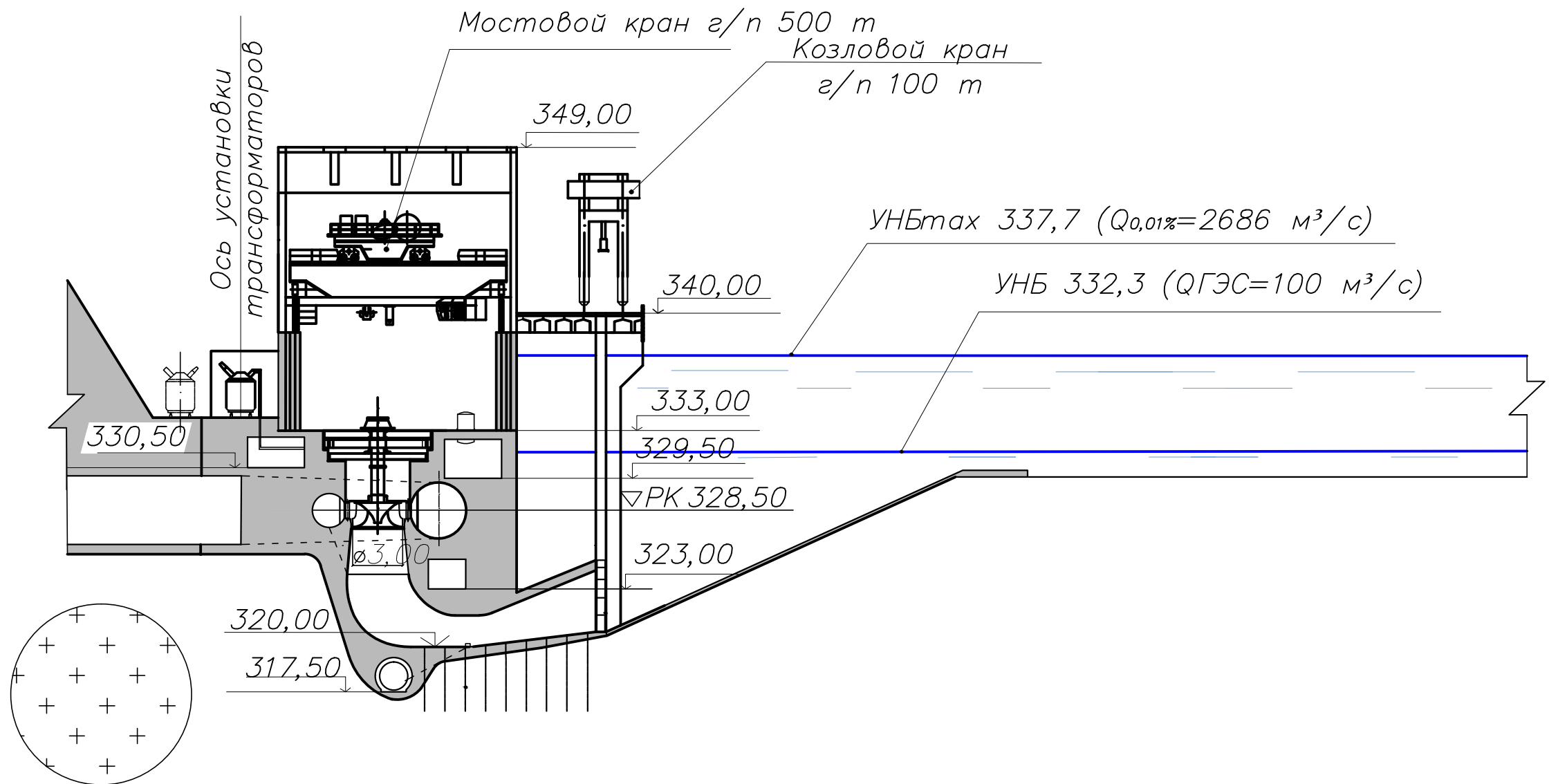
V 2016.



