


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ  
институт  
«Гидротехнических сооружений»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. Б. Затеев

подпись      инициалы, фамилия

«16» 03 2017 г

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

Студенту Фатерину Николаю Сергеевичу  
фамилия, имя, отчество

Группа СБ13 – 01 Направление (специальность) 08.03.02  
номер код

Строительство  
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проектирование Бирюсинского гидроузла на реке Бирюса. Технология намыва дамбы из шлама.

Утверждена приказом по университету № 41/17-С от 16. 03. 17 г

Руководитель ВКР К. Ю. Мосин, старший преподаватель Саяно – Шушенского филиала СФУ.

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

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) водно – энергетические расчёты; 3) основное гидросиловое, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) компоновка и сооружение гидроузла; 5) организация и производство гидротехнических работ; 6) охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды; 7) технико – экономические показатели; 8) критерии безопасности состояния бетонной плотины.


Перечень графического материала: генплан, иллюстрационные материалы к выбору установленной мощности ГЭС; поперечный разрез по станционной части здания ГЭС; основные технико – экономические показатели строительства Бирюсинской ГЭС; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; этапы строительства Бирюсинской ГЭС.

Руководитель ВКР

  
подпись

К.Ю. Мосин  
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

  
подпись

Н.С. Фатерин  
инициалы и фамилия студента

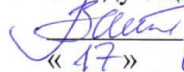
« 17 » июня 2017 г.

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ


Заведующий кафедрой

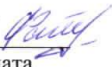
 В.Б. Затеев  
« 17 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**08.03.01- Строительство**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИРЮСИНСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ  
БИРЮСА. ТЕХНОЛОГИЯ НАМЫВА ДАМБЫ ИЗ ШЛАМА**

Руководитель 17.06.17  с.т. преподаватель К.Ю.Мосин  
подпись, дата должность, ученая степень

Выпускник 17.06.17  Н.С.Фатерин  
подпись, дата

Саяногорск; Черемушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме: Проектирование  
Бирюсинского гидроузла на реке Бирюса. Технология намыва дамбы из  
шлама

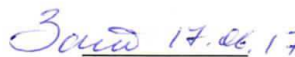
Консультанты  
по разделам:

Общая часть

  
17.06.17  
подпись, дата

К.Ю.Мосин

Водно-энергетические  
расчеты

  
17.06.17  
подпись, дата

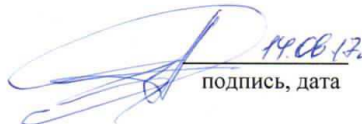
Е.Ю.Затеева

Выбор основного и  
вспомогательного  
оборудования

  
17.06.17  
подпись, дата

А.В.Масленникова

Технология ГТС

  
19.06.17  
подпись, дата

Н.А. Эклер

Компоновка гидроузла,  
выбор типа и расчет основных  
сооружений

  
17.06.17  
подпись, дата

И.С. Пермякова

Мероприятия по охране природы

  
15.06.17  
подпись, дата

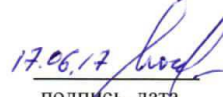
В.А.Кадычegov

Технико-экономические показатели

  
05.06.17  
подпись, дата

В.В.Лапасова

Спецвопрос

  
17.06.17  
подпись, дата

К.Ю.Мосин

Нормоконтролер

  
21.06.17  
подпись, дата

А.А.Чабанова

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Бирюсинской ГЭС .....	5
Введение.....	7
1 Общая часть .....	8
1.1 Природные условия .....	8
1.2 Гидрологические данные .....	8
1.3 Инженерно – геологические данные.....	9
1.4 Характеристики пород.....	9
2 Водноэнергетические расчёты.....	9
2.1 Исходные данные.....	9
2.2 Кривые обеспеченности расходов.....	9
2.3 Выбор расчетного средневодного года.....	10
2.4 Выбор расчетного маловодного года.....	11
2.5 Построение годовых графиков нагрузок энергосистемы .....	12
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом ВХК .....	13
2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС .....	20
2.8 Определение рабочих мощностей и резервов существующих ГЭС.....	21
2.9 Планирование капитальных ремонтов.....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	24
3.1 Построение режимного поля .....	24
3.2 Выбор системы и типа гидротурбины .....	25
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса .....	29
3.4 Расчет металлической спиральной камеры с круглым сечением .....	30
3.5 Расчет отсасывающей трубы .....	34
3.6 Выбор серийного генератора.....	37
3.7 Выбор маслонапорной установки .....	37
3.8 Подбор кранов .....	38
3.9 Определение основных параметров машинного зала .....	38
4 Компонировка сооружения гидроузла .....	39
4.1 Компонировка гидроузла .....	39
4.2 Определение отметки гребня плотины .....	39
4.3 Гидравлические расчеты .....	42
4.4 Конструирование плотины.....	51
4.5 Назначение размеров основных элементов плотины.....	55
4.6 Статические расчеты .....	57
4.7 Оценка прочности плотины .....	60
5 Организация и производство гидротехнических работ .....	76
5.1 Этапы возведения сооружений.....	76
5.2 Расчет пропуска строительных расходов .....	77
5.3 Организация и технология работ по возведению перемычек .....	78
5.4 Организация и технология работ по водоотливу.....	79
5.5 Разработка котлована под водосливную плотину .....	80

5.6	Строительный генеральный план.....	81
5.7	Определение объемов работ .....	85
6	Охрана труда и противопожарная безопасность .....	86
6.1	Охрана труда.....	86
6.2	Противопожарная безопасность.....	87
6.3	Мероприятия по охране окружающей среды.....	88
7	Технико-экономические показатели .....	93
7.1	Оценка объемов продаж электроэнергии .....	93
7.2	Текущие расходы по проекту .....	94
7.3	Налоговые расходы.....	96
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации проекта.....	97
7.5	Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта .....	97
7.6	Коммерческая эффективность .....	98
7.7	Бюджетная эффективность .....	98
7.8	Анализ чувствительности.....	99
8	Технология намыва дамбы из шлама.....	102
8.1	Основные схемы намыва.....	102
8.2	Способы подачи пульпы для намыва отходов в хранилища .....	102
8.3	Намыв и укладка шлама в зимних условиях .....	111
8.4	Гидравлический расчёт пульповодов .....	111
	Заключение .....	114
	Список использованных источников .....	115
	Приложение А – В.....	117-121

## Сокращенный паспорт Бирюсинской ГЭС

Наименование гидроузла: Бирюсинский гидроузел на реке Бирюса,

Местонахождение ГЭС: Красноярский край,

Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 379 м<sup>3</sup>/с,

б) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью:

- 0,1% 2375 м<sup>3</sup>/с,
- 0,01% 2761 м<sup>3</sup>/с.

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока: годовой,

б) отметки: НПУ 250,00 м, УМО 216,00 м,

в) объемы: полный 8,6 км<sup>3</sup>, полезный 4,34 км<sup>3</sup>.

Напоры ГЭС:

а) максимальный 132 м,

б) расчетный 118 м,

в) минимальный 98 м.

Энергетические характеристики:

а) расчетная установленная мощность 622 МВт,

б) среднемноголетняя выработка энергии 3,38 млрд.кВт ·ч.

Плотины:

а) гравитационная водосливная, материал бетон,

б) правобережная гравитационная глухая, материал бетонная ,

в) левобережная гравитационная глухая, материал бетонная,

г) станционная русловая гравитационная, материал бетон,

д) максимальная высота 145м.

Водосбросные сооружения:

а) гашение энергии по типу свободно отброшенной струи с носка трамплина,

б) тип поверхностный водослив,

в) число и размер пролетов 3 отверстий шириной 9 м,

г) общая длина 27 м,

д) отметка водосливной плотины 238 м.

Здание ГЭС:

а) тип здания приплотинный, число агрегатов 5,

б) грунты в основании долерит,

в) тип спиральной камеры металлическая с круглым сечением,

г) расстояние между осями агрегатов 10,45 м.

Основное оборудование:

а) тип турбины PO 140–В–355, их диаметр 3,55 м,

б) тип генератора СВ–640/150 –26,

в) частота вращения 230,8 об/мин.

Технико-экономические показатели:

а) срок строительства 6 лет и 3 месяца,

б) себестоимость энергии 0,19 руб/кВт·ч,

в) срок окупаемости 79 месяц.



## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию ее параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке ее сбыта. Гидроэлектростанции являются сложными природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин. Возобновляемый источник – энергия рек, привлекает внимание при планировании прироста мощностей в энергосистемах путем строительства ГЭС.

В данной бакалаврской работе рассмотрен проект Бирюсинского гидроузла на реке Бирюса, которая располагается в Красноярском Крае.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование сооружений, выбор основного и вспомогательного оборудования, выбор механизмов для строительства плотины, разработка правил охраны окружающей среды, технико-экономическое обоснование эффективности проекта, разработка технологической карты и составление календарного графика.

## 1 Общая часть

### 1.1 Природные условия

Бирюсинский гидроузел расположена в Красноярском крае на реке Бирюса в 30 км выше по течению от ближайшего населенного пункта п. Чигашет. Рассматриваемая территория относится к резко континентальному климатическому поясу. Средняя годовая температура воздуха составляет -6,5°C, абсолютный минимум -52,8°C, абсолютный максимум +41°C.

### 1.2 Гидрологические данные

Длина реки Бирюса 1012 км. Площадь бассейна составляет 55,8 тыс.км<sup>2</sup>. В рассматриваемом створе средний уклон реки 1,8 м/км, глубина 9 м. Тип питания смешанный. Река не является судоходной. В районе строительства преобладает Юго-Восточное направление ветра. Расчетная скорость ветра 2% обеспеченности составляет – 20 м/с, 20% обеспеченности – 18 м/с. Координаты кривой объемов Бирюсинского водохранилища представлены в таблице 1.1. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла показан в таблице 1.2

Таблица 1.1 – Координаты кривой объемов Бирюсинского водохранилища

Z, м	V, км <sup>3</sup>
114,2	0
154	1
199	3
224	5
234	6
242	7
247	8
250	8,6
251	9

Таблица 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нб</sub> , м
0	114,2
671	117
1425	120
2209	123
3031	126
3890	129
4876	132
5903	135

### **1.3 Инженерно – геологические условия**

При выборе наиболее перспективного створа учитывали многочисленные факторы: площадь затопления, минимальная длина створа, а так же минимизация затрат при строительстве. Ширина створа, определяется по коэффициенту стройности согласно СНиП 2.06.06.85 «Плотины бетонные и железобетонные». Отношение длины створа по хорде на отметке ГП к высоте плотины равно 6,5. Створ является альтернативным, при котором возможно строительство бетонных плотин различных видов.

Геология выбранного створа характеризуется скальным основанием (долерит), а также гравийно-песчаными отложениями в русловой части. На рисунке,

### **1.4 Характеристики пород**

Долерит имеет высокие прочностные показатели. Плотность гранита составляет  $3300 \text{ кг/м}^3$ , Прочность на сжатие 400 Мпа. Долерит устойчив к низким температурам, влаге и загрязнению. Камень подвержен плавлению при температуре  $1250^\circ\text{C}$ , сцепление грунта (с) = 150кПа

## **2 Водно – энергетические расчеты**

### **2.1 Исходные данные:**

- Энергосистема: Сибирь;
- Резервы: нагрузочный резерв системы 2 %, аварийный резерв системы 8 %;
- Схема использования реки: одиночная ГЭС;
- Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,8;
- Коэффициент мощности: 8,9;
- НПУ гидроузла:  $Z = 250 \text{ м}$ ;
- Гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов р. Бирюса в створе Бирюсинской ГЭС за период с 1923 по 1972 гг,  $\text{м}^3/\text{с}$  представлен в приложении А, таблица А.1.

### **2.2 Кривые обеспеченности расходов**

Разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Начало половодья на р. Бирюса май (V); конец половодья сентябрь (IX).

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую

последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного, средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно. Результаты сведены в приложение А, таблица А.2. Эмпирические кривые обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены на рисунке 2.1.

