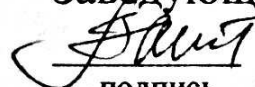


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

В.Б. Затеев

инициалы, фамилия

«16» 03 2017 г.

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

Студенту Астафьеву Ивану Сергеевичу.

Группа СБ13-01. Направление 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка. Расчёт размера вреда при аварии на ГЭС».

Утверждена приказом по университету № 47/17-С от 16 марта 2017 г.

Руководитель ВКР Т.С. Сусла, инженера Службы мониторинга ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего».

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Компоновка и сооружения гидроузла; 5) Организация и производство гидротехнических работ; 6) Охрана труда. Мероприятия по охране окружающей среды; 7) Техничко-экономические показатели; 8) Расчёт размера вреда при аварии на ГЭС.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Ключевской ГЭС; поперечный разрез по стационарной части Ключевской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Ключевской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Ключевской ГЭС; строительный генеральный план Ключевской ГЭС; этапы возведения сооружений; Сводный календарный план строительства ; основные технико-экономические показатели строительства Ключевской ГЭС.

Руководитель ВКР

  
подпись

Т.С. Сусла

Задание принял к исполнению

  
подпись

И.С. Астафьев

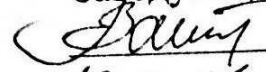
« 16 » марта 2017 г.

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев  
«19» 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 – Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КЛЮЧЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА.  
РАСЧЁТ РАЗМЕРА ВРЕДА ПРИ АВАРИИ НА ГЭС**

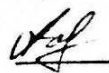
Руководитель

 19.06.17  
подпись, дата

Инженер СМГТС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность, ученая степень

Т.С. Сусла  
инициалы, фамилия

Выпускник

 19.06.17  
подпись, дата


И.С. Астафьев  
инициалы, фамилия

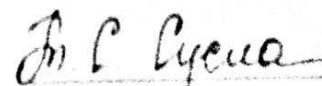
Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование  
Ключевской ГЭС на реке Шилка. Расчёт размера вреда при аварии на ГЭС».


Консультанты по разделам:

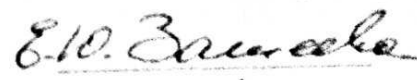
Общая часть

  
11.06.17  
подпись, дата

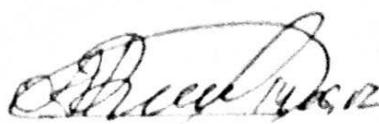
  
инициалы, фамилия

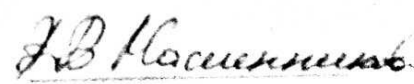
Водоэнергетические расчёты

  
28.06.17  
подпись, дата

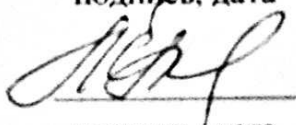
  
инициалы, фамилия


Основное и вспомогательное  
оборудование

  
подпись, дата


  
инициалы, фамилия

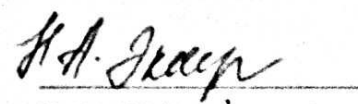
Компановка и сооружения  
гидроузла

  
подпись, дата

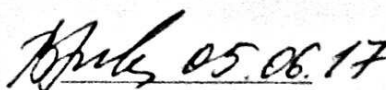
  
инициалы, фамилия

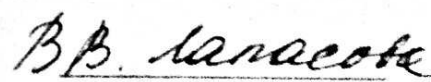
Организация и производство  
Гидротехнических работ

  
14.06.17  
подпись, дата

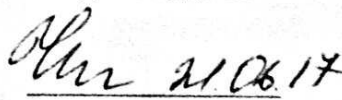
  
инициалы, фамилия


Технико-экономические  
показатели

  
05.06.17  
подпись, дата

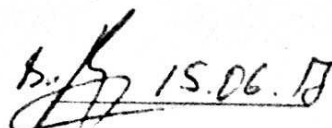
  
инициалы, фамилия

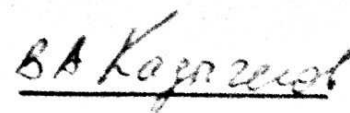
Нормоконтролёр

  
21.06.17  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Охрана труда. Мероприятия  
по охране окружающей среды

  
15.06.17  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Ключевской ГЭС .....	6
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	12
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.1.5 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
1.1.6 Аналоги проектируемого гидроузла .....	12
2 Водноэнергетические расчеты .....	13
2.1 Регулирование стока воды .....	13
2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов .....	13
2.1.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	14
2.1.3 Определение типа регулирования .....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	17
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	17
2.2.2 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС.....	20
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС .....	21
2.2.4 Построение баланса мощности системы .....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	24
3.1 Построение режимного поля.....	24
3.2 Выбор гидротурбины.....	26
3.2.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	26
3.2.2 Выбор отметки расположения рабочего колеса .....	30
3.3 Заглубление водозабора на величину воронкообразования.....	33
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	33
3.5 Выбор вспомогательного оборудования .....	34
3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала.....	34
4 Компонировка и сооружения гидроузла .....	35
4.1 Гидравлические расчёты .....	35
4.1.1 Определение ширины водосливного фронта .....	35
4.1.2 Определение отметки гребня водослива .....	36
4.1.3 Проверка на пропуск поверочного расхода .....	38
4.1.4 Построение профиля оголовка водосливной плотины .....	39
4.1.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	41
4.1.6 Гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи ....	42
4.2.1 Проектирование бетонной водосливной плотины .....	45

4.2.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	45
4.3	Конструирование плотины.....	50
4.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	50
4.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	51
4.3.3	Быки.....	51
4.4.4	Устои .....	53
4.4.5	Галереи в теле плотины .....	53
4.4.6	Дренаж тела бетонных плотин .....	53
4.5	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины ...	54
4.5.1	Цементационная завеса и дренаж.....	54
4.6	Фильтрационные расчеты .....	56
4.7	Определение основных нагрузок на плотину .....	57
4.7.1	Вес сооружения и затворов.....	57
4.7.2	Сила гидростатического давления воды.....	58
4.7.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	61
4.7.4	Сила фильтрационного давления .....	63
4.7.5	Давление грунта .....	65
4.7.6	Волновое давление.....	67
4.8	Расчет прочности плотины.....	67
4.8.1	Определение напряжений для основного расчетного случая .....	68
4.8.2	Критерии прочности плотины .....	71
4.8.3	Расчет устойчивости плотины на сдвиг.....	73
5.	Организация и производство гидротехнических работ .....	74
5.1	Состав сооружений гидроузла .....	74
5.2	Организация строительства .....	74
5.2.1	Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах.....	75
5.2.2	Первый этап .....	76
5.2.3	Второй этап .....	80
5.2.4	Третий этап .....	83
5.2.5	Четвертый этап .....	84
5.2.6	Пятый этап .....	84
6	Охрана труда. Мероприятия по охране окружающей среды.....	86
6.1	Мероприятия по охране природы.....	86
6.2	Требования по охране труда и техники безопасности .....	90
6.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	93
7	Технико-экономические показатели .....	94
7.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	94
7.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	94
7.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	94
7.1.3	Налоговые расходы.....	97
7.2.1	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	98
7.3	Оценка инвестиционного проекта.....	99

7.3.1	Методология, исходные данные .....	99
7.3.2	Коммерческая эффективность .....	100
7.3.3	Бюджетная эффективность .....	100
7.4	Анализ чувствительности.....	101
8	Расчёт размера вреда при аварии на ГТС .....	104
8.1	Общие сведения.....	104
8.1.1	Основание для проведения расчёта.....	104
8.1.2	Описание территории расположения гидротехнических сооружений .....	104
8.1.3	Гидрологические показатели р. Миндерла.....	105
8.1.4	Основные характеристики гидротехнических сооружений пруда ...	106
8.2.1	Расчёт вероятного вреда в случае аварии гидротехнических сооружений .....	106
8.2.2	Оценка степени риска аварий комплекса ГТС.....	107
8.2.3	Результаты расчета прорана плотины.....	108
8.3	Расчет вероятного ущерба.....	110
	Заключение .....	113
	Список используемых источников.....	115
	Приложения А – В.....	117

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КЛЮЧЕВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Шилка;
2. Местонахождение ГЭС ..... Забайкальский край;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний .....528 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин .....1062 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% .....9286 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% .....11679 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный .....140 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годичный;
  - б) отметка: НПУ .....400,00 м;  
ФПУ .....401,00 м;  
УМО .....393,25 м;
  - в) объемы:  
полный ..... 10,00 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 4,95 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....43,90 м;
  - б) расчетный.....31,30 м;
  - в) минимальный.....28,30 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 367 МВт;  
гарантированная ..... 183 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 1460 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая..... 25,00 м / 52,00 м;
  - б) правобережная глухая ..... 75,00 м / 52,00 м;
  - в) станционная ..... 175,00 м / 52,00 м;
  - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную ..... 25,00 м / 52,00 м;
  - д) водосливная ..... 150,00 м / 52,00 м;
8. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 6 отверстий 12×20;
  - в) общая длина ..... 150,00 м;
  - г) максимальная высота ..... 52,00 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 6;
  - б) грунты в основании ..... диабаз;
  - в) тип спиральной камеры ..... металлическая круглая;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;



д) расстояние между осями агрегатов.....22,40 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбины ..... РО45-В-560;

б) тип генератора..... СВ-1160/180-72;

в) мощность генератора ..... 83 МВт;

г) частота вращения ..... 85,7 об/мин;

11. Техничко-экономические показатели:

а) удельные капиталовложения.....98132,41 руб./кВт;

б) себестоимость энергии ..... 12 коп/кВт·ч;

в) срок окупаемости ..... 6,5 лет.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – это одна из составляющих электроэнергетики России. Эта отрасль предоставляет системные услуги (частоту, мощность) и является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90 % резерва регулировочной мощности. Преимуществом ГЭС над другими станциями является маневренность и способность быстро и существенно увеличивать объем выработки электроэнергии для покрытия пиковых нагрузок. У России большой гидроэнергетический потенциал, что подразумевает значительные возможности развития отечественной гидроэнергетики.

Цель дипломного проекта – на основе теоретических знаний, полученных в ходе обучения, а также путем креативных решений проработать основные этапы проектирования гидроэлектростанции.

Проектирование Ключевской ГЭС является уникальной в своем роде деятельностью, цель которой – выработка уникального товара – электрической энергии и мощности, и последующая реализация его на ОРЭМ. Необходимость строительства Ключевской ГЭС обоснована развивающейся промышленностью Забайкальского Края. Этот регион занимает лидирующие позиции в стране по запасам урана, меди, тантала и золота. На данный момент разрабатывается лишь малая часть природных богатств территории, но проводится большая работа по привлечению инвесторов для освоения недр и развития инфраструктуры.

## **1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС**

Створ проектируемой плотины находится в Забайкальском крае, вблизи пгт. Ключевский на р. Шилка. Шилка образуется слиянием рек Онон и Ингода.

Питание реки смешанное, главным образом дождевое. Разница между минимальным и максимальным уровнем реки составляет 11,2 м. Абсолютные минимальные и максимальные расходы равны 1 м<sup>3</sup>/с и 6800 м<sup>3</sup>/с соответственно.

Максимальный расчетный расход воды реки Шилка для основного расчетного случая с вероятностью превышения 0,1% составляет 9286 м<sup>3</sup>/с и для поверочного расчетного случая обеспеченностью 0,01%, 11679 м<sup>3</sup>/с. Длина реки 560 км. Площадь бассейна - 206 тыс. км<sup>2</sup>.

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат**

Климат в районе проектируемого гидроузла резко-континентальный. Зимой над бассейном р. Шилки формируется устойчивая область высокого давления атмосферы - сибирский антициклон, отмечаются безветрие, низкие температуры воздуха (до -30° С и ниже), снежный покров незначителен средняя температура января составляет -19,7 °С. Весна холодная, сухая, ветреная. Летом резко усиливается циклоническая деятельность, сопровождающаяся выпадением осадков. Особенно интенсивные дожди связаны с выходом южных циклонов, выносящих в бассейн р. Шилки, насыщенные влагой воздушные массы с Тихого океана (летний муссон). При выпадении интенсивных осадков, обусловленных выходом южных циклонов, отмечается формирование высоких дождевых паводков [1]. Средняя температура июля составляет +20,7 °С.

Среднегодовая норма осадков - 450 мм. 60-70% их годовой суммы приходится на теплое время года, преимущественно на июль и август, когда идут сильные дожди.

Преобладают ветры западного и юго-западного направлений. Максимальная скорость ветра 22 м/с.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Почти по всей своей длине Шилка имеет горный характер течения и проходит в долине между отрогами гор. Речное русло имеет высокие берега; дно усеяно валунами и галькой. В верхнем течении реки в русле встречаются пороги и водопады.

Питание реки преимущественно дождевое. Основное питание река получает от летних дождей; в теплый период года проходит 95-98% от годового стока, зимой 2 - 5%.

В летне-осенний период проходит от 3 до 5 значительных паводков, причем наиболее высокие уровни наблюдаются в июле и августе. В эти месяцы проходит около 60% всех высоких паводков. Летние паводки обычно на 2-3 м превышают предпаводочный уровень, а при высоких подъемах воды - на 6-9 м. Наибольший расход воды 6800 м<sup>3</sup>/с. Наименьший расход проходит в период зимней межени – 2 м<sup>3</sup>/с.

Гидрологический ряд наблюдений за рекой Шилка за период 1930 - 1979 гг. приведен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\overline{W}_{\text{многолетний}} = \overline{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = \frac{528 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 17 \text{ км}^3. \quad (1.1)$$

где  $\overline{Q}_{\text{многолетний}}$  - среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1,  
 $t$  – число секунд в году.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
355,00	0,00	355,00	0	355,00	0
375,90	1,00	359,10	588	359,10	735
385,80	2,00	360,30	816	360,30	1020
390,40	3,00	361,10	1056	361,10	1320
392,70	4,00	361,90	1320	361,90	1650
394,30	5,00	362,70	1600	362,70	2000
395,80	6,00	363,30	1896	363,30	2370
397,30	7,00	364,00	2272	364,00	2840
398,50	8,00	365,00	4000	365,00	5000
399,40	9,00	366,55	7429	366,55	9286
400,00	10,00	367,00	9343	367,00	11679
400,55	11,00	-	-	-	-
401,20	12,00	-	-	-	-
401,90	13,00	-	-	-	-

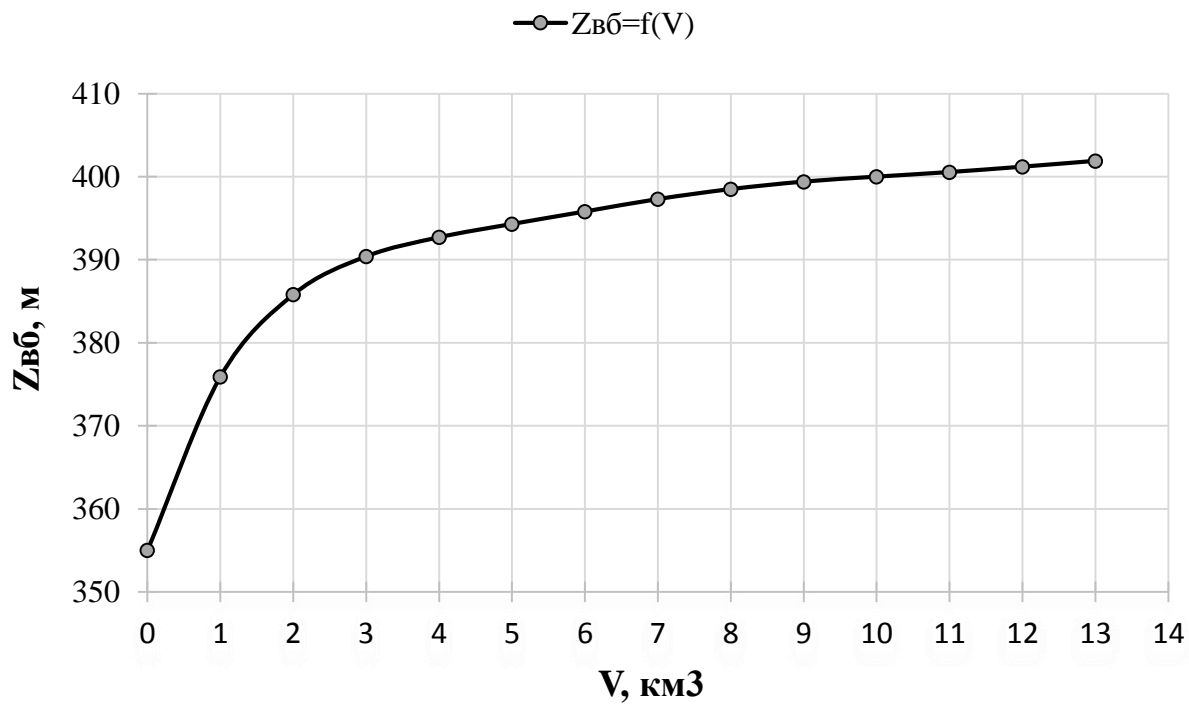


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

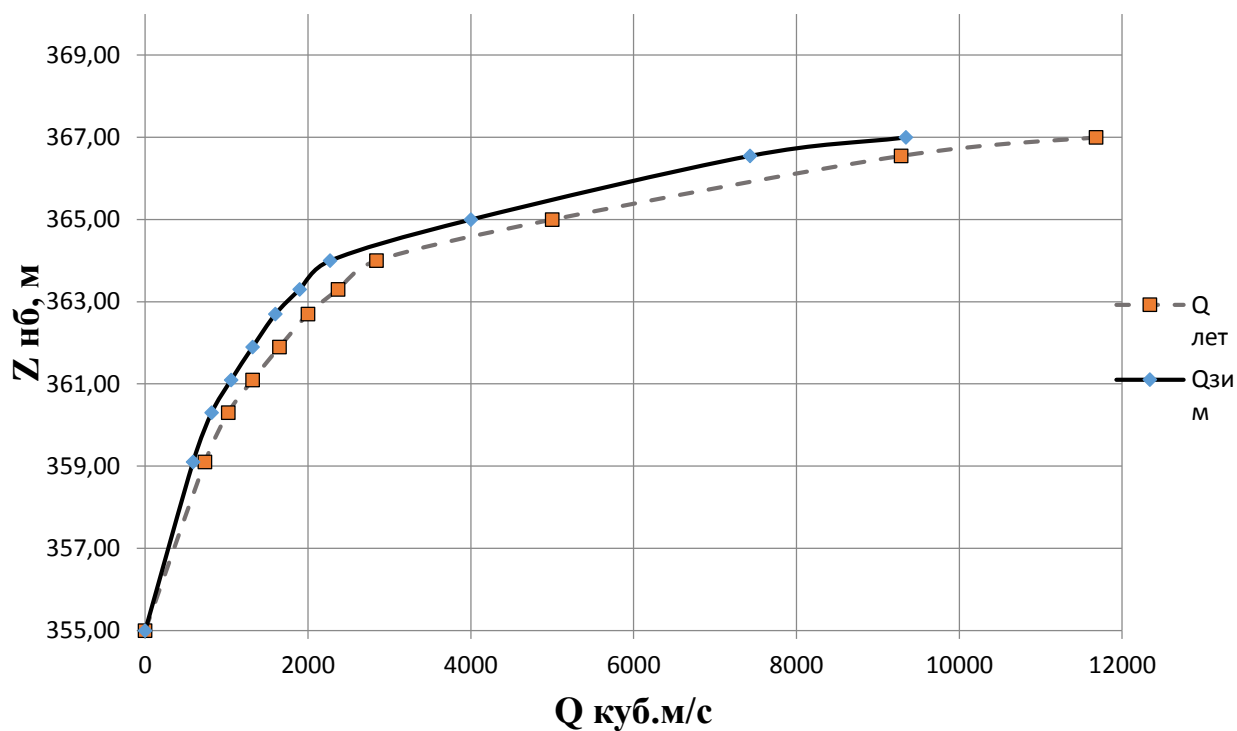


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери расхода представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери расхода

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	140	140	140	280	280	280	280	280	280	280	140	140
Q <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q <sub>ис</sub> , м <sup>3</sup> /с						2	4	2	2	2		
Q <sub>лд</sub> , м <sup>3</sup> /с	2	1	1	-2	-4						1	1
Q <sub>потери</sub>	3	2	2	-1	-3	3	6	3	3	3	2	2

### 1.1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает песчаник. Ширина по створу: 450 м.  
Отметка дна: 355 м.

### 1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СП [3] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Забайкальской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% в течение 50 лет указанных на картах значений сейсмической интенсивности равна 8 баллам шкалы MSK-64.

### 1.1.5 Энергоэкономическая характеристика района

Проектируемая Ключевская ГЭС относится к ОЭС Сибири, РДУ Забайкальское. В Забайкалье существует только угольная генерация. Забайкальское РДУ покрывает нагрузку следующих предприятий: ОАО "Читинский станкостроительный завод", ОАО "Машзавод", ПАО "Приаргунское производственное горно-химическое объединение", ОАО "Забайкальский ГОК", ОАО "Нерчинский полиметаллический комбинат". Также в будущем планируется строительство горно-обогатительных комбинатов и их запуск, поэтому электроэнергия в этом районе будет востребована.

Годовая выработка Забайкальского РДУ: 7,22 млрд кВт·ч

Годовой максимум нагрузки: 1283 МВт.

Коэффициент мощности:  $K_N = 8,5$ .

Расчет суточных графиков нагрузки для Забайкальского РДУ приведен в приложении А, таблица А2.

Расчет координат кривой нагрузки для летнего и зимнего периода приведен в приложении А, таблица А3.

### 1.1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналога в ходе проектирования была выбрана Богучанская ГЭС.

## 2 Водноэнергетические расчёты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов

Ранжируем максимальные расходы (приложение А, таблица А1) в порядке убывания. Для составления таблицы Б1 приложения Б определяем модульный коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_n$  –  $n$ -ый член ряда максимальных годовых расходов;  
 $Q_{cp}$  – средний многолетний максимальный расход.  
Коэффициент вариации:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{14,97}{50}} = 0,55. \quad (2.2)$$

Коэффициент асимметрии:

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{n \cdot C_v^3} = \frac{11,59}{50 \cdot 0,55^3} = 1,41. \quad (2.3)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot C_v^2}}{\sqrt{2 \cdot (n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,55^2}}{\sqrt{2 \cdot (50-1)}} \cdot 100\% = 13,95 \%. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии:

$$\begin{aligned} \delta_{cs} &= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \sqrt{1+6 \cdot C_v^2+5 \cdot C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \\ &= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \sqrt{1+6 \cdot 0,55^2+5 \cdot 0,55^4}}}{1,41} \cdot 100\% = 44,44 \%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Для определения обеспеченности поверочного и основного максимальных расходов необходимо назначить класс гидротехнического сооружения.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований [4, прил.Б, табл. Б.1], присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [4, прил.Б,

табл. Б.2]. По объёму водохранилища (10 км<sup>3</sup>), присвоен: I. По мощности (367 МВт) – II.

В конечном счёте присваивается наивысший класс всему сооружению – принимаем I класс сооружения.

Зная величины параметров  $Q_{cp} = 2441 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $C_v = 0,55$ ,  $C_s = 1,41$ , вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов производят по таблице С.И. Рыбкина – П.А. Алексеева, в которой даны относительные отклонения от середины ординат интегральной кривой при  $C_v = 1,00$  и разных процентах обеспеченности P.

Значение P (%) для каждого расхода:

$$P_i = \frac{m-0,3}{n+0,4} \cdot 100\%. \quad (2.6)$$

Для расчета таблицы 2.1 используем следующие формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.7)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.9)$$

Таблица 2.1 – Результаты расчетов максимальных расходов

p, %	Φ	M <sub>s</sub>	k <sub>s</sub>	Q <sub>s</sub> , м <sup>3</sup> /с	Случай
0,01	6,85	3,77	4,77	11679	Поверочный
0,1	5,07	2,79	3,79	9286	Основной

### 2.1.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Исходный гидрологический ряд (приложение А, таблица А1) делится на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить

средние расходы за год, межень и половодье. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания, вычисляем вероятность по (2.5) (приложение Б, таблица Б2).

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год, поэтому примем год, который находится в непосредственной близости от P<sub>90%</sub> - 1973. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Результаты расчета приведены в таблице 2.2.



$$K_m = \frac{Q_{m1975}}{Q_{m1973}} = \frac{43}{54} = 0,79. \quad (2.10)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1941}}{Q_{n1973}} = \frac{716}{712} = 1,01. \quad (2.11)$$

Таблица 2.2 – Расчётный маловодный год

1973	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее
Q м <sup>3</sup> /с	23	13	19	156	459	838	1038	740	486	103	51	14	328
Q пр., м <sup>3</sup> /с	21	11	17	140	464	846	1048	748	491	93	46	13	328

Для заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности также отсутствует конкретный год. Определяем ближайший год от расчетной обеспеченности: 1954 г (приложение Б, таблица Б2). Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Результаты расчета приведены в таблице 2.3.

$$K_m = \frac{Q_{m1969}}{Q_{m1954}} = \frac{75}{80} = 0,94. \quad (2.12)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1941}}{Q_{n1954}} = \frac{1090}{1051} = 1,04. \quad (2.13)$$

Таблица 2.3 – Расчётный средневодный год

1954	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Сред.
Q м <sup>3</sup> /с	24	16	16	139	714	510	1530	1550	950	273	60	33	485
Q пр., м <sup>3</sup> /с	22	15	14	128	721	515	1545	1566	960	251	55	30	485
Q50кор., м <sup>3</sup> /с	23	15	34	178	731	975	1295	1266	960	241	75	30	485

Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.1.

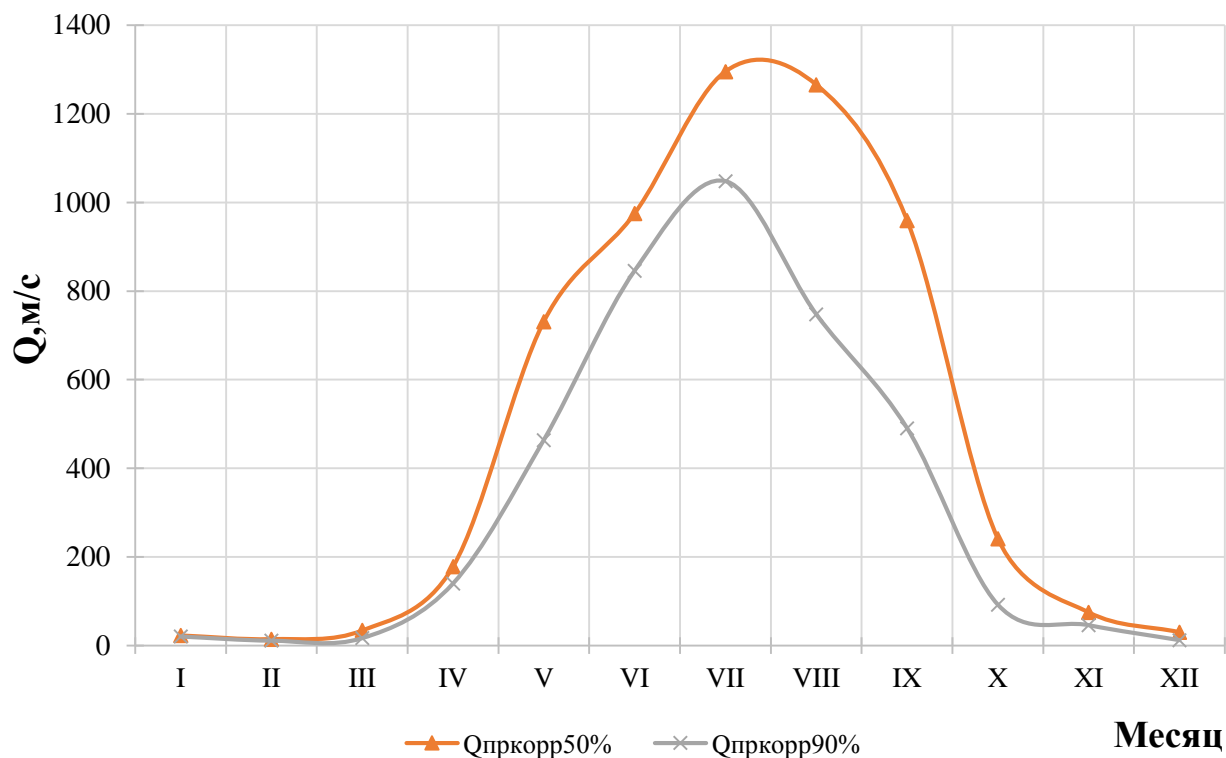


Рисунок 2.1 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

### 2.1.3 Определение типа регулирования

Чтобы вычислить полезный объём водохранилища необходимо знать приблизительную отметку УМО водохранилища. Принимаем, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на 1/3.

$$\nabla \text{УМО} = 400 - (400 - 355) / 3 = 385 \text{ м.}$$

По кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1) находятся объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО.

$$V_{\nabla \text{НПУ}} = 10 \text{ км}^3, V_{\nabla \text{УМО}} = 4,95 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\nabla \text{НПУ}} - V_{\nabla \text{УМО}} = 10,00 - 4,95 = 5,05 \text{ км}^3. \quad (2.14)$$

Для определения типа регулирования водохранилища рассчитывается коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{5,05}{17,00} = 0,3 \quad (2.15)$$

Принимаем годичный тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

### 2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Используя данные таблицы 1.3, рассчитаем 2 режима работы ГЭС: работа по водотоку и работа по ВХК. Результаты расчета приведены в таблице 2.4, 2.5.

Значение мощности на полезном бытовом стоке:

$$N_{ГЭС_{быт}} = \kappa_N \cdot Q_{полез} \cdot H, \quad (2.16)$$

где  $\kappa_N$  – коэффициент мощности,  $\kappa_N = 8,5$ ;

$H$  – подведенный напор, м;

$Q_{полез}$  – полезный бытовой расход, м<sup>3</sup>/с.

Подведенный напор:

$$H = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.17)$$

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

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

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

Значение мощности с учётом требований ВХК:

$$N_{ГЭС_{ВХК}} = \kappa_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H, \quad (2.18)$$

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

Таблица 2.4 – Режим работы по водотоку

Месяц	Q <sub>90%</sub> , М <sup>3</sup> /с	Q <sub>потер.</sub> , М <sup>3</sup> /с	Q <sub>быт.пол.</sub> , М <sup>3</sup> /с	Z <sub>ВБ</sub> , м	Z <sub>НБ</sub> , м	H, м	N <sub>быт.</sub> , МВт
1	22	3	19	400	355,1	44,45	7
2	12	2	10	400	355,05	44,5	4
3	18	2	16	400	355,09	44,46	6
4	148	-1	149	400	355,71	43,84	54
5	469	-3	472	400	357,51	42,04	173
6	854	3	851	400	359,79	39,76	295
7	1058	6	1052	400	361,04	38,51	353
8	755	3	752	400	359,18	40,37	264
9	496	3	492	400	357,63	41,92	180
10	98	3	94	400	355,44	44,11	35
11	49	2	47	400	355,27	44,28	17
12	13	2	11	400	355,06	44,49	4
							N <sub>Σ</sub> = 1392

Таблица 2.5 – Режим работы по ВХК

Месяц	Q <sub>ВХК</sub> , М <sup>3</sup> /с	Z <sub>ВБ</sub> , м	Z <sub>НБ</sub> , м	H, м	N <sub>ВХК</sub> , МВт	Δ, МВт
1	140	400	355,9	43,66	54	-47
2	140	400	355,9	43,66	54	-50
3	140	400	355,9	43,66	54	-48
4	280	400	356,5	43,1	106	-52
5	280	400	356,5	43,1	106	67
6	280	400	356,5	43,1	106	189
7	280	400	356,5	43,1	106	247
8	280	400	356,5	43,1	106	158
9	280	400	356,5	43,1	106	74
10	280	400	356,5	43,1	106	-72
11	140	400	355,9	43,66	54	-37
12	140	400	355,9	43,66	54	-50
-	-	-	-	-	N <sub>Σ</sub> = 1012	Δ <sub>Σ</sub> = 379

Таблица 2.5 показывает, что сработка водохранилища начинается с 10 месяца.

Также из таблицы 2.5 получаем избыток гарантированной мощности  $\Delta_{\Sigma} = 379$  МВт. Этот избыток укажет положение линии гарантированной мощности на графике баланса энергии.

Для дальнейших расчетов потребуются графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы (таблица 2.6). Для их построения рассчитаем коэффициенты а и б:

$$a = \frac{\bar{P}_з + \bar{P}_л}{2}; b = \frac{\bar{P}_з - \bar{P}_л}{2}. \quad (2.19)$$

Таблица 2.6 – Расчет годового графика максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$P_{\text{макс}}$ , МВт	$P_{\text{средн}}$ , МВт
1	1283	1059
2	1211	1002
3	1086	903
4	942	789
5	817	690
6	745	632
7	745	632
8	817	690
9	942	789
10	1086	903
11	1211	1002
12	1283	1059

На полученном графике средних нагрузок откладываются мощности  $N_{\text{быт}}$  и  $N_{\text{вхк}}$  и определяется положение линии гарантированной мощности путем распределения избытка гарантированной мощности  $\Delta = 379$  МВт между месяцами (рисунок 2.2). Это положение находится на отметке 877 МВт. Из рисунка 2.2 находятся гарантированные мощности в декабре, январе:

$N_{\text{гар}} = 182$  МВт, ноябре, феврале:  $N_{\text{гар}} = 125$  МВт.

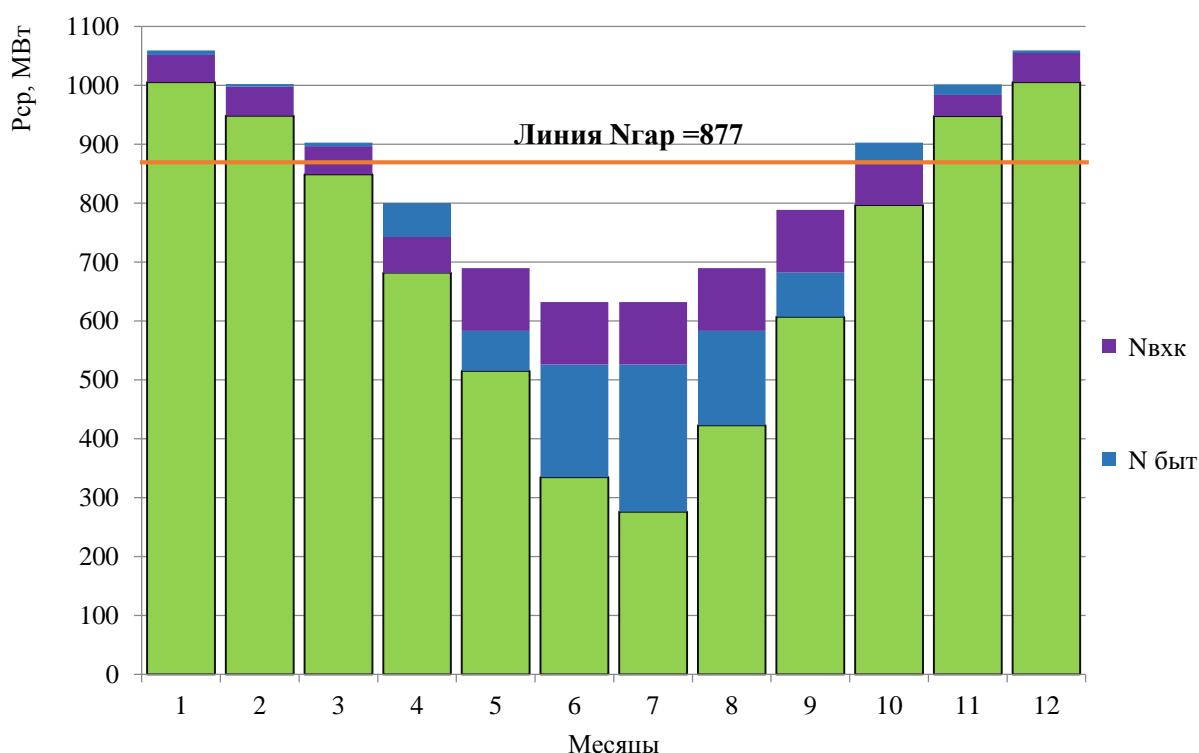


Рисунок 2.2 – Баланс энергии

## 2.2.2 Водноэнергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водноэнергетических расчетов заключается в том, чтобы по известным расчетным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям ВХК и годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища, среднемноголетнюю выработку. Также на основе данного расчета происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

Начинаем расчет с момента, когда водохранилище наполнено, т.е. с  $V_{НПУ} = 400 \text{ м}^3$ . Контролем в данном расчете является равенство начальной и конечной отметки уровня верхнего бьефа, а также равенство  $\Sigma Q_{\text{вдхр}} = 0$ .