- ①(1) 85.9(12) 1:2000
- ①(19) 58.4(19) 74(16) 5(14) 10(11)

		①(19) 08.03.01-1107478 - ①(16) 2	
		①(1) 45.(3) 105(14) 81(19) 11(19) 2(19) 2.①(19) 7815(16) 7(1) 21945(15) 104(19) 7819(11)	
①(19) 89(1) ①(15) ①(5) ①(5) ①(6) ①(9) ①(9) ①(1)	①(10) 5(1) ①(10) 5(1) ①(10) 5(1)	①(19) 75(19) 75(19) 4(19) 6(19) 2(19) 13.815(20) ①(16) 4(11) 7. ①(19) 2(19) 20	①(19) 89(1) ①(19) 89(1) ①(19) 89(1) 3
①(19) 75(19) ①(19) 75(19) ①(19) 75(19)	①(19) 15497. ①(19) 15497.	(8) 91618.8975(19) 91621989(11)	①(11) ①(16) 7(11) 20(16) 2017 (14)
①(19) 89(1) ①(19) 89(1)	①(19) 89(1) ①(19) 89(1)		

Поперечный разрез станционной части М 1:200

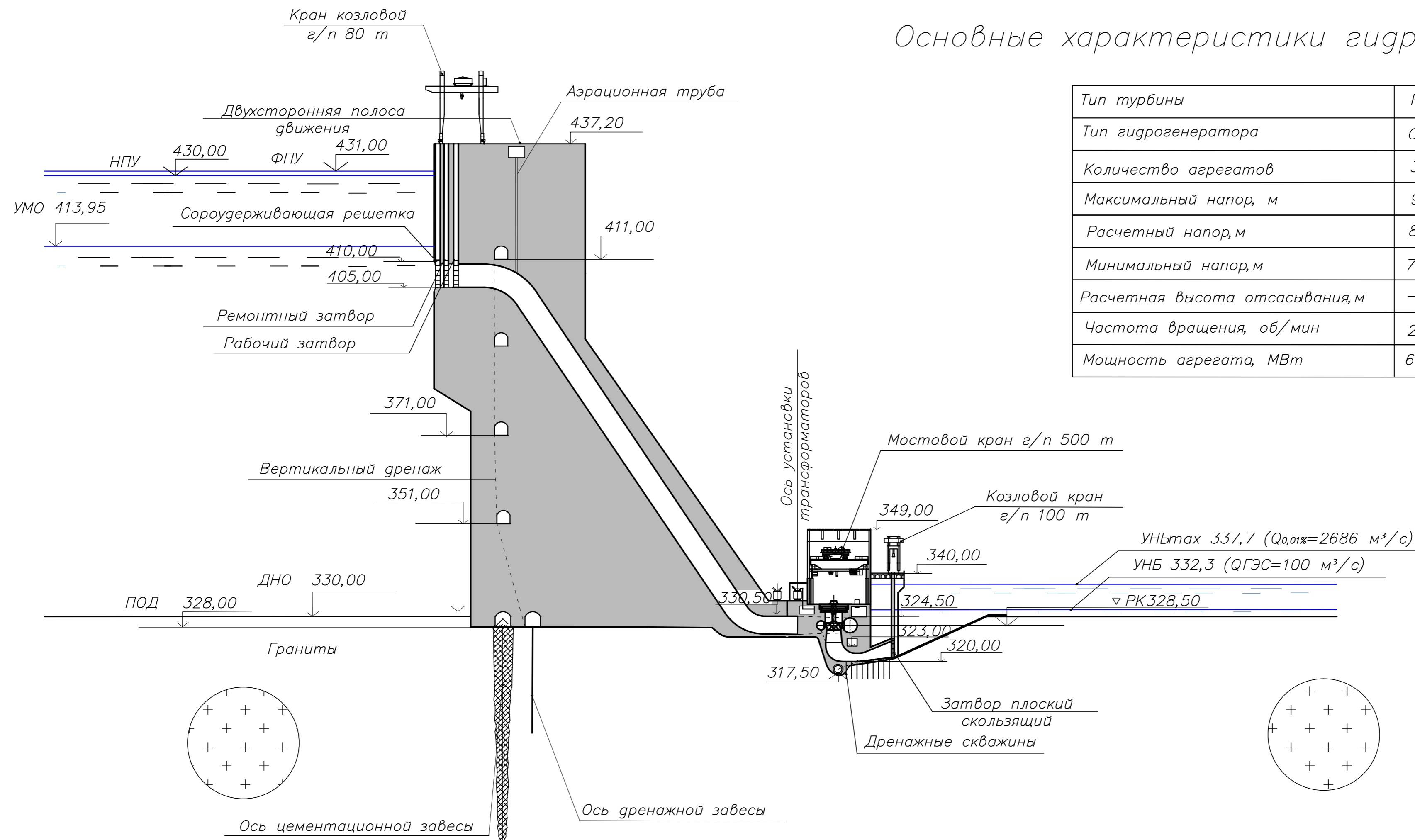


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже БР-08.03.01 - 1107478 - ГП.