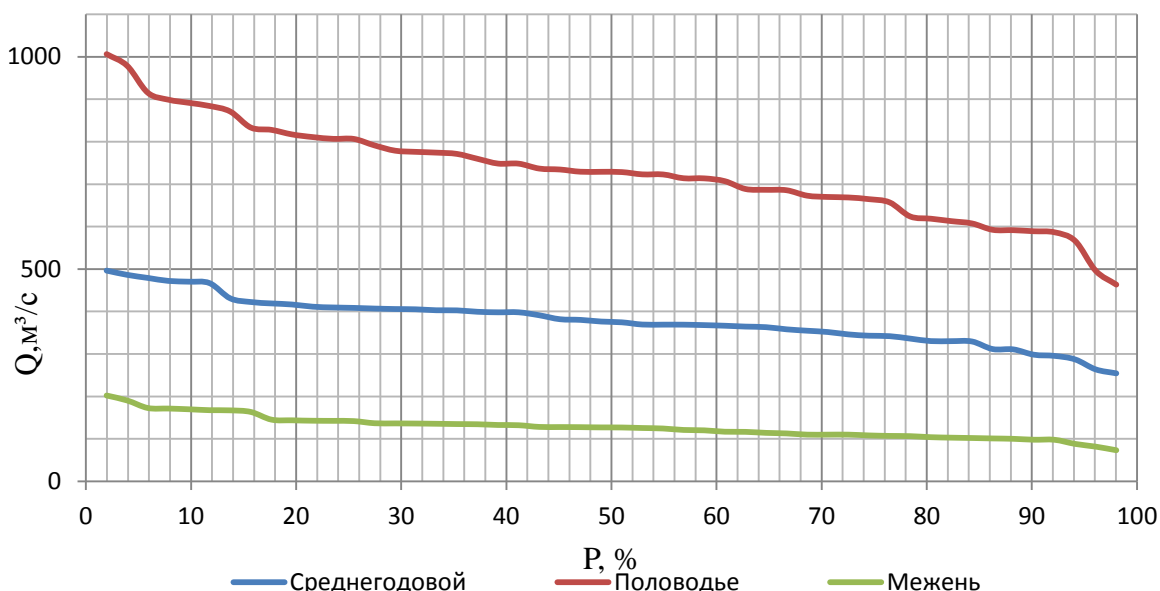


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

### 2.3 Выбор расчетного средневодного года ( $P = 50\%$ )

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности присутствует конкретный год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

Коэффициент приведения по половодью:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 1925}}{Q_{\Pi 1966}} = \frac{729}{707} = 1,03 \quad (2.2)$$

Коэффициент приведения по межени:

$$K_M = \frac{Q_{M1937}}{Q_{M1966}} = \frac{127}{142} = 0,89 \quad (2.3)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1966г.

#### 2.4 Выбор расчетного маловодного года (P = 90%)

Для заданной расчетной обеспеченности соответствует 1951 г.  
Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

Коэффициент приведения по половодью:

$$K_{II} = \frac{Q_{II1951}}{Q_{II1951}} = \frac{592}{592} = 1,0. \quad (2.4)$$

Коэффициент приведения по межени:

$$K_M = \frac{Q_{M1936}}{Q_{M1951}} = \frac{100}{110} = 0,91. \quad (2.5)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1951г.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения (таблица 2.2; 2.3)

Таблица 2.2 – Расчетный гидрограф средневодного года (P=50%) с корректировкой

1966	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	Q <sub>ср</sub>
Q <sub>исх</sub>	629	1177	771	517	425	305	104	83	82	73	69	282	376,42
Q <sub>прив.50%, м<sup>3</sup>/с</sub>	648	1212	794	533	438	273	93	74	73	65	62	252	376,42
Q <sub>кор., м<sup>3</sup>/с</sub>	720	1070	752	533	438	300	120	110	100	90	85	200	376,42

Таблица 2.3 – Расчетный гидрограф маловодного года (P=90%)

1951	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
Q, м <sup>3</sup> /с	692	921	521	477	349	261	90	85	83	77	72	103

Гидрографы маловодного и средневодного лет представлены на рисунке 2.2.

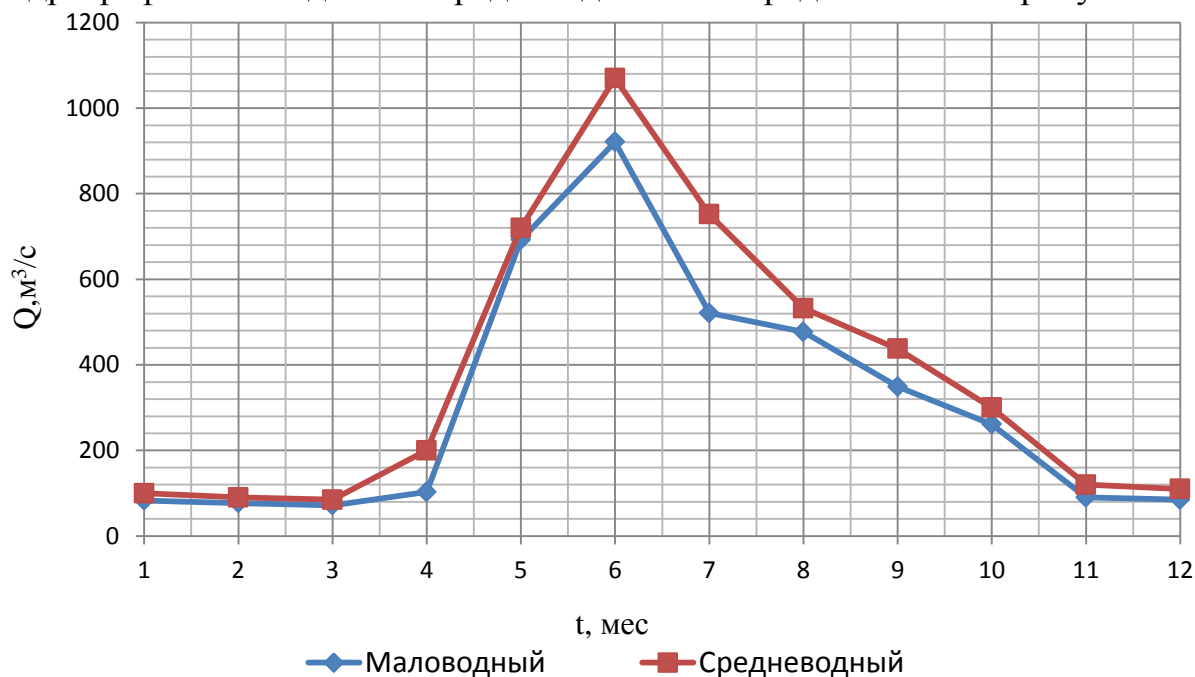


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.5 Построение годовых графиков нагрузок энергосистемы

Принимаем, что энергосистема неразвивающаяся со статическим максимумом нагрузки. Выполним расчеты для построения годовых графиков нагрузки  $P_t^{\max}$ ,  $P_t^{\text{cp}}$  по следующим формулам:

$$P_t^{\max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|). \quad (2.6)$$

где  $t$  порядковый номер месяца в году;

$$a = \frac{P_{\text{зим}}^{\max} + P_{\text{лет}}^{\max}}{2} \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_{\text{зим}}^{\max} - P_{\text{лет}}^{\max}}{2} \quad (2.8)$$

Расчеты сведены в таблицу 2.4

Таблица 2.4 – Расчетные значения для построения годовых графиков нагрузки

t	a	B	$P_t^{\max}$	a	B	$P_t^{\text{cp}}$
1	7368	1250	8575	6939	1145	8045
2	7368	1250	8252	6939	1145	7749
3	7368	1250	7692	6939	1145	7235
4	7368	1250	7045	6939	1145	6643
5	7368	1250	6484	6939	1145	6129

Продолжение таблицы 2.4

t	a	B	$P_t^{\max}$	a	B	$P_t^{\text{cp}}$
6	7368	1250	6161	6939	1145	5833
7	7368	1250	6161	6939	1145	5833
8	7368	1250	6484	6939	1145	6129
9	7368	1250	7044	6939	1145	6643
10	7368	1250	7691	6939	1145	7235
11	7368	1250	8252	6939	1145	7749
12	7368	1250	8575	6939	1145	8045

Годовые графики нагрузки  $P_t^{\max}$ ,  $P_t^{\text{cp}}$  представлены на рисунке 2.3

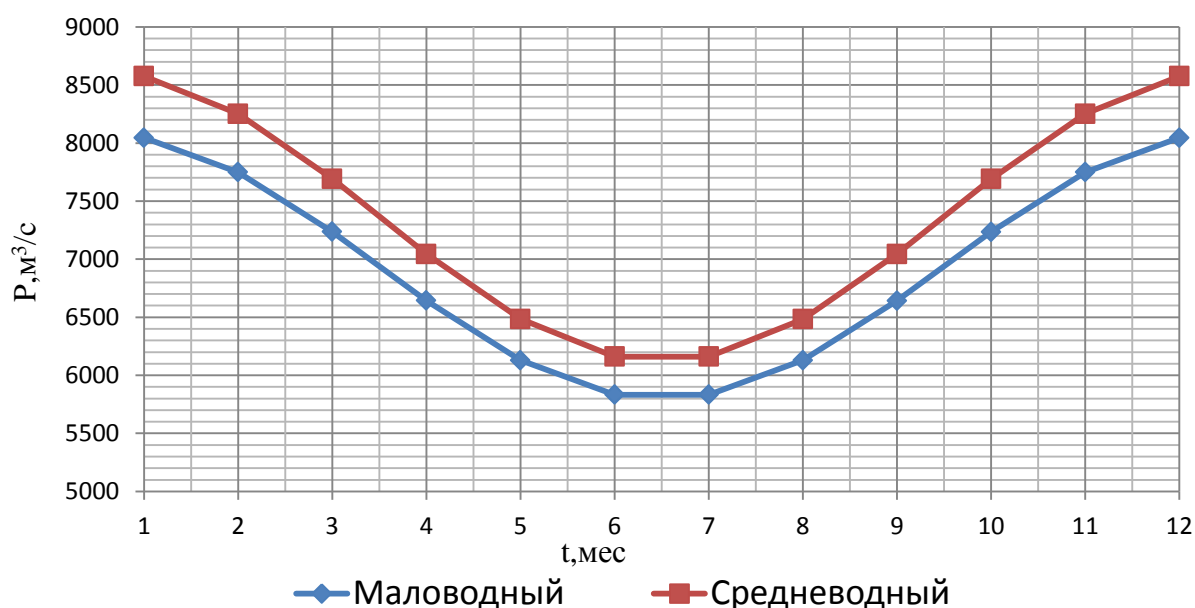


Рисунок 2.3 – Годовые графики нагрузки  $P_t^{\max}$ ,  $P_t^{\text{cp}}$

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1951гг.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_t^{\text{быт}} = k_N \cdot Q_{\text{тпол}}^{90\%} \cdot H_t^{\text{ГЭС}} \quad (2.9)$$

где  $k_N = 8,9$  – коэффициент мощности;  
 $Q_{\text{тпол}}^{90\%}$  – полезный расход расчетного маловодного года;  
 $H_t^{\text{ГЭС}}$  – напор на станции.

Полезный расход расчетного маловодного года определяем:

$$Q_{\text{тпол}}^{90\%} = Q_{\text{тб}}^{90\%} - Q_{\text{тпот}}^{90\%} \quad (2.10)$$

где  $Q_{\text{тб}}^{90\%}$  – бытовой расход расчетного маловодного года;  
 $Q_{\text{тпот}}^{90\%}$  – потери расхода на льдообразование, испарения и фильтрацию.

Напор на станции определяем по формуле:

$$H_t^{\text{ГЭС}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} - \Delta h. \quad (2.11)$$

где  $\nabla \text{НПУ} = 250,00$  (м) – отметка нормального подпорного уровня (из условия);

$\nabla \text{НБ}$  – отметка нижнего бьефа, соответствующая по кривой связи  $Q_t^{90\%}$ ;

$\Delta h = 1$  (м) – потери напора в подводящих сооружениях (из условия).

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК рассчитываем по формуле:

$$N_t^{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_t^{\text{ВХК}} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}. \quad (2.12)$$

где  $k_N = 8,9$  – коэффициент мощности;

$Q_t^{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованию участников ВХК;

$H_t^{\text{ГЭС}}$  – напор на станции.

Расчет режимов работы сведен в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – Режим работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	$Q_{\text{быт}}$	$Q_{\text{исп}}$	$Q_{\text{фил}}$	$Q_{\text{потери}}$	$Z_{\text{вб}}$	$Z_{\text{нб}}$	H	$N_{\text{быт}}$	$Q_{\text{ВХК}}$	$N_{\text{ВХК}}$
1	78	0	2	2	250	118	130	93	131	155
2	73	0	2	2	250	118	130	88	131	155
3	69	0	2	2	250	118	130	83	131	155
4	108	0	2	2	250	121	128	129	262	304
5	718	0	2	2	250	121	128	775	262	304
6	918	0,68	2	2,68	250	121	128	966	262	304
7	518	1,35	2	3,15	250	121	128	576	262	304
8	474	0,68	2	2,68	250	121	128	531	262	304
9	346	0,68	2	2,68	250	121	128	396	262	304
10	258	0,68	2	2,68	250	121	128	300	262	304
11	87	0	2	2	250	118	130	104	131	155
12	80	0	2	2	250	118	130	97	131	155
$\Sigma$	–	–	–	–	–	–	–	4138	–	2903

По данным таблицы 2.7 строим годовой график среднемесячных мощностей. Необходимо распределить получившуюся мощность таким образом, чтобы в каждый месяц мощность была бы не меньше мощности ВХК. (плакат «Выбор установленной мощности»).



## Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено  $\nabla_{НПУ} = 250,00$  (м).

Полезный расход есть полный бытовой расход за вычетом потерь из водохранилища:

$$Q_t^{\text{пол}} = Q_t^{\text{быт}} - Q_t^{\phi} - Q_t^{\text{и}}, \quad (2.13)$$

где  $Q_t^{\text{быт}}$  – бытовой расход;  
 $Q_t^{\phi}, Q_t^{\text{и}}$ , – потери на фильтрацию, испарение.

Расчет через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_t^{\text{ГЭС}} = Q_t^{\text{пол}} - Q_t^{\text{ВДХ}}, \quad (2.14)$$

где  $Q_t^{\text{пол}}$  – полезный расход;  
 $Q_t^{\text{ВДХ}}$  – расход воды из водохранилища.