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 среднемноголетняя выработка электроэнергии оказалась больше. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении Б, таблица Б3, Б4, Б5.

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям составила 1,35 млрд. кВт·ч, а при сработке по отметкам – 1,34 млрд. кВт·ч, поэтому сработка будет осуществляться по первому способу.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.3.

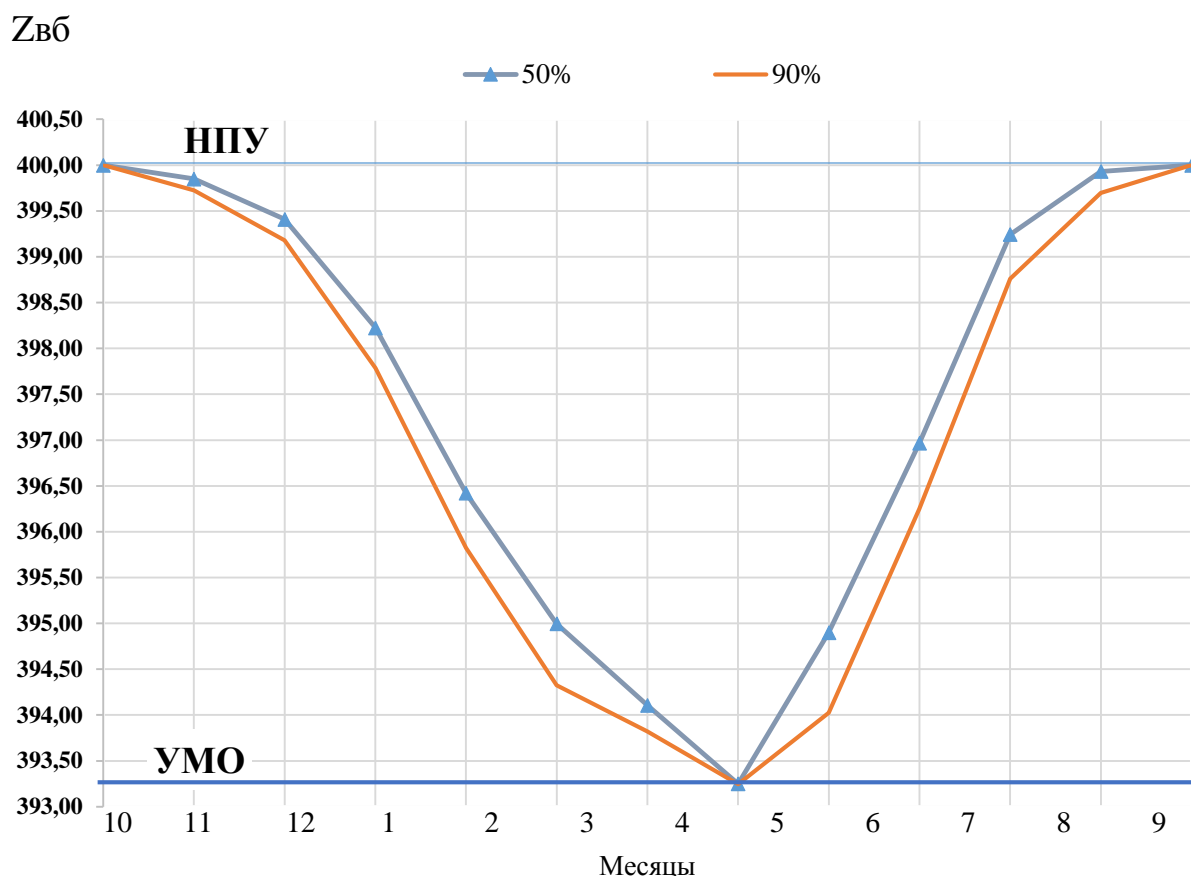


Рисунок 2.3 – График сбросов и наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Установленная мощность ГЭС определяется, как:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{резерв} \quad (2.20)$$

где  $N_{раб}$  – рабочая мощность определяется с помощью ИКН;  
 $N_{резерв}$  – нагрузочный резерв определяется по 2.21.

$$N_{нагр.рез}^{ГЭС} = 2\% \cdot N_{max}^{сист} = 0,02 \cdot 1292 = 26 \text{ МВт.} \quad (2.21)$$

Чтобы выбрать рабочую мощность ГЭС при известной гарантированной мощности, необходимо воспользоваться таким инструментом, как ИКН. С ВЭРа получаем гарантированную мощность в декабре:  $N_{гар} = 182 \text{ МВт}$ , тогда суточная выработка:

$$\mathcal{E}_{сут} = 183 \cdot 24 = 4392 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Мощность ВХК, найденная из расчета режима «работа по ВХК»:  $N_{ВХК} = 54 \text{ МВт}$ , тогда выработка (работа ГЭС в базовой части):

$$\mathcal{E}_{\text{СУТ}} = 54 \cdot 24 = 1296 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Выработка при работе ГЭС в пиковой части:

$$\Delta \mathcal{E} = 4292 - 1296 = 3096 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда рабочая мощность найдется, как:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{ВХК}} + N_{\text{РАБИ}} = 54 + 287 = 341 \text{ МВт.} \quad (2.22)$$

при  $N_{\text{гар}} = 183 \text{ МВт}$ . примем условие, что рабочая мощность не должна превышать гарантированную более, чем в 2 раза.

Установленная мощность Ключевской ГЭС:

$$N_{\text{уст}} = 341 + 26 = 367 \text{ МВт.}$$

#### 2.2.4 Построение баланса мощности системы

Баланс мощности строится на основе графика максимальных нагрузок (таблица 2.6). Он отображает резервы, находящиеся в энергосистеме.

Нагрузочный резерв системы определяется как:

$$N_{\text{нагр}}^{\text{сист}} = N_{\text{суммар}(i=12)}^{\text{сист}} \cdot 2\% = 12168 \cdot 0,02 = 243 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

Он распределяется на ТЭС и на ГЭС:

$$N_{\text{нагр}(1)}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}(1)}^{\text{ГЭС}} \cdot 2\% = 183 \cdot 0,02 = 4 \text{ МВт.} \quad (2.24)$$

Суммарный нагрузочный резерв ГЭС:  $N_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}} = 26 \text{ МВт}$ .

Суммарный нагрузочный резерв ТЭС:  $N_{\text{нагр}}^{\text{ТЭС}} = 145 \text{ МВт}$ .

Аварийный резерв приходится только на ТЭС.

$$N_{\text{авар}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} \cdot 8\% = 939 \cdot 0,08 = 75 \text{ МВт.} \quad (2.25)$$

Ремонтная мощность приходится на ремонт оборудования на тепловых и гидроэлектростанциях.

Ремонтная мощность ГЭС:

$$N_{\text{рем,ГЭС}} = \frac{1}{4} \cdot N_{\text{уст}} = 0,25 \cdot 367 = 92 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$



Ремонтная мощность ТЭС:

$$N_{PEM, TЭС} = \frac{1}{4} \cdot N_{уст, TЭС} + \frac{N_{уст, TЭС}}{2} = \frac{1}{4} \cdot 1019 + \frac{1019}{2} = 764 \text{ МВт.} \quad (2.27)$$

Площадь провала в графике нагрузки:  $F = 3456$  МВт.

Ремонтную мощность ГЭС размещаем в октябре, так как в этом месяце не ожидается прихода большой воды. Ремонтную мощность ТЭС размещаем в апреле, мае, июне, июле, августе, сентябре.

Поскольку свободной мощности больше, чем необходимо для проведения ремонтов, установка дополнительной ремонтной мощности не требуется. Баланс мощности для энергосистемы Забайкальского края представлен на рисунке 2.4.

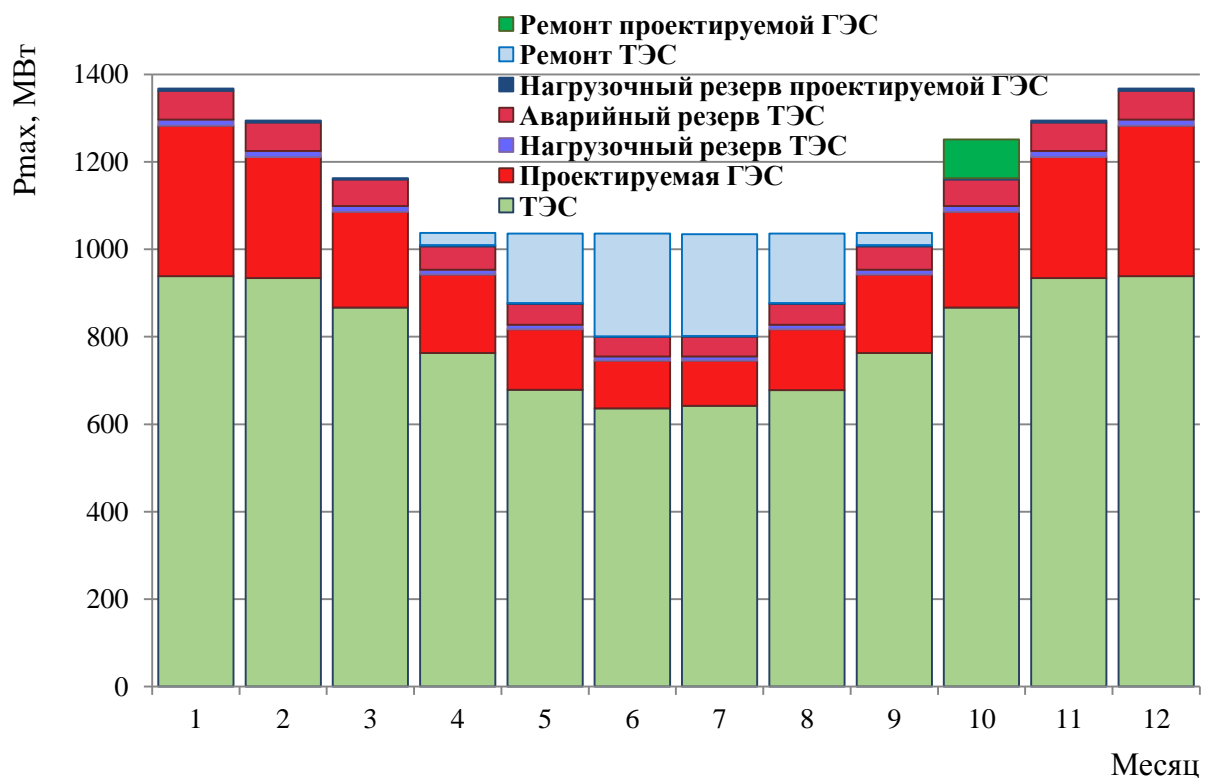


Рисунок 2.4 – Баланс мощности энергосистемы

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Построение режимного поля производится для возможности определения области допустимого режима работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, при отметке НПУ (400,00 м), нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (393,25 м).

Построение характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

где  $Z_{ВБ}$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$Z_{ВБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям водохозяйственного комплекса ( $Q_{\min} = 140 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

Ограничение по расчетной установленной мощности определяется уравнением:

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

где  $k_N$  – коэффициент мощности ( $k_N = 8,5$ );

$N_{уст}$  – установленная мощность Ключевской ГЭС ( $N_{уст} = 367 \text{ МВт}$ ).

Ограничение по пропускной способности ГЭС определяется уравнением:

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

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

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

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой станции

$Q_{НБ}$ , м <sup>3</sup> /с	$Z_{НБ}$ , м	$\Delta H_{max}$	$H_{max}$	$H_{min}$	$H_{ср}$	Ограничение по мощности		Ограничение по турбине	
						$H_{ГЭС}$ , м	$Q_{ГЭС}$ , м <sup>3</sup> /с	$H_{ГЭС}$ , м	$Q_{ГЭС}$ , м <sup>3</sup> /с
2120	370,79	15,79	28,76	22,31	26,01	37,00	1176,47	31,30	1390,72
2020	370,11	15,11	29,44	22,99	26,69	37,00	1176,47	31,00	1384,04
1920	369,41	14,41	30,14	23,69	27,39	37,30	1167,01	30,00	1361,53
1820	368,70	13,70	30,85	24,40	28,10	37,00	1176,47	29,00	1338,64
1720	367,97	12,97	31,58	25,13	28,84	34,20	1272,79	28,30	1322,39
1620	367,22	12,22	32,33	25,88	29,58	35,90	1212,52	27,00	1291,66
1520	366,46	11,46	33,09	26,64	30,34	35,80	1215,91	26,00	1267,51
1420	365,69	10,69	33,86	27,41	31,11	35,70	1219,31	31,30	1390,72
1320	364,91	9,91	34,64	28,19	31,89	35,60	1222,74	31,00	1384,04
1220	364,12	9,12	35,43	28,98	32,68	35,10	1240,15	-	-
1120	363,33	8,33	36,22	29,77	33,48	35,00	1243,70	-	-
1020	362,53	7,53	37,02	30,57	34,28	34,90	1247,26	-	-
235	356,53	1,53	43,02	36,57	40,28	34,50	1261,72	-	-
0	355,00	0,00	44,55	38,10	41,81	31,30	1390,72	-	-

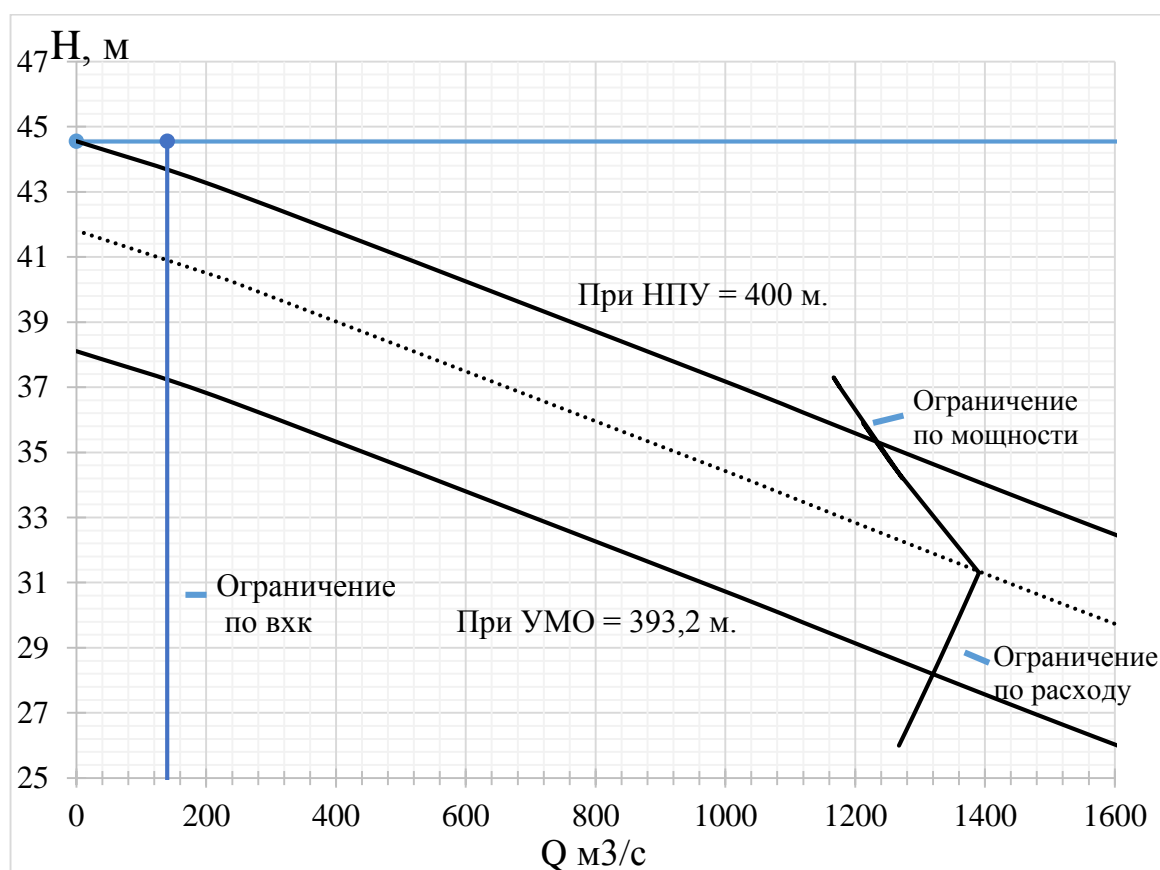


Рисунок 3.1 – Режимное поле Ключевской ГЭС

Из режимного поля определяем максимальный, минимальный и расчетный напоры:  $H_{max} = 43,90$  м,  $H_{расч} = 31,30$  м,  $H_{min} = 28,30$  м.

## 3.2 Выбор гидротурбины

Необходимо выбрать систему и тип турбины, номинальный диаметр рабочего колеса  $D_1$  и частоту вращения  $n$  таким образом, чтобы при наименьших размерах турбины и генератора и при возможно больших значениях КПД обеспечить получение заданной номинальной мощности.

### 3.2.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Для исходного диапазона напора по [5] выбираются все возможные типы турбин, удовлетворяющие следующим условиям:

- значение  $H_{\max}$  должно быть близко к предельному напору  $H_{\text{пред}}$  выбранного типа, но не превышать его, т.е.:  $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$ .

- отношения для РО:  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{28,30}{45,00} = 0,63$  и ПЛ, ПЛД:  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{28,30}{50,00} = 0,57$

должны быть не меньше данных отношений для выбранной системы турбин (таблица 3.2).

- необходимо учитывать ограничение по условиям транспортировки рабочего колеса к месту монтажа.

Для данного напора  $H_{\max} = 43,9$  м выбраны следующие реактивные гидротурбины:

- радиально-осевая РО45-В;
- осевая поворотнo-лопастная ПЛ50-В;
- диагональная поворотнo-лопастная ПЛД50-В60°.

Параметры моделей данных гидротурбин занесены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры моделей гидротурбин

Марка	РО45-В	ПЛ50-В	ПЛД50-В60°
$H_{\text{пред}}, \text{М}$	45	50	50
$H_{\min}/H_{\max}$	0.60	0.50	0.50
$n'_{\text{орт}}, \text{об/м}$	82,5	116	113
$Q'_{I \text{р}}, \text{л/с}$	1440	1530	1710
$\eta_{\text{мр}}$	0.875	0.877	0.862
$Q_{I \text{макс}}, \text{л/с}$	1400	1500	1500
$\sigma(Q'_{I \text{макс}})$	0.21	0.56	0.52
$D_{\text{мод}}, \text{М}$	0.460	0.460	0.350
$H_{\text{мод}}, \text{М}$	4	12	5
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{С}$	8	21	16

После определения типа турбины, предварительно намечается расчетная точка Р1 и в ней определяются значения КПД и приведенного расхода.

Для выбора параметров гидротурбины выполнены расчеты для ряда стандартных диаметров рабочего колеса  $D_1$  по следующим далее формулам.

Значение КПД натурной турбины:

$$\eta_n = 1 - (1 - \eta_{mp}) \cdot \left( 0.25 + 0.75 \left( \frac{Re_m}{Re_n} \right)^{0.2} \right), \quad (3.4)$$

где индекс «н» относится к натуральной величине, а индекс «м» к модельной турбине;

Re – число Рейнольдса, причем:

$$\left( \frac{Re_m}{Re_n} \right)^{0.2} = \left( \frac{v_m}{v_n} \right)^{0.2} \cdot \left( \frac{D_{1m}}{D_{1n}} \right)^{0.2} \cdot \left( \frac{H_m}{H_n} \right)^{0.1}, \quad (3.5)$$

где  $v$  – коэффициент кинематической вязкости воды, зависящей от её температуры [5];

$D_{1m}$  – номинальный диаметр модели (таблица 3.2);

$H_m$  – напор, при котором проводились испытания модели (таблица 3.2).

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_p \cdot D_1^2 \cdot H_p^{\frac{3}{2}} \cdot \eta_m \cdot \eta_g^{cp}, \quad (3.6)$$

где  $Q'_p$  – приведенный расход в расчетной токе;

$\eta_m$  – КПД натурной турбины, вычисляемый в расчетной точке по (3.4);

$\eta_g^{cp}$  – средний КПД генератора,  $\eta_g^{cp} = 0,97$ .

Число устанавливаемых агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{ycm}}{N_a}. \quad (3.7)$$

где  $N_{уст}$  – установленная мощность станции.

Как правило, рассчитанное число агрегатов получается дробным числом, поэтому оно округляется в большую сторону и должно быть кратно двум или трем. Далее уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ГЭС}^{ycm}}{Z_a}. \quad (3.8)$$

Синхронная частота вращения турбины:

$$n^* = \frac{n'_{I_p} (\Delta_p \cdot H_p)^{0.5}}{D_1}, \quad (3.9)$$

где  $n'_{I_p}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке ГУХ;

$\Delta_p$  – поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре:

$$\Delta_p = \frac{\eta_m}{\eta_{mod}}. \quad (3.10)$$

Полученное по (3.9) значение округляется до ближайшего синхронного значения частоты вращения  $n_{\text{синхр}}$  [5].

Для определения зоны работы на главной универсальной характеристике производится расчет приведенных частот вращения для известных значений напоров при  $H_{\text{max}}$ ,  $H_{\text{расч}}$ ,  $H_{\text{min}}$ :

$$n'_{I_p} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(\Delta_p \cdot H_p)^{0.5}} \quad (3.11)$$

$$n'_{I_{\text{max}}} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_{\text{min}})^{0.5}} \quad (3.12)$$

$$n'_{I_{\text{min}}} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_{\text{max}})^{0.5}} \quad (3.13)$$

На главной универсальной характеристике наносятся линии рассчитанных частот. Чтобы окончательно определить положение расчетной точки с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата, подбирается такое сочетание  $Q'_I$  и  $\eta_m$ , при котором выполняется следующее равенство:

$$(Q'_I \cdot \eta_m) = \frac{N}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot (H_p)^{1.5} \cdot \eta_G^{cp}} \quad (3.14)$$

Для построения ограничения по установленной мощности агрегата вычисляется равенство (3.14) относительно  $H_{\text{max}}$ . Ограничение по минимальному расходу с режимного поля пересчитывается в координаты ГУХ для двух значений  $H_{\text{max}}$  и  $H_{\text{min}}$ .

$$Q'_I = \frac{Q_{\text{min}}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot (m \cdot H)^{0.5}} \quad (3.15)$$

где  $Z_a$  – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск;

$Q_{\text{min}}$  – минимальный расход через станцию.

Результаты расчетов представлены в таблицах 3.3 – 3.5.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины PO45-B

Параметры	PO45-B				
	4,5	5	5,6	7,1	8,5
$D_1, м$	4,5	5	5,6	7,1	8,5
$\eta_{наг}$	0,9221	0,9231	0,9241	0,9250	0,9265
$N^*, кВт$	44772	55334	69488	111808	160516
$z^*, шт$	8,20	6,63	5,28	3,28	2,29
$Z_{уточн}, шт$	9	8	6	4	3
$N, кВт$	40778	45875	61167	91750	122333,3
$\Delta l$	1,051	1,053	1,054	1,057	1,059
$nc1'$	104,5	94,1	84,1	66,4	55,5
$nc1$	107,1	100	85,7	68,2	60
$n'_{min}$	70,9	73,6	70,6	71,1	74,8
$n'_p$	84,0	87,1	83,6	84,2	88,6
$n'_{max}$	88,4	91,6	87,9	88,5	93,2
$Q'1 \times \eta_m$ (расч.)	1,208	1,101	1,171	1,092	1,016
$Q'1в рас.г$	1,34	1,22	1,29	1,19	1,13
$\eta_{Мрас}$	0,902	0,91	0,91	0,917	0,9
$Q'1 \times \eta_m$ (макс.)	0,728	0,663	0,705	0,658	0,612
$Q'1в макс$	0,85	0,8	0,83	0,785	0,74
$\eta_{Mмакс}$	0,859	0,83	0,85	0,84	0,826
$Q1'_{max}$	0,634	0,513	0,409	0,254	0,177
$Q1'_{min}$	0,509	0,412	0,328	0,204	0,142

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-B

Параметры	ПЛ50-B				
	5,00	5,60	6,00	7,10	8,00
$D_1, м$	5,00	5,60	6,00	7,10	8,00
$\eta_{наг}$	0,9211	0,9222	0,9229	0,9245	0,9257
$N^*, кВт$	58323	73251	84152	118043	150048
$z^*, шт$	6,29	5,01	4,36	3,11	2,45
$Z_{уточн}, шт$	8	6	6	4	3
$N, кВт$	45875	61167	61167	91750	122333
$\Delta l$	1,037	1,039	1,039	1,041	1,042
$nc1'$	132,2	118,1	110,3	93,3	82,8
$nc1$	136,4	125	115,4	93,8	83,3
$n'_{min}$	101,1	103,7	102,5	98,5	98,5
$n'_p$	119,7	122,8	121,4	116,7	116,7
$n'_{max}$	125,9	129,1	127,7	122,7	122,7
$Q'1 \times \eta_m$ (расч.)	1,101	1,171	1,019	1,091	1,147
$Q'1в рас.г$	1,21	1,225	1,1	1,2	1,22
$\eta_{Мрас}$	0,911	0,911	0,912	0,912	0,912
$Q'1 \times \eta_m$ (макс.)	0,663	0,705	0,614	0,658	0,691
$Q'1в макс$	0,73	0,78	0,675	0,73	0,765
$\eta_{Mмакс}$	0,905	0,906	0,91	0,901	0,903
$Q1'_{max}$	0,517	0,823	0,359	0,512	0,403
$Q1'_{min}$	0,415	0,661	0,288	0,411	0,323

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД50-В60<sup>0</sup>

Параметры	ПЛД50-В60 <sup>0</sup>				
	4,50	5,00	5,30	6,30	7,10
$D_1, м$	4,50	5,00	5,30	6,30	7,10
$\eta_{наг}$	0,912	0,913	0,914	0,916	0,917
$N^*, кВт$	55701	68850	77411	109588	139365
$z^*, шт$	7,2	5,8	5,2	3,7	2,9
$Z_{уточн}, шт$	8	6	6	4	3
$N, кВт$	50250	67000	67000	100500	134000
$\Delta l$	1,058	1,060	1,060	1,062	1,064
$nc1'$	147,3	132,6	125,2	105,4	93,6
$nc1$	150	136,4	136,4	107,1	93,8
$n'_{min}$	4,50	5,00	5,30	6,30	7,10
$n'_p$	100,1	101,0	107,1	99,8	98,5
$n'_{max}$	115,1	116,2	123,1	114,8	113,3
$Q'1 \times \eta_m$ (расч.)	126,0	127,3	134,9	125,7	124,0
$Q'1в рас.г$	1,41	1,52	1,35	1,44	1,51
$\eta_{Мрас}$	1,63	1,86	1,54	1,66	1,80
$Q'1 \times \eta_m$ (макс.)	0,867	0,82	0,876	0,865	0,84
$Q'1в макс$	0,92	1,00	0,89	1,04	0,99
$\eta_{Mмакс}$	1,02	1,108	0,99	0,903	1,10
$Q'1'_{max}$	0,902	0,903	0,905	0,23	0,9
$Q'1'_{min}$	0,737	1,194	1,063	0,903	0,591
$D_1, м$	0,586	0,948	0,844	0,596	0,469

Анализируя полученные расчеты и построенные зоны работы турбин на главной универсальной характеристике, к дальнейшему рассмотрению принимаем турбины, удовлетворяющие следующим условиям:

- точка оптимума должна находиться в границах зоны работ турбины;
- зона работы не должна выходить за области главной универсальной характеристики;
- наименьшее число агрегатов при максимальной мощности;
- диаметр рабочего колеса должен быть минимальным;
- КПД турбины должен быть наибольшим.

Из всех вариантов к дальнейшему рассмотрению принимаются: РО45-В-560, ПЛ50-В-500, ПЛД50-В60<sup>0</sup>-630, так как эти турбины удовлетворяют перечисленным выше требованиям. Главные универсальные характеристики выбранных турбин представлены в приложении В, рисунок В.1 – В.3.

### 3.2.2 Выбор отметки расположения рабочего колеса

Выбор отметки расположения РК производится из условия обеспечения безкавитационной работы турбины во всех режимах.

$$\nabla PK = \nabla Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.16)$$

где  $\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$  - отметка уровня воды в НБ при  $Q_{НБ}$ , отвечающему расчетному значению высоты отсасывания.

Высота отсасывания определяется по формуле:



$$H_s^{\text{доп}} = 10,3 - \nabla/900 - \sigma \cdot H_p - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл}} \quad (3.17)$$

где  $\nabla/900$  – поправка на высотное расположение ГЭС по отношению к уровню моря;

$\Delta H_s = 1,5$  м – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется следующим образом:

- для осевых вертикальных турбин (ПЛ)  $\Delta Z_{\text{х.пл}} = 0$ ;

- для вертикальных диагональных и радиально-осевых турбин (ПЛД и РО) рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_{\text{х.пл}} = B_{0\text{н}} / 2, \quad (3.18)$$

где  $B_{0\text{н}}$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитывается с модели:

$$B_{0\text{н}} = B_{0\text{м}} \cdot D_{1\text{н}}, \quad (3.19)$$

где -  $B_{0\text{м}}$  – указано на УХ.

Для определения отметки РК необходимо рассмотреть 3 режима работы гидротурбинного оборудования.

Произведем расчет для турбины РО45-В-560.

1) Работа 1 ГА при максимальном напоре  $H_{\text{max}}$  и номинальной мощности  $N_{\text{ном}}$ .

На режимном поле проектируемой турбины находится точка максимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитывается с модели на натуру по (3.20). В этой точке определяется  $\sigma$ . По кривой связи определяется  $\nabla Z_{\text{НБ}}$  ( $Q_{\text{НБ}}$ ).

$$Q = D_1^2 \cdot Q_1' \cdot (m \cdot H)^{0,5} = 5,6^2 \cdot 0,83 \cdot (1,055 \cdot 43,9)^{0,5} = 177 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

$$H_{s, \text{max}}^{\text{доп}} = 10,3 - 355,90 / 900 - 0,1 \cdot 43,9 - 1,5 + 0,98 = 4,99 \text{ м}.$$

$$\nabla PK_{H_{\text{max}}} = 355,90 + 4,99 = 360,89 \text{ м}.$$

2) Работа 1 ГА при расчетном напоре  $H_{\text{расч}}$  и номинальной мощности  $N_{\text{ном}}$

Производится аналогичный расчет, только для точки с расчетным напором.

$$Q = 5,6^2 \cdot 1,29 \cdot (1,055 \cdot 31,3)^{0,5} = 232 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$H_{s, \text{расч}}^{\text{доп}} = 10,3 - 356,19 / 900 - 0,17 \cdot 31,3 - 1,5 + 0,98 = 3,00 \text{ м.}$$

$$\nabla PK_{\text{Нрасч.}} = 356,19 + 3,00 = 359,19 \text{ м.}$$

3) Работа 1 ГА при минимальном напоре  $H_{\text{min}}$  и соответствующей ему мощности  $N$  на линии ограничения

$$Q = 5,6^2 \cdot 1,32 \cdot (1,055 \cdot 28,3)^{0,5} = 226 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$H_{s, \text{min}}^{\text{доп}} = 10,3 - 356,16 / 900 - 0,18 \cdot 28,3 - 1,5 + 0,98 = 4,29 \text{ м.}$$

$$\nabla PK_{\text{Нрасч.}} = 351,72 - 4,06 = 347,66 \text{ м.}$$

Результаты расчета представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Выбор отметки рабочего колеса

№ варианта	Марка турбины	$H_{s, \text{max}}^{\text{доп}}, \text{М}$	$H_{s, \text{расч.}}^{\text{доп}}, \text{М}$	$H_{s, \text{min}}^{\text{доп}}, \text{М}$	$(\nabla PK)_{\text{Нmax}}, \text{М}$	$(\nabla PK)_{\text{Нрасч.}}, \text{М}$	$(\nabla PK)_{\text{Нmin}}, \text{М}$
1	PO45-B-560	4,99	3,00	4,29	360,89	360,19	360,45
2	ПЛ50-B-500	2,26	-2,86	-1,50	357,87	353,01	354,31
3	ПЛД50-B60 <sup>0</sup> -630	2,12	-7,32	-4,28	358,42	349,60	352,46

Из трех полученных отметок  $\nabla PK$  выбирается наименьшее значение, которое отмечается на компоновочном чертеже установки. Выбранные отметки указаны в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Показатели натуральных гидротурбин

№ варианта	Марка турбины	$D_1, \text{М}$	$n, \text{об/мин}$	$\eta_{\text{н р.т.}}$	$Z_a$	$N_a, \text{МВт}$	$H_{s, \text{расч.}}^{\text{доп}}, \text{М}$	$\nabla PK, \text{М}$
1	5,6	85,7	3,00	6	61,17	360,19	0,923	5,6
2	5,0	136,4	-2,86	8	45,88	353,01	0,921	5,0
3	6,3	107,1	-7,32	4	91,75	349,60	0,916	6,3

По результатам расчета принимается к установке турбина PO45-B-560 с  $\nabla PK = 359,19 \text{ м}$ , так как этот вариант наиболее соответствует заданным условиям:

- высота отсасывания наименьшая из всех вариантов;
  - довольно высокая частота вращения;
  - значение КПД в расчетной точке велико;
  - диаметр экономичен с точки зрения расхода металла на его производство.
- Дальнейший расчет производится для гидротурбины PO45-B-560.

### 3.3 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 177}{3,14 \cdot 7,8^2} = 3,7 \text{ м/с}, \quad (3.21)$$

где  $Q = 177 \text{ м}^3/\text{с}$  – расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью;

$D = 7,80 \text{ м}$  – диаметр водовода.

Минимальная разность отметок мертвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left( \frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 7,8 \cdot \left( \frac{3,7}{\sqrt{9,81 \cdot 7,8}} \right)^{0,55} = 2,43 \text{ м}. \quad (3.22)$$

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная частота вращения генератора принимается равной назначенной частоте вращения турбины  $n_{\text{синх}} = 85,7 \text{ об/мин}$ .

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{60,00}{0,85} = 70,52 \text{ МВа.}, \quad (3.23)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{85,7} = 72, \quad (3.24)$$

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбран гидрогенератор: СВ-1160/180-72 с номинальной мощностью 103,5 МВ·А и номинальным напряжением 13,8 кВ.

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС выбирается в соответствии с ОСТ 108.023.105-84

При частотах вращения до 200 об/мин гидрогенераторы выполняются преимущественно в зонтичном исполнении. Принимается зонтичный тип генератора.

### 3.5 Выбор вспомогательного оборудования

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

По справочным данным [6] по номограмме для РО турбин принимается тип маслонапорной установки: МНУ 8/1 – 40-4-2.

Маслонапорная установка объемом гидроаккумулятора 8 м<sup>3</sup>, состоящего из одного сосуда с номинальным избыточным давлением 4 МПа=40 кгс/см<sup>2</sup>, объемом сливного бака маслонасосного агрегата 4 м<sup>3</sup> с 2 насосами.

По справочным данным [6] принимается тип ЭГР. Для РО турбины выбирается ЭГРК-МП-150. Диаметр главного золотника 150 мм.

### 3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала

Исходя из диаметра шахты гидроагрегата, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машзала принимаем равной 22 метрам.

Длина блока для приплотинных зданий ГЭС:

$$B_{\text{ол}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 5,6 = 22,4 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{ол}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 22,4 \cdot 6 + 33,6 = 170 \text{ м.} \quad (3.26)$$

## 4 Компонровка и сооружения гидроузла

### 4.1 Гидравлические расчеты

#### 4.1.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ с учетом агрегатов, участвующих в пропуске потока:

$$Q_p = Q_{\text{осн.макс}} - (n_{\text{агр}} - 1)Q_{\text{агр}} \quad (4.1)$$

где  $Q_{\text{осн.макс}}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем (обеспеченностью 0,1% для сооружений 1 класса) [4]; определяется по результатам гидрологических расчётов ;

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

$n_{\text{агр}}$  – кол-во агрегатов;

$$Q_p = 9286 - 177 \cdot (6 - 1) = 8401 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (4.2)$$

где  $q_b$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.3)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{нб}}, \quad (4.4)$$

где  $h_{\text{нб}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой связи  $Z_{\text{нб}} = f(Q)$  при  $Q_{\text{осн.макс}}$ ,  $h_{\text{нб}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 366,55 - 355 = 11,55$  м (рис 1);

$[v_h]$  – неразмываемая скорость на рисберме, для прочной скалы (диабаз)  
 $[v_h] = 5,0$  м/с.

$$q_p = 5,0 \cdot 11,55 = 57,75 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_b = 1,25 \cdot 57,75 = 72,19 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$B = \frac{8401}{72,19} = 116,38 \text{ м.}$$

Полученное значение  $B$  округляется в большую сторону  $B = 117 \text{ м.}$   
С другой стороны:

$$B = n \cdot b, \quad (4.5)$$

где  $n$  - число водосливных пролётов,

$b$  - стандартная ширина пролёта, принимаемая в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования,

$b = 20 \text{ м.}$

Тогда  $n$  определяется как:

$$n = \frac{117}{20} = 5,85.$$

Принимается  $n=6$ .