ВКР-08.03.01-1107478-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
⑦18.	⑨52104.	⑩189.	(t) ⑪51.	⑬516.	⑭1911.
⑮17112.	Жукова			Проектирование Грамской ГЭС на р. Гилюй	Стадия
⑰75117.	Масленникова				Лист
⑱15497.	Пермякова				Листов
⑲15497.	Затеев			Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез	-
⑳913.	Затеев				2
					2
					Кафедра ГЭС, 2017

Поперечный разрез станционной части М 1:800

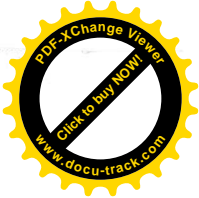
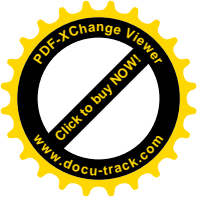
Основные характеристики гидроагрегатов



Тип турбины	Р0 115-В-300
Тип гидрогенератора	СВ 640/170-24
Количество агрегатов	3
Максимальный напор, м	98,5
Расчетный напор, м	85,5
Минимальный напор, м	79
Расчетная высота отсасывания, м	-3,41
Частота вращения, об/мин	250
Мощность агрегата, МВт	64

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже БР-08.03.01 - 1107478 - ГП.

ВКР-08.03.01-1107478-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Жукова	Масленникова	Пермякова	Затеев	Затеев	
Проектирование Грамской ГЭС на р. Гилуй	Стадия	Лист	Листов		
	-	1	2		
Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА					



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

Кафедра «Гидротехническое строительство»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
подпись

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01- Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГРАМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГИЛЮЙ. КОНТРОЛЬ
ПРОТИВОДАВЛЕНИЯ НА ПОДОШВУ ПЛОТИНЫ В
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПЕРИОД**

Руководитель


подпись, дата

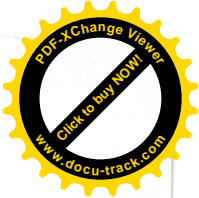
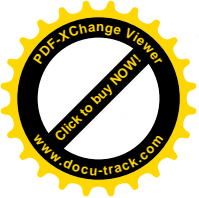
доцент кафедры ГТС
должность

Л.С. Пермякова
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата


В.А. Жукова
инициалы, фамилия



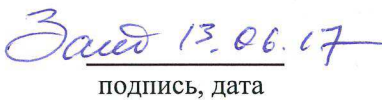
Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Грамской ГЭС на реке Гилуе. Контроль противодействия на подошву плотины в эксплуатационный период»

Консультанты
по разделам:


Общая часть

 16.06.17 Л.С.Пермякова
подпись, дата


Водно-энергетические
расчеты

 13.06.17 Е.Ю.Затеева
подпись, дата


Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

 13.06.17 А.В.Масленникова
подпись, дата

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

 16.06.2017 В.Б.Затеев
подпись, дата

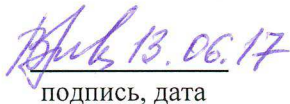
Технология строительства
гидротехнических сооружений

 16.06.2017 В.Б.Затеев
Н.А.Эклер
подпись, дата

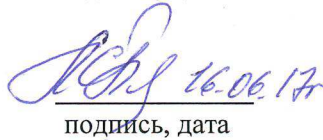
Мероприятия по охране природы

 15.06.17 В.А.Кадычегов
подпись, дата

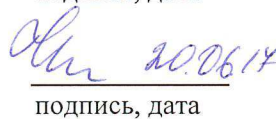
Технико-экономические показатели

 13.06.17 В.В.Лапасова
подпись, дата

Спецвопрос

 16.06.17 Л.С.Пермякова
подпись, дата

Нормоконтролер

 20.06.17 А.А.Чабанова
подпись, дата