Величиной  $Q_t^{\text{ВДХ}}$  варьируем для достижения нужной мощности. Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_t^{\text{НБ}} = Q_t^{\text{ГЭС}} + Q_t^{\phi}, \quad (2.15)$$

где  $Q_t^{\text{ГЭС}}$  – расход через турбины ГЭС.

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объема водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V_t = Q_t^{\text{ВДХ}} \cdot t, \quad (2.16)$$

где  $Q_t^{\text{ВДХ}}$  – расход воды из водохранилища;  
 $t$  – число секунд в месяце.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объема воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 2.4):

$$y(x)y = -0,00004x^6 + 0,00412x^5 - 0,11927x^4 + 1,50836x^3 - 10,37091x^2 + 48,62654x + 114,20882 \quad (2.17)$$

где  $x$  – известный объем воды водохранилища на конец месяца.

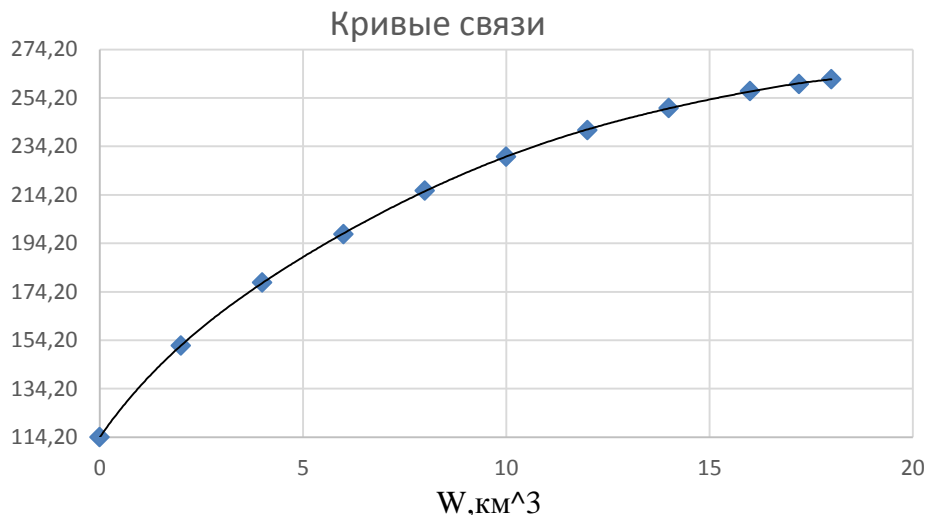


Рисунок 2.4 – Кривая связи в ВБ

Отметка уровня воды в НБ на конец летнего месяца определяется исходя из известного объема воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 2.5)

$$y(x) = 0,00000x^6 - 0,00000x^5 + 0,00000x^4 - 0,00000x^3 + 0,00000x^2 + 0,00415x + 114,20063 \quad (2.18)$$

где  $x$  – известный объем воды водохранилища на конец летнего месяца.

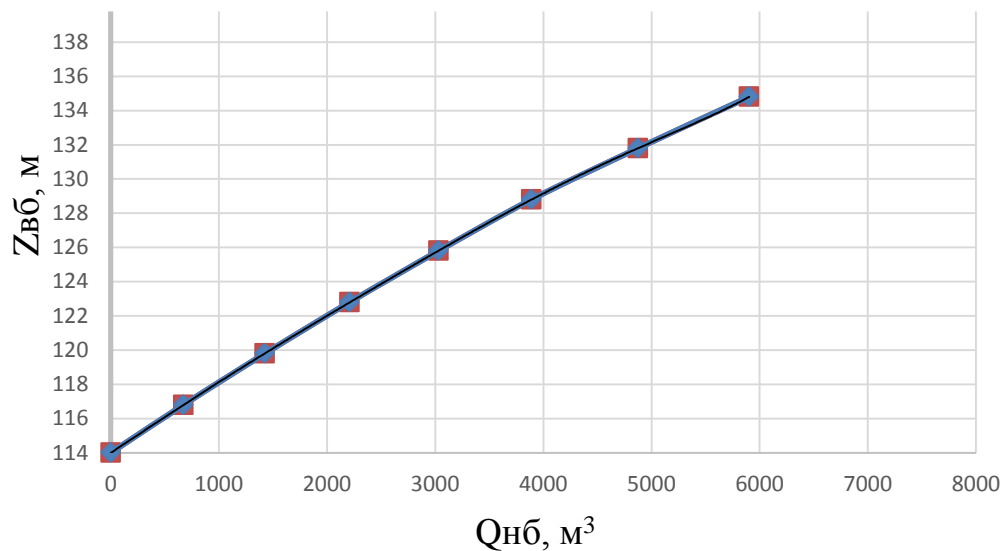


Рисунок 2.5 – Кривая связи в НБ

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H_t = z_t^{ВБ} - z_t^{НБ} - \Delta h, \quad (2.19)$$

где  $z_t^{ВБ}$  – среднее значение отметки ВБ;  
 $z_t^{НБ}$  – отметка НБ;

Мощность станции определяем по формуле:

$$N_t = k_N \cdot Q_t^{ГЭС} \cdot H_t, \quad (2.20)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности из исходных данных;

Водно – энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году сведены в таблицу 2.6

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Сработку выполняем несколькими способами и выбираем тот метод, где среднемноголетняя выработка больше. Результаты расчётов сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.6 – Сработка и наполнение водохранилища в маловодном (90% обеспеченности) году

Месяц	Расход, м <sup>3</sup> /с								Объем, км <sup>3</sup>			Уровень, м				Н <sub>ГЭС</sub> , м	N <sub>расч</sub> , МВт	N <sub>гар</sub>
	Q <sub>быт</sub>	Потери		Q <sub>пот</sub>	Q <sub>в</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	верхнего бьефа			Z <sub>НБ</sub>			
		Q <sub>ф</sub>	Q <sub>исп</sub>									Z <sub>ВБнач</sub>	Z <sub>ВБко</sub> <sub>н</sub>	Z <sub>ВБ</sub>				
10	248	2	0,68	2,68	2	260	262	262	5,36	0,01	5,35	260,00	258,95	259,48	118,46	140,56	332	по ВХК
11	87	2	0	2	128	215	217	131	5,35	0,33	5,02	258,95	254,65	256,80	117,79	138,56	271	271
12	80	2	0	2	419	499	501	131	5,02	1,09	3,94	254,65	235,71	245,18	122,02	122,70	557	557
1	78	2	0	2	559	637	639	131	3,94	1,45	2,49	235,71	205,71	220,71	124,07	96,19	557	557
2	69	2	0	2	350	419	421	131	2,49	0,91	1,58	205,71	179,05	192,38	120,83	71,10	271	271
3	62	2	0	2	67	129	131	131	1,58	0,17	1,41	179,05	173,32	176,19	116,51	59,23	69	по ВХК
4	108	2	0	2	152	260	262	262	1,41	0,39	1,01	173,32	159,62	166,47	118,46	47,56	112	по ВХК
5	718	2	0,68	2,68	-458	260	262	262	1,01	-1,19	2,20	159,62	197,93	178,78	118,46	59,86	141	по ВХК
6	918	2	1,35	3,15	-658	260	262	262	2,20	-1,71	3,91	197,93	235,17	216,55	118,46	97,64	231	по ВХК
7	518	2	0,68	2,68	-258	260	262	262	3,91	-0,67	4,58	235,17	247,02	241,09	118,46	122,18	289	по ВХК
8	474	2	0,68	2,68	-214	260	262	262	4,58	-0,55	5,13	247,02	256,24	251,63	118,46	132,72	314	по ВХК
9	346	2	0,68	2,68	-86	260	262	262	5,13	-0,22	5,35	256,24	258,93	257,59	118,46	138,67	328	по ВХК

Таблица 2.7 – Сработка и наполнение водохранилища в маловодном (90% обеспеченности) году

Месяц	Расход, м <sup>3</sup> /с								Объем, км <sup>3</sup>			Уровень, м				Н <sub>ГЭС</sub> , м	N <sub>расч</sub> , МВт	N <sub>гар</sub>	
	Q <sub>быт</sub>	Потери		Q <sub>пот</sub>	Q <sub>В</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	верхнего бьефа			Z <sub>НБ</sub>				
		Q <sub>ф</sub>	Q <sub>исп</sub>									Z <sub>ВБ</sub> <sup>нач</sup>	Z <sub>ВБ</sub> <sup>кон</sup>	Z <sub>ВБ</sub>					
10	258	2	0,68	2,68	11	269	271	262	8,60	0,03	8,57	250,00	249,99	249,99	118,60	130,03	318	по ВХК	
11	87	2	0	2	189	276	278	131	8,57	0,49	8,08	249,99	248,22	249,10	122,66	125,08	314	314	
12	80	2	0	2	482	562	564	131	8,08	1,25	6,83	248,22	240,81	244,52	123,66	119,50	610	610	
1	78	2	0	2	522	600	602	131	6,83	1,35	5,48	240,81	229,15	234,98	121,66	111,96	610	610	
2	73	2	0	2	258	332	334	131	5,48	0,67	4,81	229,15	222,29	225,75	120,08	104,28	314	314	
3	69	2	0	2	60	129	131	131	4,81	0,16	4,65	222,29	220,59	221,44	118,20	101,28	120	по ВХК	
4	108	2	0	2	152	260	262	262	4,65	0,39	4,26	220,59	216,07	218,33	118,47	98,51	233	по ВХК	
5	718	2	0,68	2,68	-458	260	262	262	4,26	-	1,19	5,45	216,07	228,84	222,46	118,46	102,64	242	по ВХК
6	918	2	1,35	3,15	-658	260	262	262	5,45	-	1,71	7,15	228,84	243,08	235,96	118,47	116,13	275	по ВХК
7	518	2	0,68	2,68	-258	260	262	262	7,15	-	0,67	7,82	243,08	247,07	245,05	118,46	125,23	296	по ВХК
8	474	2	0,68	2,68	-214	260	262	262	7,82	-	0,55	8,38	247,07	249,37	248,19	118,47	128,36	304	по ВХК
9	346	2	0,68	2,68	-86	260	262	262	8,38	-	0,22	8,60	249,37	250,00	249,68	118,47	129,86	307	по ВХК

Для наглядности представим сработки-наполнения водохранилищ маловодного (90% обеспеченности) и средневодного (50% обеспеченности) лет на одном графике (рисунок 2.6).

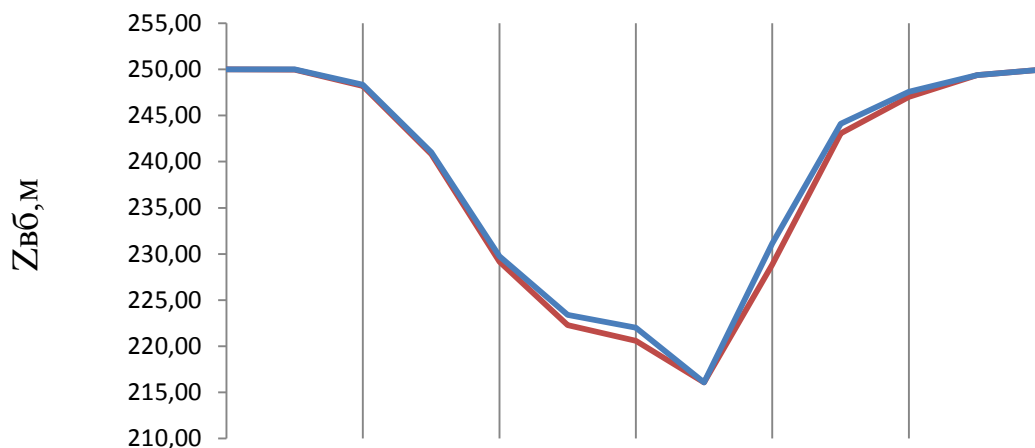


Рисунок 2.6 – Сработки и наполнения водохранилищ маловодного (90% обеспеченности) и средневодного (50% обеспеченности) лет.

## 2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

Исходя из известной гарантированной мощности проектируемой станции, используя интегральную кривую суточного зимнего графика нагрузки энергосистемы, требуется определить установленную мощность проектируемой станции. Установленная мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию, катет параллельный оси мощностей – вытесняющая рабочая мощность проектируемой станции. При построении данного прямоугольного треугольника известна величина только одного катета (гарантированная мощность в пересчёте на энергию), величину второго катета требуется определить. То же выполняем и на интегральной кривой суточного летнего графика нагрузки энергосистемы (рисунок 2.4,2.5).

Из рисунка 2.4 вытесняющая рабочая мощность  $N_{\text{выт.раб.}} = 610(\text{МВт})$ .

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов.