Окончательная ширина водосливного фронта  $B = 120 \text{ м.}$

Параметры быка определены в пункте 3.3

#### 4.1.2 Определение отметки гребня водослива

Принимается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля, полный напор на котором в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления равен:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (4.6)$$

где  $m$  - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, для очертания водосливной стенки типа А  $m = 0,49$ ,

$$H_{01} = \left( \frac{8401}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,13 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\Pi} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (4.7)$$

где  $\sigma_{\Pi}$  - коэффициент подтопления (принимается равным единице);

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.8)$$

$\xi_0$  – коэффициент зависящий, от расположения быка в плане, принимается  $\xi_0 = 0,45$  для быков с округлённым вертикальным ребром, [2, таблица 6–8];

$\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимается  $\xi = 0,7$  для устоя с округлённым вертикальным ребром, [2].

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{10,13}{20} = 0,95.$$

$$H_{02} = \left( \frac{8401}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,48 \text{ м.}$$

Проверяется условие, при соблюдении которого скоростной напор можно не учитывать:

$$\omega > 4 \cdot B \cdot H, \quad (4.9)$$

где  $\omega$  – площадь живого сечения потока перед плотиной;

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \times [B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{Б}}] \quad (4.10)$$

$$\omega = (400 - 355) \times [120 + (6 - 1) \cdot 4] = 6300 \text{ м}^2.$$

$$4 \cdot B \cdot H = 4 \cdot [120 + (6 - 1) \cdot 4] \cdot 10,48 = 5871 \text{ м}^2.$$

Так как условие соблюдается, геометрический напор на гребне водослива будет равен полному напору:

$$H = H_{02} \quad (4.11)$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляем до  $H_{\text{СТ}} = 12$  метров [3].

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{СТ}}, \quad (4.12)$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 400 - 12 = 388 \text{ м.}$$

### 4.1.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (4.13)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{С}} \quad (4.14)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}$  – расход воды, проходящий через агрегаты, участвующие в пропуске потока;

$Q_{\text{пов.мах}}$  – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая обеспеченностью 0,01% (для сооружений 1 класса) [4]; определяется по результатам гидрологических расчётов

$Q_{\text{С}}$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения  $Q_{\text{С}} = 0 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

$$Q_{\text{р.пов}} = 11679 - 5 * 177 = 10794 \text{ м}^3/\text{с};$$

Полный напор на гребне водослива без учета бокового сжатия и подтопления при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{10794}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,98 \text{ м};$$

Полный напор на гребне водослива с учетом бокового сжатия и подтопления при пропуске поверочного расхода:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (4.15)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon + (n-1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (4.16)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{11,98}{20} = 0,94$$



$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{10794}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 12,47 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (4.17)$$

Скорость подхода потока к напорному фронту вычисляется:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla_{\text{дна}})[B + (n-1)\delta_{\text{б}}]} \quad (4.18)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{10794}{(401-355) \cdot [120 + (6-1) \cdot 4]} = 1,68 \text{ м/с,}$$

$$H_{\text{пов}} = 12,47 - \frac{1,1 \cdot 1,68^2}{2 \cdot 9,81} = 12,31 \text{ м.}$$

Определяется расчетная отметка форсированного подпорного уровня:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_{\text{р}} = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}} \quad (4.19)$$

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_{\text{р}} = 388 + 12,31 = 400,31 \text{ м.}$$

Расчётная отметка  $\nabla\Phi\text{ПУ}_{\text{р}} = 400,31 \text{ м}$  оказалась меньше заданной, следовательно, принимается отметка  $\nabla\Phi\text{ПУ} = 401 \text{ м}$ , которая достаточна для пропуска паводка.

#### 4.1.4 Построение профиля оголовка водосливной плотины

Рассчитываются координаты оголовка водослива с учётом данных, приведённых в [2].

Для получения действительных координат кривой оголовка необходимо умножить их на  $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$ .

Расчёты сведены в таблицу 4.1

Оголовок водосливной плотины приведён на рисунке 4.1

Таблица 4.1 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ точки	x, м	y, м	№ точки	x, м	y, м
1	0,00	1,51	21	24,00	14,82
2	1,20	0,43	22	25,20	16,43
3	2,40	0,08	23	26,40	18,10
4	3,60	0,00	24	27,60	19,84
5	4,80	0,07	25	28,80	21,84
6	6,00	0,32	26	30,00	23,52
7	7,20	0,72	27	31,20	25,46
8	8,40	1,20	28	32,40	27,36
9	9,60	1,68	29	33,60	29,54
10	10,80	2,38	30	34,80	31,80
11	12,00	3,07	31	36,00	33,89
12	13,20	3,85	32	37,20	36,16
13	14,40	4,73	33	38,40	38,48
14	15,60	5,70	34	39,60	40,86
15	16,80	6,77	35	40,80	43,31
16	18,00	7,93	36	42,00	45,82
17	19,20	9,17	37	43,20	48,37
18	20,40	10,48	38	44,40	50,99
19	21,60	11,84	39	45,60	53,65
20	22,80	13,30	40	46,80	56,38

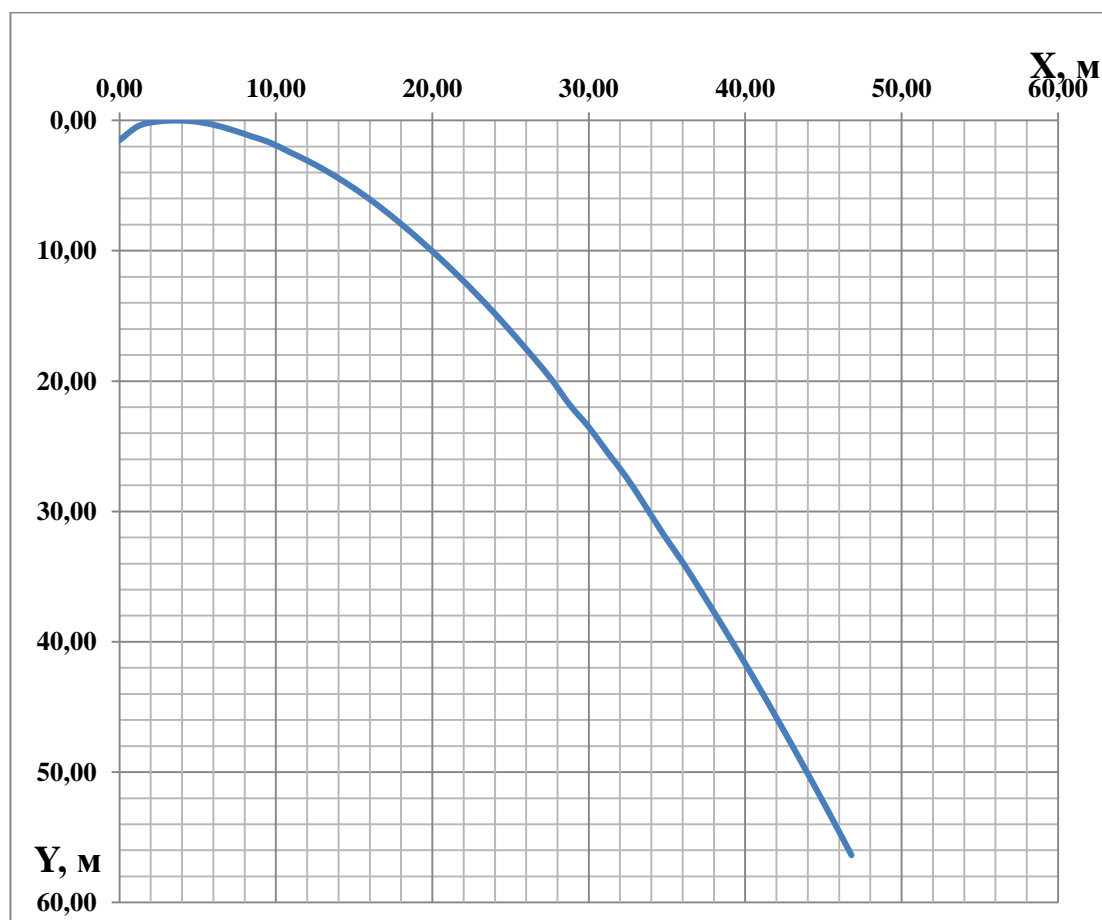


Рисунок 4.1 – Оголовок водосливной плотины

Сопряжение водосливной грани с поверхностью уступа выполняется по дуге радиусом  $R$ :

$$R = (0,2 - 0,5) \cdot (H_{ст} + P_B), \quad (4.20)$$

где  $P_B$  – высота плотины со стороны ВБ.

$$P_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{Дна}. \quad (4.21)$$

$$P_B = 388 - 355 = 29 \text{ м},$$

$$R = 0,2 \cdot (12 + 29) = 9 \text{ м}.$$

#### 4.1.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Вычисляется критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 \cdot g}}, \quad (4.22)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 8401^2}{9,81 \cdot (120 + 5 \cdot 4)^2}} = 7,39 \text{ м}.$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$E_0 = \nabla_{ГВ} - \nabla_{Дна} + H_{ст} \quad (4.23)$$

$$E_0 = 388 - 355 + 12 = 45 \text{ м}.$$

Вычисляется относительная удельная энергия  $\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}}$  и определяется значение коэффициента скорости  $\varphi_c$  в зависимости от длины сливной грани; при большой длине сливной грани ( $h_{пл} = 45 \text{ м}$ )  $\varphi_c = 0,90$  [2].

$$\xi_0 = \frac{45,00}{7,39} = 6,09$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi_c$  и  $\xi_0$  определяется  $\xi_c$  и  $\xi_c''$  [2]:

$$\xi_c = 0,329,$$

$$\xi_c'' = 2,29.$$

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} \quad (4.24)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} \quad (4.25)$$

$$h_c' = 0,329 \cdot 7,39 = 2,43 \text{ м},$$

$$h_c'' = 2,29 \cdot 7,39 = 16,93 \text{ м}.$$

Глубина в НБ при  $Q_{осн.мах} = 9286 \text{ м}^3/\text{с}$ , равная 11,55 м, меньше второй сопряжённой глубины, следовательно, необходимо затопить прыжок, используя гасители.

#### 4.1.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м. и при отношении длины створа на отметке гребня плотины ( $L_{ch}$ ) к высоте плотины (Н) более 3 ( $\frac{L_{ch}}{H} = \frac{450}{45} = 10$ ) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи. [3]

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду НБ:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin(2\alpha) \left[ \sqrt{1 + \left( \frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha} + 1} \right] \quad (4.26)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации потока;

$\alpha$  – угол схода струи с трамплина;  $\alpha = 30^\circ$

$\varphi$  – коэффициент скорости потока;  $\varphi = 1,0$  – для истечения в атмосферу при свободном полёте струи. [2];

$Z_0$  – превышение  $\nabla$ УВБ над  $\nabla$ УНБ с учётом скоростного напора;

$Z_1$  – превышение  $\nabla$ УВБ над  $\nabla$ Носка с учётом скоростного напора;

$$\nabla \text{Носка} = \nabla \text{УНБ} + 1,0. \quad (4.27)$$

$$Z_0 = E_0 - h_{нб}, \quad (4.28)$$

где  $\nabla_{\text{УНБ}} = 367$  м (при поверочном расходе  $Q_{0,01\%} = 11679 \text{ м}^3/\text{с}$ , рис 1.);  
 $h_{\text{нб}} = 11,55$  м (пункт 1.1);  
 $E_0$  – полная удельная энергия.

$$\nabla_{\text{Носка}} = 367 + 1,0 = 368 \text{ м.}$$

$$Z_0 = 45 - 11,55 = 33,45 \text{ м.}$$

$$Z_1 = E_0 - a, \quad (4.29)$$

Высота уступа над дном:

$$a = \nabla_{\text{Носка}} - \nabla_{\text{дна}}. \quad (4.30)$$

$$a = 368 - 355 = 13 \text{ м.}$$

$$Z_1 = E_0 - a = 45 - 13 = 32 \text{ м.} \quad (4.31)$$

Коэффициент аэрации определяется в зависимости от числа Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H}, \quad (4.32)$$

где  $V_H$  – скорость потока на носке;  
 $h_H$  – высота потока воды на носке.

$$V_H = \varphi \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1}. \quad (4.33)$$

$$V_H = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32} = 25,06 \text{ м/с.}$$

Удельный расход на выходе с водослива:

$$q = \frac{Q_p}{B + (n-1)\delta_6} = \frac{8401}{120 + (6-1) \cdot 4} = 60,01 \text{ м}^2/\text{с}$$

$$h_H = \frac{q}{V_H}. \quad (4.34)$$

$$h_H = \frac{60,01}{25,06} = 2,39 \text{ м.}$$

$$Fr = \frac{25,06^2}{9,81 \cdot 2,39} = 20,18.$$

Так как  $Fr < 35$ , то  $k_a = 1$ .

$$L = 1 \cdot 32 \cdot 1^2 \cdot \sin(60^\circ) \left( \sqrt[2]{1 + \left[ \frac{33,45}{32} - 1 \right] \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} + 1 \right) = 57,83 \text{ м.}$$

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

$$L > 0,4 \cdot Z_0, \quad (4.35)$$

где  $Z_0$  - напор, создаваемый плотинной.

$$L > 33,45 \cdot 0,4. \quad 57,83 > 13,38$$

Расчётное расстояние удовлетворяет условию.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (4.36)$$

где  $t$  – определяется по формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt[2]{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}. \quad (4.37)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей в скале;  $d = 1$  м.

$$t = (0,10 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{20,18}) \cdot \sqrt[2]{20,18} \cdot \sqrt[4]{\frac{(366,55 - 355)}{1}} \cdot 2,39 = 20,90 \text{ м.}$$

$$h_{\text{раз}} = 20,90 - 11,55 = 9,35 \text{ м,}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (4.38)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду.

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}\alpha^2 + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}}. \quad (4.39)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg30^{\circ 2} + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 2,39 \cdot \cos 30^{\circ} + 13 - 11,55)}{25,06^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,69.$$

$$L_1 = 57,83 + \frac{20,90}{0,69} = 88,29 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз}, \quad (4.40)$$

Длина горизонтального участка по дну ямы размыва:

$$b' = 2,5 \cdot h_{кр}, \quad (4.41)$$

где  $h_{кр}$  – критическая глубина потока.

$$b_p = 2,5 \cdot 7,39 + 3,7 \cdot 9,35 = 53,07 \text{ м.}$$

$$b' = 2,5 \cdot 7,39 = 18,48 \text{ м.}$$

#### 4.2.1 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчётами

На начальном этапе проектирования, выбрав тип плотины, определяется положение гребня плотин и ширина водосливногo фронта. На последующих стадиях конструируется профиль водослива, проектируются устройства нижнего бьефа; конструируется подземная часть плотины, её быки и устои.

Расчет производится для основного расчетного случая.

#### 4.2.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

-основное сочетание нагрузок и воздействий

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a \quad (4.42)$$

-особое сочетание нагрузок и воздействий

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{ФПУ} + h_{1\%} + a \quad (4.43)$$

где  $a$ - величина запаса, для I класса сооружения принимается – 0,8 м;  
 $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности;

Определяются безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} \tag{4.44}$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} \tag{4.45}$$

где  $t$  - период развития волн на водохранилище, принимается  $t = 6ч = 21600с$  [7],  
 $L$  – длина разгона волны,  $L = 1800$  м (определяется по картографическому материалу с учетом направления ветра),  
 $V_w$  – скорость ветра,  $V_{wp2\%} = 22$  м/с - для основного сочетания нагрузок и воздействий и  $V_{wp2\%} = 18$  м/с - для особого сочетания нагрузок и воздействий.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1800}{22^2} = 36,5 ,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,6 .$$

Из графика [1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ , сведённые в таблицу 4.2

Таблица 4.2 - Определение параметров  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$

$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = 36,5$		$\frac{g \cdot t}{V_w} = 9631,6$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,2	0,01	3,8	0,075

Для определения периода волны  $T$  и средней высоты волны  $\bar{h}$  используются наименьшие значения из таблицы 4.2

Определяется период волны из безразмерного комплекса  $\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,2$ :



$$T = \frac{1,2 \cdot V_w}{g} = \frac{1,2 \cdot 22}{9,81} = 2,69 \text{ с}, \quad (4.46)$$

Определяется средняя высота волны из безразмерного комплекса

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,01:$$

$$\bar{h} = \frac{0,01 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,01 \cdot 22^2}{9,81} = 0,49 \text{ м}. \quad (4.47)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi}. \quad (4.48)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,69^2}{2 \cdot 3,14} = 11,3 \text{ м}.$$

Необходимо выполнить проверку на глубоководность, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5 \bar{\lambda}_d, \quad (4.49)$$

где  $d$  - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2}, \quad (4.50)$$

$$d = \frac{400 - 355}{2} = 22,5 \text{ м}.$$

$$22,5 > 0,5 \cdot 11,3 = 5,65 \text{ м}$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1800}{18^2} = 54,5,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{18} = 11772 .$$

Из графика [1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ , сведённые в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Определение параметров  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$

$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = 54,5$		$\frac{g \cdot t}{V_w} = 11772$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,4	0,012	4,6	0,10

Для определения периода волны  $T$  и средней высоты волны  $\bar{h}$  используются наименьшие значения из таблицы 4.3.

Выражается период волны из безразмерного комплекса  $\frac{g \cdot T}{V_w}$ :

$$T = \frac{1,4 \cdot V_w}{g} = \frac{1,4 \cdot 18}{9,81} = 2,57 \text{ с} , \quad (4.51)$$

Выражается средняя высота волны из безразмерного комплекса  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,012 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,012 \cdot 18^2}{9,81} = 0,33 \text{ м} . \quad (4.52)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} . \quad (4.53)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,57^2}{2 \cdot 3,14} = 10,3 \text{ м} .$$

Необходимо выполнить проверку на глубоководность, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d, \quad (4.54)$$

где  $d$  - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2}, \quad (4.55)$$

$$d = \frac{401 - 355}{2} = 23 \text{ м.}$$

$$23 > 0,5 \cdot 10,3 = 5,15 \text{ м.}$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Высота волны 1% обеспеченности для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.56)$$

где  $K_i$  - коэффициент, определяемый по графику [1] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$ ,  $K_i = 2,09$ .

$$h_{1\%} = 0,49 \cdot 2,09 = 1,02 \text{ м.}$$

Высота волны 1% обеспеченности для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.57)$$

где  $K_i$  - коэффициент, определяемый по графику [1] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$ ,  $K_i = 2,1$ .

$$h_{1\%} = 0,33 \cdot 2,1 = 0,70 \text{ м.}$$

Отметка гребня бетонной плотины (основное сочетание нагрузок и воздействий):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 400 + 1,02 + 0,8 = 401,82 \text{ м.}$$

Отметка гребня бетонной плотины (особое сочетание нагрузок и воздействий):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 401 + 0,7 + 0,8 = 402,5 \text{ м.}$$

Отметка гребня быка  $\nabla_{\text{ГБ}}$  определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 388 + 12 \cdot 1,6 = 407,2 \text{ м.} \quad (4.58)$$

За отметку гребня плотины принимается наибольшая из трёх рассчитанных отметок:  $\nabla_{\text{ГП}} = 407,2 \text{ м.}$

### 4.3 Конструирование плотины

#### 4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, пример представлен на рисунке 4.2 Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

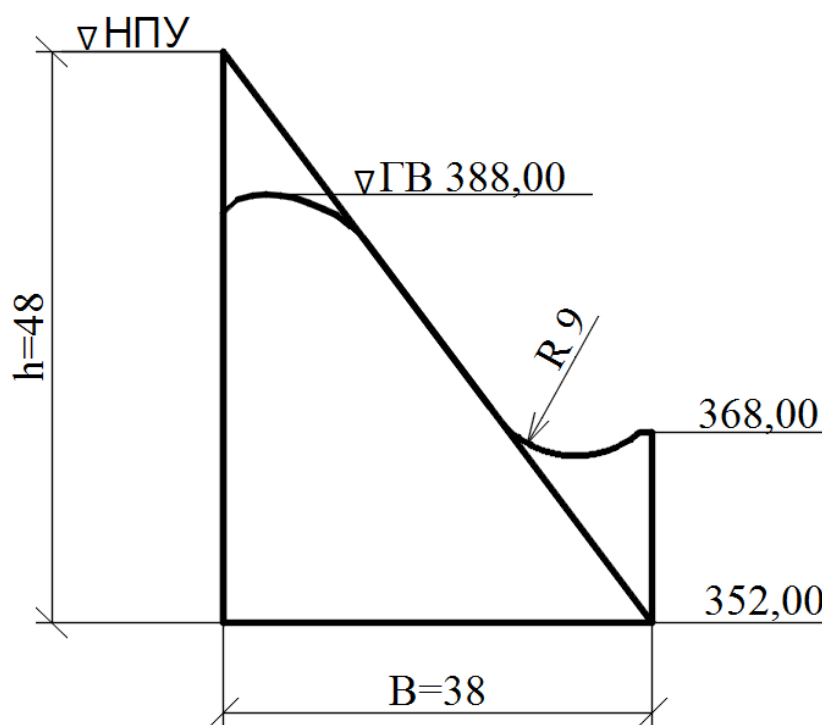


Рисунок 4.2 – Схема треугольного профиля плотины

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

Отметка подошвы с учётом выемки грунта:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 3 = 355 - 3 = 352 \text{ м.} \quad (4.59)$$

Высота плотины равная:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 400 - 352 = 48 \text{ м.} \quad (4.60)$$

Ширина по основанию  $B_n$  может быть найдена из отношения  $B_n/h$ , равного для скального основания 0,7-0,8.

$$B_n = 0,79 * 48 = 38 \text{ м.}$$

### 4.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

В плотинах на скальных основаниях устройство температурно-осадочных швов обеспечивает свободное развитие температурных и осадочных деформаций. Бетонная плотина разрезается постоянными швами на отдельные секции и столбы. Разрезку межсекционными швами производим по осям быков. Ширина секции  $b + \delta_b = 20 + 4 = 24$  м. Ширина столба I составляет 12 м, ширина II и III столбов составляет 13 м.

Конструкция плотины подразумевает совместную работу отдельных секций, поэтому швы выполняются плоскими.

Омоноличивание швов происходит при помощи цементации.

### 4.3.3 Быки

Быки предназначены для деления водосливного фронта на пролёты и для установки затворов, служат опорой для мостов и подъёмных механизмов. Принимается один рабочий и один аварийно-ремонтный затвор.

При ширине пролёта  $b = 20$  м толщина неразрезного быка по формуле Березинского А.Р. [5]:

$$\delta_b = 0,16 \cdot b. \quad (4.61)$$

$$\delta_b = 0,16 \cdot 20 = 3,20 \text{ м.}$$

Так как по середине быка проходит деформационный шов, толщина неразрезного быка увеличивается на 0,8 м. Принимается разрезной бык толщиной  $\delta_b = 4$  м. Оголовок быка выполняется полукруглым.

Для плоского рабочего затвора длина паза:

$$m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{20}\right) \cdot b. \quad (4.62)$$

$$m = \frac{1}{20} \cdot 20 = 1 \text{ м},$$

Тогда его ширина равна:

$$n = \frac{1}{2} = 0,5 \text{ м}.$$

Разрезной бык состоит из двух полубыков, представлен на рисунке 4.3. При этом толщина пазового перешейка быка:

$$d_0 = 4 - (0,5 * 2) = 3 \text{ м}.$$

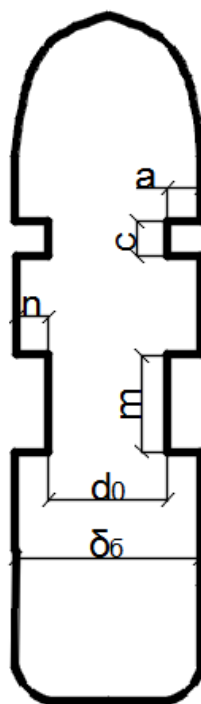


Рисунок 4.3 - Схема быка в плане

Для ремонтных затворов со стороны ВБ пазы размещаются на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе. Ширина и длина паза ремонтного затвора равняется  $a = c = 0,5$  м.

На гребне проектируется однополосную автомобильную дорогу шириной 5 м, пешеходную дорожку шириной 2 м и место под кран 10 м. Общая ширина по гребню равняется 17 м.

Отметка гребня быка водосливной плотины равна  $\nabla_{ГБП} = 407,2$  м. (пункт 4.1.2)

#### 4.4.4 Устой

Устой по сути является полубыком. В нём располагаются пазы для ремонтного и рабочего затворов. Устраивается разделительный устой для разделения водосливной плотины от здания ГЭС. Задачей разделительного устоя является защита потока здания ГЭС от сбойных течений со стороны сбойных течений, и самого здания ГЭС от подмыва. Устой выдвинут в нижний бьеф на 70 м и удалён на 18 м от ямы размыва.

#### 4.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные смотровые галереи размером 3х3 м, предназначенные для размещения КИА и различного рода коммуникаций, сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов на отметках  $\nabla 366$ ,  $\nabla 379$  м.

Также устраиваются галереи для цементации основания, создания и восстановления вертикального дренажа, отвода воды в НБ расположенные на отметке  $\nabla 353$  м. Их размеры из практических рекомендаций принимаются равными 3х4 м.

#### 4.4.6 Дренаж тела бетонных плотин

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

Диаметр скважин принимается 20 см, расстояние между осями дрен 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{др}$ , а также до верховой грани продольной галереи назначается из условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (4.63)$$

где  $I_{кр,м}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины (для гравитационных плотин 25);

$H_d$  – напор над расчётным сечением.

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению  $\gamma_n = 1,25$  для 1 класса сооружений [4]

Для галереи на отметке  $\nabla 366$ :

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla 366. \quad (4.64)$$

$$H_d = 400 - 366 = 34 \text{ м.}$$

$$a_{др} \geq \frac{34 \cdot 1,25}{25} = 1,7 \text{ м.}$$

Так как искомое расстояние согласно нормативным документам не должно быть менее 2 м, принимается  $a_{др} = 2 \text{ м}$ .

Для галереи на отметке  $\nabla 379$ :  $a_{др} = 2 \text{ м}$  так как напор над расчётным сечением меньше, чем для рассмотренного ранее случая.

#### 4.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

##### 4.5.1 Цементационная завеса и дренаж

Устраивается с целью снижения противодействия на подошву плотины (рис 4.1)

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,1 - 0,25) \cdot B_{п}, \quad (4.65)$$

где  $B_{п}$  - ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,1 \cdot 38 = 3,8 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_1 = 4 \text{ м}$ .

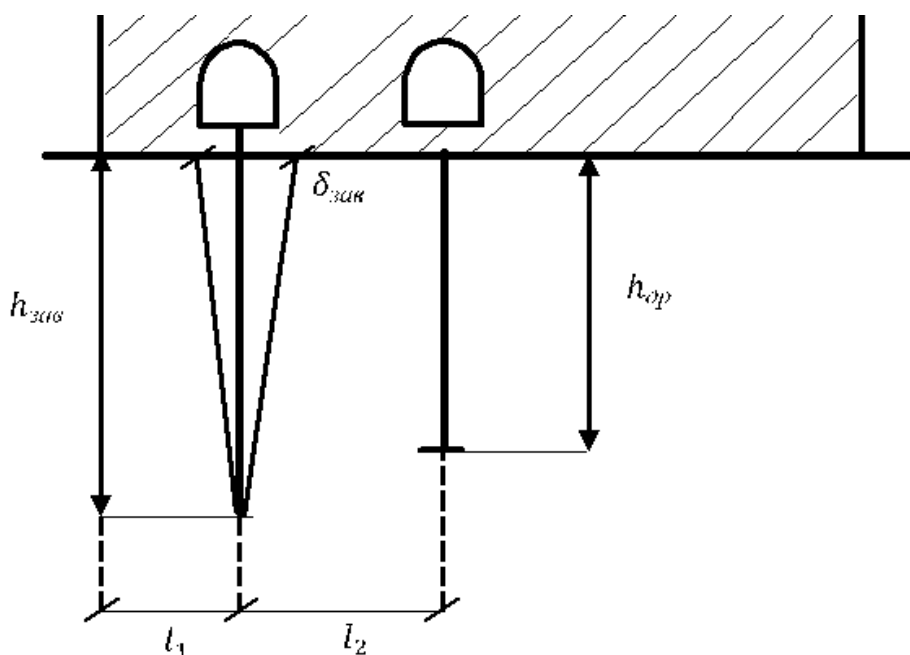


Рисунок 4.4 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа



Глубина цементной завесы, представленной на рисунке 4.4:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}},$$
$$H_{\text{max}} = 400 - 355,8 = 44,2 \text{ м.}$$
(4.66)

где  $\nabla_{\text{УНБ}}_{Q_{\text{сан}}}$  – уровень НБ при санитарном попуске  $Q_{\text{сан}} = 140 \text{ м}^3/\text{с}$   
 $\nabla_{\text{УНБ}}_{Q_{\text{сан}}} = 355,8 \text{ м.}$

$$h_{\text{зав}} = 0,7 \cdot 44,2 = 30,94 \text{ м.}$$

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n,$$
(4.67)

где  $\Delta H$  – потери напора на завесе;

$J_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент для завесы.

Для гравитационной плотины I класса с цем. завесой и дренажом в основании приведённый напор на цем. завесе составляет  $0,4H_d$  [6], тогда потери напора на завесе будут равны:

$$\Delta H = H_d - 0,4H_d = 0,6 \cdot H_d,$$
(4.68)

где  $H_d$  – максимальный напор;

$$\Delta H = 0,6 \cdot 44,20 = 26,52 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{26,52}{15} \cdot 1,25 = 2,21 \text{ м.}$$

С учётом того, что один ряд скважин обеспечивает толщину завесы около 3 м, то принимается толщина завесы  $\delta_{\text{зав}} = 3 \text{ м}$  и шаг скважин в ряду 3 м.

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 - 0,7) \cdot h_{\text{зав}}.$$
(4.69)

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 30,94 = 15,47 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементационной завесы до оси дренажа  $l_2$  принимается из условий:

$$l_2 > 4 \text{ м}, \quad (4.70)$$

$$l_2 > (2 - 3)l' = 2 \cdot 3 = 6 \text{ м}. \quad (4.71)$$

где  $l'$  - расстояние между скважинами цементационной завесы в ряду ;  $l' = 3 \text{ м}$ .

Принимается  $l_2 = 6 \text{ м}$ .

Диаметр скважин дренажа принимается 20 см, и шаг в ряду 2 м.

#### 4.6 Фильтрационные расчеты

Расчеты проводят для основного сочетания нагрузок и воздействий (отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla\text{НПУ} = 400 \text{ м}$ , нижнего бьефа -  $\nabla\text{УНБ}_{\min} = 355,80 \text{ м}$  при пропуске санитарного расхода  $Q_{\text{сан}} = 140 \text{ м}^3/\text{с}$ ) и особого сочетания нагрузок и воздействий ( $\nabla\text{ФПУ} = 401 \text{ м}$ ,  $\nabla\text{УНБ}_{\max} = 367 \text{ м}$  при пропуске поверочного расхода  $Q_{\text{нов max}} = 11679 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

Основное сочетание нагрузок и воздействий [6]:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (4.72)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2. \quad (4.73)$$

где  $H_{as}$  – напор на цем. завесе;

$H_{dr}$  – напор на дренаже.

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\min} = 400 - 355,8 = 44,2 \text{ м} :$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 44,2 = 17,68 \text{ м}.$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 44,2 = 8,84 \text{ м}.$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий [6]:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (4.74)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2. \quad (4.75)$$

$$H_d = 401 - 367 = 34 \text{ м.}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 34 = 13,6 \text{ м.}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 34 = 6,8 \text{ м.}$$

#### 4.7 Определение основных нагрузок на плотину

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы, представленной на рисунке 4.5 и рисунке 4.6, относительно точки О определяются в программе AutoCAD.

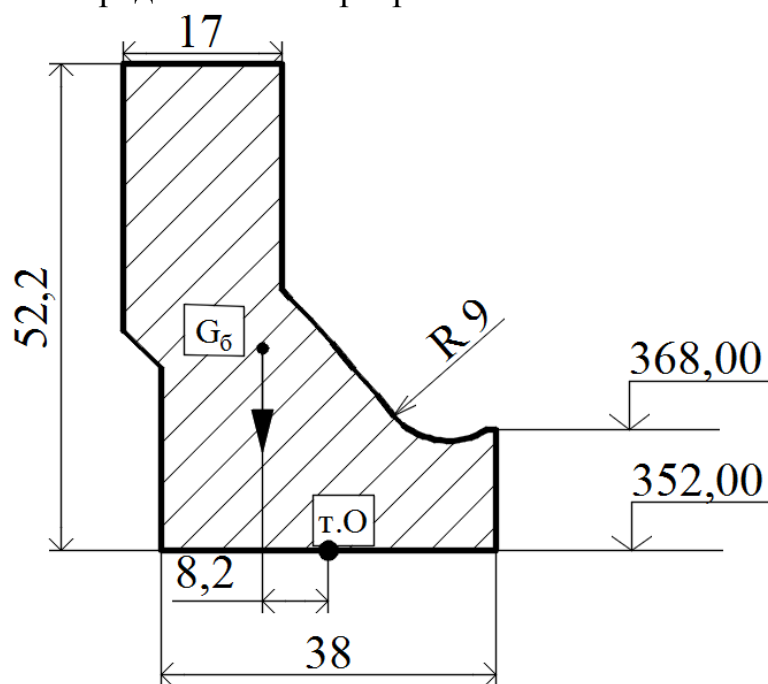


Рисунок 4.5 – Равнодействующая сила собственного веса быка относительно центра подошвы. (Т.О)

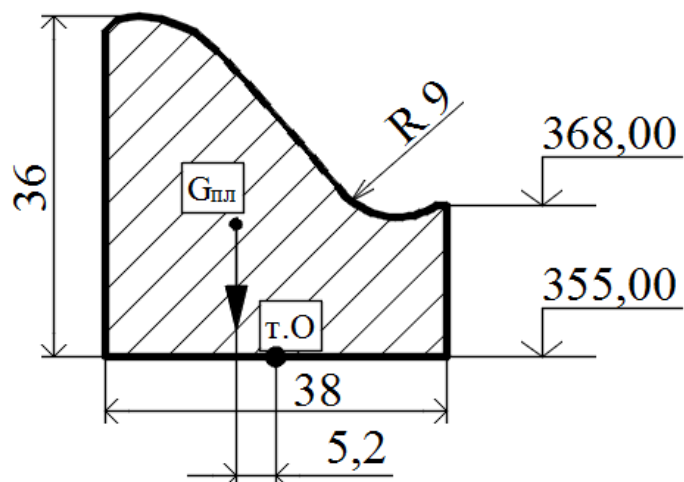


Рисунок 4.6 – Равнодействующая сила собственного веса водосбросной плотины относительно центра подошвы. (Т.О)

#### 4.7.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины на единицу длины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (4.76)$$

где  $\gamma_{\text{б}}$  – удельный вес бетона,  $\gamma_w = 24 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$

$S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины,  $S_{\text{пл}} = 946 \text{ м}^2$ ;

$b$  – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

$$G_{\text{пл}} = \frac{980 \cdot 20 \cdot 24}{20 + 4} = 18920 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес быка плотины:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (4.77)$$

где  $S_{\text{б}}$  – площадь поперечного сечения быка,  $S_{\text{б}} = 1364 \text{ м}^2$ .

$$G_{\text{б}} = \frac{1398 \cdot 4 \cdot 24}{20 + 4} = 5456 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.78)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (401 - 388 + 0,5) \cdot 20 = 270 \text{ м}^2. \quad (4.79)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 270 \cdot \sqrt{270} \cdot 9,81 = 2394 \text{ кН},$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}}. \quad (4.80)$$

$$q_3 = \frac{2394}{20 + 4} = 99,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

#### 4.7.2 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника (рисунок 4.7 и рисунок 4.8).

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды для основного сочетания нагрузок и воздействий:

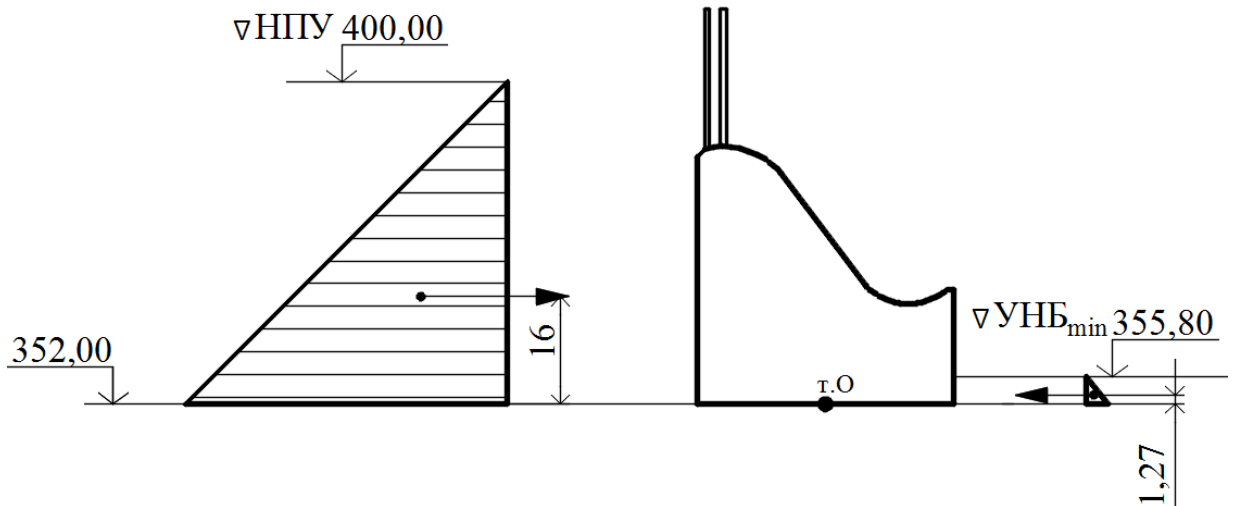


Рисунок 4.7 – Эпюра гидростатической нагрузки для основного сочетания нагрузок и воздействий

- со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2}, \quad (4.81)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 400 - 352 = 48 \text{ м}$ ,

$\gamma_w$  – удельный вес воды,  $\gamma_w = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$

$$T_B = \frac{10 \cdot 48^2}{2} = 11520 \text{ кН.}$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2}, \quad (4.82)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 355,8 - 352 = 3,8 \text{ м}$ .

$$T_H = \frac{10 \cdot 3,8^2}{2} = 72,2 \text{ кН.}$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды для особого сочетания нагрузок и воздействий:

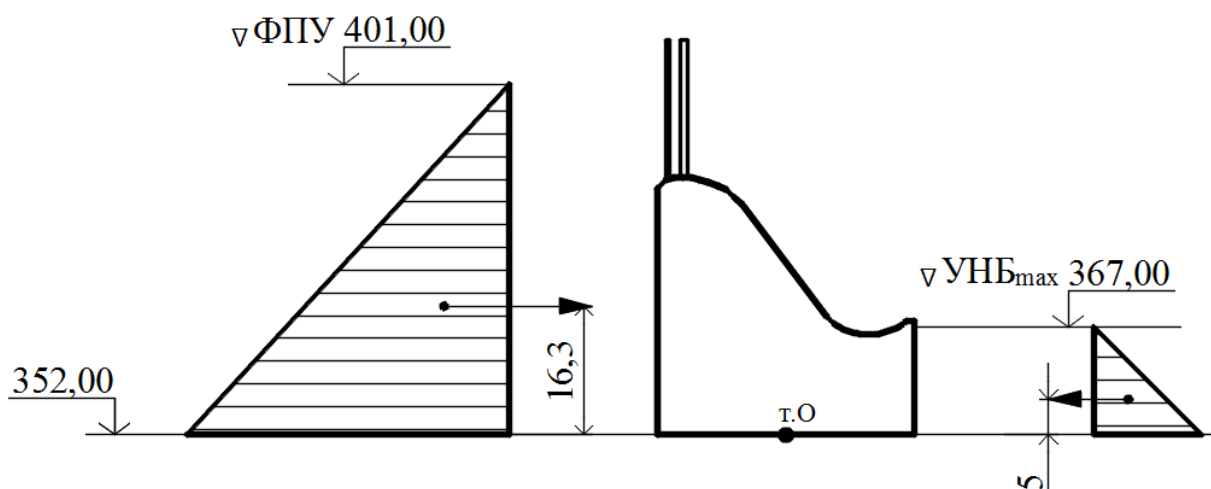


Рисунок 4.8 – Эпюра гидростатической нагрузки для особого сочетания нагрузок и воздействий

- со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2}, \quad (4.83)$$

где  $h_1 = \nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{под}} = 401 - 352 = 49 \text{ м}$ ,

$\gamma_w$  – удельный вес воды,  $\gamma_w = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$

$$T_B = \frac{10 \cdot 49^2}{2} = 12005 \text{ кН.}$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2}, \quad (4.84)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{дна}} = 367 - 352 = 15 \text{ м}$ .

$$T_H = \frac{10 \cdot 15^2}{2} = 1125 \text{ кН.}$$

### 4.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

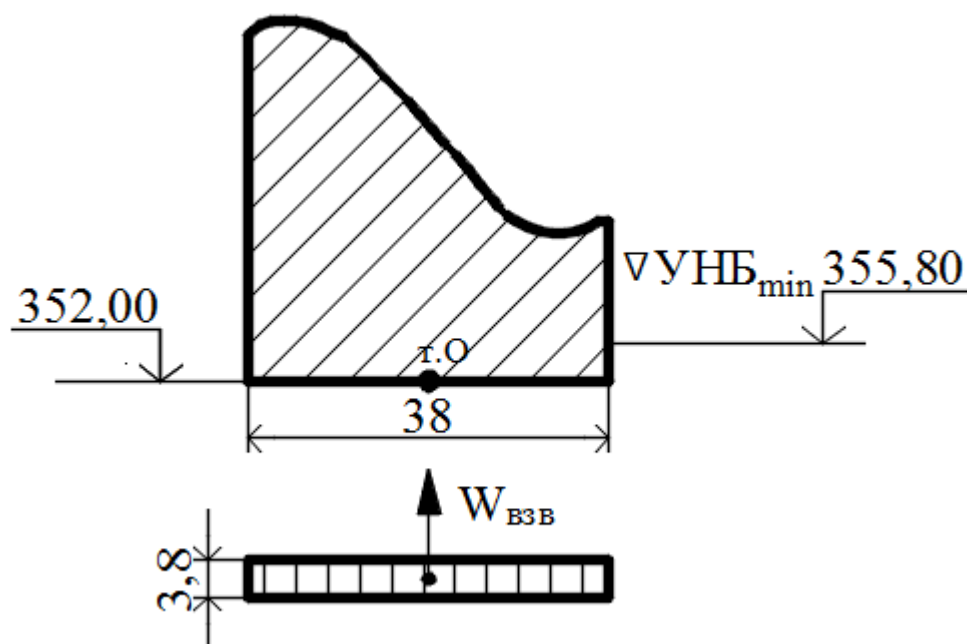


Рисунок 4.9 – Эпюра взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий

Высота эпюры взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий (рисунок 4.9):

$$h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 355,8 - 352 = 3,8 \text{ м} \quad (4.85)$$

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_w, \quad (4.86)$$

где  $S_{\text{эп}}$  - площадь эпюры взвешивающего давления, равная 144,4 м<sup>2</sup>.

$$W_{\text{взв}} = 144,4 \cdot 10 = 1444 \text{ кН}$$

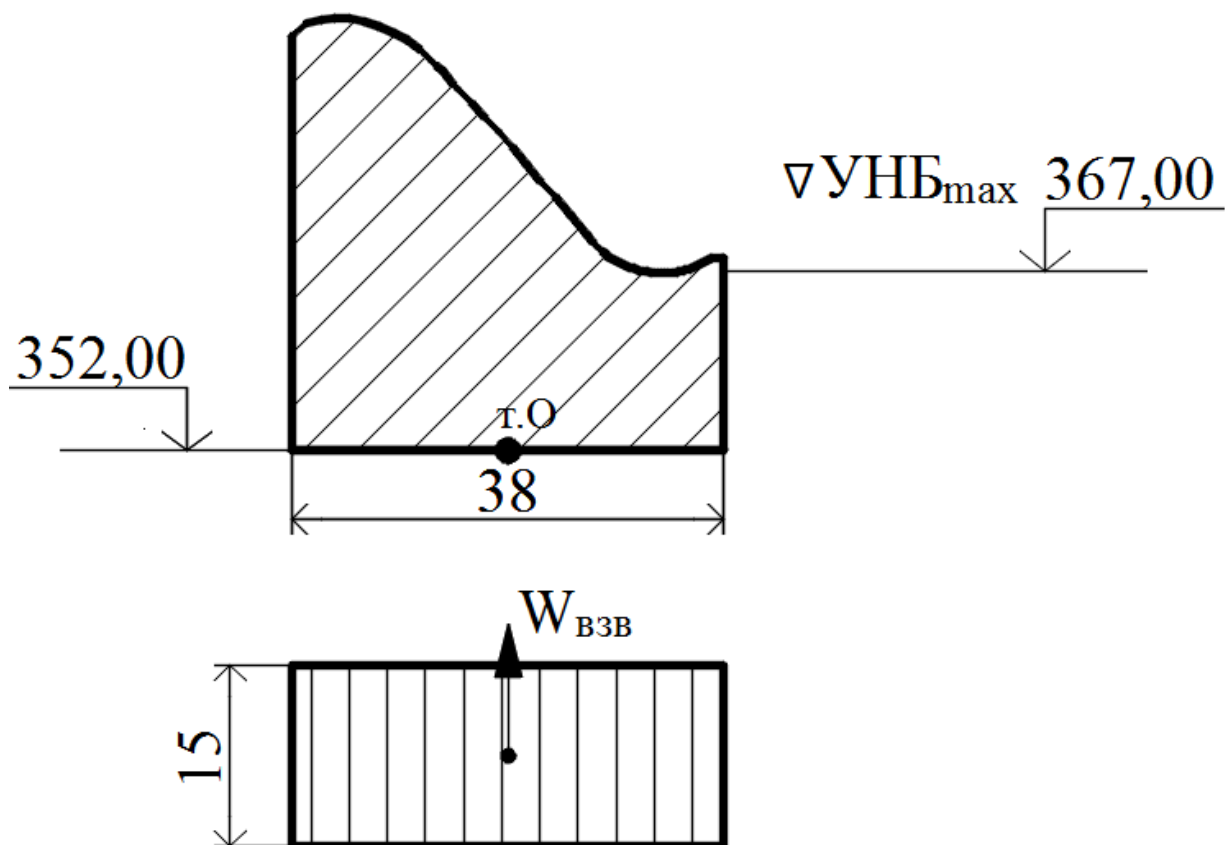


Рисунок 4.10 – Эпюра взвешивающего давления для особого сочетания нагрузок и воздействий

Высота эпюры взвешивающего давления для особого сочетания нагрузок и воздействий (рисунок 4.10):

$$h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 367 - 352 = 15 \text{ м} \quad (4.87)$$

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \gamma_w, \quad (4.88)$$

где  $S_{\text{ЭП}}$  - площадь эпюры взвешивающего давления, равная  $570 \text{ м}^2$ .

$$W_{\text{взв}} = 570 \cdot 10 = 5700 \text{ кН}$$



#### 4.7.4 Сила фильтрационного давления

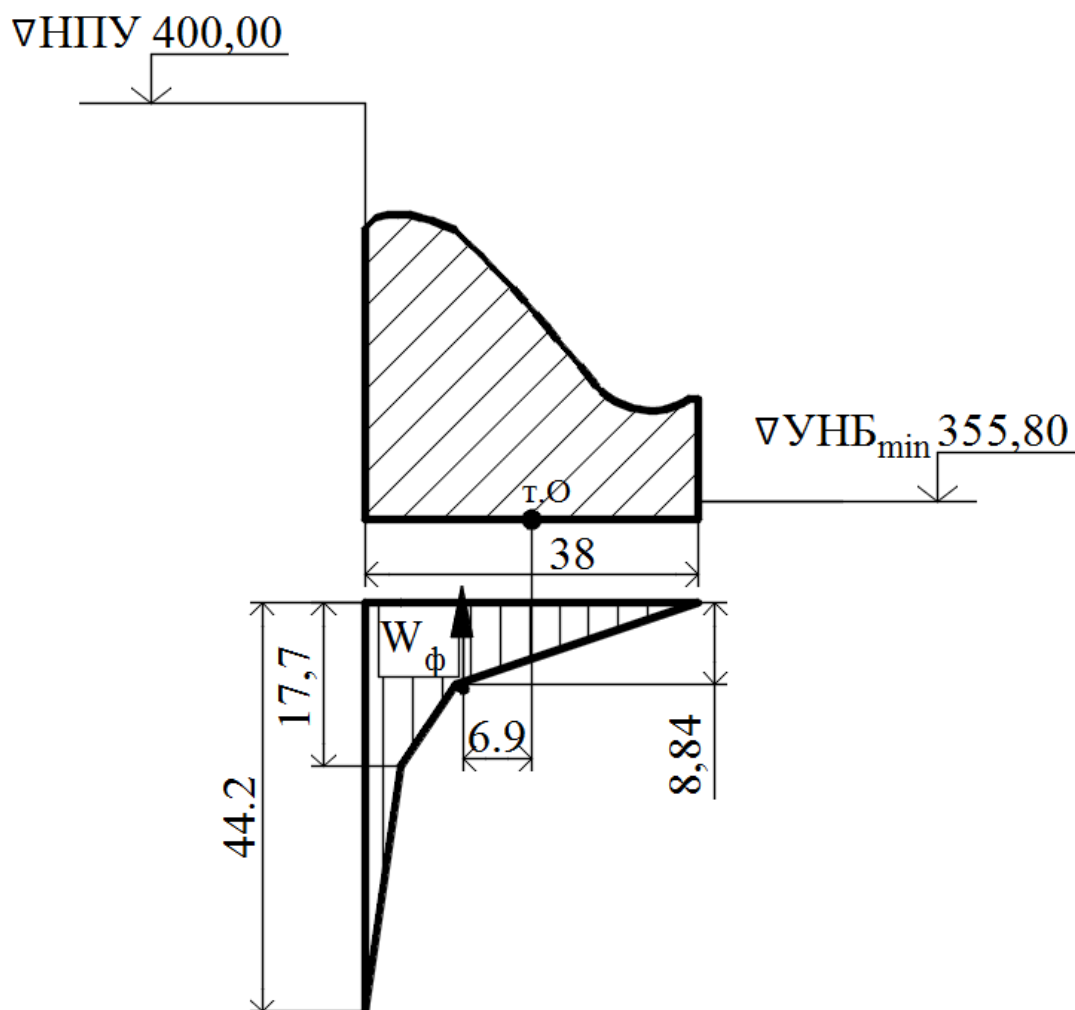


Рисунок 4.11 – Эпюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий

Сила фильтрационного давления под плотиной для основного сочетания нагрузок и воздействий (рисунок 4.11):

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\text{эп}}, \quad (4.89)$$

где  $S_{\text{эп}}$  - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна  $263,5 \text{ м}^2$ .

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 263,5 = 2635 \text{ кН}$$

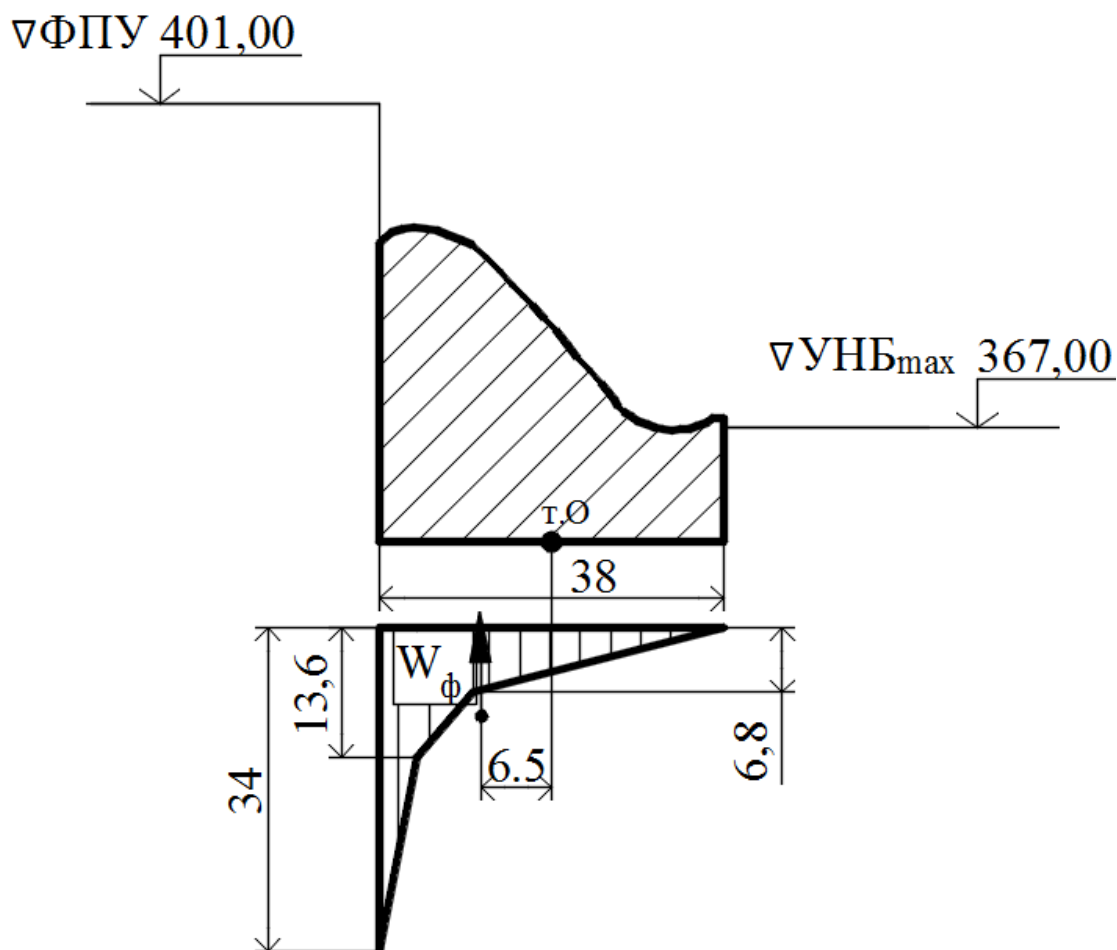


Рисунок 4.12 – Эюра фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок и воздействий

Сила фильтрационного давления под плотиной для особого сочетания нагрузок и воздействий (рисунок 4.12):

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\text{эп}}, \quad (4.90)$$

где  $S_{\text{эп}}$  - площадь эюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна 211,2 м<sup>2</sup>.

$$W_{\phi} = 10 \cdot 211,2 = 2112 \text{ кН}$$

#### 4.7.5 Давление грунта

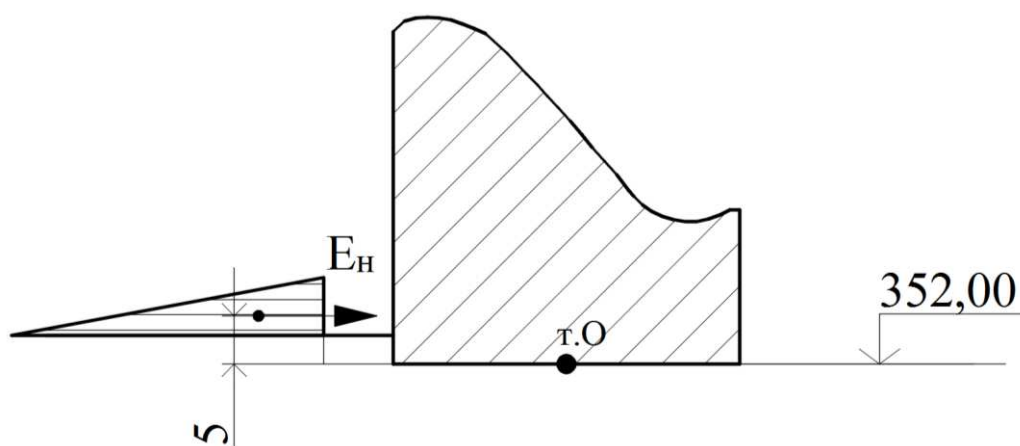


Рисунок 4.13 – Эпюра давления наносов на вертикальную грань

Давление наносов на вертикальную грань (рисунок 4.13):

$$P_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (4.91)$$

где  $\gamma_H^{\text{взв}}$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_H^{\text{взв}} = \gamma_H - (1 - n)\gamma_B = 17 - (1 - 0,4) \cdot 10 = 11 \text{ кН/м}^3$  (суглинок),

$\varphi_H$  - угол внутреннего трения наносов, равен  $25^\circ$ ;

$h_H$  - толщина слоя наносов, 6 м.

$n$  - пористость грунта,  $n = 0,4$ .

$$P_H = 11 \cdot 6 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{25}{2} \right) = 26,8 \text{ кН}$$

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

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2}, \quad (4.92)$$

$$E_H = (26,8 \cdot 6) / 2 = 82,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

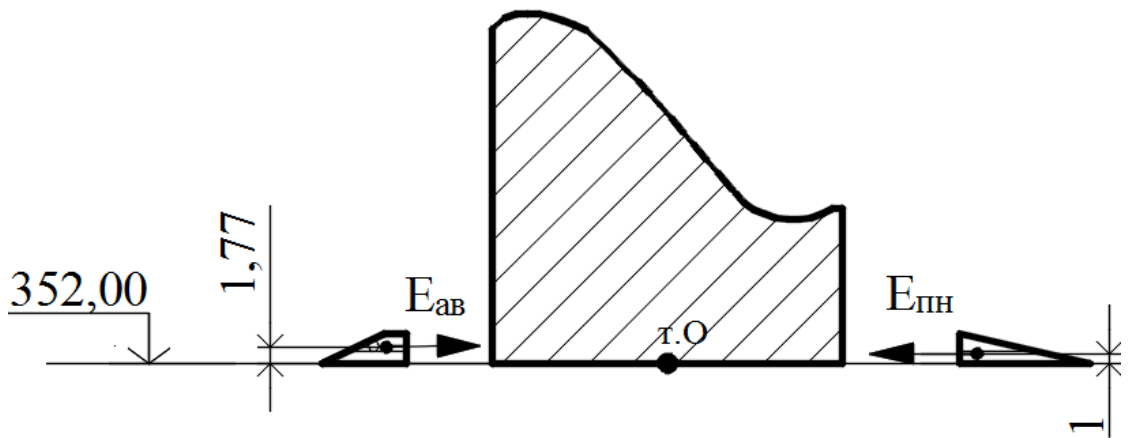


Рисунок 4.14 – Эпюры активного и пассивного давления

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом (рисунок 4.14):

$$p'_{гр} = 11 \cdot 6 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{30}{2} \right) = 21,98 \text{ кН}$$

где  $\varphi_{гр}$  - угол внутреннего трения грунта, равен  $30^\circ$  для диабаз;

$$p''_{гр} = (11 \cdot 6 + 21,5 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{30}{2} \right) = 87,48 \text{ кН}$$

где  $\gamma_{гр.взв}$  – удельный вес взвешанного грунта:

$$\gamma_{гр.взв} = 30 - (1 - 0,15) \cdot 10 = 21,5 \text{ кН}$$

где  $n = 0,15$  – пористость диабаз.

$\gamma_{сух}$  – удельный вес сухого грунта,  $\gamma_{сух} = 30 \text{ кН/м}^3$  для диабаз.

$$E_{ав} = S_{эп} = 164,18 \text{ кН}$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа на уровне подошвы плотины:

$$p''_{пн} = (14 \cdot 0 + 21,5 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{30}{2} \right) = 21,48 \text{ кН и}$$

$$E_{пн} = \frac{p''_{пн}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{21,48}{2} \cdot 3 = 32,22 \text{ кН}$$

#### 4.7.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (4.93)$$

где  $h_{1\%}$  - высота волны 1 %-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}$  - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} \quad (4.94)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий:  
Параметры волн определены в пункте 4.2.2

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,02^2}{11,30} = 0,29 \text{ м}$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,02 \left( \frac{11,30}{3,14} + \frac{0,29}{2} \right) = 19,09 \text{ кН.}$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 0,7^2}{10,30} = 0,15 \text{ м}$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,7 \left( \frac{10,30}{3,14} + \frac{0,15}{2} \right) = 11,74 \text{ кН.}$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа:  
при НПУ:

$$y_c = \frac{11,3}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,02 = 1,41 \text{ м.}$$

при ФПУ:

$$y_c = \frac{10,3}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,7 = 1,37 \text{ м.}$$

#### 4.8 Расчет прочности плотины

Для оценки прочности плотины расчётные напряжения сравниваются с критериями прочности.

#### 4.8.1 Определение напряжений для основного расчетного случая

Оценка общей прочности плотины проводится в сечении по ее подошве на отметке 352,00 м.

Составлена таблица 4.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 4.5 - Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	Направление силы	Основное сочетание нагрузок и воздействий			Особое сочетание нагрузок и воздействий		
		сила, кН	плечо, м	момент, кН·м	сила, кН	плечо, м	момент, кН·м
$T_B$	→	11520,00	16	184320	12005,00	16,3	195681
$T_H$	←	72,20	-1,27	-91,69	1125,00	-5	-5625
$G_6$	↓	5183,20	-8,2	-42938	5183,20	-8,2	-42502
$G_{пл}$	↓	18920,00	-5,2	-94848	18920,00	-5,2	-93465
$W_{взв}$	↑	1444,00	0	0	5700,00	0	13728
$W_{ф}$	↑	2635,00	6,9	18182	2112,00	6,5	13728
$E_H$	→	82,4	5	494	82,4	5	494
$E_{ав}$	→	164,18	1,77	349	164,18	1,77	349
$E_{пн}$	←	32,22	-1	-39	32,22	-1	-39
$W_{волн}$	→	19,09	46,59	889	11,74	47,63	559
$q_з$	↓	89,78	-13,28	-1192	99,75	-13,28	-1192
		$\Sigma \downarrow \uparrow = 19487$		$\Sigma = 65125$		$\Sigma \downarrow \uparrow = 15671$	$\Sigma = 68034$

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

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

1) Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2}, \quad (4.95)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, равна 63889 кН·м;

$B_d$  – ширина подошвы плотины, равна 38 м.

$$\sigma_y^u = -\frac{19487}{38} + \frac{6 \cdot 65125}{38^2} = -242,22 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (4.96)$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа,

$$H_d^u = 400 - 352 = 48 \text{ м};$$

$H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа,

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ, min}} - \nabla_{\text{под}} = 355,8 - 352 = 3,8 \text{ м};$$

$$m_u = \operatorname{tg} 90^\circ = 0, \quad (4.97)$$

$$m_t = \operatorname{tg} 90^\circ = 0, \quad (4.98)$$

$$\sigma_x^u = -242,22 \cdot 0^2 - 10 \cdot 48 \cdot (1 - 0^2) = -480 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 48 - 242,22) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (4.99)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -242,22 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 48 \cdot 0^2 = -242,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.100)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 48 = -480 \text{ кН/м}^2. \quad (4.101)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_b^2} = -\frac{19487}{38} - \frac{6 \cdot 65125}{38^2} = -783,42 \text{ кН/м}^2. \quad (4.102)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -783,42 \cdot 0^2 - 10 \cdot 3,8 \cdot (1 - 0^2) = -38 \text{ кН/м}^2, \quad (4.103)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,8 - 783,42) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (4.104)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -783,42 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 3,8 \cdot 0^2 = -783,42 \text{ кН/м}^2; \quad (4.105)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,8 = -38, \text{ кН/м}^2 \quad (4.106)$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий

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

1) Для верховой грани:

$$H_d^u = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 401 - 352 = 49 \text{ м.}$$

$$\sigma_y^u = -\frac{15671}{38} + \frac{6 \cdot 68034}{38^2} = -129,70 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (4.107)$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u = 49 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$H_d^t = 15 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\sigma_x^u = -129,70 \cdot 0^2 - 10 \cdot 49 \cdot (1 - 0^2) = -490 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 49 - 129,70) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (4.108)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -129,70 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 49 \cdot 0^2 = -129,70 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.109)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 49 = -490 \text{ кН/м}^2. \quad (4.110)$$

2) Для низовой грани:

$$H_d^t = 367 - 352 = 15 \text{ м}.$$

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_b^2} = -\frac{15671}{38} - \frac{6 \cdot 68034}{38^2} = -695,08 \text{ кН/м}^2. \quad (4.111)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -695,08 \cdot 0^2 - 10 \cdot 15 \cdot (1 - 0^2) = -150 \text{ кН/м}^2, \quad (4.112)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 15 - 695,08) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (4.113)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -695,08 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 15 \cdot 0^2 = -695,08 \text{ кН/м}^2; \quad (4.114)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 15 = -150, \text{ кН/м}^2 \quad (4.115)$$

Расчёт крайних напряжений сведу в таблицу 4.6.



Таблица 4.6 - Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Основное сочетание нагрузок и воздействий		
напряжение	напорная грань, кН/м <sup>2</sup>	низовая грань, кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y$	-242,22	-783,42
$\sigma_x$	-480,00	-38,00
$\tau_{xy}$	0	0
$\sigma_1$	-242,22	-38,00
$\sigma_3$	-480,00	-783,42
Особое сочетание нагрузок и воздействий		
напряжение	напорная грань, кН/м <sup>2</sup>	низовая грань, кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y$	-129,70	-695,08
$\sigma_x$	-490,00	-150,00
$\tau_{xy}$	0	0
$\sigma_1$	-129,70	-150,00
$\sigma_3$	-490,00	-695,08

#### 4.8.2 Критерии прочности плотины

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

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (4.116)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по назначению для 1 класса сооружений [4];

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая  $\gamma_{lc} = 1$ , коэффициент сочетания нагрузок, для особого расчетного случая

$$\gamma_{lc} = 0,9 \text{ [4];}$$

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, (для основного сочетания нагрузок и воздействий  $\gamma_{cd} = 0,9$ ) (для особого сочетания нагрузок и воздействий

$$\gamma_{cd} = 1) \text{ [6].}$$

для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 783,42}{0,9}. \quad (4.117)$$

$$11500 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1088,08 \text{ кН/м}^2.$$

для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 0,9 \cdot 783,42}{1}. \quad (4.118)$$

$$11500 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 881,35 \text{ кН/м}^2.$$

Таким образом, бетон класса В20 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 11500 \text{ кН/м}^2$  и величина главного напряжения  $\sigma_3$  удовлетворяют условию (4.25).

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

для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\sigma_y^u < 0, \tag{4.119}$$

$$- 242,22 \text{ кН/м}^2 < 0$$

для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$- 129,70 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \tag{4.120}$$

$$242,22 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 48 = 120 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$129,70 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 49 = 122,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 4.8.3 Расчет устойчивости плотины на сдвиг

Оценка устойчивости плотины на сдвиг производится по I группе предельных состояний:

$$\gamma_{lc} \cdot F_p \leq \frac{R \cdot \gamma_{cd}}{\gamma_n}, \tag{4.121}$$

где  $F_p$  – расчетная равнодействующая сдвигающих сил;

$R$  – несущая способность сооружения;

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3) \cdot \text{tg } \varphi + c \cdot \omega, \quad (4.122)$$

где  $\text{tg } \varphi$  – коэффициент трения для грунта основания (диабаз)  $\text{tg } \varphi = 0,7$  ;

$c$  – коэффициент сцепления;

$\omega$  – площадь сцепления.

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} R &= \\ &= (18240,00 + 5236,40 - 1444,00 - 2635,00 + 99,75) \cdot 0,7 + 100 \cdot \\ &\cdot 38 = 16363 \text{ кН/м} \end{aligned}$$

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{ав}} - E_{\text{пн}} = 11520,00 - 72,20 + +19,09 + 82,40 + 197,02 - 38,66 = 11566 \text{ кН/м}. \quad (4.123)$$

Проверка соблюдения условия на сдвиг:

$$\gamma_n \leq \frac{\gamma_{\text{сд}} \cdot R}{\gamma_{\text{лс}} \cdot F_p}, \quad (4.124)$$

$$1,25 \leq \frac{0,95 \cdot 16363}{1 \cdot 11566}.$$

$$1,25 < 1,33.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости на сдвиг.

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} R &= \\ &= (17914,00 + 5183,20 - 5700,00 - 2112,00 + 99,75) \cdot 0,7 + 100 \cdot \\ &\cdot 38 = 14804 \text{ кН/м} \end{aligned}$$

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{ав}} - E_{\text{пн}} = 12005,00 - 1125,00 + +11,74 + 98,88 + 197,02 - 38,66 = 11149 \text{ кН/м}. \quad (4.125)$$

Проверка соблюдения условия на сдвиг:

$$1,25 \leq \frac{0,95 \cdot 14704}{1 \cdot 11149}.$$

$$1,25 < 1,26.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости на сдвиг.

## 5 Организация и производство гидротехнических работ

### 5.1 Состав сооружений гидроузла

В состав проектируемого гидроузла с отметкой гребня 407,2 м входят сооружения I класса высотой 48 м (в порядке с левого берега на правый): глухая правобережная плотина шириной по гребню 75 м (секции 1-6); стационарная плотина шириной 175 м; глухая плотина шириной по гребню 25 м (секции 21-22) водосливная плотина шириной по гребню 150 м,; глухая левобережная плотина шириной по гребню 25 м (секции 35-36);

Плотина разрезана на секции. Количество секций – 36.

Ширина секций равна 12,5 м, общая длина створа 450 м.

Основные параметры водосливной плотины:

-общая длина – 150 м;

-ширина по основанию – 38м;

-номер секций – 25-34;

-отметка гребня водослива – 388 м;

-метод гашение энергии – свободно отброшенная струя с носка-трамплина.

Основные параметры стационарной плотины:

-общая длина – 175 м;

-ширина по основанию – 38м;

-номер секций – 7-20;

Основные параметры здания ГЭС:

-установленная мощность 367 МВт;

-количество гидроагрегатов–6;

-максимальный расход через гидроагрегат–232 м<sup>3</sup>/с;

-диаметр рабочего колеса турбины  $D_1 = 5,6$  м;

-ширина агрегатного блока:  $B_{бл} = 22,4$  м;

-длина монтажной площадки:  $L_{мп} = 1,5 \cdot B_{бл} = 34$ ,

-длина машинного зала  $L_{мз}$  составляет: 168 м,

-ширина зала  $B_{мз} = 22,4$  м.

### 5.2 Организация строительства

#### 5.2.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

Т.к.  $h_{пл} = 52$  м, створ  $L = 450$  м. принимаем приплотинную компоновку.

При русловой компоновке все бетонные сооружения гидроузла (плотина, здание ГЭС) располагают в естественном русле реки.

Пропуск строительных расходов осуществляем методом секционирования русла. Расчет секционированного русла будем выполнять в два этапа. На первом этапе выполним расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло, а на втором – через недостроенные сооружения (гребенку).

Строительство гидроузла разбиваем на 5 этапов:

1 этап – возведение водосбросной части;

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

### 5.2.2 Первый этап

Строительные работы необходимо начинать со строительства сооружений, необходимых для перекрытия русла реки – водосливной станционной и глухой частей плотины, примыкающих к правому берегу.

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

Для того, чтобы обеспечить строительство сооружений, необходимых для перекрытия русла реки, требуется возвести перемычки, образующие котлован первой очереди (перемычки первой очереди).

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 45-60 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы 1 этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек (котлован первой очереди);

- откачка воды из котлована первой очереди;

- бетонирование тела водосбросной плотины до отм. 375

- устройство глубокой цементационной завесы;

- бурение дренажных скважин в основании плотины;

- монтаж затворов для гребёнки и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

Расчет перемычек первой очереди с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло

Перемычки относятся к временным сооружениям 4 класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 3-х лет принимаем равной – 10% .

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  $Q_{стр} = 4245 \text{ м}^3/\text{с}$ , при этом глубина воды в реке равна 364,6 м.

Таким образом, отметки гребней продольной и верховой перемычек первой очереди можно определить по формулам:

для верховой перемычки:

$$H_{\text{ВП}} = h_{\text{НБ}} + Z + a = 9,6 + 0,46 + 1 = 11,06, \quad (5.1)$$

для продольной перемычки:

$$H_{\text{ПП}} = h_{\text{НБ}} + Z = 9,6 + 0,46 = 10,06, \quad (5.2)$$

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.

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

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,8^2} \cdot \frac{3^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,8^2}{2 \cdot 9,81} = 0,46, \quad (5.3)$$

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

$V_0$  – бытовая скорость воды в реке;

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

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_0} = \frac{4245}{2450} = 1,7 \text{ м/с}, \quad (5.4)$$

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

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_c} = \frac{4245}{1066} = 4,0 \text{ м/с}, \quad (5.5)$$

где  $w_c$  – площадь поперечного сечения суженной части русла при  $Q_{\text{стр}}$  (можно принять 50% от  $w_0$ );

Неразмываемая скорость, для прочной скалы (диабаз)  $V_n = 5,0$  м/с, следовательно проводить проверку стесненного русла на размыв не нужно.

По плану определяем длины верховой перемычки  $L_v$  и продольной перемычки  $L_p$ .

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.

Определяем тип и конструкцию перемычек.

Принимаем каменно-земляные перемычки.

Поперечное сечение перемычек трапецеидальное (рисунок 5.1).

Ширина по гребню – 7 м, для удобства производства работ.