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} \approx 622(\text{МВт}), \quad (2.21)$$

где  $N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}}$  – определяется из суточной интегральной кривой нагрузки по зиме;

$N_{\text{рез}}^{\text{нагр}}$  – нагрузочный резерв, равный – 1,5 (%) от  $N_{\text{выт.раб.}}$ ;

## 2.8 Определение рабочих мощностей и резервов существующих ГЭС и тепловых станций

Нагрузочный резерв составляет 1,5% рабочей мощности, аварийный—7%.  
Определяем нагрузочный и аварийный резерв существующих ГЭС (таблица 2.8) и их рабочую мощность за каждый месяц:

$$N_{рез}^{нагр} = 0,015 \cdot N_{раб}^{сущ.ГЭС}, \quad (2.22)$$

$$N_{рез}^{ав} = 0,07 \cdot N_{раб}^{сущ.ГЭС}. \quad (2.23)$$

Рабочую мощность ТЭС определяем из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{раб}^{ТЭС} = P^{max} - N_{раб}^{сущ.ГЭС} - N_{раб}^{пр.ГЭС} \quad (2.24)$$

где  $P^{max}$  – месячный максимум нагрузки;  
 $N_{раб}^{сущ.ГЭС}$  – рабочая мощность существующих станций;  
 $N_{раб}^{пр.ГЭС}$  – рабочая мощность проектируемой станции.

Установленная мощность тепловых электростанций будет определяться суммой рабочей мощности и резервов:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{рез}^{нагр} + N_{рез}^{ав} \quad (2.25)$$

где  $N_{раб}^{ТЭС}$  – рабочая мощность ТЭС;  
 $N_{рез}^{нагр} = 0,015 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$  – нагрузочный резерв тепловых станций;  
 $N_{рез}^{ав} = 0,07 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$  – аварийный резерв тепловых станций.

Данные полученные в ходе расчётов сводим в таблицу 2.11.

## 2.9 Планирование капитальных ремонтов

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6}, \quad (2.26)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{2310}{6} = 358 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right).$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \quad (2.27)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{622}{4} = 156 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right).$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \cdot \text{мес} \quad (2.28)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 = \frac{6205}{4} + \frac{6205}{2} \cdot 1 = 2327 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right)$$

Так как свободной мощности больше, чем необходимо для проведения ремонтов установка дополнительной ремонтной мощности не требуется. Баланс мощности энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P, МВт	P <sub>ав</sub> , МВт	P <sub>нр</sub> , МВт	N <sub>раб</sub>	N <sub>нр</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нр</sub>	N <sub>рем.</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>нр</sub>	N <sub>рем.</sub>
1	8575	686	172	2310	185	610	49	–	451	113	–
2	8252	660	165	2310	185	314	25	–	450	113	–
3	7692	615	154	2310	185	157	13	–	418	104	–
4	7045	564	141	1890	151	198	16	–	397	99	218
5	6484	519	130	1890	151	205	16	–	351	88	348
6	6161	493	123	1890	151	275	22	–	320	80	617
7	6161	493	123	1890	151	205	16	–	325	81	617
8	6484	519	130	1890	151	218	17	–	350	88	348
9	7044	564	141	1890	151	188	15	17	397	99	218



Продолжение таблицы 2.8

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	$P, \text{МВт}$	$P_{ав}, \text{МВт}$	$P_{нр}, \text{МВт}$	$N_{раб}$	$N_{нр}$	$N_{раб}$	$N_{нр}$	$N_{рем.}$	$N_{ав}$	$N_{нр}$	$N_{рем.}$
10	7691	615	154	1890	151	181	14	17	450	112	–
11	8252	660	165	2310	185	314	25	–	450	113	–
12	8575	686	172	2310	185	610	49	–	450	113	–

График баланса мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.7

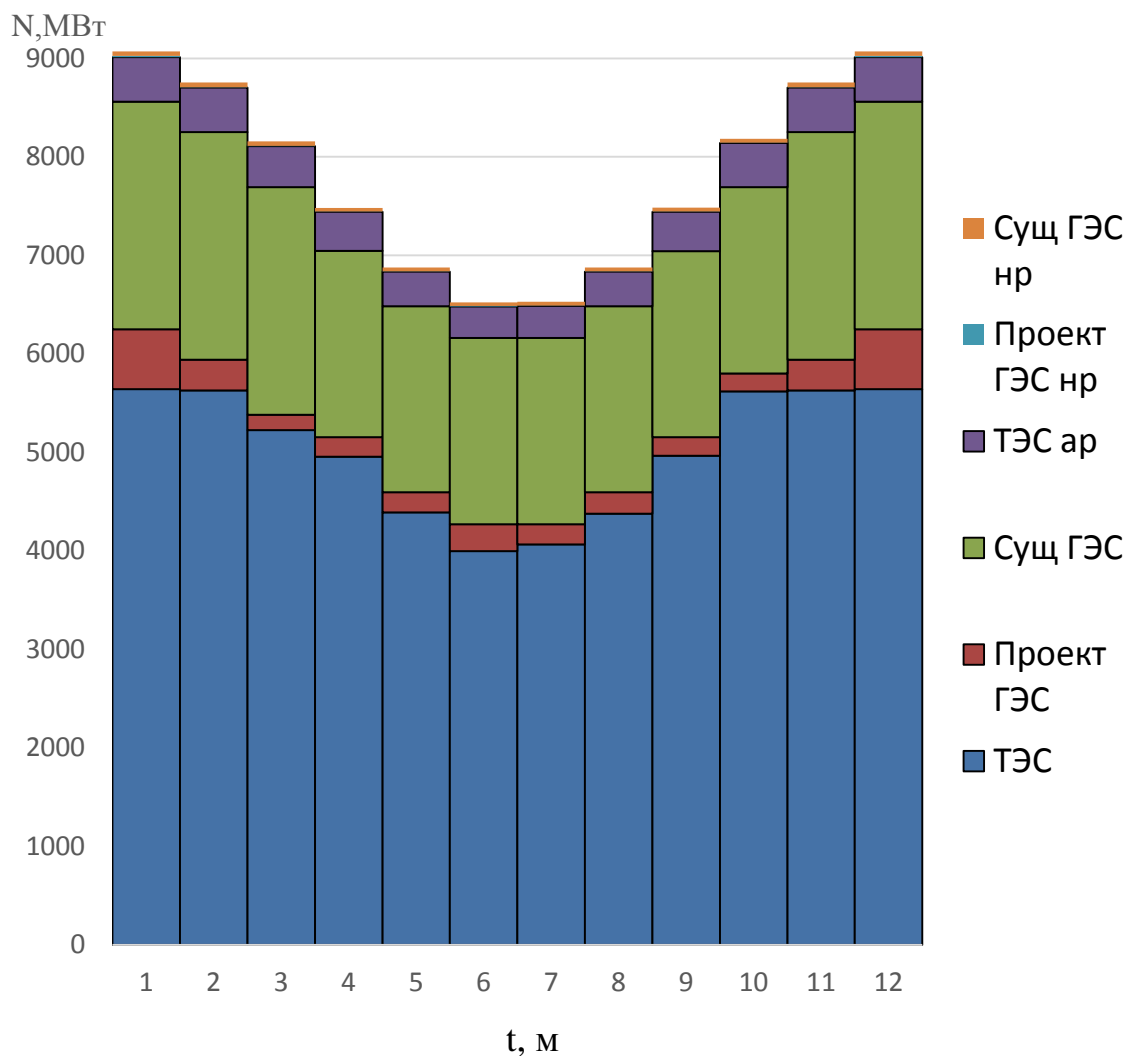


Рисунок 2.7 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля.

Режимное поле – это пространство, ограниченное линиями  $H(Z_{нпу}, Q_{гэс})$  и  $H(Z_{умо}, Q_{гэс})$ . Слева наносится ограничение по минимальному расходу, справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

На построенном режимном поле определяются минимальный и максимальный напоры, которые обуславливают типы и модификации турбин, пригодные для установки на проектируемой ГЭС. Результаты расчета занесены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$	$Z_{нб}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{звб1}(p)$	$H$	$Q$	$H$	$Q$
м	м <sup>3</sup> /с	М	м	м	м	м <sup>3</sup> /с	м	м <sup>3</sup> /с
0	114,2	135	101	121	132	564	118	631
671	117,0	132	98	118	130	573	115	623
1425	120,0	129	95	115	128	582	112	615
2209	123,0	126	92	112	126	591	109	607
3031	126,0	123	89	109	124	601	106	598
3890	129,0	120	86	106	122	610	103	590
4876	132,0	117	83	103	120	621	100	581
5903	135,0	114	80	100	118	631	98	576

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

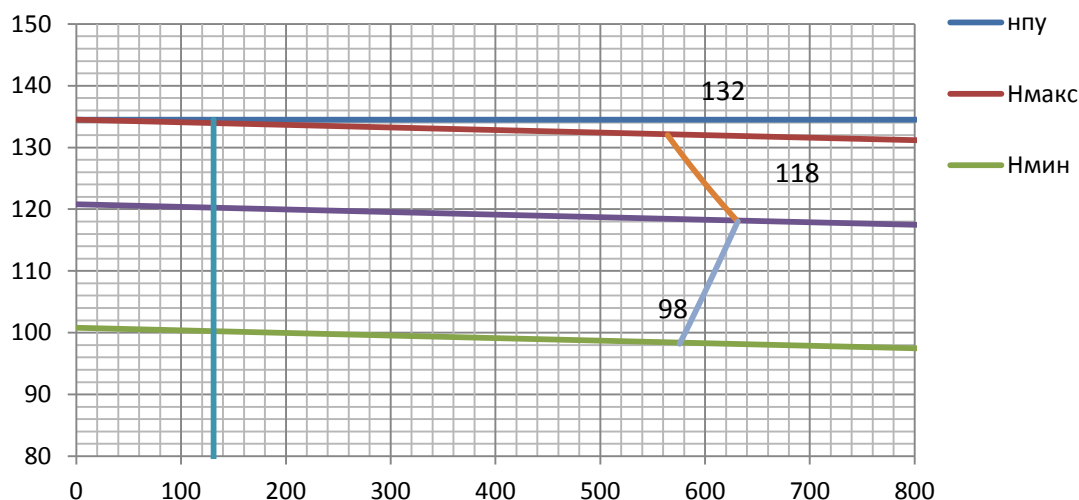


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой станции

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{\max} = 132$  (м);
- расчётный напор  $H_p = 118$  (м) ;
- минимальный напор  $H_{\min} = 98$  (м).

### 3.2 Выбор системы и типа гидротурбины

Гидротурбины выбираем исходя из вышеперечисленных положений и величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к максимальному напору турбины:  $H_{\min}/H_{\text{пред}} = 98/132 = 0,74$ , [3]. При этом если это отношение меньше отношения выбранной турбины, значит, данный тип турбины не подходит.

Диапазону напоров соответствует РО140–В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина РО140 – В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	140
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{\text{opt}}$ , мин <sup>-1</sup>	73
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{\text{opt}}$ , л/с	840
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{морт}}$	0.927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{\text{1max}}$ , л/с	980

Продолжение таблицы 3.2

Параметр		Турбина РО140 – В
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1max}$	0.15
Приведенный диаметр РК	$D'_{1M}$ , м	0,515
Напор модельной турбины	$H_M$ , м	4
Температура	$t_M$ , С	16

Из ряда стандартных значений диаметра рабочего колеса  $D_1$  предварительно выбираем:  $D_1 = 2,8; 3; 3,35; 3,55; 4,25; 4,5; 5; 5,6$  (м).

На главных универсальных характеристиках турбин наносим расчетные точки, предварительно проведя линию  $n'_{1opt}$  через 1 оптимум КПД для РО140 – В.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров.

Расчет для РО140 – В,  $D_1 = 3,55$  м

КПД натурной турбины, определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.1)$$

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

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

$v_H, v_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

Средняя температура реки Кура –  $t_H = 16$  (°С), по справочным данным  $v_H = 1,114 \cdot 10^6 \left(\frac{m^2}{c}\right)$  (таблица 3.3)

Таблица 3.3 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

$t, ^\circ C$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, m^2/c$	1.79	1.51	1.30	1.14	1.01	0.90	0.81	0.74

Мощность одного агрегата:

Мощность агрегата в расчетной точке определяется по формуле:

$$N_a^* = 9,81 \cdot Q_{Ip}^* \cdot D_1^2 \cdot H_p^{3/2} \cdot \eta_T \cdot \eta_G; \quad (3.2)$$

где  $Q_{Ip}^*$  – приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_G$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G=0,97$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}^{ГЭС}}{N_a} = \frac{622000}{144384} = 4,31 \text{ шт}; \quad (3.3)$$

где  $N_{уст}^{ГЭС}$  – 622 МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляем до большего целого значения  $\Rightarrow Z_a = 5$  шт;

Уточняем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}^{ГЭС}}{Z_a} = \frac{622000}{5} = 124400 \text{ кВт}. \quad (3.4)$$

Для перехода от модельной турбины к натурной определим поправку на приведенную частоту вращения:

$$\Delta_p = \frac{\eta_H}{\eta_{p.T}} = \frac{0,958}{0,927} = 1,034. \quad (3.5)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{рас}}}{D_1} = \frac{73 \cdot \sqrt{1,034 \cdot 118}}{3,55} = 227,1 \text{ об/мин}; \quad (3.6)$$

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

Для полученной частоты вращения принимаем ближайшее стандартное значение синхронной частоты вращения  $\Rightarrow n_{синх} = 230,8$  об/мин;

Далее находим приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам  $H_p$ ,  $H_{min}$ ,  $H_{max}$ :

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta_p}} = \frac{230,8 \cdot 3,55}{\sqrt{98 \cdot 1,034}} = 81,4 \text{ об/мин}; \quad (3.7)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta_p}} = \frac{230,8 \cdot 3,55}{\sqrt{118 \cdot 1,034}} = 74,2 \text{ об/мин}; \quad (3.8)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta_p}} = \frac{230,8 \cdot 3,55}{\sqrt{132 \cdot 1,034}} = 70,1 \text{ об/мин}. \quad (3.9)$$

Определим окончательное положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике, на линии  $n_p$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_1$  чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} = \frac{124400}{9,81 \cdot 3,55^2 \cdot 118 \cdot \sqrt{118} \cdot 0,97} = 0,809, \quad (3.10)$$

где  $Q'_1 = 875 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $\eta_T = 0,925$ .