Откосы назначаются в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения. Принимаем:

- верховой откос 1:2
- низовой откос 1:2

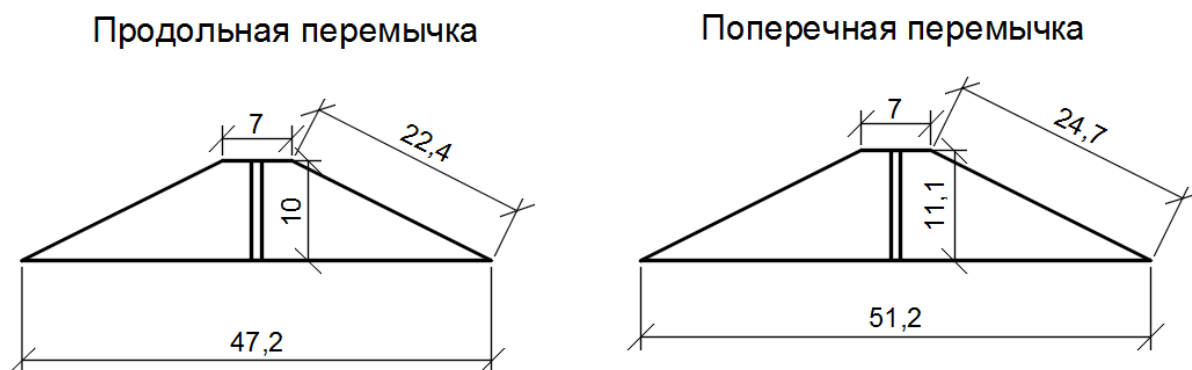


Рисунок 5.1 – Продольная и поперечная перемычки

Определяем площади поперечного сечения перемычек –  $\omega_{пп}, \omega_{вп}$ .

Определяем суммарный объем верховой и продольной перемычек первой очереди :

$$V = (\omega_{пп} \cdot L_{пп} + \omega_{вп} \cdot L_{вп}) / 2 = (322,07 \cdot 40 + 272,83 \cdot 130) / 2 = 24185 \text{ м}^3 \quad (5.6)$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{нп} = h_{нб} + a = 9,6 + 1 = 10,6 \text{ м}, \quad (5.7)$$

Определяем длину низовой перемычки  $L_{нп}$ , м.

Определяем размеры поперечного сечения.

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки  $\omega_{нп}$ ,  $\text{м}^2$

Определяем объем низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{нп} / 2 = (322,07 \cdot 130) / 2 = 41869 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.8)$$

Назначаем время начала работ по возведению перемычек 08.06.17.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{пер} = \Sigma V_{пер} / J_{пер} = 66054 / 1150 = 59 \text{ дней}, \quad (5.9)$$

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

$J_{\text{пер}}$  – интенсивность возведения грунтовой переемычки, принимаем 1150 м<sup>3</sup>/сут.(отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

Округляем полученное время получаем 2 месяца.

Осушение котлована 1-й очереди.

Определяем срок начала работ. 2.

Определяем площадь котлована  $S=7718 \text{ м}^2$

Определяем глубину воды в котловане  $h = 2,87 \text{ м}$ . при среднем расходе воды в реке  $Q = 528 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Находим объём воды, которую требуется откачать из котлована,

$$V=2,87*7718=22151, \text{ м}^3.$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы К80-65-125 а/4, имеющие производительность  $W=22,4 \text{ м}^3/\text{час}$  при высоте подъема воды до 10 м) [2, табл.15-42] в количестве 7 шт.

Рассчитываем время откачки с использованием  $n$  насосов.

$$\approx t = \frac{V}{W*n} = \frac{22151}{22,4*7} = 141 \text{ ч.} \quad (5.10)$$

Округляем полученное значение до 12 дней кратно смене (полусуткам).

Находим интенсивность понижения уровня воды  $\frac{2,81}{12}=0,234(\text{м}/\text{сутки})$

Рационально эти же насосы применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объём разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане составляют 130х60, глубина 7 м.

Определяем объём вынимаемого грунта  $V_{\text{вын.}}=130*60*7=54600 (\text{м}^3)$ .

Принимаем экскаватор ЭО-5122А, вместимость ковша  $q_{\text{ков}} = 1,6 \text{ м}^3$ , продолжительность рабочего цикла – 23 с.

Вычислим производительность цикла экскаватора:

$$P_{\text{эч}}=q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}}=1*156*0,75 = 117, \quad (5.11)$$

где  $q_{\text{ц}} = q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}/k_{\text{р}} = 1,6*0,9/1,4 = 1 \text{ м}^3$

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

$k_{\text{р}} = 1,4$  - коэффициент разрыхления грунта для скалы (ЕНиР Сборник Е 2 Выпуск 1, часть 16);

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

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

$n_{\text{ц}} = 3600/t_{\text{цэк}} = 3600/23 = 156$  - число циклов в час.



Определим время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{ЭЧ}}} = \frac{54600}{104,2} = 524 \text{ час.} = 22 \text{ сут.} \quad (5.12)$$

Округляем полученное значение кратно суткам.

Принимаем машины для транспортировки грунта – Камаз 65115 (емкость ковша 15т).

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

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

$v_{\text{гр}} = 22$  км/ч - груженный

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

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{\text{ца/с}} = \frac{L_{\text{T}}}{v_{\text{гр}}} + \frac{L_{\text{T}}}{v_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{з}}) = \frac{3}{22} + \frac{3}{30} + (0,034 + 0,018) = 0,283 \text{ час} = 17 \text{ мин} \quad (5.13)$$

где  $t_{\text{р}}$  - время разгрузки 2 мин

$t_{\text{з}}$  - время загрузки 1 мин

$(t_{\text{р}} + t_{\text{мон}})$  составляет:

$$n_{\text{ков}} = \frac{15}{2,4 \cdot 1,6 \cdot 0,9} = 5 \text{ ковшей,}$$

где  $p_{\text{г}}$  - плотность грунта

Определяем необходимое для бесперебойной работы ведущей машины (экскаватора) количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{цЭ}} \cdot n_{\text{ков}}} = \frac{17 \cdot 60}{25 \cdot 6} = 7 \text{ машин,} \quad (5.14)$$

Бетонные работы в нижней части водосливной плотины

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия. Ширина подошвы плотины  $B=38$ , м. Высота бетонируемой части водосливной плотины  $h=20$ , м до отметки 375 м. Длина бетонируемого участка плотины  $L=156$  м.

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{б.р.}} = (B \cdot L \cdot h - V_{\text{гр}}) + V_1 = (38 \cdot 156 \cdot 20 - 100 \cdot 20 \cdot 38) + (8 \cdot 38 \cdot 4) = 43780, \text{ м}^3. \quad (5.15)$$

Задаемся интенсивностью бетонирования  $J_{б,р} = 10000 \text{ м}^3/\text{мес.}$   
Определяем время бетонирования  $t = 43780/10000 = 4,5 \text{ мес.}$

### 5.2.3 Второй этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через гребенку в недостроенной водосбросной плотине.

Основные работы второго этапа:

- разбирают низовую перемычку первой очереди и затапливают котлован;
- разбирают верховую перемычку первой очереди;
- отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди,
- вынимают мягкий и скальный грунта;
- возводится сопрягающий устой;
- разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС.

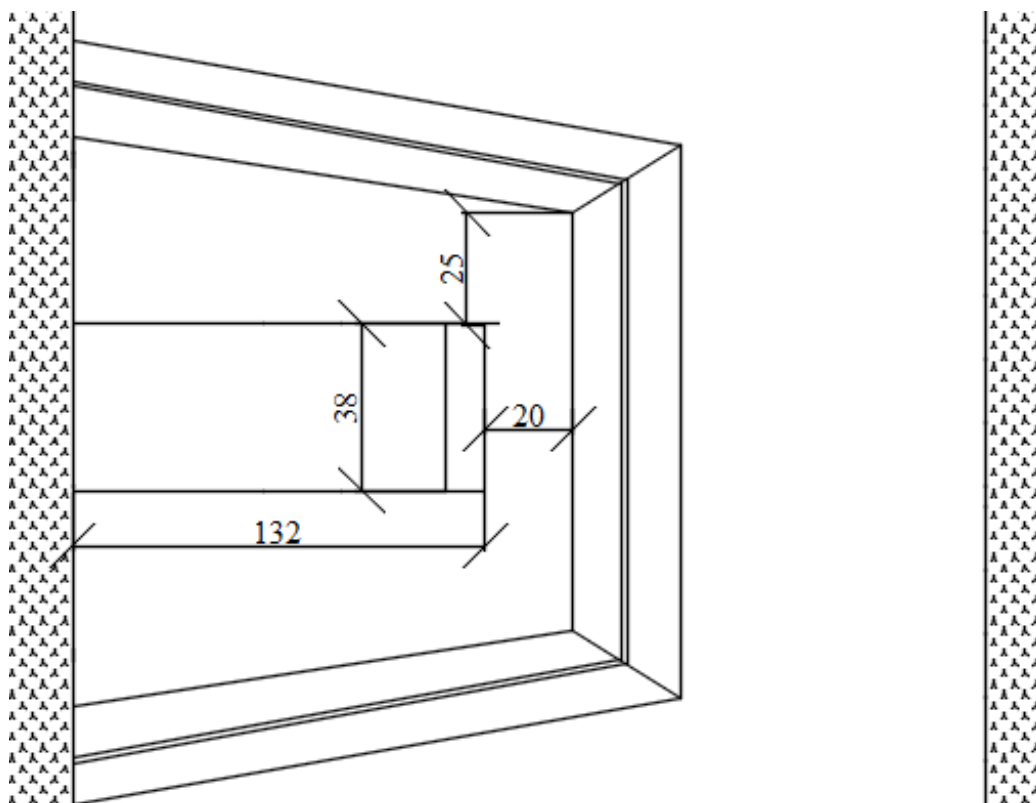


Рисунок 5.2 - План котлована первой очереди

#### Возведение перемычек второй очереди

Верховую перемычку – банкет (рисунок 5.2), выполняем трапециевидного сечения с заложением откосов:

Верхового 1:2;

Низового 1:1.

Ширину по гребню принимаем 7 м.

Площадь поперечного сечения банкета составляет  $\omega = 485,6 \text{ м}^2$ ,  
Длина банкета составляет  $L_{\text{бан}} = 160 \text{ м}$ .  
Таким образом, объем банкета равен

$$V = L_{\text{бан}} \cdot \omega / 2 = 38800 \text{ м}^3 \quad (5.16)$$

Конструкция низовой перемычки второй очереди аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее  $L_{\text{низ}} = 45 \text{ м}$ . Объем низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{\text{низ}} / 2 = 10926 \text{ м}^3. \quad (5.17)$$

Определим время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки отдельно:

$$t_{\text{бан}} = V_{\text{бан}} / J_{\text{бан}} = 26 \text{ сут} \approx 1 \text{ мес.} \quad (5.18)$$

$$t_{\text{пер}} = V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 25 \text{ сут} \approx 1 \text{ мес.} \quad (5.19)$$

#### Осушение котлована 2-й очереди

Определяем площадь котлована (рисунок 5.3),  $15851 \text{ м}^2$ . Глубина воды в котловане при среднем расходе воды в реке  $Q = 4245 \text{ м}^3/\text{с}$  (для месяца перекрытия) равна  $h = 9,6 \text{ м}$ . Таким образом, объем воды, которую требуется откачать из котлована равен  $V = 152170 \text{ м}^3$ . Для откачки воды из котлована используем те же, что и на котловане первой очереди консольные насосы.

Проведем расчет времени откачки с использованием 7-х насосов. Время откачки составит:

$$t = 970 \text{ часов} \approx 40 \text{ суток.}$$

Интенсивность откачки воды составит  $22,4 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .

Эти же насосы будем применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

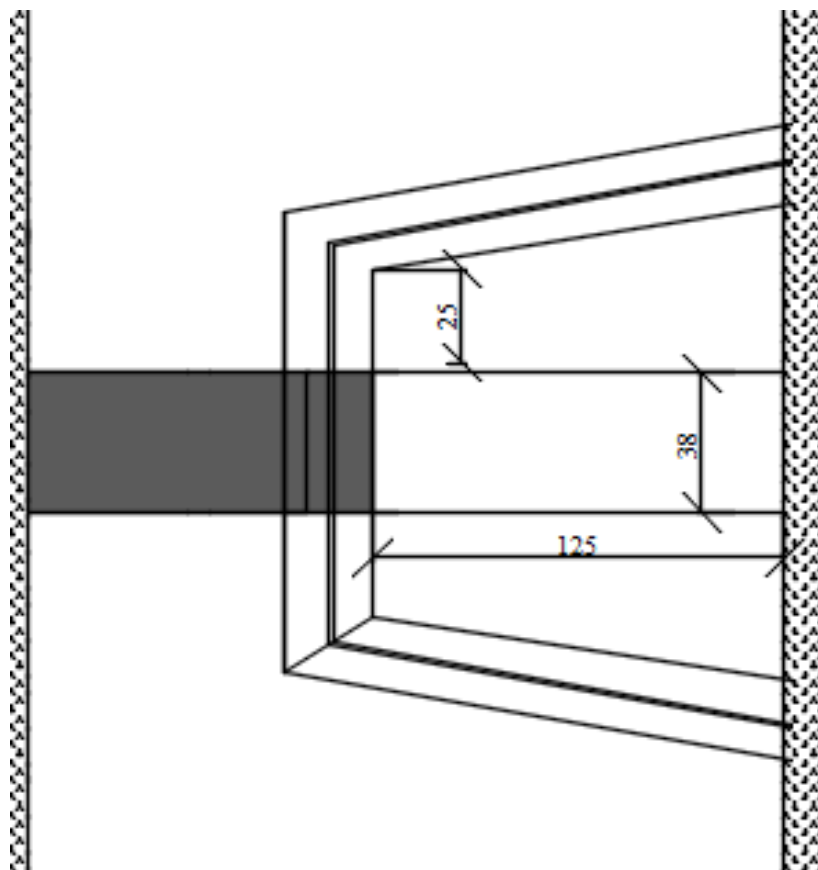


Рисунок 5.3 - План котлована второй очереди

Разработка котлована под водосливную плотину и здание ГЭС

Определим объемы разрабатываемого грунта в котловане второй очереди. Размеры котлована под стационарную часть плотины и глухие секции №№ 12 ÷ 17 в плане составляют 160 x 70, глубина 9,6 м. Объем вынимаемого грунта равен 107520 м<sup>3</sup>.

Для разработки скального грунта основания – диабаз, используем экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла  $P_{эч} = 104,2$  м<sup>3</sup>/час была определена выше).

Определим время разработки котлована под стационарную часть плотины:

$$t_{\text{выем}} = \frac{107520}{104,2} = 1031 \text{ часов} = 1 \text{ месяц.} \quad (5.20)$$

Бетонные работы в нижней части стационарной плотины и глухих секций

Нижняя часть стационарной плотины имеет форму параллелепипеда.

Ширина нижней части стационарной плотины и глухих секций  $B = 38$  м.

Высота бетонируемого участка стационарной плотины  $h = 15$  м

Длина бетонируемого участка плотины  $L = 156$  м

Объем  $V = 88920$  м<sup>3</sup>.

Время бетонирования  $t = 88920/25000 = 4$  мес.

Расчет пропуска расчетного строительного расхода через гребенку на втором этапе.

Пропуск расходов второй очереди методом гребенки. Так как продолжительность работ в котловане второй очереди не превышает 3 лет, то расчетный строительный расход  $Q_{pc} = 4245$  м<sup>3</sup>/с.

Расчет начинаем с определения требуемой длины водосливного фронта и необходимого числа водосливных пролетов. Минимально необходимое число пролетов водосливной плотины по условию неразмываемости дна реки при сходе потока с водослива определяем по формуле

$$n = Q_p / (V_{доп} h_p l) = 4245 / (20 \times 9,6 \times 20) = 1. \quad (5.21)$$

где  $V_{доп}$  принята для коренных пород основания (диабаз) равной 20 м/с.

Определяем длину водосливного фронта из условия закрытия гребенки по двухступенчатой схеме

$$L_2 = Q_r / [0,5 m (2g)^{1/2} (H_3 - 0,5)^{3/2}] = 4245 / [0,5 \times 0,35 (2 \times 9,81)^{1/2} (12 - 0,5)^{3/2}] = 141 \text{ м} \quad (5.22)$$

$$L_3 = 141 * 0,717 = 101 \text{ м.}$$

где  $H_3 = 12$  м - высота затвора,

Необходимое число пролетов будет:

- при трёхступенчатой гребенке  $n = L_3 / \epsilon b = 101 / (0,9 \times 20) = 5$ .

#### 5.2.4 Третий этап

Основные работы 3 этапа:

- разрабатывают котлованы под левобережные глухие плотины - секции
- проводят наращивание плотины по всему напорному фронту до отметки 380.
- под этими же секциями бурят дренажные скважины в основании плотины.
- Наполняют водохранилище до отметки  $H_3 = 360$ .
- возводят надводную часть здания ГЭС.
- начинают монтаж гидроагрегатов.

Разработка котлованов под левобережную глухую бетонную плотину.

Определяем объем грунта при разработке котлованов.

Левобережный котлован, секции 1:

Длина 50 м, характерная ширина 30, глубина 5 м.

Объем котлована:

$$V = 50 * 30 * 5 = 7500 \text{ м}^3.$$

Время на разработку грунта:

$V/P_{эч} = 7500/104,2 = 72$  часов = 4 суток.

Бетонные работы между отметками 364 и 380.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 16 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{пл} = 300$  м

Ширина сечения в нижней части 30 м

Ширина сечения в верхней части 20 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$\omega_{п} = 400$  м<sup>2</sup>

Объём бетона  $V = \omega_{п} \cdot L_{пл} = 120000$  м<sup>3</sup>.

Принимаем интенсивность бетонирования 25000 м<sup>3</sup>

Время бетонирования  $t = 5$  мес.

### 5.2.5 Четвертый этап

Основные работы 4 этапа:

- наращивание водосливной, станционной и глухой бетонной плотин до отметок 400 м

- наполнение водохранилища

Строительный расход пропускают через гребенку.

Бетонные работы между отметками 380 и 395.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 15 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{пл} = 350$  м

Ширина сечения в нижней части 30 м

Ширина сечения в верхней части 20 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$\omega_{п} = 1332$  м<sup>2</sup>

Объём бетона  $V = 131250$  м<sup>3</sup>.

Принимаем интенсивность бетонирования 25000 м<sup>3</sup>

Время бетонирования  $t = 5,5$  мес.

### 5.2.6 Пятый этап

Основные работы 5 этапа:

- Возводят плотину до проектных отметок.

- Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции.

- Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Бетонные работы между отметками 395 и 407.

Бетонируемый участок плотины имеет форму прямоугольника.

Наибольшая высота участка бетонирования 7 м

Длина бетонизируемого участка плотины  $L_{пл} = 430$  м.  
Ширина сечения 30 м.  
Объём бетона  $V = 155000$  м<sup>3</sup>.  
Принимаем интенсивность бетонирования 25000 м<sup>3</sup>.  
Время бетонирования  $t = 6$  мес.

## **6 Охрана труда. Мероприятия по охране окружающей среды**

### **6.1 Мероприятия по охране природы**

#### **Общие сведения о районе строительства**

Ключевский гидроузел расположен в Забайкальском крае на реке Шилка .

У города Сретенска — то есть в месте реки, соответствующему площади водосбора 172 тыс. км<sup>2</sup> — во время паводков от летних дождей расходы возрастают до 9000 м<sup>3</sup>/с, а зимой падают до 1 м<sup>3</sup>/с. В отдельные суровые зимы река здесь полностью перемерзает. Летом (особенно во второй половине этого сезона) резко усиливается циклоническая деятельность, сопровождающаяся выпадением осадков. Особенно интенсивные дожди связаны с выходом южных циклонов, выносящих в бассейн р. Шилки

насыщенные влагой воздушные массы с Тихого океана (летний муссон). При выпадении интенсивных осадков, обусловленных выходом южных циклонов, отмечается формирование высоких дождевых паводков.

Створ проектируемой плотины находится в Забайкальском крае, вблизи пгт. Ключевский. Климат суровый, резко континентальный. Абсолютный зафиксированный минимум  $-52\text{ }^{\circ}\text{C}$ , абсолютный зафиксированный максимум  $+38\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура  $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Годовая норма осадков 433 мм. Слой промерзания грунта составляет 2–2,5 м.

Наиболее часто встречающимися загрязняющими веществами реки Шилка являются ионы меди, фенолы, СПАВ, нефтепродукты. Они поступают с притоками и их концентрации достаточно высоки. Река Шилка менее загрязнена выше г. Шилка. Здесь отмечены минимальные концентрации загрязняющих веществ. Ниже г. Шилка отмечены превышения ПДК по содержанию азота аммонийного и нефтепродуктов.

Река Шилка почти на всем протяжении окружена каменистыми скалами, поэтому деревьями и кустарниками густо зарастают все равнинные участки, где русло хотя бы немного расширяется и течение становится спокойнее. Растительность здесь отличается большим многообразием.

Забайкалье богато промысловыми пушными зверями их насчитывается около 25 видов. Самый крохотный пушной зверек на земле - хищная ласка, подлежит абсолютной охране, численность ее до сих пор не установлена. В самых глухих местах тайги обитает россомаха. Распространены и другие пушные звери: красная и черно-бурая лисица, корсак, барсук, ондатра, тарбаган, местные и акклиматизированные виды зайцев. Среди копытных первое место по численности занимает косуля, затем идут кабаны, лоси и изюбри. Кабарга - миниатюрный забайкальский олень является предметом огромного спроса в медицине на мускусную железу самца, так называемую струю. В Красную книгу России занесен дзюрен и снежный баран, а также представитель северной тайги дикий олень - согжой. Во всех районах области встречается волк. Бурых медведей насчитывается в крае до 4 тыс. особей. В «Красную книгу России»



занесен манул - редкая степная кошка, ведущая скрытный образ жизни. Исчезающим видом считается черношапочный сурок, усиленно преследуемый человеком из-за красивого меха. В Международную Красную книгу занесен тигр - гордость российской природы. Богат и разнообразен мир пернатых - более 350 видов птиц. В лесах водятся тетерева, глухари и рябчики. На озерах - кряквы, нырки, крохали, гуси, серые лебеди. Забайкальские водоемы населяют более 60 видов рыб. В верхнем течении Шилки обитают королевские виды тайменя, ленка, лосося, хариуса.

Воздействие Ключевской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### **Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г.

*Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов*

Проектируемая Ключевская ГЭС расположена на территории Забайкальского края. Плотность населения в этом районе Российской Федерации невысока 2,52 чел./км<sup>2</sup>. В прилегающих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится пгт. Ключевский, население которого составляет 1277 человек на 2016 г. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 25,8 тыс. км<sup>2</sup>. На территории затоплению отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты и населённые пункты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;

– возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

#### *Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции*

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости–в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

Осуществление строительства Ключевской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

#### *Воздействия на природную среду в строительный период*

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное

количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов..

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории. необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

Все отходы, образующиеся на предприятии должны быть определены и включены в проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР).

Условия временного хранения отходов определяются классом опасности отхода:

- отходы 1 класса опасности хранятся в закрытом помещении в спецконтейнерах;
- отходы 2 класса опасности хранятся в закрытой таре (металлические контейнеры, пластмассовые ящики с крышками);
- отходы 3 класса опасности хранятся в металлических ёмкостях;
- отходы 4, 5 класса опасности хранятся в открытых контейнерах или на открытых площадках (навалом или насыпью).

Производственные отходы по мере их образования, собираются в специальные контейнеры (ёмкости) или складировются на площадках, специально отведённых для накопления определённых видов отходов.

Осмотры объектов размещения отходов должны производиться визуально не реже 1 раза в квартал. Техническое освидетельствование и осмотр контейнеров возлагаются на лицо, ответственное за обращение с отходами на закреплённом объекте (территории).

На каждом контейнере должна быть выполнена надпись о назначении контейнера.

При установке контейнеров на открытом воздухе площадка под ними должна иметь твёрдое покрытие.

Не допускается:

- складирование отходов в непредназначенные для данного вида отходов контейнеры, ёмкости, площадки;

- превышение установленных лимитов накопления отходов;
- поступление в контейнеры для производственного мусора отходов, не разрешенных к вывозу на свалки ТБО (особенно 1 и 2 класса опасности);
- использование ТБО на подсыпку дорог;
- хранение аккумуляторных батарей на открытом воздухе;
- хранение отработанных ртутьсодержащих ламп на открытом воздухе, без тары;
- складирование отходов на грунте или газоне.

Инженерно-технические работники и руководители структурных подразделений обязаны контролировать порядок сбора отходов в соответствии с их принадлежностью к группам классификации и не допускать накопления отходов в непредназначенные для данного вида отходов контейнеры.

Учёт образования и размещения отходов в производственных подразделениях ведётся в журнале ОТХ-1.

На основании данных журнала ОТХ-1, подразделения ежеквартально представляют инженеру по охране окружающей среды отдела надежности и техники безопасности отчёты по образованию, размещению и передаче отходов сторонним организациям. Ответственность за достоверность отчётных данных несёт руководитель подразделения.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996.

## **6.2 Требования по охране труда и техники безопасности**

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Ключевской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;

- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организывает и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно-правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда, таких как:

- ГОСТ 12.0.230-2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169-ст (ред. от 31.10.2013);

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н;

- РД 153-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;

- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

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

Основная цель улучшения условий труда - обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять

требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику прошедшему проверку знаний по охране труда выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Ключевской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями [15].

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1-1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой ( $400^{\circ}\text{C}$ ).

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

– оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

– выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;

– допуск к работе;

– надзор во время работы;

– оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

### 6.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (624756 м<sup>3</sup>)

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

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ )

$$M = \frac{624756 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 28114 \text{ т}$$

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

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с [6], норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{120 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,6 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28114 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,6 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## 7. Технико-экономические показатели

### 7.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 7.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Основным видом деятельности, проектируемой ГЭС, является производство и продажа электроэнергии. Объёмы производства электроэнергии и выручка показаны в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	367	367	367	367	367
Число часов использования установленной мощности	Часы	3 978	3 978	3 978	3 978	3 978
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1459767	1459767	1459767	1459767	1459767
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	29195,3	29195,3	29195,3	29195,3	29195,3
Объём реализации электроэнергии	МВт*ч	1430572	1430572	1430572	1430572	1430572
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 110	1 143	1 175	1 206	1 235
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	132,3	136,3	140,1	143,8	147,2
НДС к выручке	млн.руб	20,2	20,8	21,4	21,9	22,5

Выручка растёт так как растёт цена в соответствии с ЕСУ РусГидро на прогнозируемый период.

#### 7.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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



дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя: амортизационные отчисления; расходы по страхованию имущества; эксплуатационные расходы; расходы на ремонт производственных фондов; расходы на услуги регулирующих организаций; налог на воду.

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	93,7
Прочие	274,0	100,5
Итого по ГЭС		194,2

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
от 1 до 5 лет	0,02
от 6 до 15 лет	0,027
от 15 до 25 лет	0,035

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из установленных ставок в соответствии Едиными сценарными условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	49,68
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	3,48
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	1,01
Итого		54,17

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	106,77	106,77	106,39	105,25	105,25
Расходы на страхование, млн.руб.	18,49	17,46	16,44	15,43	14,42
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	194,20	194,20	194,20	194,20	194,20
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	4,62	4,37	4,11	3,86	4,87
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	54,17	54,17	54,17	54,17	54,17
Налог на воду, млн.руб.	15,22	15,22	15,22	15,22	15,22
Итого, млн.руб.	393,47	392,18	390,52	388,11	388,11

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).



Рисунок 7.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

### 7.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы приведены в таблице 7.6

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	567,8	587,6	605,9	623,7	640,3
НДС, млн.руб.	552,2	569,6	585,6	601,0	615,5
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Налог на имущество, млн.руб.	43,0	40,6	38,3	35,9	33,6
Итого, млн.руб.	1179,3	1214,1	1246,0	1277,0	1305,7

## 7.2.1 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	3075,57	3172,65	3260,65	3346,06	3426,05
Текущие расходы, млн.руб.	393,47	392,18	390,52	388,11	388,11
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2682,10	2780,46	2870,13	2957,95	3037,94
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	536,42	556,09	574,03	591,59	607,59
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2145,68	2224,37	2296,10	2366,36	2430,35
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Для наглядности построен график изменения чистой прибыли с течением времени (рисунок 7.2).



Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Рост прибыли можно объяснить тем что планомерно растёт цена по ЕСУ.

### 7.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.)

#### 7.3.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии

предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Ключевской ГЭС составляет 24 года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 7.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Ключевская ГЭС на реке Шилка»

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	78,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	11 046, 57
Индекс прибыльности - PI	2,06
Себестоимость руб./кВт·ч	0,12
Удельные капиталовложения, руб/кВт	98132,41

### 7.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.Рублей	757,10	1194,64	1229,45	1261,35	1292,27
В региональный бюджет, млн.Рублей	723,46	1151,58	1188,74	1222,99	1256,25
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	33,55	42,96	40,61	38,26	35,93

#### 7.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

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

- а) Ставки налогов;
- б) Объем инвестиций;
- в) Цена сбыта;
- г) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

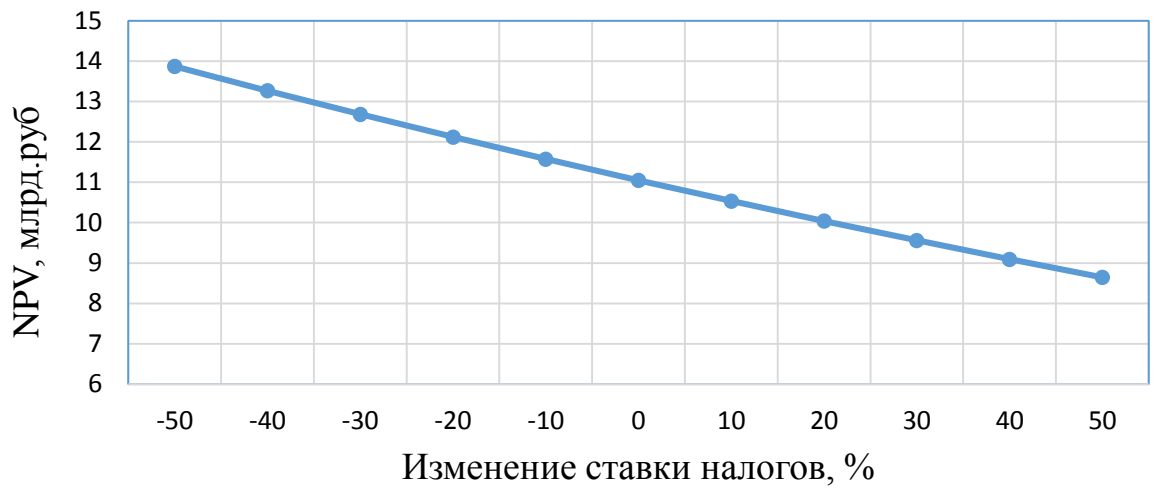


Рисунок 7.3 - Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины NPV.

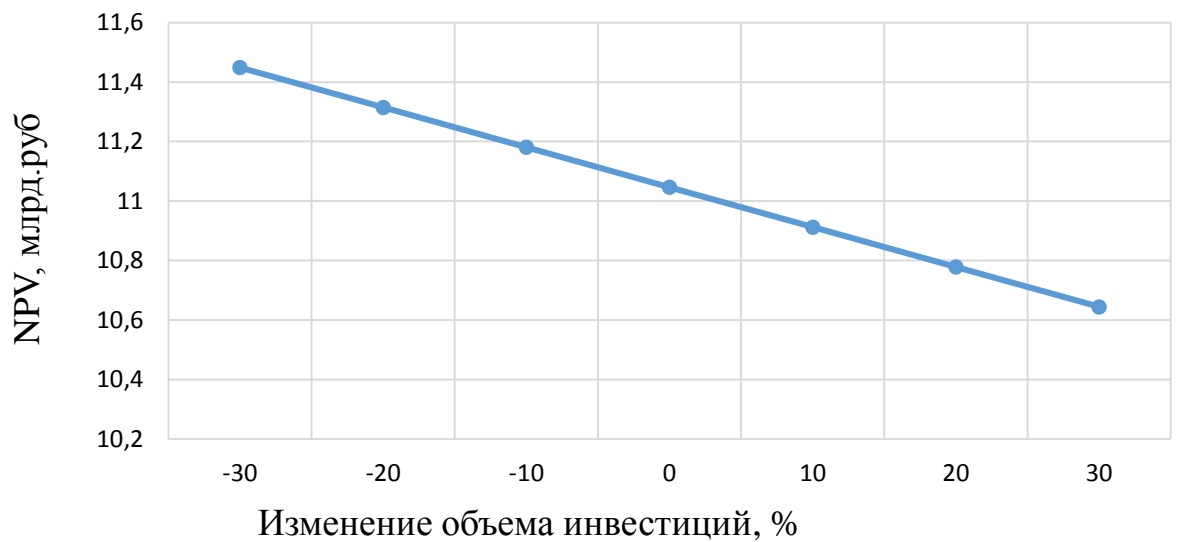


Рисунок 7.4 - Сумма NPV от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.



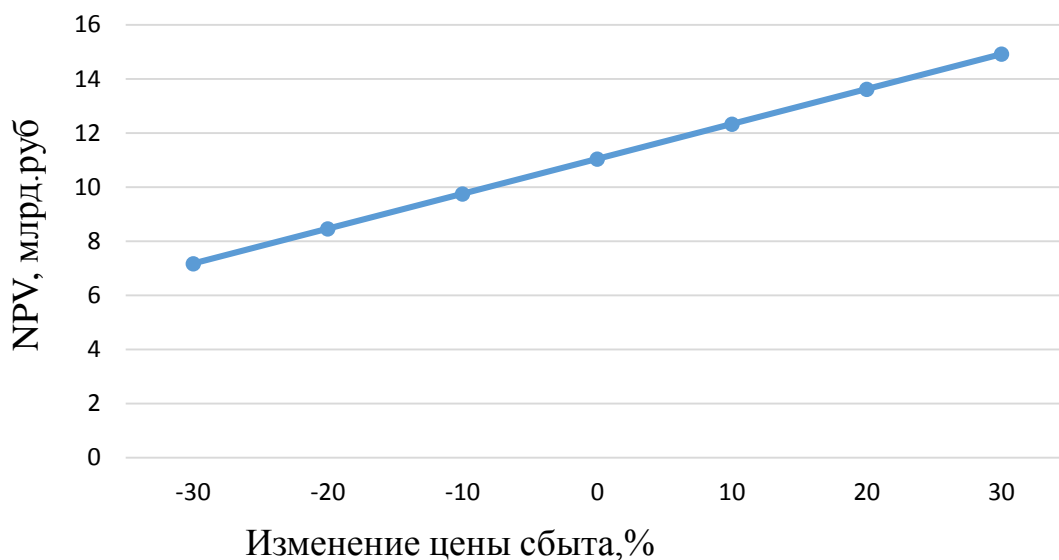


Рисунок 7.5 - Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта –увеличение величины NPV.

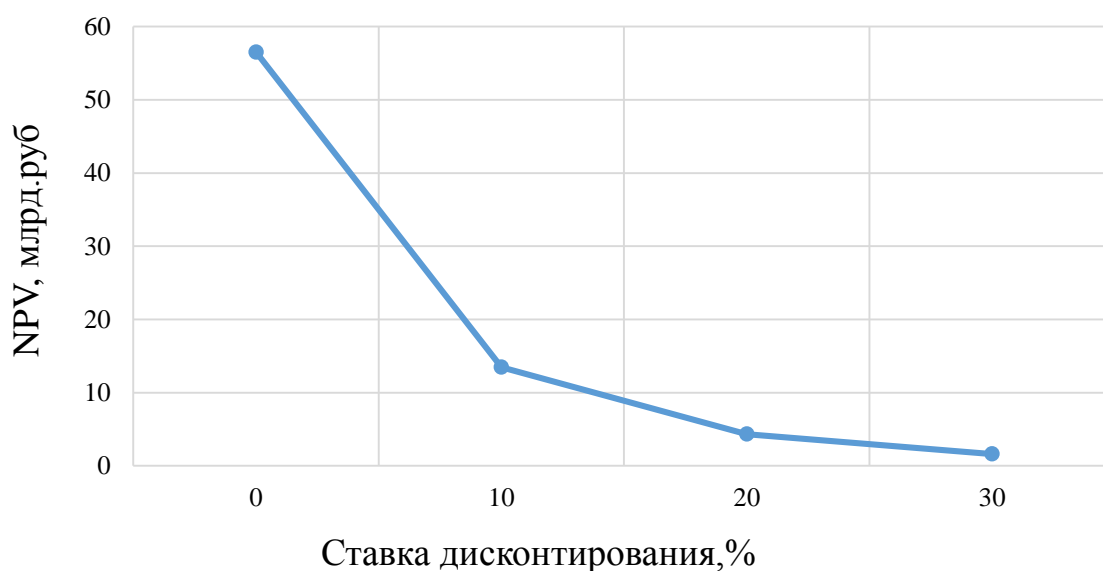


Рисунок 7.6 - Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования–уменьшение величины NPV.