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n_{\min}$  соответствующей напору  $H_{\max}$ , аналогичным образом подставив в уравнение вместо  $H_p$  максимальный напор:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max} \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \eta_T} = \frac{124400}{9,81 \cdot 3,55^2 \cdot 132 \cdot \sqrt{132} \cdot 0,97} = 0,684, \quad (3.11)$$

где  $Q'_1 = 744 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $\eta_T = 0,92$

Линия ограничения по турбине соответствует открытию НА. Аналогичным образом по формулам (3.1-3.11) выполняем расчет для РО140 – В ( $D_1 = 2,8-5,6\text{м}$ ) Результаты сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО140– В

D1	2,8	3	3,35	3,55	4,25	4,5	5	5,6
$\eta_H$	0,9579	0,9581	0,9583	0,958	0,9589	0,9590	0,9592	0,9595
N*	89768	10306	12855	14438	20702			
z*	6,9	8	5	4	7	232131	286653	359672
z	8	6,0	4,8	4,3	3,0	2,7	2,2	1,7
N	77750	6	6	5	4	3	3	2
$\Delta l$	1,033	10366	10366	12440	15550			
nc1'	1,033	7	7	0	0	155500	155500	207333
nc1	287,9	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,035	1,035
n'min	287,9	268,7	240,7	227,1	189,8	179,2	161,3	144,1
n'p	300	272,6	250	230,8	200	187,5	166,7	150
n'max	71,9	70,0	71,7	70,1	72,7	72,2	71,3	71,9
$Q'^* \eta$	76,1	74,1	75,8	74,2	76,9	76,4	75,4	76,0
$Q'^* \eta$	83,5	81,3	83,2	81,4	84,4	83,8	82,8	83,4
$Q'^* \eta$	0,813	0,944	0,757	0,809	0,706	0,630	0,510	0,542
$Q'^* \eta$	0,687	0,798	0,640	0,684	0,597	0,532	0,431	0,458

На основе таблицы 3.4 строим ГУХ для выбранных диаметров (Приложение Б рисунок, Б.1).

При сравнение вариантов турбин учитывался диаметр рабочего колеса, определяющий размеры турбины и её блока, частота вращения, расположение рабочей зоны на ГУХ. По результатам анализа выбираем оптимальный вариант. Наиболее подходящая турбина  $D_1 = 3,55$  (м) для которой рассчитываем высоту отсасывания.

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_s \quad (3.12)$$

где  $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{H.B.}$ , соответствующей расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

По режимному полю (приложение А) определяем приведенный расход для  $H_{max}$ ,  $H_{min}$ ,  $H_p$ . Используя обратные формулы для выражения приведенной величины, находим  $Q$ .

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot m}, \quad (3.13)$$

$$Q'_{1min} = 860 \text{ л/с},$$

$$Q_{min} = 860 \cdot 3,55^2 \cdot \sqrt{98 \cdot 1,034} = 109,1 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Отметка при получившемся расходе  $\nabla = 114,65$  м

$$Q'_{1p} = 880 \text{ л/с}$$

$$Q_p = 880 \cdot 3,55^2 \cdot \sqrt{118 \cdot 1,034} = 122,5 \text{ м}^3/\text{с}$$

Отметка при получившемся расходе  $\nabla = 114,71$  м

$$Q'_{1max} = 750 \text{ л/с}$$

$$Q_{max} = 750 \cdot 3,55^2 \cdot \sqrt{132 \cdot 1,034} = 110,42 \text{ м}^3/\text{с}$$

Отметка при получившемся расходе  $\nabla = 114,66$  м

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - k_\sigma + \Delta Z_{\text{Х.Пл.}}, \quad (3.14)$$

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

$k_\sigma$  – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной ( $k_\sigma = 1,5$ );

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$

$\Delta Z_{\text{Х.Пл}}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для РО турбин  $\Delta Z_{\text{Х.Пл}} = \frac{B_0}{2}$ .

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

$$B_0 = \frac{B_{0\text{м}} \cdot D_{1\text{н}}}{D_{1\text{м}}} = \frac{0,128 \cdot 3,55}{0,515} = 0,88 \quad (3.15)$$

где  $B_{0\text{м}}$  – высота направляющего аппарата модельной турбины ( $B_{0\text{м}} = 0,128$  м);

$D_{1\text{м}}$  – диаметр рабочего колеса модельной турбины ( $D_{1\text{м}} = 0,515$  м);

$D_{1\text{н}}$  – диаметр рабочего колеса натурной турбины ( $D_{1\text{н}} = 3,55$  м).

$$\Delta Z_{\text{Х.Пл}} = \frac{B_0}{2} = \frac{0,886}{2} = 0,443 \text{ м.} \quad (3.16)$$

$$H_{s \text{ min}} = 10,33 - \frac{114,65}{900} - 0,124 \cdot 98 - 1,5 + 0,443 = -3,82 \text{ м;}$$

$$H_{s \text{ p}} = 10,33 - \frac{114,71}{900} - 0,13 \cdot 118 - 1,5 + 0,443 = -6,22 \text{ м;}$$

$$H_{s \text{ max}} = 10,33 - \frac{114,66}{900} - 0,098 \cdot 132 - 1,5 + 0,443 = -3,04 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К. min}} = 114,65 + (-3,82) = 110,83 \text{ м;}$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К. p}} = 114,71 + (-6,22) = 108,49 \text{ м;}$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К. max}} = 114,66 + (-3,04) = 111,60 \text{ м.}$$

Отметка заглубления РК для турбины РО 140–В  $\nabla Z_{\text{Р.К.}} = 108,49$  м

#### 3.4 Расчет металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата



Для принятого  $D_1$  выбираем размеры статора по приложению Б рисунок Б.2.

$$D_a = 5,55 \text{ м}; D_b = 4,8 \text{ м}; D_4 = 5,9 \text{ м}; R = 0,35 \text{ м}; h_1 = 0,35 \text{ м}.$$

$$Q_p = \frac{N}{9.81 \cdot H_p} = \frac{124400}{9.81 \cdot 118} = 107,5 \text{ (м}^3/\text{с)} \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 0,89 + 0,02 = 0,91 \text{ м} \quad (3.18)$$

где  $b_0$  – высота направляющего аппарата

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 0,91 + 2 \cdot 0,35 = 1,61 \text{ м} \quad (3.19)$$

Определяем скорость по рисунку

$$V_{cp} = 8,9 \text{ м/с}$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 170,5 \cdot \frac{351}{360} = 104,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.20)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{V_{cp}} = \frac{104,8}{8,9} = 11,78 \text{ м}^2 \quad (3.21)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{11,78}{3,14}} = 1,94 \text{ м} \quad (3.22)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = \frac{D_4}{2} + \sqrt{r_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \frac{5,9}{2} + \sqrt{1,94^2 - \left(\frac{1,61}{2}\right)^2} = 4,715 \text{ м} \quad (3.23)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = a + r = 4,715 + 1,94 = 6,655 \text{ м} \quad (3.24)$$

Значение 1/c:

$$\frac{1}{c} = \frac{a - \sqrt{a^2 - p^2}}{\varphi} = \frac{4,715 - \sqrt{4,715^2 - 1,94^2}}{360} = 0,407 \quad (3.25)$$

Последовательно задаваясь рядом углов, рассчитываются все сечения спиральной камеры. Расчет неэллиптических сечений приведен в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Расчет неэллиптических сечений

№	$\varphi$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot \frac{D_4 \cdot \varphi}{2 \cdot c}$	$[3] - \left(\frac{b_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{4}$	x	x <sup>2</sup>	P <sup>2</sup>	p	a	R
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	351	0,42	2,47	1,82	1,35	1,77	3,12	3,77	1,94	4,72	6,66
2	338	0,40	2,38	1,73	1,31	1,72	2,95	3,60	1,90	4,67	6,56
3	325	0,39	2,29	1,64	1,28	1,67	2,78	3,43	1,85	4,62	6,47
4	312	0,37	2,19	1,55	1,24	1,62	2,61	3,26	1,80	4,57	6,37
5	299	0,36	2,10	1,45	1,21	1,56	2,44	3,09	1,76	4,51	6,27
6	286	0,34	2,01	1,36	1,17	1,51	2,27	2,92	1,71	4,46	6,17
7	273	0,33	1,92	1,27	1,13	1,45	2,11	2,76	1,66	4,40	6,06
8	260	0,31	1,83	1,18	1,09	1,40	1,95	2,60	1,61	4,35	5,96
9	247	0,29	1,74	1,09	1,04	1,34	1,79	2,44	1,56	4,29	5,85
10	234	0,28	1,65	1,00	1,00	1,28	1,63	2,28	1,51	4,23	5,74
11	221	0,26	1,55	0,91	0,95	1,22	1,48	2,12	1,46	4,17	5,62
12	208	0,25	1,46	0,81	0,90	1,15	1,32	1,97	1,40	4,10	5,50
13	195	0,23	1,37	0,72	0,85	1,08	1,17	1,82	1,35	4,03	5,38
14	182	0,22	1,28	0,63	0,79	1,01	1,02	1,67	1,29	3,96	5,25
15	169	0,20	1,19	0,54	0,73	0,94	0,88	1,52	1,23	3,89	5,12
16	156	0,19	1,10	0,45	0,67	0,86	0,73	1,38	1,17	3,81	4,98
17	143	0,17	1,01	0,36	0,60	0,77	0,59	1,24	1,11	3,72	4,83
18	130	0,15	0,91	0,27	0,52	0,67	0,45	1,10	1,05	3,62	4,67
19	117	0,14	0,82	0,17	0,42	0,56	0,31	0,96	0,98	3,51	4,49
20	104	0,12	0,73	0,08	0,29	0,41	0,17	0,82	0,90	3,36	4,27

Формулы, используемые для расчета таблицы 3.5:

$$p^2 = x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2, a = \frac{D_4}{2} + x, R = a + p. \quad (3.26)$$

Размеры эллиптических сечений:

$$p_1 = \frac{\frac{H_1}{2}}{\sin 35^\circ} = \frac{3,22}{0,57} = 1,4 \text{ м} \quad (3.27)$$

где  $p_1$  – постоянная для всех эллиптических сечений

$$p_2 = \frac{R - \left(\frac{D_4}{2} + p_1 \cdot (1 - \cos 35^\circ)\right)}{2 \cdot \cos 35^\circ} \quad (3.28)$$

Значения  $R$  определяем по зависимости  $R = f(\varphi^\circ)$ . Расчет эллиптических сечений представлен в таблице 3.6.

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{170,7}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,58} = 46,29 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (3.29)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\tan \delta = \frac{\frac{Q_p}{k}}{R} = \frac{\frac{170,7}{46,29}}{0,4} = 0,41 \quad (3.30)$$

Таблица 3.6 – Расчет эллиптических сечений

№	$\varphi$	$p_1$	$R$	$p_2$
21	91	1,4	4,05	0,517
22	78		3,85	0,364
23	65		3,67	0,285
24	52		3,48	0,169
25	39		3,3	0,059

По результатам расчета строится спиральная камера (рисунок 3.2):

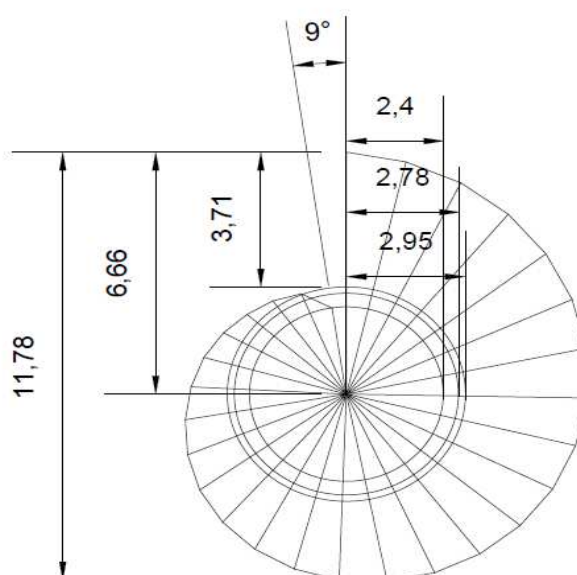


Рисунок 3.2 – План спиральной камеры круглого сечения

### 3.5 Расчет отсасывающей трубы

Основные размеры отсасывающей трубы пересчитаны по отношению диаметров модели и натуре представлены в таблице 3.7

Для проектируемой турбины используем отсасывающую трубу геометрически подобную модельной турбине (Приложение В, рисунок В.1).