## **8 Расчёт размера вреда при аварии на ГТС**

### **8.1 Общие сведения**

#### **8.1.1 Основание для проведения расчёта**

Расчет выполнен в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 года № 177-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений».

#### **8.1.2 Описание территории расположения гидротехнических сооружений**

Рассматриваемый участок расположен в пределах административной территории села Борск Сухобузимского района. Бассейн р. Миндерла принадлежит северо-западной части Красноярской лесостепной предгорной равнины, расположенной в переходной зоне от собственно Западно-Сибирской равнины к предгорьям Восточного Саяна. Прилегающая местность характеризуется балочным рельефом. Большая часть земель занята сельскохозяйственными угодьями. Речная сеть хорошо развита, густота ее составляет 0,4-0,5 км/км<sup>2</sup>.

##### *Рельеф и морфология*

Район работ расположен в Чулымо-Енисейском регионе, который включает в себя Чулымо-Енисейскую впадину, в которую входит Чулымо-Енисейская озерно-аллювиальная аккумулятивно-заболоченная равнина.

Территория района заболочена. Наиболее благоприятна для строительства южная лесостепная часть, участки плоских водоразделов. Отмечается значительное развитие оползней в долинах рек. В районе также наблюдается островная просадочность лессовидных суглинков высоких террас и делювиальных склонов водоразделов.

##### *Геологические условия*

В геологическом строении поймы и русла реки Миндерла принимают участие песчано-глинистые и гравийные аллювиальные отложения

В геологическом строении участка принимают участие аллювиальные и водноледниковые четвертичные отложения представленные:

- песками мелкими средней плотности и песками гравелистыми средней плотности,

- участками пески обводнены;

- суглинками легкими и тяжелыми от твердой до текучепластичной консистенций,

- примесью органического вещества и слабозаторфованными;

- супесью пластичной с примесью органики;
- гравийным грунтом с песчаным влажным (местами обводненным) заполнителем.

### *Инженерно-геологические процессы и явления*

Из инженерно-геологических процессов и явлений возможно развитие морозного пучения, проявлений сейсмоопасности.

По степени пучинистости глинистые и песчаные грунты в зоне промерзания колеблется от «слабопучинистых» до «сильнопучинистых». Зависит пучинистость от числа пластичности грунтов и содержания пылеватых частиц.

### **8.1.3 Гидрологические показатели р. Миндерла**

Река Миндерла является одним из левобережных притоков р. Кижарт и принадлежит бассейну р. Енисей.

Площадь водосбора - 264 м<sup>2</sup>;

Длина реки - 20,4 км;

Среднегодовой расход - 0,53 м<sup>3</sup>/с;

Максимальные расходы весеннего половодья –  $Q_{1\%} = 46,9 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  
( $Q_{5\%} = 37,1 \text{ м}^3/\text{с}$ .)

*Водный режим.* Бассейн р. Миндерла расположен в северо-западной части Красноярско-Рыбинского гидрологического района. Водный режим рек этого района относится к Восточно-Сибирскому типу, для которого характерно высокое весеннее половодье, повышенный сток в летне-осенний период и низкая зимняя межень.

### **8.1.4 Основные характеристики гидротехнических сооружений пруда**

Плотина грунтовая, из местных грунтов, с креплением верхового и низового откоса посевом трав. Длина плотины по гребню - 220 м. Ширина по гребню 6 м. Максимальная высота плотины - 4 м. Заложение верхового откоса 1:4, низового - 1:3.

Правобережная ограждающая дамба из местных грунтов длиной по гребню 460 м начинаясь на естественном рельефе, в конце сопрягается с плотиной, создавая общий напорный фронт длиной 880 м. Ширина по гребню - от 3,0 до 4,0 м, высота - от 1,2 до 1,85. Заложение откосов от 1:4 до 1:5.

Обводной канал. Трасса обводного канала, общей длиной 1,31 км и шириной по дну среднем от 2 до 5 м, проложена следующим образом: начинаясь от русла реки, трасса идет почти параллельно створу плотины; пройдя примерно 130 м, поворачивает под углом 66° пройдя примерно 150 м параллельно автодороге, трасса канала делает второй поворот на 67° в сторону пруда. Далее

канал идет вдоль пруда, между правобережной дамбой и автодорогой. В нижнем бьефе в створе плотины канал плавно поворачивает примерно на  $55^\circ$  в сторону плотины. Пройдя примерно 150 м вдоль плотины, трасса поворачивает на  $55^\circ$  от плотины. Канал перехватывает основную часть расхода реки.

### **8.2.1 Расчёт вероятного вреда в случае аварии гидротехнических сооружений**

Наибольшую потенциальную опасность на рассматриваемом ГТС представляет гидродинамическая авария, связанная с полным или частичным разрушением плотины пруда, влекущим за собой распространение волны прорыва по прилегающей территории, создающим угрозу возникновения чрезвычайной ситуации.

Возникновение аварии, способной привести к чрезвычайной ситуации, может быть вызвано различными видами опасных повреждений и деформаций ГТС и их конструктивных элементов.

За период эксплуатации осадки тела плотины уже закончились. Разрушение напорного фронта, представленного земляной плотиной, возможно при следующих обстоятельствах:

- Авария на обводном канале, перекрытие живого сечения канала обрушением подмытого берега. Весь расход реки пойдет в пруд, в плотине нет водосбросных отверстий, невозможность полной аккумуляции паводка - перелив воды через гребень грунтовой плотины, размыв плотины - образование волны прорыва с затоплением территории в нижнем бьефе гидроузла;

Развитие фильтрационных процессов в теле плотины, образование прорана в месте сосредоточенной фильтрации, размыв плотины - образование волны прорыва с затоплением территории в нижнем бьефе гидроузла.

Причины, приводящие к перечисленным выше опасным повреждениям ГТС и их конструктивных элементов, в результате которых может произойти авария:

- Отклонение от проектных решений при эксплуатации ГТС;
- Нарушение правил безопасности при эксплуатации ГТС;
- Нарушение правил безопасной эксплуатации ГТС.

В качестве причин, приводящих к опасным повреждениям ГТС, согласно «Порядку определения размера вреда...», воздействия, вызванные непреодолимой силой природного и техногенного характера сверх расчетной обеспеченности, а также в результате противоправных действий (постороннее вмешательство, террористический акт), не рассматривались.

## 8.2.2 Оценка степени риска аварий комплекса ГТС

Оценки риска представляют собой вероятностные меры опасности, устанавливаемые для ГТС в виде возможных потерь за определенное время в экономической, социальной и экологической сферах.

Комплексной характеристикой объекта является оценка суммарного риска, позволяющая произвести сравнительную оценку ситуации с позиций возможных потерь для существующих или проектируемых объектов.

Оценка риска основывается на результатах контроля и анализа факторов безопасности, наиболее существенных для данного сооружения, и условий его эксплуатации.

Под факторами безопасности понимаются количественные и качественные характеристики состояния сооружения, природных воздействий и ожидаемого ущерба от аварии или разрушения гидротехнических сооружений.

С учетом возможных причин возникновения аварии на ГТС, которые определены выше, для расчета приняты следующие сценарии развития аварии:

Сценарий 1. Разрушение напорного фронта плотины пруда, вследствие аварии на обводном канале;

Сценарий 2. Разрушение напорного фронта плотины пруда, вследствие развития фильтрационных процессов в теле плотины.

По обоим сценариям произойдет разрушение сооружений - образование прорана в теле плотины и волны прорыва с затоплением территории в нижнем бьефе пруда.

Поток воды будет формироваться по долине реки.

Процесс развития гидродинамической аварии по обоим сценариям можно разделить на следующие этапы:

1. Образование прорана в теле плотины;
2. Истечение потока через образовавшийся проран, который, стекая по низовому откосу плотины и постепенно расширяясь, размывает его как в ширину, так и в глубину;
3. Распространение потока по долине реки, с повышением отметки воды выходя за пределы реки, и образование зоны затопления.

В расчете приняты следующие допущения:

Расчет вероятного вреда выполнен по методу укрупненных показателей (в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 29 марта 2016 года №120 )

Вероятный вред определён расчётом ущерба, который может быть причинён жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварии.

В зоне предполагаемого затопления нет объектов, которым может быть причинен ущерб в случае прорыва напорного фронта плотины.

### **8.2.3 Результаты расчета прорана плотины**

Исходные данные для расчёта в программном комплексе «Волна»:

Плотность грунта плотины (суглинок) - 2.60 г/м<sup>3</sup>;

Максимальная глубина - 1.00 м;

Объём водохранилища - 75013.00 м<sup>3</sup>;

Отметка гребня 220.00 м;

Глубина прорана в начальный момент времени - 0.10;

Ширина прорана в начальный момент времени - 0.10;

Напор прорана в начальный момент времени - 0.10;

y	b	l	h	Q	q	u	H	V	T	dT
0.10	0.10	8	0.07	0.00	0.04	0.65	0.10	4.5	1030.9	1030.9
0.20	0.15	9	0.13	0.02	0.12	0.92	0.20	16.4	1676.3	645.4
0.30	0.20	9	0.20	0.05	0.23	1.13	0.30	37.4	2142.7	466.4
0.40	0.25	10	0.27	0.09	0.35	1.30	0.40	69.2	2509.3	366.6
0.50	0.30	10	0.33	0.15	0.48	1.45	0.50	113.3	2813.2	303.9
0.60	0.35	11	0.40	0.22	0.64	1.59	0.60	171.3	3074.3	261.1
0.70	0.40	11	0.46	0.32	0.80	1.72	0.70	245.0	3304.5	230.2
0.80	0.45	12	0.53	0.44	0.98	1.84	0.80	335.8	3511.4	206.9
0.90	0.50	12	0.60	0.58	1.16	1.95	0.89	445.5	3700.0	188.7
1.00	0.55	13	0.66	0.75	1.36	2.05	0.99	575.7	3874.2	174.2
1.00	0.60	13	0.67	0.82	1.37	2.06	1.00	632.9	3943.6	69.4
1.00	1.00	13	0.67	1.37	1.37	2.06	1.00	1105.8	4288.0	344.4
1.00	1.40	13	0.66	1.90	1.36	2.05	0.99	1600.0	4547.8	259.9
1.00	1.80	13	0.66	2.42	1.34	2.04	0.99	2120.6	4763.1	215.3
1.00	2.20	13	0.65	2.92	1.33	2.04	0.98	2671.6	4951.8	188.7
1.00	2.60	13	0.65	3.41	1.31	2.03	0.97	3256.6	5123.4	171.7
1.00	3.00	13	0.64	3.88	1.29	2.02	0.96	3878.8	5283.9	160.4
1.00	3.40	13	0.63	4.33	1.27	2.01	0.95	4541.1	5436.7	152.9
1.00	3.80	13	0.63	4.77	1.25	2.00	0.94	5246.1	5584.7	147.9
1.00	4.20	13	0.62	5.18	1.23	1.99	0.93	5996.2	5729.5	144.8
1.00	4.60	13	0.61	5.57	1.21	1.98	0.92	6793.6	5872.6	143.1
1.00	5.00	13	0.61	5.94	1.19	1.96	0.91	7640.5	6015.3	142.6
1.00	5.40	13	0.60	6.28	1.16	1.95	0.90	8539.0	6158.4	143.1
1.00	5.80	13	0.59	6.59	1.14	1.93	0.88	9491.2	6302.8	144.4
1.00	6.20	13	0.58	6.88	1.11	1.92	0.87	10499.0	6449.4	146.6
1.00	6.60	13	0.57	7.13	1.08	1.90	0.85	11564.6	6598.8	149.5
1.00	7.00	13	0.56	7.35	1.05	1.88	0.84	12690.1	6751.9	153.1
1.00	7.40	13	0.55	7.54	1.02	1.86	0.82	13877.5	6909.5	157.6
1.00	7.80	13	0.53	7.69	0.99	1.84	0.80	15129.3	7072.3	162.8
1.00	8.20	13	0.52	7.80	0.95	1.82	0.78	16447.6	7241.4	169.0
1.00	8.60	13	0.51	7.87	0.92	1.80	0.76	17835.1	7417.6	176.2
1.00	9.00	13	0.49	7.90	0.88	1.77	0.74	19294.4	7602.2	184.6
1.00	9.40	13	0.48	7.89	0.84	1.75	0.72	20828.6	7796.5	194.3
1.00	9.80	13	0.47	7.84	0.80	1.72	0.70	22440.6	8002.2	205.6
1.00	10.20	13	0.45	7.74	0.76	1.69	0.67	24134.2	8221.0	218.8
1.00	10.60	13	0.43	7.59	0.72	1.66	0.65	25913.2	8455.2	234.3
1.00	11.00	13	0.41	7.40	0.67	1.62	0.62	27782.1	8707.8	252.5
1.00	11.40	13	0.40	7.16	0.63	1.59	0.59	29745.9	8982.1	274.4
1.00	11.80	13	0.38	6.87	0.58	1.55	0.56	31810.6	9282.8	300.7
1.00	12.20	13	0.36	6.52	0.53	1.50	0.53	33983.1	9615.9	333.0
1.00	12.60	13	0.33	6.13	0.49	1.46	0.50	36271.7	9989.1	373.3
1.00	13.00	13	0.31	5.69	0.44	1.41	0.47	38686.6	10413.6	424.5
1.00	13.40	13	0.29	5.20	0.39	1.35	0.43	41240.6	10905.1	491.5
1.00	13.80	13	0.26	4.66	0.34	1.29	0.39	43950.5	11487.2	582.1
1.00	14.20	13	0.23	4.07	0.29	1.22	0.35	46839.1	12197.3	710.1
1.00	14.60	13	0.21	3.44	0.24	1.14	0.31	49939.7	13099.5	902.2
1.00	15.00	13	0.17	2.77	0.18	1.05	0.26	53304.9	14315.9	1216.4
1.00	15.40	13	0.14	2.06	0.13	0.95	0.21	57032.1	16121.6	1805.7
1.00	15.80	13	0.10	1.34	0.08	0.81	0.16	61359.8	19348.8	3227.2
1.00	16.20	13	0.06	0.62	0.04	0.62	0.09	67544.2	29359.1	10010.3
V > Vmax.										

Рисунок 8.1 - Отчет по расчету прорана

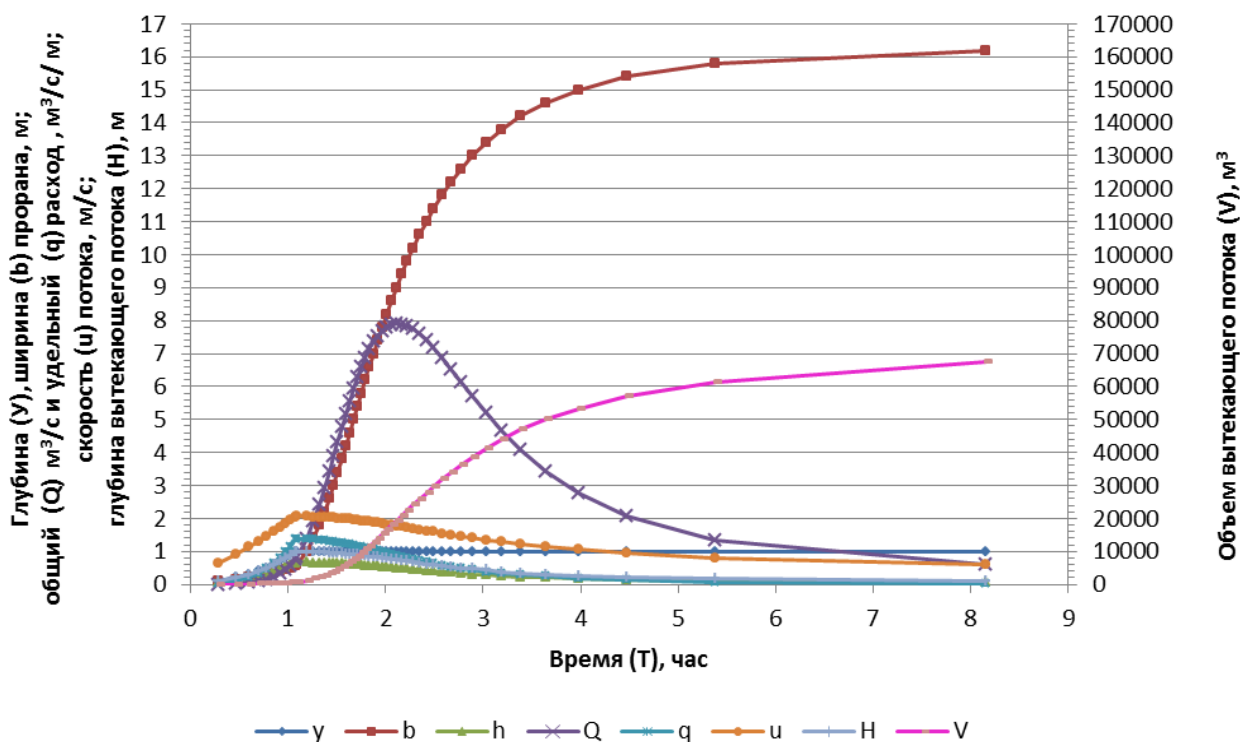


Рисунок 8.2 - Хронологические графики параметров прорана плотины

Как видно из Рисунка 8.1 и Рисунка 8.2, процесс размыва плотины проходит через 3 фазы. Увеличение глубины прорана до отметки м происходит за 65 мин, при этом достигаются максимальные величины глубины потока 1 м и его скорости 2 м/с, ширина прорана достигает величины 0,55 м. После этого идет интенсивное увеличение ширины прорана, который примерно через 2 часа, после начала процесса, достигнет ширины 9,0 м, при этом, через проран с максимально возможной шириной 9.0 м проходит расход, равный 7,9 м³/с. Процесс размыва дамбы и увеличения размеров прорана до 16,20 м и к времени истечения 8 часов из пруда вытечет около 67000 тыс. м³ воды.

Уровень безопасности оценивается как неудовлетворительный.

Имеются отклонения от проектного состояния и нарушения правил безопасной эксплуатации, которые могут привести к возникновению аварийной ситуации. Дальнейшая безопасная эксплуатация сооружения в проектом режиме недопустима без проведения в установленные органами государственного надзора сроки тех или иных технических и организационных мероприятий по снижению риска аварий и восстановлению нормального уровня безопасности на основе анализа факторов, обуславливающих максимальные значения показателей опасности и уязвимости.

### 8.3 Расчет вероятного ущерба

В соответствии с приказом Ростехнадзора от 29 марта 2016 года №120 вероятный вред от аварии на ГТС, в общем случае определяется как:



$$I_{\text{общ}} = I_{\text{л}} + I_{\text{о}} + I_{\text{2}} + I_{\text{тжэ}} + I_{\text{5}} + I_{\text{10}} + I_{\text{п}} + I_{\text{12}} \quad (8.1)$$

где  $I_{\text{общ}}$  - полные убытки (полный ущерб) от аварии ГТС;

$I_{\text{л}}$  - затраты, понесенные в результате гибели, пропажи без вести и травматизма людей;

$I_{\text{о}}$  - ущерб основным фондам предприятий, кроме основных фондов владельца ГТС;

$I_{\text{2}}$  - ущерб готовой продукции предприятий, кроме продукции владельца ГТС;

$I_{\text{тжэ}}$  - ущерб элементам транспорта и связи, жилому фонду, имуществу граждан, сельскохозяйственному производству, лесному фонду от потери леса как сырья по рыночным ценам, от затопления и гибели лесов по фактическим затратам на восстановление леса, от сброса опасных веществ (отходов) в окружающую среду, а также ущерба, вызванного нарушением водоснабжения из-за аварий водозаборных сооружений;

$I_{\text{5}}$  - расходы на ликвидацию последствий аварии;

$I_{\text{п}}$  - ущерб нанесенный почвам в результате несанкционированного размещения отходов.

$I_{\text{12}}$  - прочие виды ущерба.

Расчет вреда поверхностному слою почвы приведен в таблице 8.1

Таблица 8.1 - Расчет платы  $I_{\text{п}}$  за сверхлимитное размещение отходов

Загрязняющие вещества	Масса загрязняющего вещества, в тоннах	Базовый норматив платы за размещение 1 тонны загрязняющего вещества в пределах установленных доп. лимитов.	Ставка платы за разм. 1 т загр. веществ в ценах 2017г.	Общая плата, руб.
Грунт плотины	336,96	5	1,1	1853,28

$$I_{12} = 0.1 * (I_{\text{п}}) = 185,33 \text{ руб} \quad (8.2)$$

$$I_{\text{общ}} = I_{\text{п}} + I_{12} = 2038,61 \text{ руб.} \quad (8.3)$$

В рассматриваемом сценарии аварии на ГТС общий вероятный ущерб составит 2038,61 руб.

Людей, которые могут быть подвержены опасному воздействию вследствие аварии нет. Общие потери отсутствуют.

Предприятий и организаций, расположенных в зоне затопления нет.

Элементов транспорта и связи нет.

Людей, чье имущество может быть повреждено нет.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Ключевской ГЭС, с плотиной высотой 52,00 м на реке Шилка, 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:  $Q_{0,1\%} = 9286 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%} = 11679 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Ключевской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 367 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 393,25 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет  $10,00 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,46 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	– 43,90 м;
расчетный	– 31,30 м;
минимальный	– 28,30 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет  $1062 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Была выбрана турбина типа P045 – В – 560. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с шестью гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 5,6 м.

Для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 85,7 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1160/180-72 с номинальной активной мощностью 83 МВт.

Забайкальская ГЭС спроектирована по приплотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи;
- глухая бетонная плотина;
- станционная часть;
- правобережная и левобережные бетонные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 38,30 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 352,00 м;
- отметка гребня водослива – 388,00 м;
- число водосливных отверстий – 6;
- ширина водосливных отверстий в свету – 20 м;

- отметка гребня – 407,20 м;
- ширина гребня – 21,00 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 (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 Ключевской 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 – 12 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 98132,41 руб/кВт.
- срок окупаемости 6,5 лет.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Ключевской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю.Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.-114с.
2. Гидравлика./Чугаев Р.Р/ 4-е изд., доп. И перераб.- Л.: Энергоздат. Ленингр. Отд-ние, 1982. - 672с.
3. Гидротехнические сооружения: В Г46 2ч. Ч.2/Л.Н Рассказов, В.Г. Орехов и др.; Под ред. Л.Н. Рассказова.- М.: Стройиздат, 1996. – с.344.
4. Свод правил СП 58.13330.2012 «Гидротехнические сооружения [Электронный ресурс]. – Введ. 01.01.2013. – ОАО ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева, 2008. – Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru/1200094156>.
5. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. - 366с.
7. Речные гидротехнические сооружения. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла : методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост.: Т. А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. - Саяногорск ; Черемушки : Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2015. - 64 с.
8. СНиП 3.01.01-85\* Организация строительного производства [Электронный ресурс]. – Введ. 1 апреля 1995. – ЦНИИОМТП Госстроя СССР, 1995. – Режим доступа: <http://www.docload.ru/Basesdoc/1/1798/index/htm>.
9. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования [Электронный ресурс]. – Введ. 10.01.2008. – Гидроэнергетика России, 2008. – Режим доступа: <http://www.files.stroyinf.ru/Data2/1/4293830>.
10. СНиП 2.06.06 -85 Плотины бетонные и железобетонные [Электронный ресурс]. – Введ. 01.01.2013. – ОАО ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева, 2008. – Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru/1200093819>.
11. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Учебник для вузов. – Москва: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2008. Телешев В. И., Ватин Н.И., Марчук А.Н., Комаринский М.В./Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные плотины-488 с.
12. СНиП 2.06.04 – 82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46с.
13. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. - 467с.
14. Справочник по гидравлическим расчетам./ под редакцией П.Г.

Кисилева. “Энергия” Москва 1972.-312стр. 96

15. РД 153-34-03.205-2001 Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. - М.: НЦ ЭНАС, 2001.-160 с.

16. СНиП Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99\* [Электронный ресурс].– Введ. 01.01.2013. – НИИСФ РААСН, 2012. – Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru/document/1200004395>.

17. Приказ Ростехнадзора №120 «Об утверждении Методики определения размера вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварии гидротехнического сооружения (за исключением судоводных и портовых гидротехнических сооружений)» [Электронный ресурс].– Введ. 29.03.2016. – Ростехнадзор. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/202879>.

18. «Методические рекомендации по оценке риска аварий на гидротехнических сооружениях водного хозяйства и промышленности», 2-е изд., М., «ДАР/ВОДГЕО», 2009.

19. «Постановление Правительства РФ от N 913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах"» [Электронный ресурс].– Введ. 13.09.2016. – Правительство РФ. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/204671>.

20. Федеральный закон от 21 июля 1997 года № 177-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений». [Электронный ресурс].– Введ. 21.07.1997. – Госдума РФ. –Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/15265>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Шилка в створе  
Забайкальской ГЭС с 1930 г. по 1979 г.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1930	10	9	3	68	798	540	2902	715	760	166	23	17	501
1931	23	15	12	33	612	1105	3845	638	615	300	57	30	607
1932	22	14	10	121	840	480	1340	1230	680	294	54	29	426
1933	10	10	9	82	1650	1500	1870	720	560	210	25	20	555
1934	10	9	4	72	518	700	2090	1500	520	180	24	18	470
1935	21	16	11	48	499	800	980	511	680	320	75	32	333
1936	10	9	6	73	770	1600	1700	1150	850	185	23	18	533
1937	23	19	16	152	486	480	1940	1800	482	280	58	38	481
1938	20	15	12	55	750	900	2500	700	1500	320	51	31	571
1939	33	20	18	60	765	780	5200	800	880	215	78	40	741
1940	13	10	8	88	630	806	2200	850	800	210	28	21	472
1941	15	14	15	119	700	650	1410	620	400	295	37	29	359
1942	21	17	14	133	590	620	2650	910	1700	330	55	33	589
1943	41	24	17	127	870	900	4880	978	2150	290	54	29	863
1944	17	15	11	127	800	850	900	1300	410	350	49	48	406
1945	8	5	2	45	950	560	1220	320	500	112	20	11	313
1946	16	15	8	118	900	1300	1650	760	590	290	38	29	476
1947	19	18	11	145	510	440	2500	490	650	305	47	36	431
1948	35	33	16	196	1500	1200	2640	680	770	580	90	67	651
1949	15	13	15	105	600	620	1400	510	940	260	35	26	378
1950	15	14	13	111	830	730	3700	920	805	275	37	27	623
1951	9	7	2	63	420	550	2300	630	450	145	23	15	385
1952	20	15	11	125	760	600	2750	850	700	305	50	31	518
1953	45	40	16	220	585	1100	1120	450	800	400	93	80	412
1954	24	16	16	139	715	510	1530	1550	950	273	60	33	485
1955	31	21	15	200	640	613	2480	880	2050	270	76	49	610
1956	7	7	1	159	1000	360	1020	800	400	300	38	37	344
1957	48	10	8	178	720	740	4400	800	1500	265	86	27	732
1958	14	14	10	158	1500	1300	6000	1750	1090	520	55	54	1039
1959	40	36	17	187	1000	1100	5100	1900	950	715	80	72	933
1960	28	18	14	117	1210	1340	2500	900	1200	350	66	35	648
1961	16	15	13	103	1900	690	1650	710	1650	265	51	26	591
1962	14	13	9	140	700	430	1240	780	715	305	59	30	370
1963	9	8	2	135	910	960	6800	850	980	290	47	39	919
1964	11	10	5	41	780	880	3830	750	1230	410	63	52	672
1965	19	16	12	158	620	420	1030	1300	720	355	47	35	394
1966	25	16	15	107	910	620	980	630	1500	325	67	32	436
1967	20	17	19	144	680	450	2110	800	510	335	51	34	431

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1968	13	11	3	110	1300	600	2300	700	1200	225	39	22	544
1969	30	22	27	176	776	1139	1547	812	1174	143	58	31	495
1970	18	15	11	123	760	480	1560	800	700	330	54	31	407
1971	17	14	13	112	400	530	1400	870	800	285	51	28	377
1972	13	12	6	92	680	450	1047	1083	850	240	26	23	377
1973	20	6	10	139	621	908	1109	777	626	44	45	12	360
1974	43	19	14	85	590	1140	2700	1500	610	380	86	38	600
1975	13	8	4	75	630	550	3300	600	680	160	23	16	505
1976	21	13	8	82	575	960	1800	600	1300	315	43	41	480
1977	10	10	3	44	650	760	2650	820	1060	320	22	20	531
1978	12	13	7	29	1500	1380	3010	760	740	345	26	24	654
1979	18	15	12	39	873	520	2007	585	620	300	34	30	421
Средние расходы	20	15	11	111	816	791	2415	886	897	295	50	33	528

Таблица А.2 – Расчет суточных графиков нагрузки для Забайкальского РДУ

Часы	Pcmax, МВт	Зима				Лето				
		атз	всутз	btз	Pтз, МВт	алет	атл	всутл	btл	Pтл, МВт
1	1292	2,04	0,83	-1,03	857	0,57	1,86	0,85	-0,84	546
2		2,28		-1,27	804		2,06		-1,04	524
3		2,3		-1,30	787		2,15		-1,14	506
4		2,3		-1,33	748		2,25		-1,25	488
5		2,3		-1,30	787		2,34		-1,33	485
6		2,34		-1,32	804		2,19		-1,20	487
7		2,36		-1,30	851		2,06		-1,07	502
8		1,55		-0,55	952		1,50		-0,51	567
9		0,84		0,16	1108		0,85		0,15	643
10		0,16		0,83	1249		0,16		0,84	721
11		0,195		0,79	1230		0,00		1,00	736
12		0,292		0,68	1192		0,26		0,74	709
13		0,455		0,50	1134		0,49		0,51	681
14		0,39		0,58	1161		0,39		0,61	694
15		0,29		0,70	1212		0,26		0,74	709
16		0,33		0,64	1182		0,39		0,67	735
17		0,454		0,53	1172		0,62		0,38	668
18		0,098		0,90	1268		0,39		0,60	686
19		0		1,00	1292		0,49		0,51	681
20		0,162		0,84	1259		0,62		0,38	668
21		0,24		0,74	1216		0,60		0,31	606
22		0,29		0,71	1224		0,62		0,39	675
23		0,78		0,22	1121		0,75		0,26	661
24		1,36		-0,36	993		1,14		-0,13	622



Окончание приложения А

Таблица А.3 – Расчет координат кривой нагрузки для зимнего и летнего периода

$P_i^3$ , МВт	$\Delta P_i^3$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт·ч	$P_{\Sigma}^3$ , МВт	$\mathcal{E}_{\Sigma}$ , МВт·ч	$P_i^L$ , МВт	$\Delta P_i^L$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт·ч	$P_{\Sigma}^L$ , МВт	$\mathcal{E}_{\Sigma}$ , МВт·ч
				0	0					0	0
1292	24	1	24	24	24	736	2	1	2	2	2
1268	9	2	18	33	42	735	14	2	28	16	30
1259	10	3	30	43	72	721	11	3	34	27	64
1249	19	4	77	62	149	709	0	4	0	27	64
1230	5	5	27	68	176	709	15	5	75	42	140
1224	8	6	50	76	226	694	8	6	49	50	188
1216	5	7	32	80	258	686	5	7	36	56	224
1212	20	8	159	100	416	681	0	8	0	56	224
1192	10	9	87	110	503	681	6	9	50	61	274
1182	10	10	104	120	607	675	7	10	74	68	348
1172	10	11	115	131	723	668	0	11	0	68	348
1161	27	12	326	158	1049	668	7	12	84	75	432
1134	13	13	172	171	1221	661	18	13	239	94	671
1121	13	14	184	184	1406	643	21	14	294	115	965
1108	114	15	1713	299	3119	622	15	15	232	130	1197
993	42	16	668	340	3787	606	39	16	625	169	1821
952	95	17	1610	435	5397	567	21	17	363	191	2184
857	6	18	102	441	5499	546	22	18	398	213	2582
851	47	19	894	488	6393	524	17	19	329	230	2911
804	0	20	5	488	6398	506	5	20	96	235	3007
804	17	21	358	505	6756	502	14	21	286	249	3293
787	0	22	0	505	6756	488	1	22	16	249	3309
787	39	23	891	544	7647	487	2	23	42	251	3351
748	748	24	17954	1292	25601	485	485	24	11648	736	14999

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Расчет максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Q, м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ранж</sub> , м <sup>3</sup> /с	K	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	p%
1930	2902	6800	2,79	1,79	3,19	5,70	1,39
1931	3845	6000	2,46	1,46	2,13	3,10	3,37
1932	1340	5200	2,13	1,13	1,28	1,45	5,36
1933	1870	5100	2,09	1,09	1,19	1,29	7,34
1934	2090	4880	2,00	1,00	1,00	1,00	9,33
1935	980	4400	1,80	0,80	0,64	0,52	11,31
1936	1700	3845	1,58	0,58	0,33	0,19	13,29
1937	1940	3830	1,57	0,57	0,32	0,18	15,28
1938	2500	3700	1,52	0,52	0,27	0,14	17,26
1939	5200	3300	1,35	0,35	0,12	0,04	19,25
1940	2200	3010	1,23	0,23	0,05	0,01	21,23
1941	1410	2902	1,19	0,19	0,04	0,01	23,21
1942	2650	2750	1,13	0,13	0,02	0,00	25,20
1943	4880	2700	1,11	0,11	0,01	0,00	27,18
1944	1300	2650	1,09	0,09	0,01	0,00	29,17
1945	1220	2650	1,09	0,09	0,01	0,00	31,15
1946	1650	2640	1,08	0,08	0,01	0,00	33,13
1947	2500	2500	1,02	0,02	0,00	0,00	35,12
1948	2640	2500	1,02	0,02	0,00	0,00	37,10
1949	1400	2500	1,02	0,02	0,00	0,00	39,09
1950	3700	2480	1,02	0,02	0,00	0,00	41,07
1951	2300	2300	0,94	-0,06	0,00	0,00	43,06
1952	2750	2300	0,94	-0,06	0,00	0,00	45,04
1953	1120	2200	0,90	-0,10	0,01	0,00	47,02
1954	1550	2110	0,86	-0,14	0,02	0,00	49,01
1955	2480	2090	0,86	-0,14	0,02	0,00	50,99
1956	1020	2007	0,82	-0,18	0,03	-0,01	52,98
1957	4400	1940	0,79	-0,21	0,04	-0,01	54,96
1958	6000	1870	0,77	-0,23	0,05	-0,01	56,94
1959	5100	1800	0,74	-0,26	0,07	-0,02	58,93
1960	2500	1700	0,70	-0,30	0,09	-0,03	60,91
1961	1650	1650	0,68	-0,32	0,10	-0,03	62,90
1962	1240	1650	0,68	-0,32	0,10	-0,03	64,88
1963	6800	1560	0,64	-0,36	0,13	-0,05	66,87
1964	3830	1550	0,64	-0,36	0,13	-0,05	68,85
1965	1300	1547	0,63	-0,37	0,13	-0,05	70,83
1966	1500	1500	0,61	-0,39	0,15	-0,06	72,82
1967	2110	1410	0,58	-0,42	0,18	-0,08	74,80
1968	2300	1400	0,57	-0,43	0,18	-0,08	76,79

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Годы	Q, м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ранж</sub> , м <sup>3</sup> /с	K	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	p%
1969	1547	1400	0,57	-0,43	0,18	-0,08	78,77
1970	1560	1340	0,55	-0,45	0,20	-0,09	80,75
1971	1400	1300	0,53	-0,47	0,22	-0,10	82,74
1972	1083	1300	0,53	-0,47	0,22	-0,10	84,72
1973	1109	1240	0,51	-0,49	0,24	-0,12	86,71
1974	2700	1220	0,50	-0,50	0,25	-0,13	88,69
1975	3300	1120	0,46	-0,54	0,29	-0,16	90,67
1976	1800	1109	0,45	-0,55	0,30	-0,16	92,66
1977	2650	1083	0,44	-0,56	0,31	-0,17	94,64
1978	3010	1020	0,42	-0,58	0,34	-0,20	96,63
1979	2007	980	0,40	-0,60	0,36	-0,21	98,61
$\Sigma$	-	122033	50,00	0,00	14,98	11,61	-