Таблица 3.7 – Основные размеры отсасывающей трубы пересчитаны по отношению диаметров модели и натуре

Наименование	Обозначение	Формула	Значение	Единица измерения
Размеры входного конического отсасывающей трубы	$D_2$	$0,995 \cdot D1$	3,53	м
	$D_k$	$1,229 \cdot D1$	4,4	м
	$h$	$2,570 \cdot D1$	9,124	м
	$h_1$	$0,908 \cdot D1$	3,22	м
Размеры колена отсасывающей трубы	$h_2$	$1,455 \cdot D1$	5,16	м
	$h_3$	$0,631 \cdot D1$	2,24	м
Размеры колена отсасывающей трубы	$L_1$	$1,549 \cdot D1$	5,5	м
	$B$	$2,997 \cdot D1$	10,64	м
Размеры выходного диффузора	$h_4$	$1,234 \cdot D1$	4,38	м
	$\Delta h$	$0,298 \cdot D1$	1,058	м
	$L_2$	$2,815 \cdot D1$	9,993	м
	$B_1$	$2,997 \cdot D1$	10,64	м
	$B_{1/2}$	$1,322 \cdot D1$	4,693	м
	$B_\Delta$	$0,355 \cdot D1$	1,26	м

Расчет площадей соответствующих сечений вычисляем по формуле 3.31, результаты расчета сведены в таблицу 3.8

$$F_{1-2} = \frac{(\pi \cdot D_i^2)}{4} \quad (3.31)$$

Таблица 3.8 – Результаты расчета площадей сечений

Наименование	Сечение	Значение	Единица измерения
Входное сечение конического раструба	F(1 – 1)	9,79	м <sup>2</sup>
Выходное сечение входного конического раструба	F(2 – 2)	14,94	м <sup>2</sup>
Выходное сечение колена прямоугольной формы	F(3 – 3)	23,83	м <sup>2</sup>
Выходное сечение диффузора	F(4 – 4)	46,61	м <sup>2</sup>

Максимальный расход при  $H_p$ :

$$Q_{\max} = \frac{N}{9.81 \cdot H_p \cdot \eta_{н.р.т.}} = \frac{124400}{9.81 \cdot 118 \cdot 0.927} = 115,93 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.32)$$

где  $N$  – мощность,  $\eta_{н.р.т.}$  – КПД в рабочей точке

Средние меридианные скорости и средние удельные кинетические энергии потока в сечениях для оптимального режима при  $H_p$  и режима максимального расхода при  $H_p$  определяем по следующим формулам:

$$V_{i-i} = \frac{Q_k}{F_{i-i}}; \quad (3.33)$$

$$E_{i-i} = \frac{100 \cdot V_{i-i}^2}{(2g \cdot H_p)}; \quad (3.34)$$

Расчет медианных скоростей и средние удельные кинетические энергии потока в сечениях представлены в соответствующих сечениях, вычисляем по формуле 3.33, 3.34, результаты расчета сведены в таблицу (3.9)

Таблица 3.9 – Результаты расчета медианных скоростей и средние удельные кинетические энергии потока в сечения (1-1 ÷ 4-4)

Сечение	$V_{i-i,max}$ , м/с	$E_{i-i,max}$ , кДж	$l_i$ , м
1-1	11,4	5,7	0
2-2	7,5	2,4	4,8
3-3	4,7	1,0	11,8
4-4	2,4	0,3	27,3

Длины средних линий до каждого сечения ориентировочно оцениваем по рисунку 3.4

$$l_0 = 0 \text{ м};$$

$$l_1 = l_0 + h_1 = 0 + 4,8 = 4,8 \text{ м}; \quad (3.35)$$

$$l_2 = l_1 + L_1 = 4,8 + 6,26 = 11,8 \text{ м}; \quad (3.36)$$

$$l_3 = l_2 + L_2 = 11,8 + 15,49 = 27, \text{ м}. \quad (3.37)$$

По данным таблицы 3.9 строим графики распределения средней меридианной скорости и средней удельной кинетической энергии по длине отсасывающей трубы турбины, рисунок 3.3, 3.4.

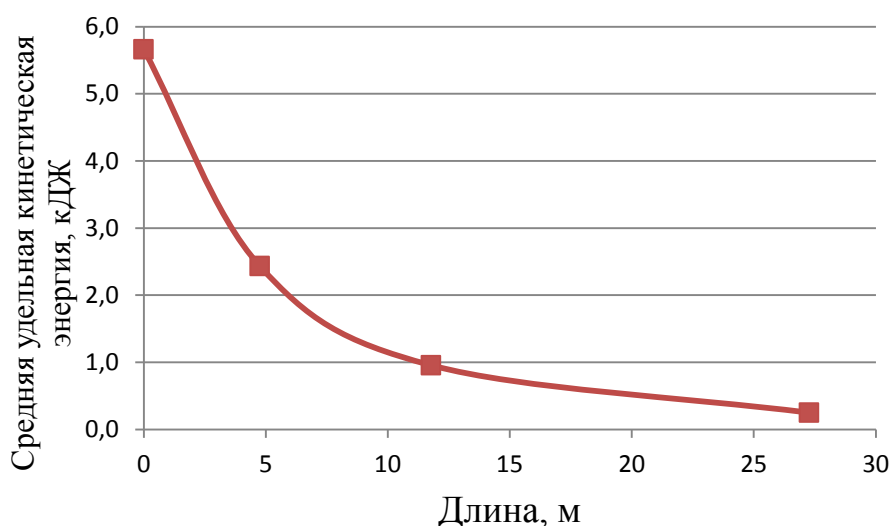


Рисунок 3.3 – График изменения средней меридианной скорости по отсасывающей трубе

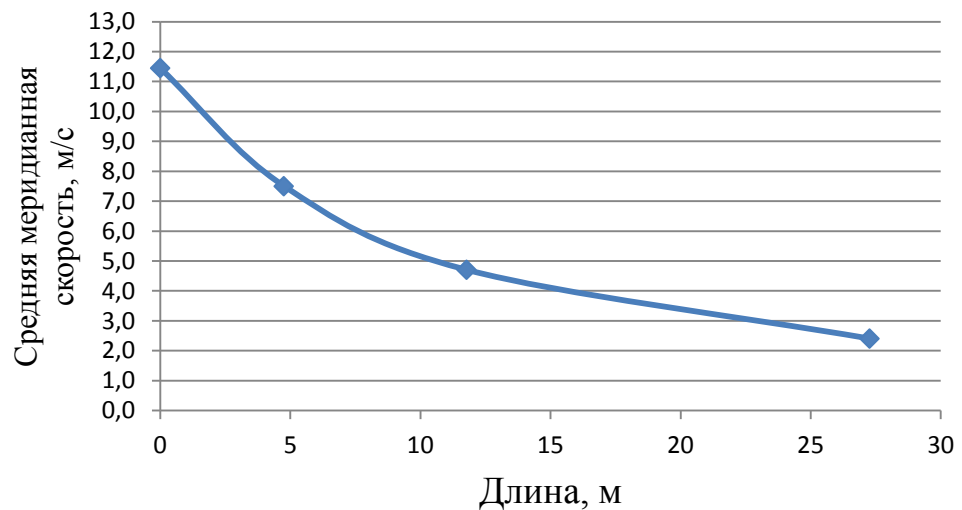


Рисунок 3.4 – График изменения средней удельной кинетической энергии потока по отсасывающей трубе

### 3.6 Выбор серийного генератора

Принимаем генератор ВС 640/150 –26 , основные параметры которого приведены в таблице 3.10

Высота корпуса:

$$h_{ст} = 2,7 \text{ м}$$

Диаметр корпуса:

$$D_{ст} = 7,25 \text{ м}$$

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{ген} = 395 \text{ т}$$

где  $\psi = (44 \div 50)$  для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{ген} = 200 \text{ т}$$

### 3.7 Выбор маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования

гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ). Она обеспечивает подачу масла под давлением в систем регулирования турбин (например, сервомоторов НА). Объем котла, определяет тип МНУ. Таким образом, выбрано: МНУ–2,5/1–40–4–2. По выбранному МНУ, подбираем ЭГР. Принимаем ЭГР–МП–100–11.

### 3.8 Подбор кранов

Для производства подъемно-транспортных операций при монтаже и ремонте агрегатов и вспомогательного оборудования, а также для переноса узлов агрегатов и вспомогательного оборудования, на монтажную площадку и обратно, затворов, решеток, гидроподъемников и т.п. от места ремонта к месту их установки применяются специально запроектированные для данной ГЭС разной конструкции электрические мостовые и козловые краны [5].

Мостовой кран

Устанавливается в машинном зале. Грузоподъемность выбирается из необходимости переноса узла агрегата наибольшего веса. Вес ротора 200 т. Выбор кран производим с помощью ГОСТ 6711-81 «Краны мостовые электрические общего назначения, грузоподъемностью от 80 до 500 т». Принимаем кран грузоподъемностью 200т.

Козловые краны

Обеспечивают: маневрирование затворами водосбросов; обслуживание сороудерживающих решеток; ремонт всего оборудования водоприемников; водолазные работы; установку ремонтных затворов на водозаборах и в отсасывающих трубах. Вес плоского затвора = 6,43 т. Принимаем козловой кран грузоподъемностью 8 т.

### 3.9 Определение основных параметров машинного зала

$$B_{\text{бл}} = (2,7-3,0) \cdot D_1 = 3 \cdot 3,55 = 10,65 \text{ м}, \quad (3.38)$$

где  $B_{\text{бл}}$  – ширина агрегатного блока

$$M(1,25 - 1,50) \cdot B_{\text{бл}} = 1,29 \cdot 10,65 = 13,75 \text{ м}, \quad (3.39)$$

где  $M$ – ширина монтажной площадки

$$L = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + M = 10,65 \cdot 5 + 13,75 = 67 \text{ м}, \quad (3.40)$$

где  $L$  – длина здания ГЭС  
 $n_{\text{агр}}$  – количество агрегатов



## 4 Компонровка и сооружение гидроузла

### 4.1 Компонровка гидроузла

Компонровка и конструкция сооружений определяет все стороны организации строительства гидроузла: схему пропуска строительных расходов, последовательность возведения сооружений, методы производства работ и т.д. На выбор компоновки влияние оказывают: природные условия, геология створа, конструкция основных сооружений, климатические условия. Компонровка проектируемого сооружения приплотинная.

В состав сооружения входят: левобережная глухая бетонная плотина; здание ГЭС приплотинного типа; водосливная плотина; правобережная глухая бетонная плотина и станционная бетонная плотина.

### 4.2 Определение отметки гребня плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня определяют:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a, \quad (4.1)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + \quad (4.2)$$

где  $a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее 0,8 м для I кл. сооружений.

Для проектируемой плотины I класса следует принимать обеспеченности расчетной скорости ветра при основном сочетании нагрузок – 2% ,при особом сочетании нагрузок – 20%

Расчетная скорость ветра 2% обеспеченности составляет – 20 м/с, 20% обеспеченности – 18 м/с.

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{gt}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  ,

где  $t$  – период развития волн на водохранилище, ( $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ ).

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 945}{20^2} = 23,18, \quad (4.3)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595. \quad (4.4)$$

Используя рисунок 2.9 на странице 47 [3] , по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d \geq 5\lambda_d$  , где дно не влияет на

основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}^2}{V_w}$ .

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 23,18: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,009, \frac{g\bar{T}^2}{V_w} = 1,03;$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 10595: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,1, \frac{g\bar{T}^2}{V_w} = 4,6.$$

Используя наименьшие значения комплексов  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,009$ ,  $\frac{g\bar{T}^2}{V_w} = 1,03$ , вычисляют средний период волны  $\bar{T}$ (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м):

$$\bar{T} = \frac{1,03 \cdot V_w}{g} = \frac{1,03 \cdot 20}{9,81} = 2,1 \text{ с}, \quad (4.5)$$

$$\bar{h} = \frac{0,009 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,009 \cdot 20^2}{9,81} = 0,37 \text{ м}. \quad (4.6)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,1^2}{2 \cdot 3,14} = 6,89 \text{ м}, \quad (4.7)$$

Определяем высоту волны  $h_{1\%}$ :

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,37 \cdot 2,09 = 0,77 \text{ м} \quad (4.8)$$

где  $k_i$  – коэффициент, зависящий от волнообразующих факторов  $\left(\frac{gL}{V_w^2}\right)$ , принимаем по рисунку 2 [6, приложение 1]. ( $k_i=2,09$ ).

Для особого сочетания нагрузок и воздействий

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ ,

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

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 959}{18^2} = 29;$$

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

Используя рисунок 2.9 на странице 47 [3], по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d \geq 5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}^2}{V_w}$ .

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 29: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,01, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,1;$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 11772 : \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,11, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,8.$$

Используя наименьшие значения комплексов  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,01$  ,  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,1$  , вычисляют средний период волны  $\bar{T}$ (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м):

$$\bar{T} = \frac{1,1 \cdot V_w}{g} = \frac{1,1 \cdot 18}{9,81} = 2,02\text{с}, \quad (4.9)$$

$$\bar{h} = \frac{0,01 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,01 \cdot 18^2}{9,81} = 0,33 \text{ м}. \quad (4.10)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,02^2}{2 \cdot 3,14} = 6,37 \text{ м}, \quad (4.11)$$

Определяем высоту волны  $h_{1\%}$ :

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,33 \cdot 2,09 = 0,69 \text{ м}, \quad (4.12)$$

где  $k_i$  – коэффициент, зависящий от волнообразующих факторов  $\left(\frac{gL}{V_w^2}\right)$ , принимаем по рисунку 2 [6, приложение 1]. ( $k_i=2,09$ ).

Отметка гребня плотины для особого сочетания нагрузок будет равно:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{ФПУ} + h_{1\%} + a = 251 + 0,69 + 0,8 = 252,49 \text{ м}, \quad (4.13)$$

где  $a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее 0,8 м для I кл. сооружений.

Отметка гребня быка определяются:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 238 + 1,6 \cdot 12 = 257,2 \text{ м}. \quad (4.14)$$

Проектную отметку гребня плотины устанавливают наибольшей из:  $\nabla_{ГБП}$  и  $\nabla_{ГБ}$ . Принимаем  $\nabla_{ГП} = 257,2$  м.

### 4.3 Гидравлические расчеты

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы сопряжения бьефов, формы водосливной грани размеров и типа гасителей энергии потока в НБ. Для выполнения гидравлического расчета необходимо определить класс сооружения. Класс сооружения принимается по [1, приложение Б] в зависимости от высоты плотины, грунтов основания и социально-экономических последствий в случае аварии. Проектируемое гидротехническое сооружение относится к I классу.

#### Определение ширины водосливного фронта

Число и размеры водосливных отверстий определяют, исходя из условия пропуска расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расхода при основном расчетном случае должен обеспечиваться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии. При числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ , число агрегатов, участвующих в пропуске расхода, составит  $(n-1) = 3-1=2$ . Определяем расчетный расход для основного расчетного случая:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{гэс}}; \quad (4.15)$$

где  $Q_{\text{осн.мах}}$  – расчетный максимальный расход, для основного расчетного случая с вероятностью превышения 0.1%.

$Q_{\text{гэс}}$  – расход через агрегаты, участвующие при пропуске расчетного расхода

$$Q_p = 2375 - 122,5 \cdot (5-1) = 1885$$

Определяем удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{нб}} = 6 \cdot 9,4 = 56,4 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.16)$$

где  $[v_h]$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для гранита  $[v_h] = 5 \text{ м/с}$ ).

$h_{\text{нб}}$  – глубина воды в НБ при  $Q_{\text{осн.мах}}$ . Отметка нижнего бьефа определяется по кривой связи  $\Delta \text{НБ} = f(Q_{\text{нб}})$

$$h_{\text{нб}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 123,6 - 114,2 = 9,4 \text{ м}. \quad (4.17)$$

Определяем удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p; \quad (4.18)$$

$$q_B = 1.25 \cdot 56,4 = 70,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Определяем ширину водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{1885}{70,5} = 26,7 \text{ м} \quad (4.19)$$

Ширина водосливного фронта должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону:  $B=27 \text{ м}$

$$B = n \cdot v_{ст}; \quad (4.20)$$

где  $n$  – количество пролетов (не менее 3-х)

$v_{ст}$  – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования. Принимаем  $v_{ст}=9 \text{ м}$ .

Определяем количество пролетов:

$$n = \frac{B}{v_{ст}} = \frac{27}{9} = 3. \quad (4.21)$$

Поскольку расчетное количество пролетов не превышает шести, нет необходимости увеличивать их число на один пролет. Пропуск расчетного расхода воды будет обеспечиваться через водосливной фронт шириной:

$$B=n \cdot v_{ст}= 3 \cdot 9 = 27 \text{ м}. \quad (4.22)$$

Определение отметки гребня водослива

Определяем полный напор на водосливе (с учетом скорости подхода), без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.23)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива, принимается в зависимости от типа водослива.

Примем коэффициент расхода  $m=0.49$  как для практического профиля типа А.

$$H_{01} = \left( \frac{1885}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,11 \text{ м}.$$

Определяем напор на водосливе с учетом бокового сжатия:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.24)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа,  
 $\sigma_n$  – коэффициент подтопления (считаем, что водослив не подтопленный  
 $\sigma_n = 1$ ).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_b}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}; \quad (4.25)$$

где  $\xi_y$  – коэффициент формы устоев ( $\xi_y = 0,7$  для закругленной формы)  
 $\xi_b$  – коэффициент формы быка в плане ( $\xi_b = 0,45$  для быка закругленной  
 формы)

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{10,11}{9} = 0,88;$$

$$H_{02} = \left( \frac{1885}{0,49 \cdot 0,88 \cdot 1 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,01 \text{ м.}$$

$$\begin{aligned} \omega &= (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) [B + (n-1) \cdot \delta_b] = (250 - 114,2) [27 + (3-1) \cdot 3,0] = \\ &= 4481 \text{ м}^2; \end{aligned} \quad (4.26)$$

$$4BH = 4 \cdot 33 \cdot 11,01 = 1453,32 \text{ м}^2; \quad (4.27)$$

где  $\omega_{\text{нпу}}$  – площадь живого сечения при НПУ

Толщина неразрезного быка принимается по рекомендации А.Р. Березинского:

$$\delta_b = 0,25 * b = 0,25 * 9 = 2,25 \text{ м.} \quad (4.28)$$

С учетом того, что выполняется разрезка по быку, его толщина увеличится на 0,5 – 1 м. Тогда:

$$\delta_b = 2,25 + 0,75 = 3,0 \text{ м.}$$

Стандартный напор, ближайший к расчетному, выбирают в соответствии с техническим регламентом,  $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$

Определяем отметку гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 250 - 12 = 238 \text{ м.} \quad (4.29)$$

Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

Пропуск поверочного расхода должен осуществляться при ФПУ всеми водопропускными сооружениями гидроузла. Проверка на пропуск сводится к определению расчетной отметки ФПУ, которая должна быть равна или меньше заданной, в противном случае отметка ФПУ повышается до расчетной отметки. Определяем полный напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right) = \left( \frac{2271}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,45 \text{ м}; \quad (4.30)$$

где  $Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{с}} = 2761 - 122,5 \cdot (5 - 1) = 2271 \text{ м}^3/\text{с}$  (4.31)

где  $Q_{\text{пов.мах}}$  – максимальный расход для поверочного расчетного случая с вероятностью превышения 0,01 %

$Q_{\text{ГЭС}}$  – расход через гидроагрегаты, участвующие в пропуске воды

$Q_{\text{с}}$  – расход через другие водопропускные сооружения гидроузла ( $Q_{\text{с}} = 0$ ).

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая с учетом сжатия:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.32)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_b}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + 2 \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{11,45}{9} = 0,86. \quad (4.33)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{2271}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,86 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,62 \text{ м}. \quad (4.34)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g}; \quad (4.35)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{\omega_{\text{пов}}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \text{ ФПУ} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \sigma_b)}; \quad (4.36)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{2271}{(251 - 114,2) \cdot (27 + 2 \cdot 3)} = 0,51 \text{ м/с}.$$

$$H_{\text{пов}} = 12,62 - \frac{1,1 \cdot 0,51^2}{2 \cdot 9,81} = 12,61 \text{ м.}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 238 + 12,61 = 250,61 \text{ м.} \quad (4.37)$$

Расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной  $\nabla \text{ФПУ} = 251 \text{ м}$ .

#### Построение профиля водосливной плотины

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяют координаты оголовка безвакуумного водослива типа А (таблица 4.1). Табличные координаты  $x$  и  $y$  [4] умножают на  $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$  и строят кривую А–В. Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С–D радиусом  $R$ . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины со стороны ВВ ( $P_{\text{в}}$ ) и напора на водосливе ( $H$ ). Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную В–С (рисунок 4.1). Оголовок проектируемой плотины представлен в приложении В, рисунок В.1.

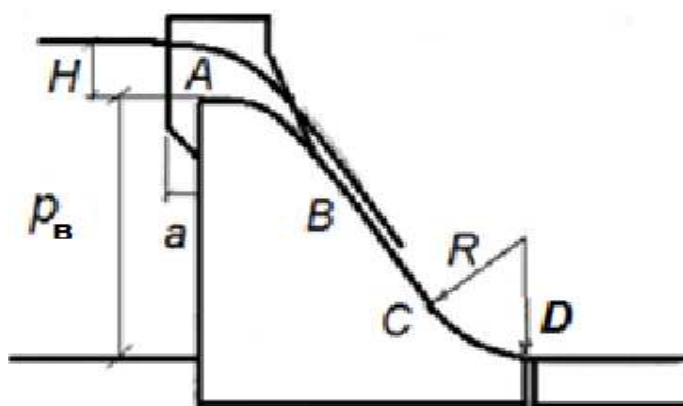


Рисунок 4.1 – Схема к построению безвакуумного водослива типа

Радиус можно назначить в пределах

$$R = (0,2 - 0,5) \cdot (H + P_{\text{в}}); \quad (4.38)$$

$$P_{\text{в}} = \nabla \text{ГВ} - \nabla \text{дно} = 238 - 114,2 = 123,8 \text{ м.} \quad (4.39)$$

$$R = 0,2 \cdot (12 + 123,8) = 27,16 \text{ м.}$$



Таблица 4.1. Координаты оголовка водосливной плотины при  $H_{ст}=12$  м

X,м	Y,м	X,м	Y,м	X,м	Y,м	X,м	Y,м.
0,0	1,51	12,0	3,07	24,0	14,82	36,0	33,89
1,2	0,43	13,2	3,85	25,2	16,43	37,2	36,16
2,4	0,08	14,4	4,73	26,4	18,10	38,4	38,48
3,6	0,00	15,6	5,70	27,6	19,84	39,6	40,86
4,8	0,07	16,8	6,77	28,8	21,53	40,8	43,31
6,0	0,32	18,0	7,93	30,0	23,52	42,0	45,82
7,2	0,72	19,2	9,17	31,2	25,46	43,2	48,37
8,4	1,20	20,4	10,48	32,4	27,36	44,4	50,99
9,6	1,75	21,6	11,74	33,6	29,54	45,6	53,65
10,8	2,38	22,8	13,30	34,8	31,68	46,8	56,38
						48,0	59,16

### Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Расчет сводится к определению сопряженных глубин  $h'_c$ ,  $h''_c$  и сравнению  $h''_c$  с бытовой глубиной  $h_{нб}$ . При этом в зависимости от соотношения глубины  $h''_c$  и бытовой глубины  $h_{нб}$  возникают следующие типы сопряжения бьефов:  $h''_c > h_{нб}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;  $h''_c = h_{нб}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;  $h''_c < h_{нб}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Определяем полную удельную энергию  $E_0$  перед водосливом:

$$E_0 = C_n + H_0. \quad (4.40)$$

где  $C_n$  – высота плотины со стороны НБ;  
 $H_0$  – полный напор на водосливе.

$$C_n = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 238 - 114,2 = 123,8 \text{ м.} \quad (4.41)$$

Тогда:  $E_0 = 123,8 + 12 = 135,8 \text{ м.}$

Определяем критическую глубину при полном открытии всех отверстий

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{aQ_p^2}{[B+(n-1) \cdot \sigma_6]^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1885^2}{[27+2 \cdot 3]^2 \cdot 9,81}} = 7,15 \text{ м.} \quad (4.42)$$

Определяем относительную удельную энергию:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{135,8}{7,15} = 18,99. \quad (4.43)$$

Если русло прямоугольной формы, удобно определять глубины  $h_c'$  и  $h_c''$  с использованием относительной удельной энергии  $\xi_0$  и коэффициента скорости в сжатом сечении  $\varphi_c$  по графику М.Д.Чертоусова [4].

Для плотин, имеющих большую длину водосливной грани коэффициент скорости принимается равным  $\varphi_c = 0,9$ ;

При  $\varphi_c = 0,9$  и  $\xi_0 = 18,99$ ; коэффициенты  $\xi_c'$  и  $\xi_c''$  равны:

$$\xi_c' = 0,18; \xi_c'' = 3,25;$$

Определяем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c' \cdot h_{кр} = 0,18 \cdot 7,15 = 1,29 \text{ м.} \quad (4.44)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,25 \cdot 7,15 = 23,24 \text{ м.} \quad (4.45)$$

При условии  $h_{нб} = 9,4 \text{ м} < h_c'' = 23,24 \text{ м}$ , в нижнем бьефе прыжок отогнанный, необходимо устройство гасителей.

### Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40м гашение энергии воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи. В таблице 10 [7] приведены основные схемы сопряжения бьефов водосбросных гравитационных плотин всех классов в зависимости от высоты сооружения ( $h$ ) и ширины створа по хорде на отметке гребня плотины ( $l_{ch}$ ). Схема основных сопряжений представлена в таблице 4.2

Таблица 4.2. Основные схемы сопряжения бьефов в зависимости от высоты сооружения и ширины створа

относительная ширина створа	Высота плотины	Схема сопряжения бьефов
$l_{ch}/h > 3$	до 40 м	донный гидравлический прыжок затопленный поверхностный прыжок
	Св.40м	брос струи
$l_{ch}/h < 3$	Любая	Донный гидравлический прыжок

Высота проектируемой плотины 145 м, ширина створа на отметке гребня водослива 900 м.