Таблица Б.2 – Данные для построения гидрографов 90% и 50% обеспеченности

m	P, %	Год	Q <sub>ср,г</sub> м <sup>3</sup> /с	Год	Q <sub>ср,п</sub> м <sup>3</sup> /с	Год	Q <sub>ср,м</sub> м <sup>3</sup> /с
1	2,0	1958	1039	1958	2328	1959	164
2	3,9	1959	933	1963	2100	1948	145
3	5,9	1963	919	1959	2010	1953	128
4	7,8	1943	863	1943	1956	1958	118
5	9,8	1939	741	1939	1685	1974	95
6	11,8	1957	732	1957	1632	1955	95
7	13,7	1964	672	1964	1494	1965	92
8	15,7	1978	654	1978	1478	1960	90
9	17,6	1948	651	1960	1430	1957	89
10	19,6	1960	648	1950	1397	1967	89
11	21,6	1950	623	1931	1363	1944	88
12	23,5	1955	610	1948	1358	1942	86
13	25,5	1931	607	1955	1333	1964	85
14	27,5	1974	600	1961	1320	1966	84
15	29,4	1961	591	1974	1308	1937	84
16	31,4	1942	589	1942	1294	1970	83
17	33,3	1938	571	1938	1270	1943	83
18	35,3	1933	555	1933	1260	1947	83
19	37,3	1968	544	1968	1220	1962	81
20	39,2	1936	533	1936	1214	1952	80
21	41,2	1977	531	1977	1188	1954	80
22	43,1	1952	518	1975	1152	1956	78
23	45,1	1975	505	1930	1143	1932	78
24	47,1	1930	501	1952	1132	1963	76
25	49,0	1954	485	1969	1090	1941	75

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

m	P,%	Год	Q <sub>ср,г</sub> м3/с	Год	Q <sub>ср,п</sub> м3/с	Год	Q <sub>ср,м</sub> м3/с
26	51,0	1969	485	1934	1066	1935	75
27	52,9	1937	481	1940	1057	1976	75
28	54,9	1976	480	1954	1051	1971	74
29	56,9	1946	476	1976	1047	1946	73
30	58,8	1940	472	1946	1040	1938	72
31	60,8	1934	470	1937	1038	1969	70
32	62,7	1966	436	1966	928	1950	70
33	64,7	1947	431	1979	921	1961	70
34	66,7	1967	431	1947	918	1931	67
35	68,6	1932	426	1932	914	1949	67
36	70,6	1979	421	1967	910	1939	66
37	72,5	1953	412	1951	870	1978	65
38	74,5	1970	407	1970	860	1979	64
39	76,5	1944	406	1944	852	1977	61
40	78,4	1965	394	1972	822	1968	60
41	80,4	1951	385	1965	818	1972	59
42	82,4	1949	378	1949	814	1940	54
43	84,3	1972	377	1953	811	1933	52
44	86,3	1971	377	1973	808	1936	46
45	88,2	1962	370	1971	800	1934	45
46	90,2	1941	359	1962	773	1975	43
47	92,2	1973	358	1941	756	1930	42
48	94,1	1956	344	1956	716	1973	39
49	96,1	1935	333	1945	710	1951	38
50	98,0	1945	313	1935	694	1945	29

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка водохранилища Ключевской ГЭС в маловодном году

Месяц	Q, м <sup>3</sup> /с					Q <sub>вхк</sub> <Q <sub>нб</sub>		V <sub>вдхц</sub> , км <sup>3</sup>			Z <sub>вб</sub> , м			Z <sub>нб</sub> , м	H, м	N <sub>гэс</sub> , МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
	Q <sub>быт.</sub>	Q <sub>хол.</sub>	Q <sub>фил.</sub>	Q <sub>вдхц.</sub>	Q <sub>вхк.</sub>	Q <sub>нб.</sub>	Q <sub>гэс.</sub>	V <sub>нач.</sub>	dV	V <sub>кон.</sub>	нач.	кон.	средн.				
10	89	0	1	190	280	280	279	10	0,49	9,51	400	399,72	399,86	356,84	43	105	ВХК
11	44	0	1	300	140	345	344	9,51	0,78	8,73	399,72	399,18	399,45	357,31	42	126	126
12	11	0	1	519	140	531	530	8,73	1,35	7,38	399,18	397,79	398,48	358,68	39	183	183
1	18	0	1	537	140	556	555	7,38	1,39	5,99	397,79	395,82	396,80	358,88	37	183	183
2	9	0	1	379	140	389	388	5,99	0,98	5,01	395,82	394,32	395,07	357,63	37	126	126
3	15	0	1	124	140	140	139	5,01	0,32	4,69	394,32	393,82	394,07	355,70	38	46	ВХК
4	141	0	1	138	280	280	279	4,69	0,36	4,33	393,82	393,25	393,53	356,45	37	90	ВХК
5	467	0	1	-188	280	280	279	4,33	-0,49	4,82	393,25	394,03	393,64	356,45	37	90	ВХК
6	842	0	1	-563	280	280	279	4,82	-1,46	6,28	394,03	396,25	395,14	356,46	38	94	ВХК
7	1042	0	1	-763	280	280	279	6,28	-1,98	8,26	396,25	398,76	397,50	356,45	41	100	ВХК
8	744	0	1	-465	280	280	279	8,26	-1,21	9,46	398,76	399,70	399,23	356,45	42	104	ВХК
9	487	0	1	-208	280	280	279	9,46	-0,54	10	399,70	400,00	399,85	356,45	43	106	ВХК

Таблица Б.4 – Сработка водохранилища Ключевской ГЭС в средневодном году по мощностям маловодного года

Месяц	Q, м <sup>3</sup> /с							V <sub>вдхц</sub> , км <sup>3</sup>			Z <sub>вб</sub> , м			Z <sub>нб</sub> , м	H, м	N <sub>гэс</sub> , МВт	N <sub>гар</sub> , МВт	t, ч	Э млн квт·ч
	Q <sub>быт.</sub>	Q <sub>хол.</sub>	Q <sub>фил.</sub>	Q <sub>вдхц.</sub>	Q <sub>вхк.</sub>	Q <sub>нб.</sub>	Q <sub>гэс.</sub>	V <sub>нач.</sub>	dV	V <sub>кон.</sub>	нач.	кон.	средн.						
10	241	0	1	108	280	350	349	10	0,28	9,72	400,00	399,85	399,92	357,34	42	129	ВХК	10	241
11	75	0	1	267	140	343	342	9,72	0,69	9,03	399,85	399,41	399,63	357,29	42	126	126	11	75
12	30	0	1	493	140	524	523	9,03	1,28	7,75	399,41	398,22	398,82	358,64	40	183	183	12	30
1	23	0	1	523	140	547	546	7,75	1,36	6,39	398,22	396,42	397,32	358,81	38	183	183	1	23
2	15	0	1	365	140	381	380	6,39	0,95	5,45	396,42	395,00	395,71	357,57	38	126	126	2	15
3	34	0	1	223	140	258	257	5,45	0,58	4,87	395,00	394,11	394,55	356,33	38	86	ВХК	3	34
4	178	0	1	207	280	386	385	4,87	0,54	4,33	394,11	393,25	393,68	357,05	36	123	ВХК	4	178
5	731	0	1	-406	280	326	325	4,33	-1,05	5,39	393,25	394,90	394,08	356,71	37	106	ВХК	5	731
6	975	0	1	-535	280	441	440	5,39	-1,39	6,77	394,90	396,97	395,93	357,36	38	148	ВХК	6	975
7	1295	0	1	-785	280	511	510	6,77	-2,03	8,81	396,97	399,24	398,10	357,77	40	179	ВХК	7	1295
8	1266	0	1	-409	280	858	857	8,81	-1,06	9,87	399,24	399,93	399,59	359,88	39	296	ВХК	8	1266
9	960	0	1	-51	280	910	909	9,87	-0,13	10	399,93	400,00	399,97	360,21	39	314	ВХК	9	960

Окончание приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка водохранилища Ключевской ГЭС в средневодном году по отметкам маловодного года

Месяц	Q, м <sup>3</sup> /с							V <sub>вдхц</sub> , км <sup>3</sup>			Z <sub>вб</sub> ,м			Z <sub>нб</sub> ,м	H,м	N <sub>гэс</sub> ,МВт	N <sub>гпр</sub> ,МВт	t,ч	Э млн кВт·ч
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>хол</sub>	Q <sub>фил</sub>	Q <sub>вдхц</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>гэс</sub>	V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	нач	кон	средн						
10	241	0	1	158	280	400	399	10	0,41	9,59	400,00	399,77	399,89	357,71	42	147	ВХК	10	241
11	75	0	1	267	140	343	342	9,59	0,69	8,90	399,77	399,31	399,54	357,29	42	126	126	11	75
12	30	0	1	495	140	526	525	8,90	1,28	7,62	399,31	398,07	398,69	358,65	40	183	183	12	30
1	23	0	1	525	140	549	548	7,62	1,36	6,25	398,07	396,21	397,14	358,82	38	183	183	1	23
2	15	0	1	369	140	385	384	6,25	0,96	5,30	396,21	394,77	395,49	357,59	37	126	126	2	15
3	34	0	1	203	140	238	237	5,30	0,53	4,77	394,77	393,95	394,36	356,22	38	79	ВХК	3	34
4	178	0	1	170	280	349	348	4,77	0,44	4,33	393,95	393,25	393,60	356,84	36	111	ВХК	4	178
5	731	0	1	-286	280	446	445	4,33	-0,74	5,07	393,25	394,42	393,83	357,39	36	141	ВХК	5	731
6	975	0	1	-545	280	431	430	5,07	-1,41	6,49	394,42	396,55	395,49	357,31	38	143	ВХК	6	975
7	1295	0	1	-785	280	511	510	6,49	-2,03	8,52	396,55	399,00	397,78	357,77	40	178	ВХК	7	1295
8	1266	0	1	-449	280	818	817	8,52	-1,16	9,68	399,00	399,83	399,42	359,63	39	283	ВХК	8	1266
9	960	0	1	-122	280	839	838	9,68	-0,32	10	399,83	400,00	399,92	359,76	40	293	ВХК	9	960

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

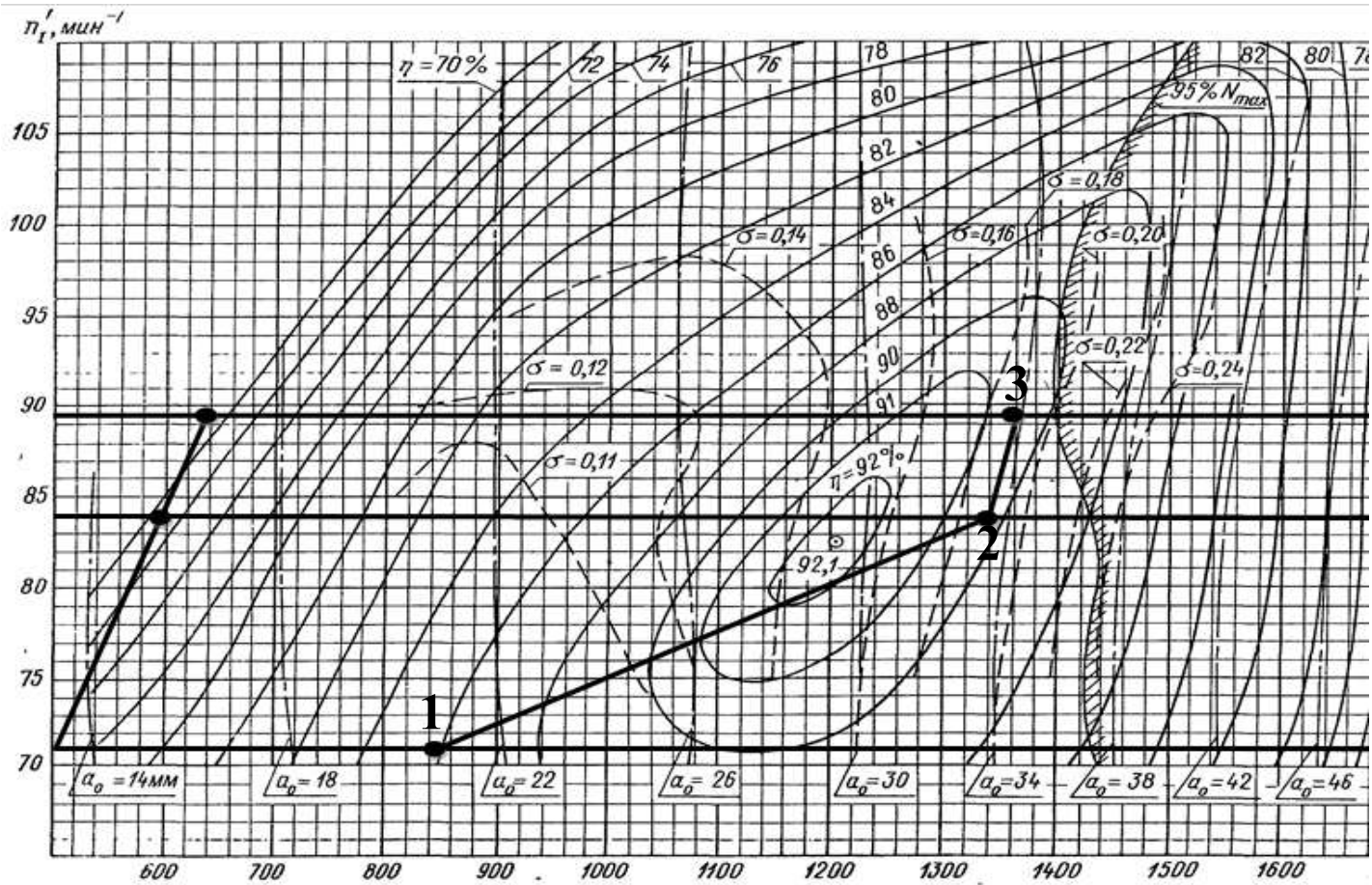


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика PO45-B-560

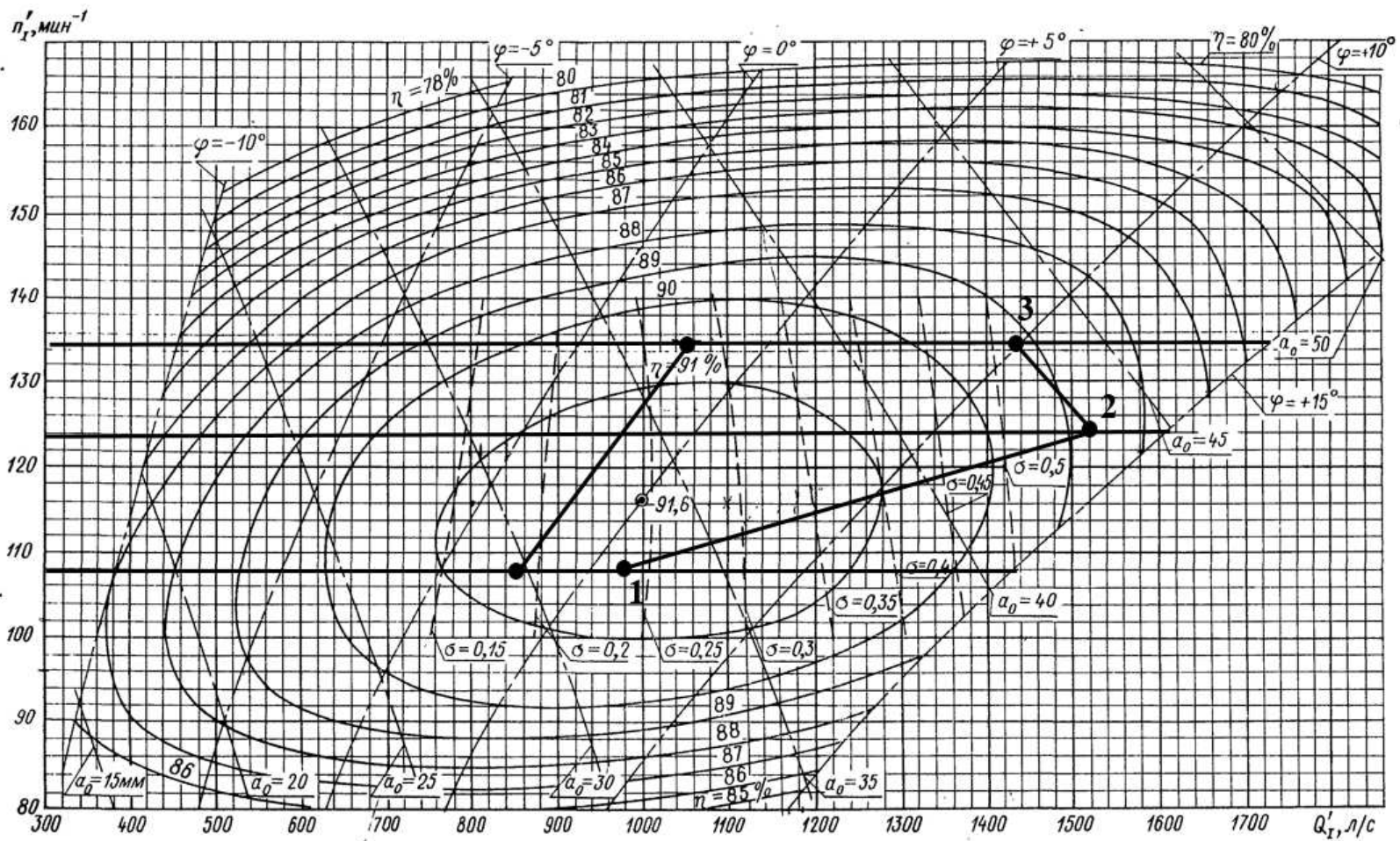


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика ПЛ150-В-500



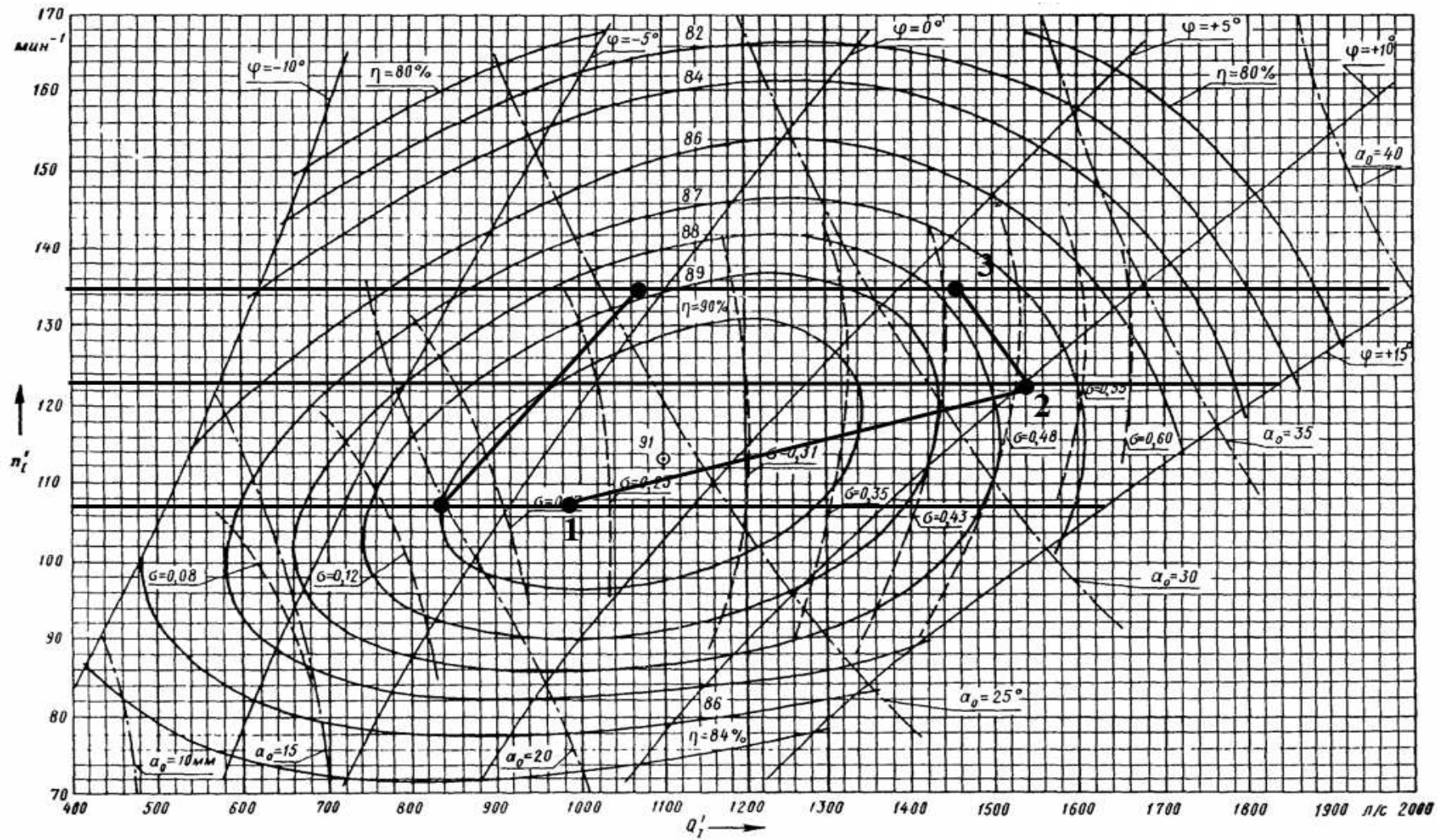


Рисунок В.3 – Главная универсальная характеристика ПЛД50-В60<sup>0</sup>-630

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

## ОТЗЫВ

Руководителя Т.С. Суела, инженера Службы мониторинга ГЭС Филиала  
ЦАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

о дипломном проекте «Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка.

Расчёт размера вреда при аварии на ГЭС»

Астафьева Ивана Сергеевича

Бакалаврская работа, разработанная И.С. Астафьевым, выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 47 листах пояснительной записки, 9 листах чертежей и 2 плакатах. Достаточно подробно разработаны все части работы. Бакалаврская работа содержит следующие разделы: Общая часть; Водно-энергетические расчёты; Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; Организация и производство гидротехнических работ; Компонировка и сооружения гидроузла; Охрана труда. Мероприятия по охране окружающей среды; Техничко-экономические показатели.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также техническим требованиям компании «РусГидро» действующим в настоящее время.

В объеме индивидуального задания был проведен расчёт размера вреда при аварии на ГЭС.

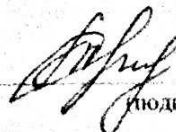
Основным замечанием данного дипломного проекта является то что индивидуальное задание приводится на примере другого ГЭС.

Следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки.

В процессе работы над дипломным проектом И.С. Астафьев показал себя трудолюбивым человеком, проявил творческий подход к выполнению проекта и самостоятельность в выборе технических решений.

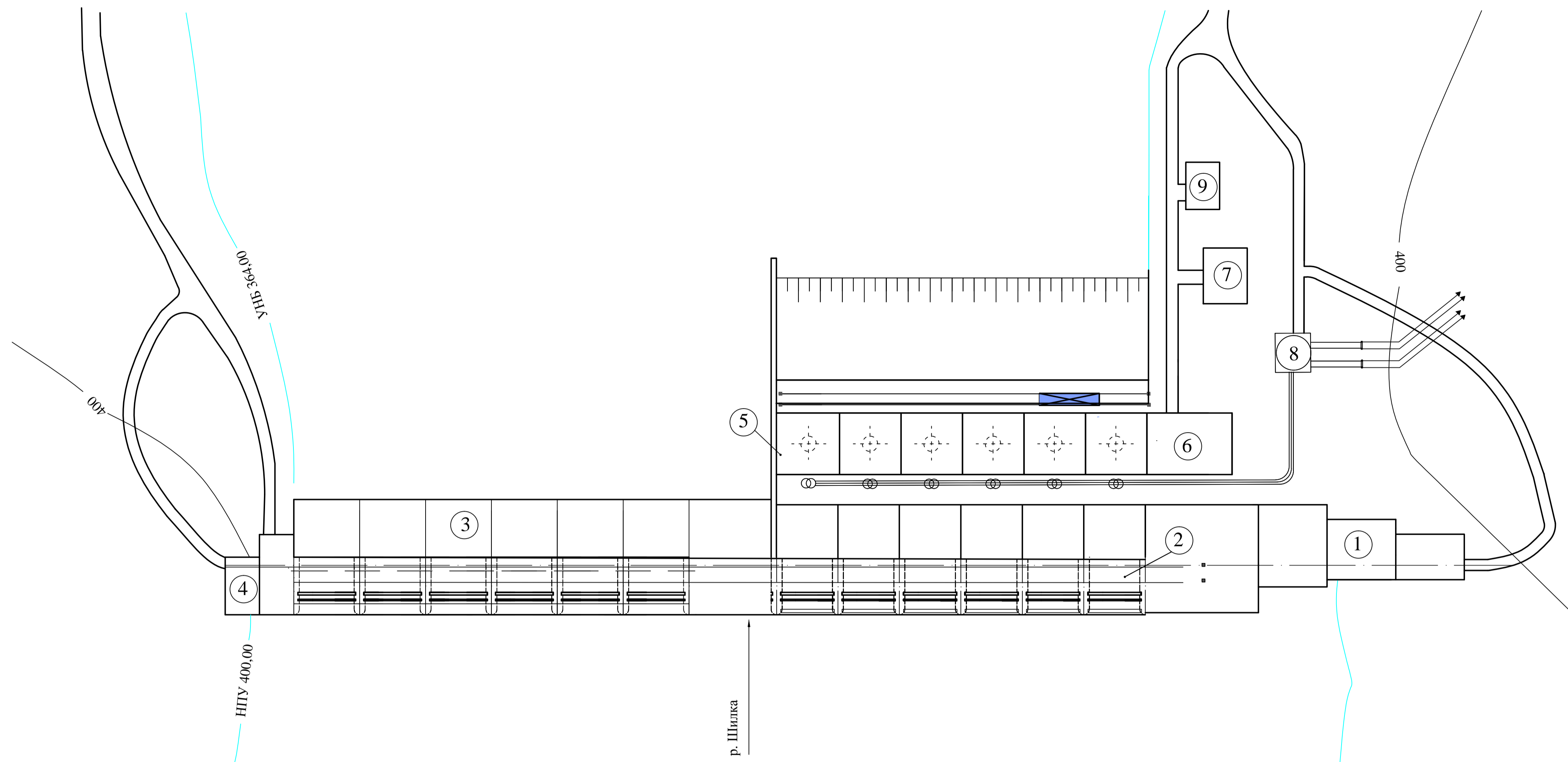
Дипломный проект «Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка. Расчёт размера вреда при аварии на ГЭС» заслуживает положительной оценки.

Дата 19.06.14

  
(подпись)

# Генеральный план

1:1000



## Экспликация зданий и сооружений

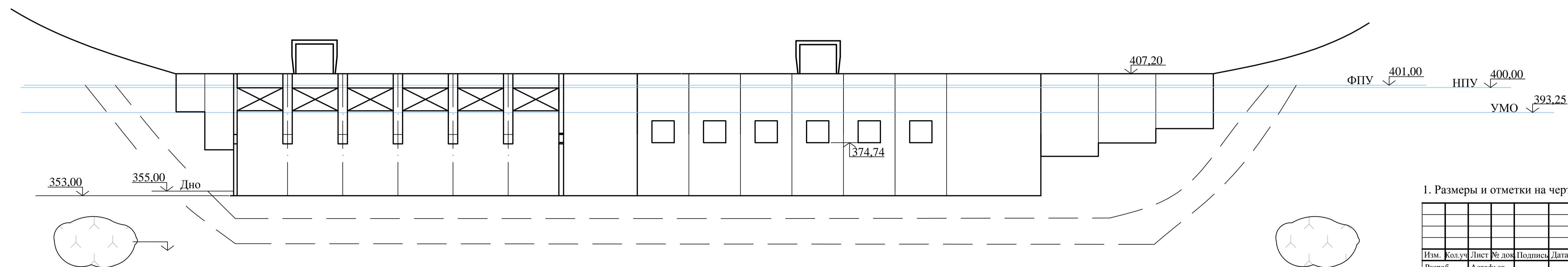
№	Наименование
1	Правобережная глухая плотина
2	Станционная часть бетонной плотины
3	Бетонная водосливная плотина
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Здание ГЭС
6	Монтажная площадка
7	Служебно-технический корпус
8	Распределительное устройство 220 кВ
9	Автомобильная стоянка

## Ведомость состава проекта

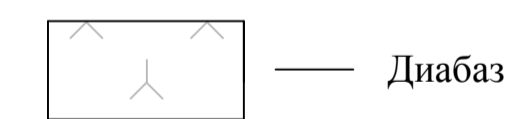
№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта
2	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГР1	Поперечный разрез водосливной плотины
3	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГР2	Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА
4	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - РР	Сбор нагрузок на водосливную плотину
5	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - РР	Краевые напряжения в контактном сечении водосливной плотины
6	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПЗ	Пояснительная записка

## Вид с верхнего бьефа

1:1000



## Условные обозначения

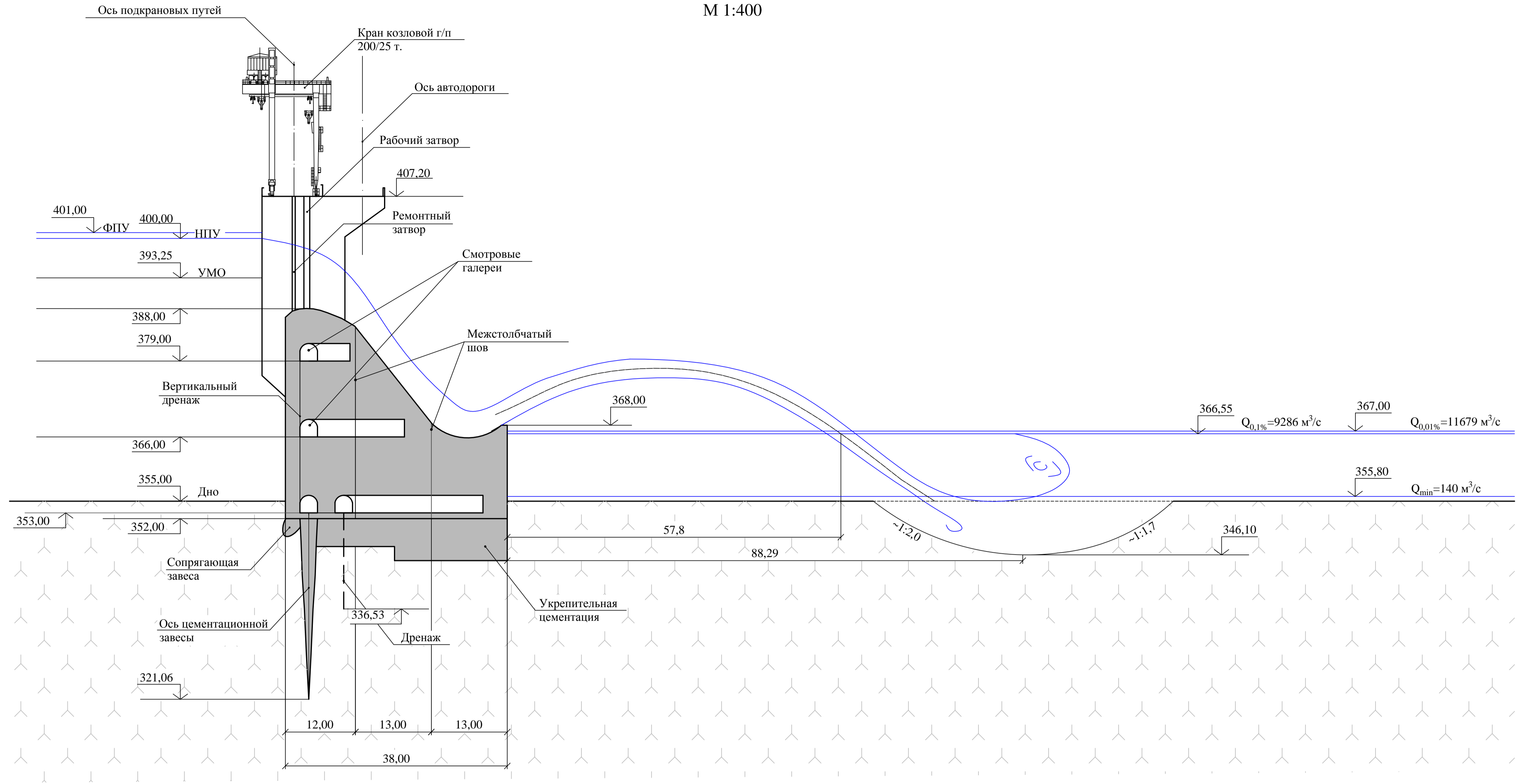


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГП					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Стация	Лист	Листов
Разраб.	Астафьев					Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка		
Провер.	Затеев							
Т. контр.						Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта	Кафедра гидроэнергетики	
И. контр.	Затеев							
Утв.	Затеев							

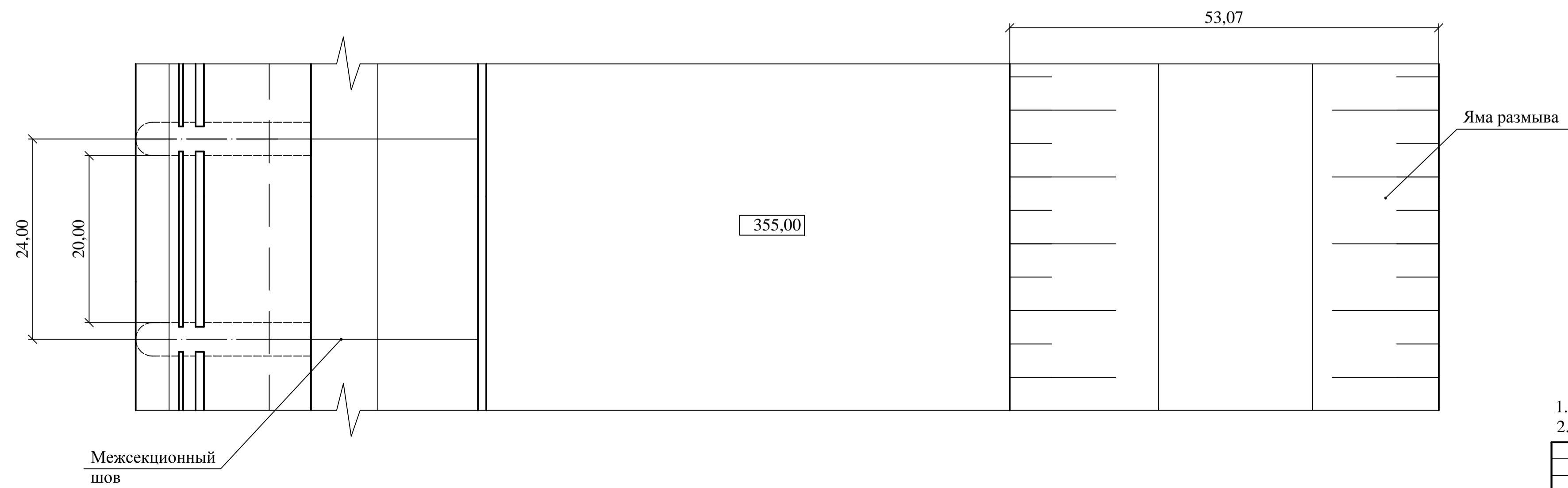
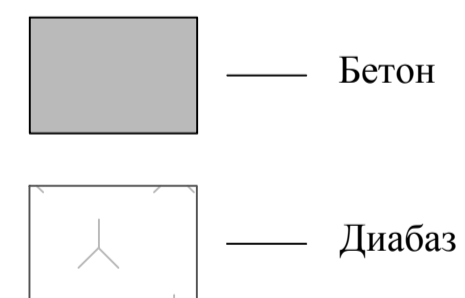
# Поперечный разрез водосливной плотины

М 1:400



План плотины

Условные обозначения

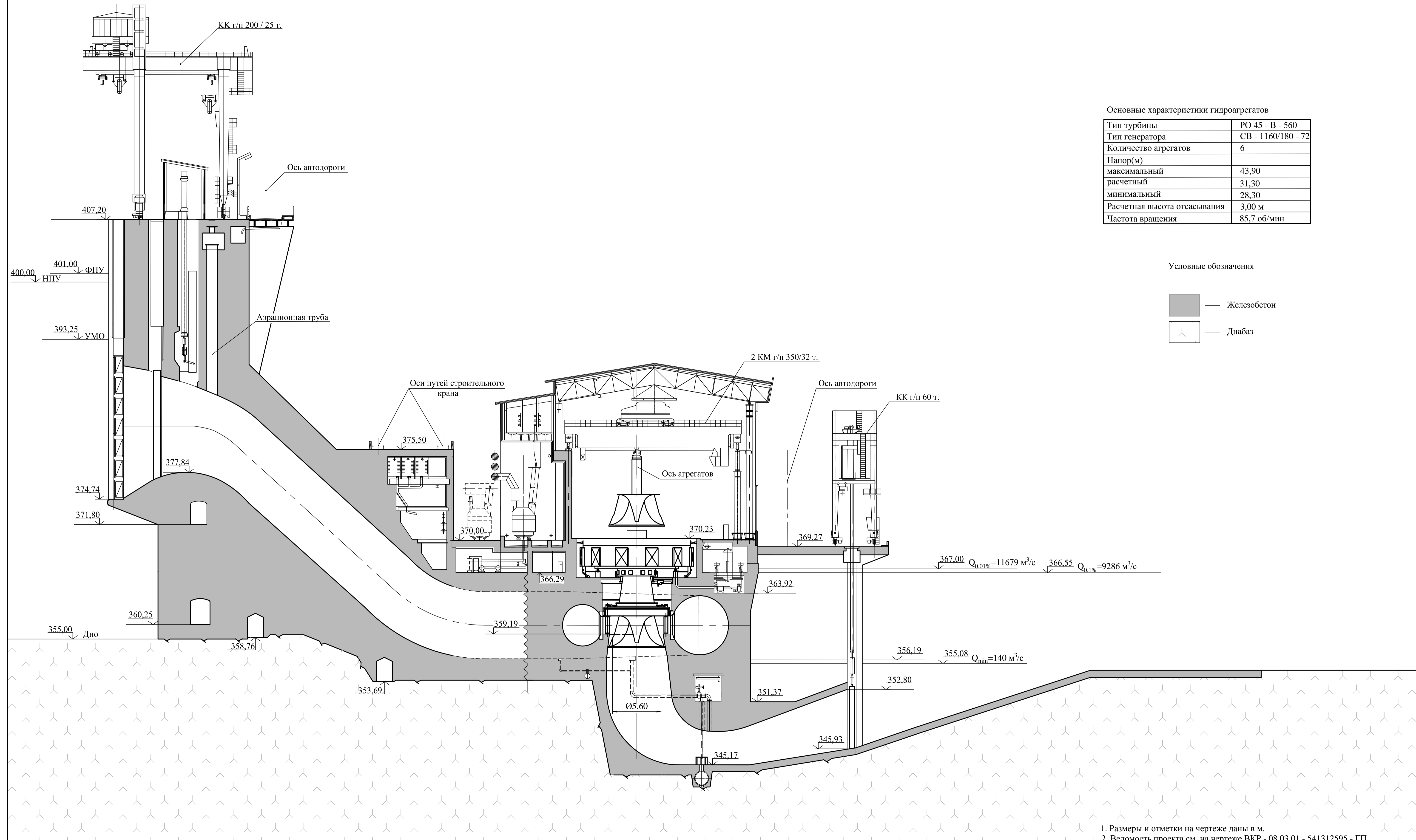


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГП.

ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГР 1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Астафьев				
Провер.	Пермякова				
Г. контр.					
Н. контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка				Стадия	Лист
Поперечный разрез водосливной плотины				2	
План плотины				Кафедра гидроооружений	

# Совмещенный разрез станционной части плотины со зданием ГЭС

1:200



Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	PO 45 - В - 560
Тип генератора	СВ - 1160/180 - 72
Количество агрегатов	6
Напор(м)	
максимальный	43,90
расчетный	31,30
минимальный	28,30
Расчетная высота отсасывания	3,00 м
Частота вращения	85,7 об/мин

Условные обозначения

— Железобетон  
 — Диабаз

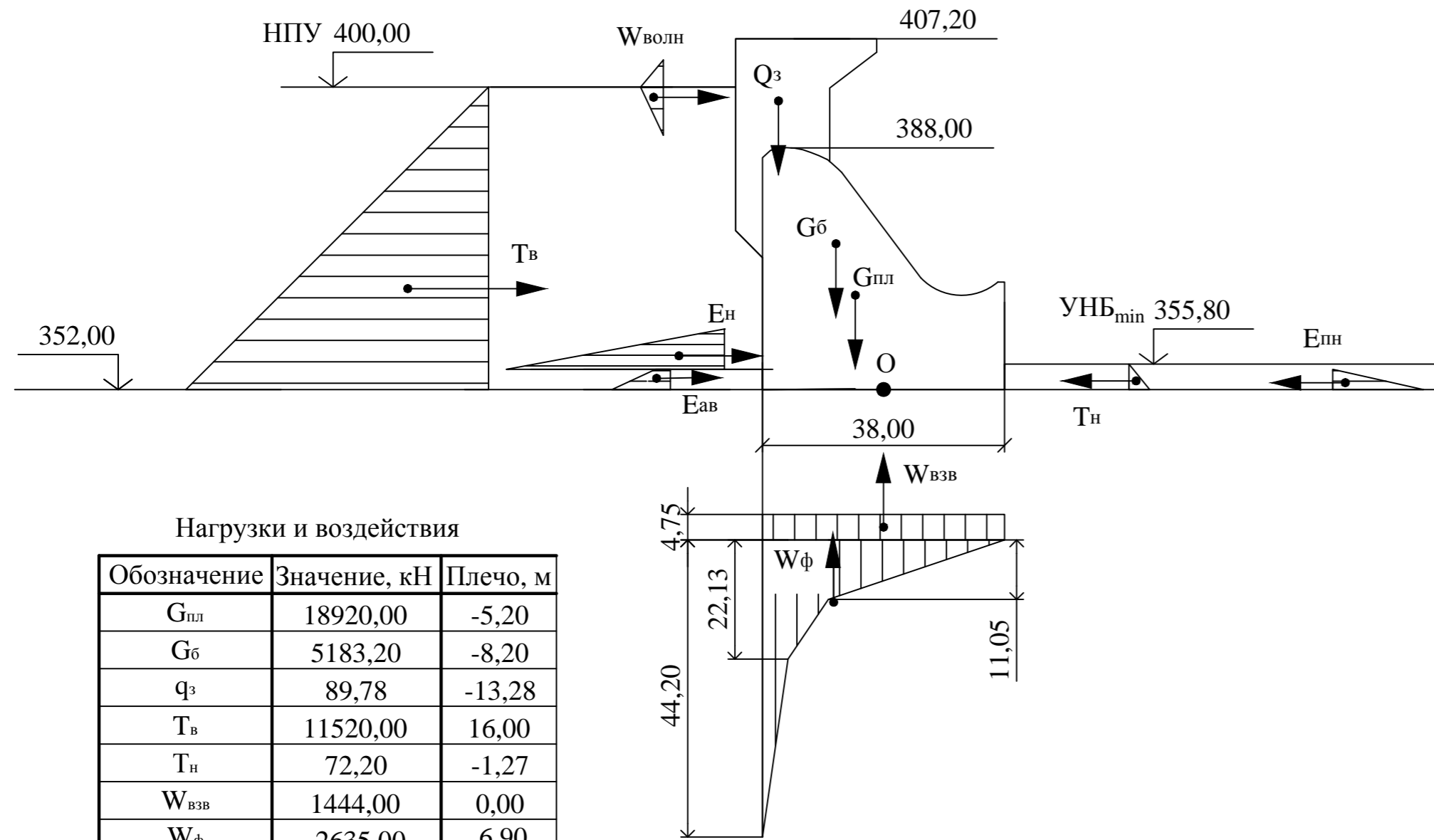
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
 2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГП.

				ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГП2		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия
Разраб.		Астафьев				Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка
Провер.		Масленникова				
Т.контр.						Совмещенный разрез станционной части плотины со зданием ГЭС
И.контр.		Затеев				
Утв.		Затеев				Кафедра ГМ

# Нагрузки, действующие при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий

1:800

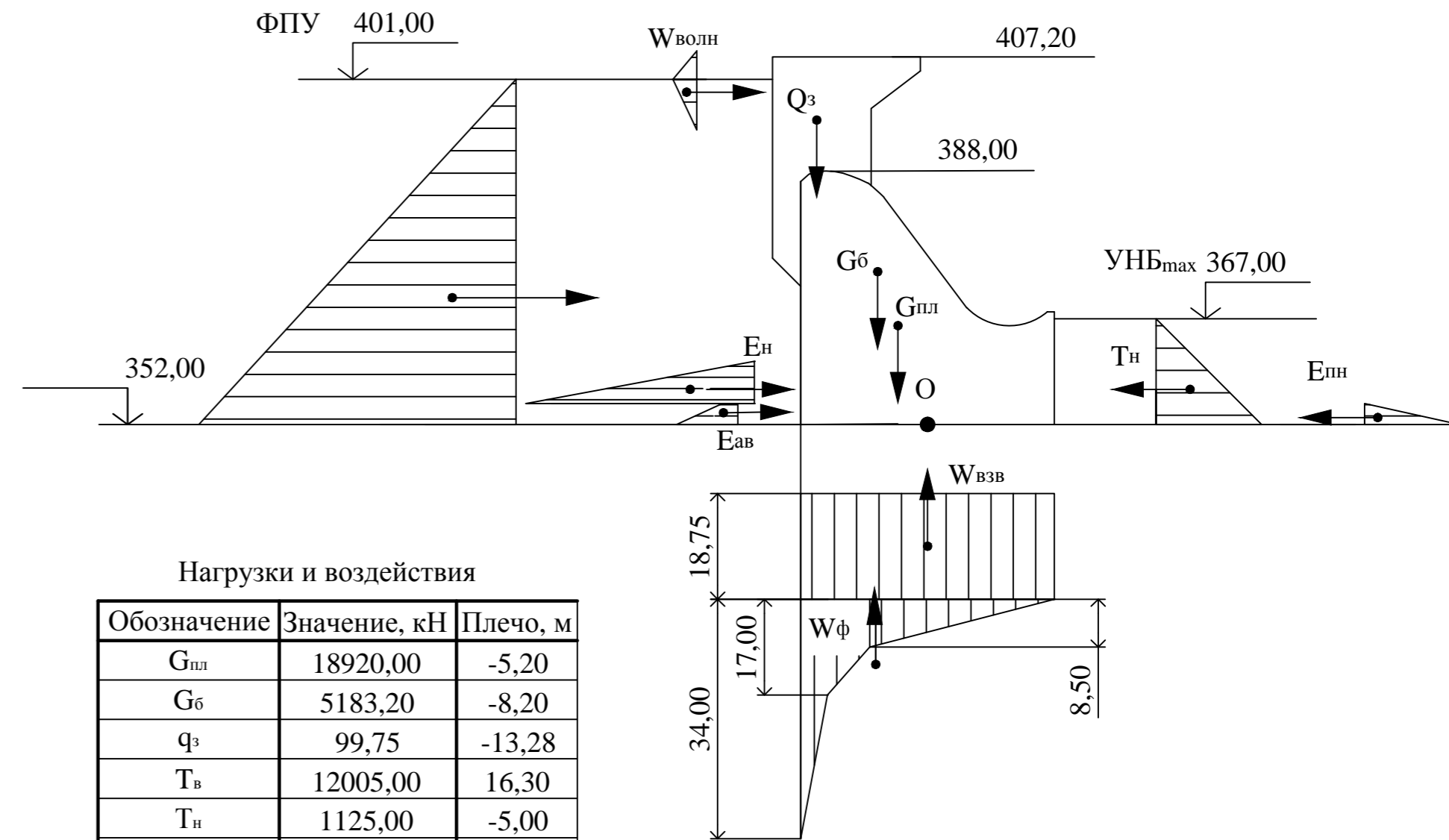
Основное сочетание нагрузок и воздействий



Нагрузки и воздействия

Обозначение	Значение, кН	Плечо, м
G <sub>пл</sub>	18920,00	-5,20
G <sub>б</sub>	5183,20	-8,20
Q <sub>з</sub>	89,78	-13,28
T <sub>в</sub>	11520,00	16,00
T <sub>н</sub>	72,20	-1,27
W <sub>взв</sub>	1444,00	0,00
W <sub>ф</sub>	2635,00	6,90
W <sub>волн</sub>	1,00	19,09
E <sub>н</sub>	82,40	4,00
E <sub>а</sub>	164,18	1,77
E <sub>пн</sub>	32,22	-1,00

Особое сочетание нагрузок и воздействий



Нагрузки и воздействия

Обозначение	Значение, кН	Плечо, м
G <sub>пл</sub>	18920,00	-5,20
G <sub>б</sub>	5183,20	-8,20
Q <sub>з</sub>	99,75	-13,28
T <sub>в</sub>	12005,00	16,30
T <sub>н</sub>	1125,00	-5,00
W <sub>взв</sub>	5700,00	0,00
W <sub>ф</sub>	2112,00	6,50
W <sub>волн</sub>	11,74	47,63
E <sub>н</sub>	82,40	4,00
E <sub>а</sub>	164,18	1,77
E <sub>пн</sub>	32,22	-1,00

Условные обозначения:

T <sub>в</sub>	Гидростатическое давление со стороны ВБ;
T <sub>н</sub>	Гидростатическое давление со стороны НБ;
G <sub>пл</sub>	Вес плотины;
G <sub>б</sub>	Вес бычка;
Q <sub>з</sub>	Вес затвора;
W <sub>взв</sub>	Взвешивающее давление;
W <sub>ф</sub>	Фильтрационное давление;
E <sub>н</sub>	Давление наносов;
W <sub>в</sub>	Волновое давление;
E <sub>а</sub>	Активное давление;
E <sub>пн</sub>	Пассивное давление.

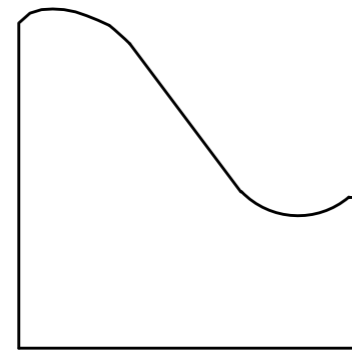
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГП

ВКР - 08.03.01 - 541312595 - РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Астафьев				
Провер.	Пермякова				
Т.контр.					
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка				Стадия	Лист
Нагрузки, действующие при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий				3	5
Кафедра гидросооружений					

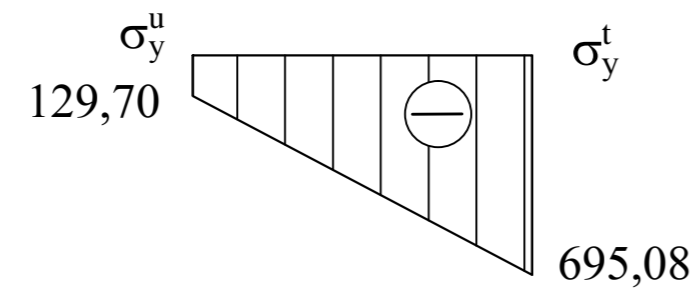
# Краевые напряжения в контактном сечении водосливной плотины

1:800

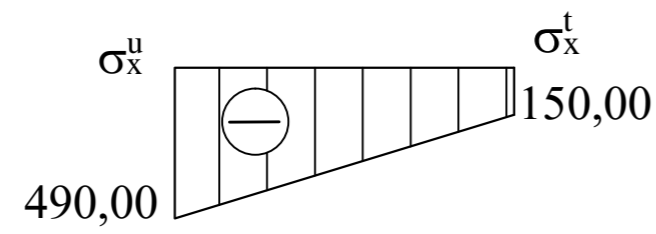
Основное сочетание нагрузок и воздействий



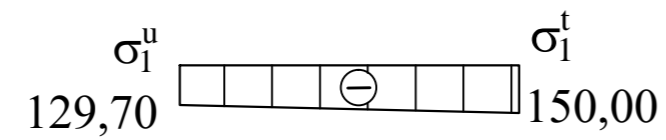
Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам



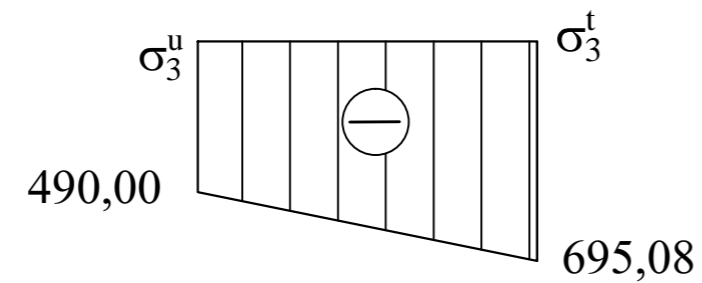
Нормальные напряжения по вертикальным площадкам



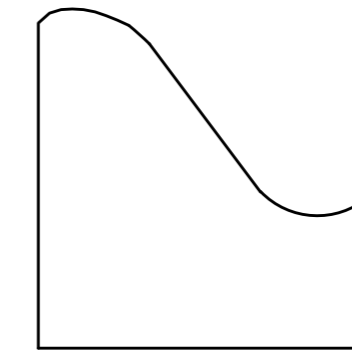
Нормальные минимальные главные напряжения



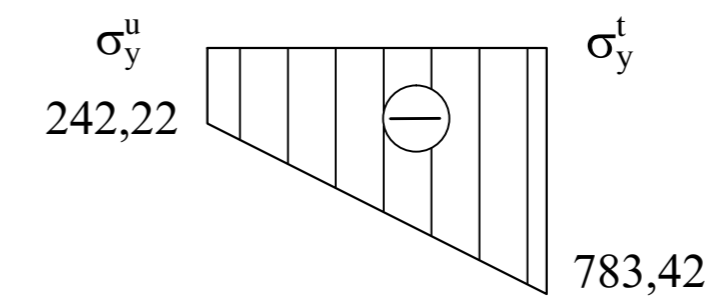
Нормальные максимальные главные напряжения



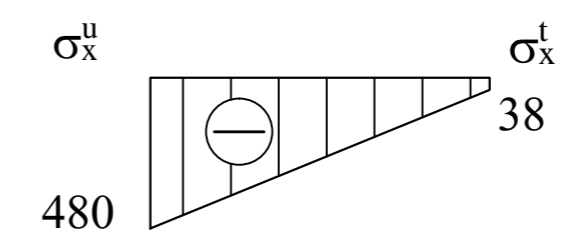
Особое сочетание нагрузок и воздействий



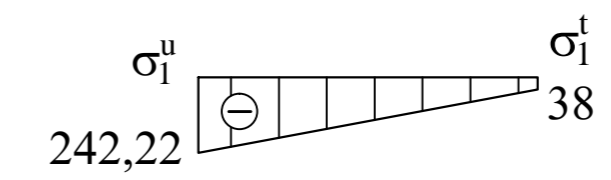
Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам



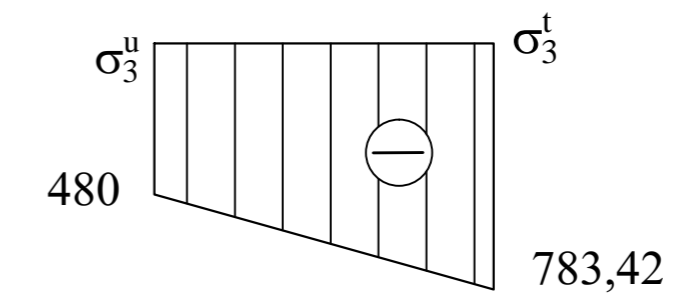
Нормальные напряжения по вертикальным площадкам



Нормальные минимальные главные напряжения



Нормальные максимальные главные напряжения



1. Размеры приведены в кПа
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ГП

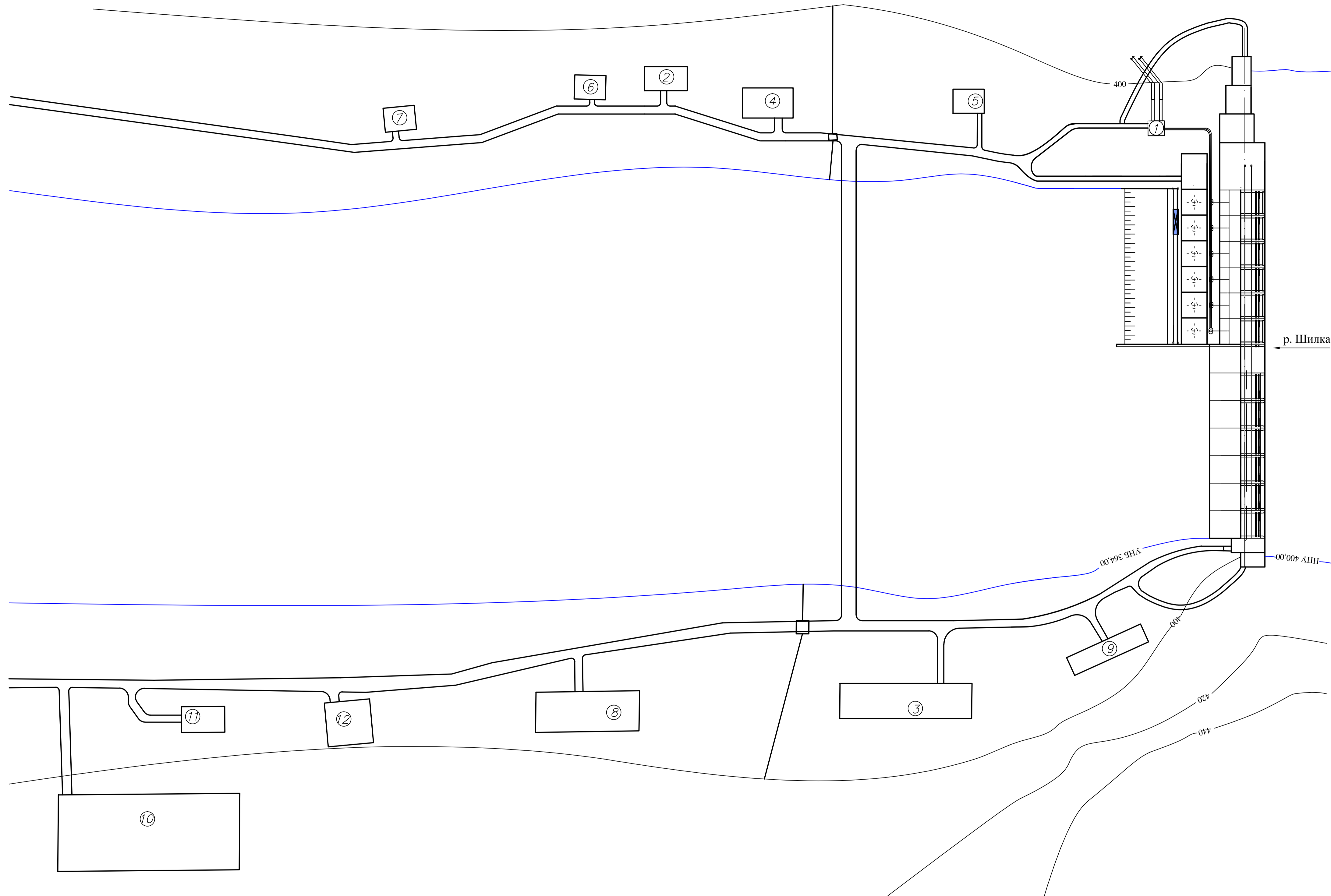
						ВКР - 08.03.01 - 541312595 - РР				
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Астафьев				Крайевые напряжения в контактном сечении водосливной плотины			4	5
Провер.		Пермякова						Кафедра гидросооружений		
Т.контр.										
Н.контр.		Затеев								
Утв.		Затеев								

Согласовано


Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

# Строительный генеральный план

1:2000



## Экспликация зданий и сооружений

1 - КРУЭ
2 - Гравийно-сортировочное хозяйство
3 - Монтажная база
4 - Завод ЖБИ
5 - База ГМО
6 - Арматуро-сварочный завод
7 - Складская база
8 - Бетонный завод
9 - Столовая
10 - Жилой поселок
11 - АЗС
12 - База управления строительством

## Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПОС	Строительный генеральный план.
		Экспликация зданий и сооружений.
		Ведомость состава проекта
2	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПОС	Сводный календарный план строительства
3	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПОС	Этапы возведения сооружений(1-2).
		Экспликация зданий и сооружений
4	ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПОС	Этапы возведения сооружений(3-4).
		Экспликация зданий и сооружений

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

					ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПОС				
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.	Астафьев					Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка	Статья	Лист	Листов
Провер.	Затеев							1	4
Т.контр.									
И.контр.	Затеев					Строительный генеральный план. Экспликация зданий и сооружений	Кафедра гидросооружений		
Утв.	Затеев					Ведомость состава проекта			
Формат А1									



## Сводный календарный план строительства

Номер соорж.	Наименование сооружений	Номер вида работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Объемы по этапам	Подгот. период		Этапы основного периода															Заключ. период								
					1 год				2 год				3 год				4 год				5 год				6 год				7 год	
					I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
					I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
1	Объекты производственной базы	1	Строительство подъездных автодорог	Км.																										
		2	Строительство временных ЛЭП	Млн.руб.																										
		3	Строительство производственной базы	Млн.руб.																										
2	Перемычки	4	Возведение перемычки первой очереди	89929 м3																										
		5	Возведение перемычки второй очереди	32201 м3																										
		6	Разборка перемычки первой очереди	89929 м3																										
		7	Разборка перемычки второй очереди	32201 м3																										
3	Водосливная плотина	8	Выемка мягкого грунта	920 м3																										
		9	Выемка скального грунта	16600 м3																										
		10	Укладка бетона	253507 м3																										
4	Котлован	14	Осушение котлована первой очереди	22151 м3																										
		15	Осушение котлована второй очереди	20325 м3																										
5	Станционная плотина	16	Выемка мягкого грунта	1325 м3																										
		17	Выемка скального грунта	20325 м3																										
		18	Укладка бетона	275369 м3																										
6	Глухая правобережная плотина	19	Выемка мягкого грунта	325 м3																										
		20	Выемка скального грунта	7325 м3																										
		21	Укладка бетона	45369 м3																										
7	Глухая левобережная плотина	22	Выемка мягкого грунта	425 м3																										
		23	Выемка скального грунта	8525 м3																										
		24	Укладка бетона	17296 м3																										
8	Здание ГЭС и монтажная площадка	25	Выемка мягкого грунта	1425 м3																										
		26	Выемка скального грунта	43520 м3																										
		27	Укладка бетона	55126 м3																										
		28	Монтаж оборудования здания ГЭС	Млн.руб.																										
9	Водохранилище	29	Подготовка ложа водохранилища	Млн.руб.																										
		30	Наполнение водохранилища	Млн.руб.																										
10	КРУЭ	30	Здание КРУЭ	Млн.руб.																										
		31	Монтаж оборудования	Млн.руб.																										
			Гидрограф реки																											

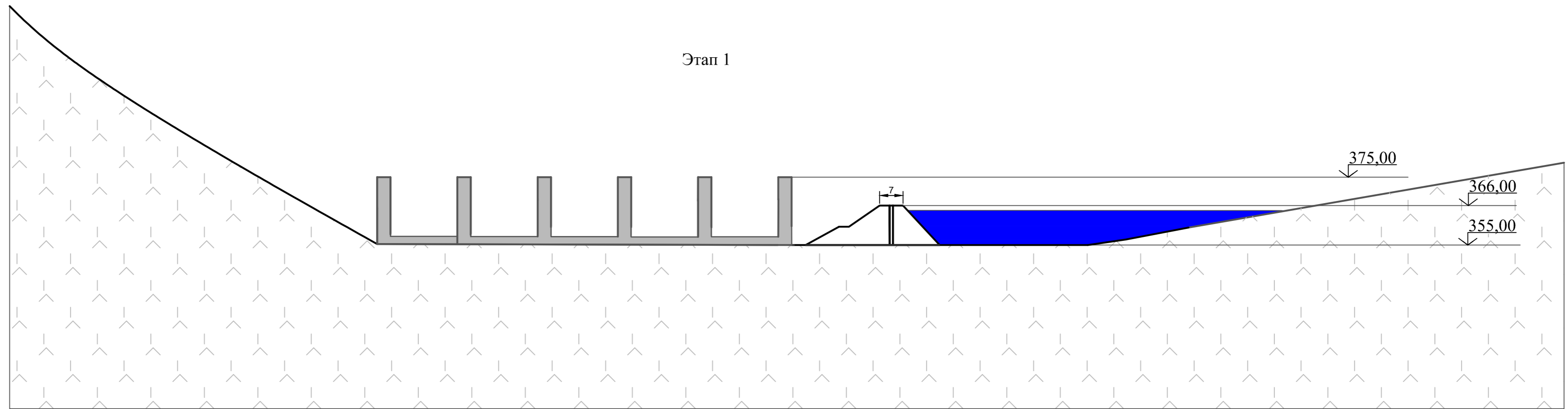
Сдача ГЭС государственной комиссии

ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Людок.	Подпись	Дата
Разраб.	Астафьев				
Провер.	Затеев				
Т.контр.					
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка			Стадия	Лист	Листов
Сводный календарный план строительства				2	
			Кафедра гидросооружений		

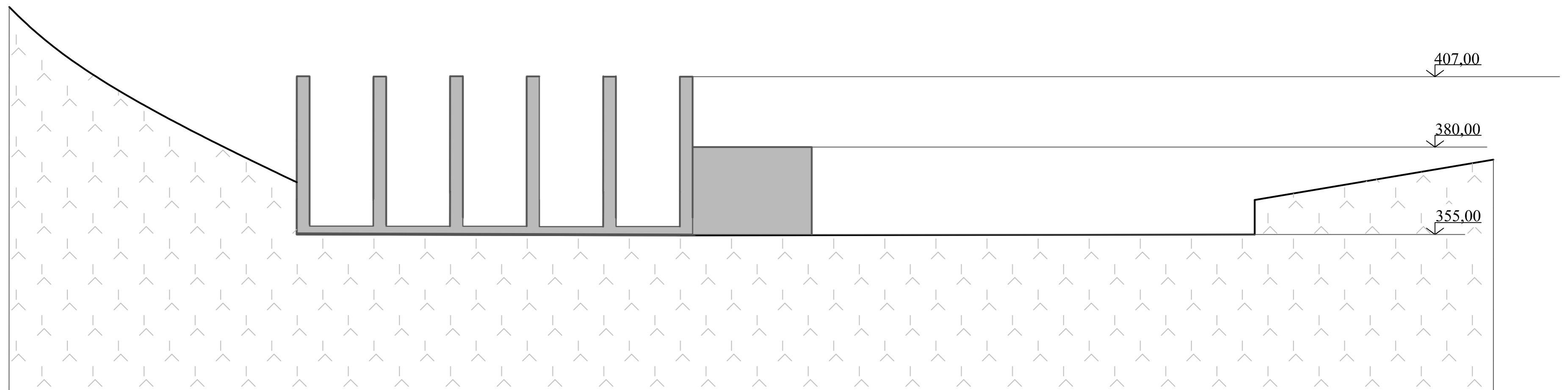
# Этапы возведения сооружений

1:1000

Этап 1



Этап 2



## Условные обозначения

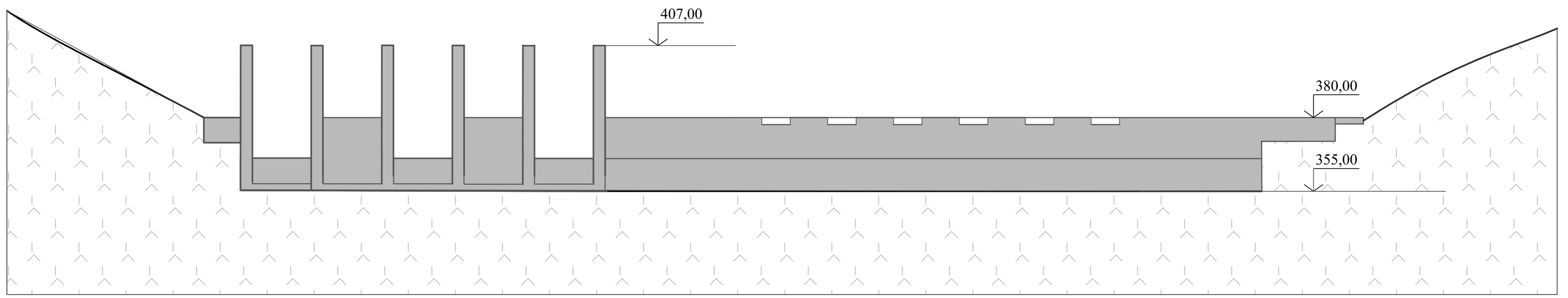
- Бетон
- Диабаз

						ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПОС			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Редок.	Подпись	Дата	Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка	Стадия	Лист	Листов
Разраб.			Астафьев					3	
Провер.			Затсеев				Этапы возведения сооружений (1-2). Кафедра гидросооружений		
Т.контр.									
Н.контр.			Затсеев						
Утв.			Затсеев						

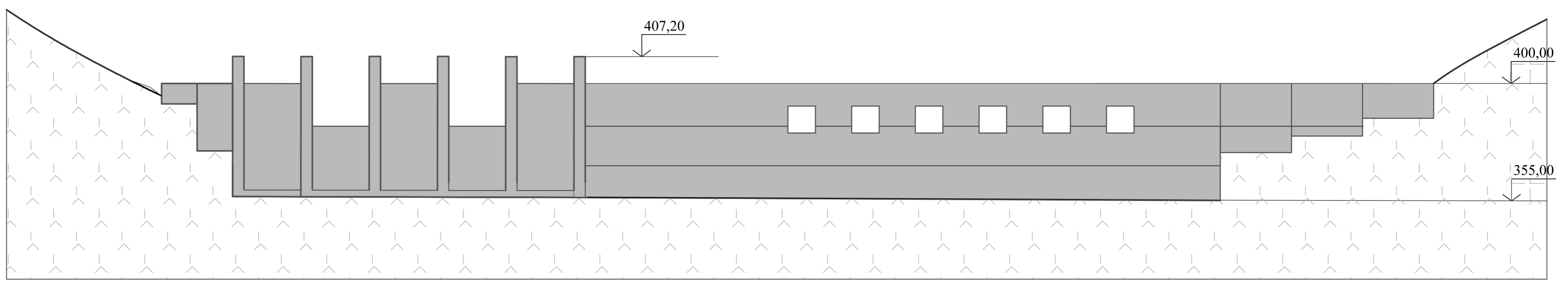
# Этапы возведения сооружений

1:1000

Этап 3



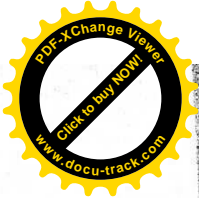
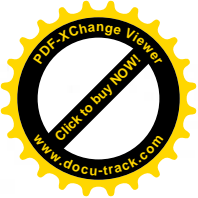
Этап 4



## Условные обозначения

- Бетон
- Диабаз

						ВКР - 08.03.01 - 541312595 - ПОС			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Редок.	Подпись	Дата	Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Астафьев							4	
Провер.	Затеев						Кафедра гидросооружений		
Т.контр.									
Н.контр.	Затеев					Этапы возведения сооружений (3-4).			
Утв.	Затеев								

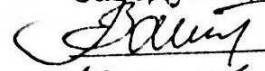


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев  
«19» 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 – Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КЛЮЧЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА.  
РАСЧЁТ РАЗМЕРА ВРЕДА ПРИ АВАРИИ НА ГТС**

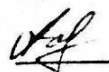
Руководитель

 19.06.17  
подпись, дата

Инженер СМГТС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность, ученая степень

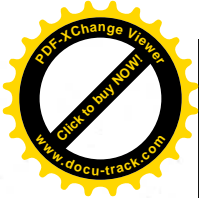
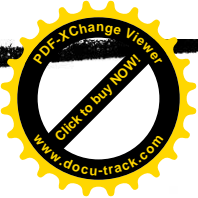
Т.С. Сусла  
инициалы, фамилия

Выпускник

 19.06.17  
подпись, дата


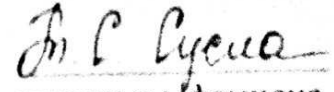
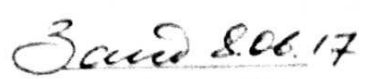
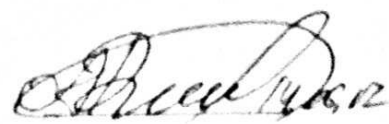
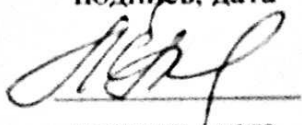

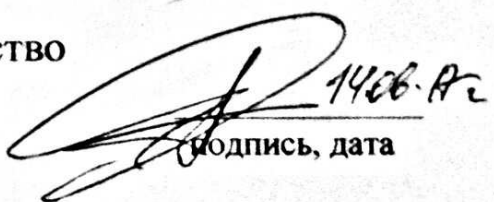
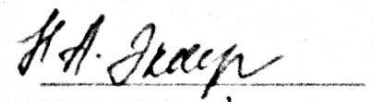
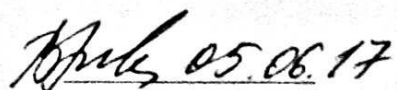
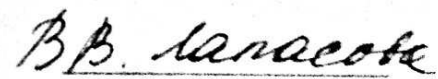
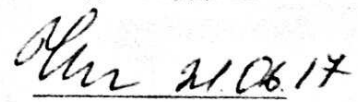

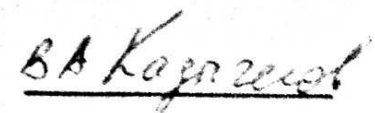
И.С. Астафьев  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ключевской ГЭС на реке Шилка. Расчёт размера вреда при аварии на ГТС».

Консультанты по разделам:

Общая часть	 11.06.17 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Водоэнергетические расчёты	 2.06.17 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Компановка и сооружения гидроузла	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Организация и производство Гидротехнических работ	 14.06.17 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 05.06.17 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	 21.06.17 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Охрана труда. Мероприятия по охране окружающей среды	 15.06.17 подпись, дата	 инициалы, фамилия