Отношение  $\frac{l_{ch}}{h} = \frac{900 \text{ м}}{145 \text{ м}} = 6,2 > 3$ , следовательно, гашение энергии можно осуществлять отбросом струи.

При проектировании отброса струи следует иметь в виду:

1) Использование данного способа гашения предпочтительнее при прочном скальном грунте, поскольку крепление в нижнем бьефе не устраивается.

2) При таком способе происходит увлажнение грунта.

3) При наличии уступа струя, сходящаяся с носка этого уступа, отбрасывается. В месте падения струи на дно образуется воронка размыва, которая должна располагаться на достаточном расстоянии от плотины. Дальность отброса струи зависит от превышения отметки верхнего бьефа над отметкой носка – трамплина, высоты уступа над дном реки и угла наклона поверхности трамплина к горизонту. Задача сводится к определению дальности отлета струи от плотины до входа в воду в НБ и глубины ямы размыва.

Назначаем минимальную отметку уступа:

$$\nabla \text{уступа} = \nabla \text{УНБ}_{\max} + 1 = 125 + 1 = 126 \text{ м.} \quad (4.46)$$

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая, не менее чем на 1–2 м.

Определяем дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа:

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

где  $k_a$  – коэффициент аэрации

$\varphi$  – коэффициент скорости, для истечения в атмосферу при свободном полете струи принимаем  $\varphi = 1$  [7]

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

$$Z_1 = \nabla \text{ГВ} + \text{Н} - \nabla \text{уступа} = 238 + 12 - 126 = 124 \text{ м.} \quad (4.48)$$

$$Z_0 = \nabla \text{ГВ} + \text{Н} - \nabla \text{УНБ} = 238 + 12 - 123,6 = 126,4 \text{ м.} \quad (4.49)$$

Коэффициент аэрации  $k_a$  можно определить, зная число Фруда:

$$\text{Fr} = \frac{V_{\text{н}}^2}{g h_{\text{н}}} = \frac{49,32^2}{9,81 \cdot 1,16} = 214, \quad (4.50)$$

где  $v_{\text{н}}$  – скорость потока на носке;

$h_{\text{нб}}$  – высота потока воды на носке.

$$V_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2gZ_1} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 124} = 49,32 \text{ м/с.} \quad (4.51)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{57,12}{49,32} = 1,16 \text{ м.} \quad (4.52)$$

При  $Fr > 35$  принимаем  $k_a = 0,8$ .

$$L = 0,8 \cdot 124 \cdot 1^2 \cdot \sin 60^\circ \left( 1 + \left( \frac{126,4}{124} - 1 \right) \cdot \frac{1}{1^2 \sin^2 30} \right) = 175,08 \text{ м.} \quad (4.53)$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L > 0,4Z_0$ ,

Сравниваем расчетную дальность отлета струи с безопасным расстоянием её отлета:

$$L = 175,08 > 0,4 Z_0 = 50,6 \text{ м} \quad (4.54)$$

Условие по безопасности соблюдается.

Определяем глубину ямы размыва по формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}}. \quad (4.55)$$

$$t = \left( 0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr} \right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_H. \quad (4.56)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельности в скальном основании ( $d=1\text{м}$ )

$$t = \left( 0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{214} \right) \cdot \sqrt{214} \cdot \sqrt[4]{\frac{9,4}{1}} \cdot 1,16 = 54,11 \text{ м.}$$

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = 54,11 - 9,4 = 44,71 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}. \quad (4.57)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2g(0,5h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{нб}})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (4.58)$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,16 \cdot \cos 30 + 11,8 - 9,4)}{49,32^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,6. \quad (4.59)$$

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} = 175,08 + \frac{54,11}{0,6} = 265,26 \text{ м.} \quad (4.60)$$

Целесообразнее применить отброс струи, т.к. на скальном основании яма размыва относительно не глубокая, и отброс струи производится на безопасное расстояние от сооружения. При таком способе гашения энергии крепление в нижнем бьефе не требуется.

#### 4. 4 Конструирование плотины

Определение ширины подошвы бетонной плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Ширина плотины определяется из соотношения:

$$\frac{B}{h} = 0,8;$$

$$B = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 137,8 = 111 \text{ м.}$$

где  $h$  – напор на сооружение, определяется по формуле:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 250 - 112,2 = 137,8 \text{ м,} \quad (4.61)$$

где  $\nabla_{\text{под}}$  – отметка подошвы, определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 114,2 - 2 = 112,2 \text{ м.} \quad (4.62)$$

Толщина удаляемого грунта составляет 2м, (определяем по геологическому разрезу).

Разрезка плотин швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по

быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Ширина секций:

$$b + \delta_6 = 9 + 3 = 12. \quad (4.63)$$

Каждая секция разделяется на 6 столбов шириной:

$$\frac{B}{6} = \frac{111}{6} = 18,5 \text{ м}$$

где  $b$  – ширина водосливного пролета в свету;

$\delta_6$  – ширина быка

$B$  – ширина плотины

Для облегчения совместной работы секций и столбов производится их омоноличивание .

#### Быки

Быки служат опорой для затворов перекрывающих отверстия для плотины, опорами для мостов , а так же для расположения стационарных подъемных механизмов затворов.

Как правило, для опирания затворов в быках устраивают пазы. В общем случае в быке устраивают паз рабочего затвора и паз ремонтного затвора.

Оголовок быка выполняется полукруглым, и разрезается сквозным температурно-осадочным швом. Толщина принимается 3 м. Толщина между пазами 2 м. Расстояние между плоским ремонтным и рабочим затвором принимается равным 1м. Быки выдвигаются в верхний бьеф на 4 м. Высота быка равна 145м

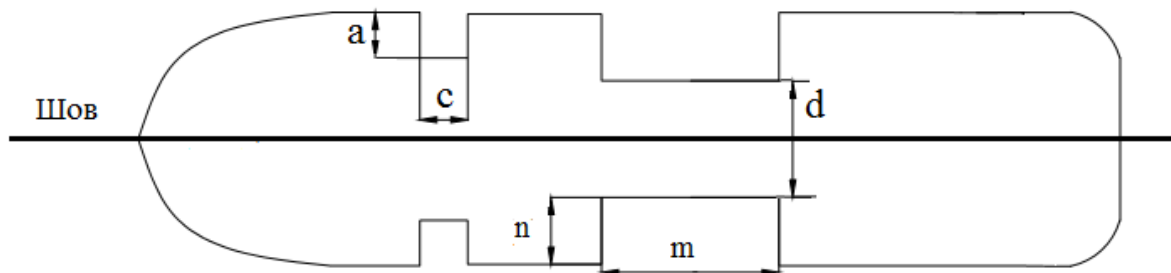


Рисунок 5. Размеры быка.

$$m = \frac{\delta_B}{4} = \frac{3}{4} = 0,75 \text{ м} \quad (4.64)$$

$$n = \frac{m}{2} = \frac{0,75}{2} = 0,375 \text{ м} \quad (4.65)$$

$$d = \delta_B - 2 \cdot n = 3 - 2 \cdot 0,375 = 2,25 \text{ м} \quad (4.66)$$

Ширина пазового перешейка быка  $d$  не должна быть меньше 0,8 м  
 $a$  и  $c$  - принимаются равными 0,5 м

### Устои

Между зданием ГЭС и водосливной плотины в целях защиты от затопления выполняется разделительный устой, по сути являющийся полубыком, в котором расположены затворы. Устой выдвигается в нижний бьеф от плотины, не приближаясь к яме размыва.

### Дренаж тела бетонных плотин

Расстояние от напорной грани до плотины до оси дренажа  $\alpha_{др}$ , а так же до верхней грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия

$$\alpha_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}}, \quad (4.67)$$

где:  $H_d$  – напор над расчетным сечением,

$\gamma_n$  - коэффициент надежности по ответственности сооружения,

Принимаемый в зависимости от класса сооружения [2]

$I_{кр}$  - критический средний градиент напора для бетонной плотины,

для гравитационных плотин  $I_{кр} = 25$

Расчет допустимого расстояния от напорной грани до галерей:

Галерея на  $\nabla 114,2$  м:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - 114,2 = 250 - 114,2 = 135,8 \text{ м} \quad (4.68)$$

$$\alpha_{др} \geq \frac{135,8 \cdot 1,25}{25} = 6,79 \text{ м}$$

Галерея на  $\nabla 139,2$  м:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - 139,2 = 250 - 139,2 = 110,8 \quad (4.69)$$

$$\alpha_{др} \geq \frac{110,8 \cdot 1,25}{25} = 5,54 \text{ м}$$

Галерея на  $\nabla 164,2$  м:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - 164,2 = 250 - 164,2 = 85,8 \text{ м} \quad (4.70)$$

$$\alpha_{др} \geq \frac{85,8 \cdot 1,25}{25} = 4,29 \text{ м}$$

Галерея на  $\nabla 189,2$  м:



$$H_d = \nabla \text{НПУ} - 189,2 = 250 - 189,2 = 60,8 \text{ м} \quad (4.71)$$

$$\alpha_{\text{др}} \geq \frac{60,8 \cdot 1,25}{25} = 3,04 \text{ м}$$

Галерея на  $\nabla 214,2$  м:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - 214,2 = 250 - 214,2 = 35,8 \text{ м} \quad (4.72)$$

$$\alpha_{\text{др}} \geq \frac{35,8 \cdot 1,25}{25} = 1,79 \text{ м}$$

Верхняя галерея на  $\nabla 214,2$  м располагается на удаление 2м от напорной грани.

Галереи в теле плотины

В теле плотины предусматривается 5 продольных и поперечных галерей через каждые 25 м высоты: на отметках 114,2; 139,2; 164,2; 189,2; 214,2м. Галереи предусматриваются для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникация, ширина и высота принимается равной 3м.

У основания плотины предусматриваются продольные и дренажные галереи для создания и ремонта цементационной завесы, дренажа, а также для укреплений и площадной цементации.

#### 4.5 Назначение размеров основных элементов плотины

Элементы подземного контура плотины

Цементационная завеса

Когда основанием является скала, целесообразно применять цементационную завесу. Толщина противифльтрационной завесы:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.м}}} = \frac{81,15 \cdot 1,25}{15} = 6,76 \text{ м} \quad (4.73)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе

$J_{\text{кр.м}}$  – критический градиент напора на завесе, для скалы принимается равным 15 [4];

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения [2]

Потери фильтрационного напора на цементационной завесе:

$$\Delta H_3 = H_d - 0,4 \cdot H_d = 0,6 \cdot H_d \quad (4.74)$$

где  $H_d$  – действующий напор;

$H_d$  будет иметь максимальное значение при НПУ в верхнем бьефе и УНБmin в нижнем бьефе

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБmin}} = 250 - 114,75 = 135,25 \text{ м} \quad (4.75)$$

$$\Delta H_3 = 0,6 \cdot 135,25 = 81,15 \text{ м}$$

С учетом того, что один ряд скважин обеспечивает толщину цементации, равную 3 метра, необходимо сделать 3 ряда цементационных скважин, чтобы обеспечить расчетную толщину цементации.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B = 0,1 \cdot 111 = 11,1 \text{ м} \quad (4.76)$$

где  $B$  – ширина подошвы плотины (раздел 4.1);

Глубина цементационной завесы:

$$h_3 = (0,5 - 0,8) \cdot H_{\text{max}} \quad (4.77)$$

$$h_3 = 0,6 \cdot H_{\text{max}} = 0,6 \cdot 135,25 = 81,15 \text{ м} \quad (4.78)$$

Дренаж

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

Дренаж выполняют в виде вертикальных скважин  $d=200$  мм

Глубину скважин принимают равной :

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) h_{\text{зав}} \quad (4.79)$$

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 81,15 = 48,7 \text{ м}$$

Расстояние от второго ряда цементационных скважин до дренажа принимается равным:

$$l_2 = (2 - 3) \cdot l_1 = 6\text{ м} \quad (4.80)$$

$$l_2 = 2 \cdot 3 = 6\text{ м}$$

где  $l_1 = 3\text{ м}$  – расстояние между цементационными скважинами в ряду;

Через дренажные скважины профильтровавшаяся вода выводится в дренажную галерею и отводится в НБ с помощью насосов.

#### **4.6 Статические расчеты. Определение основных нагрузок, действующих на плотину.**

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют по первой группе предельных состояний для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

Нагрузки и воздействия следует принимать в самых неблагоприятных, но реальных для расчетного случая сочетаниях.

Вес 1 п. м. водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{8965,8 \cdot 9 \cdot 24}{9 + 3} = 161384,4 \text{ кН}, \quad (4.81)$$

где  $S_{\text{пл}}$  - площадь поперечного сечения плотины, определённая с помощью программного обеспечения AutoCad:  $S_{\text{пл}} = 8965,8 \text{ м}^2$ ;

$b$  - ширина пролета,  $b = 9\text{ м}$ ;

$\delta_6$  - толщина быка,  $\delta_6 = 3\text{ м}$ ;

Плечо силы веса водосливной плотины определяем с помощью программы AutoCad : 17,8 м.

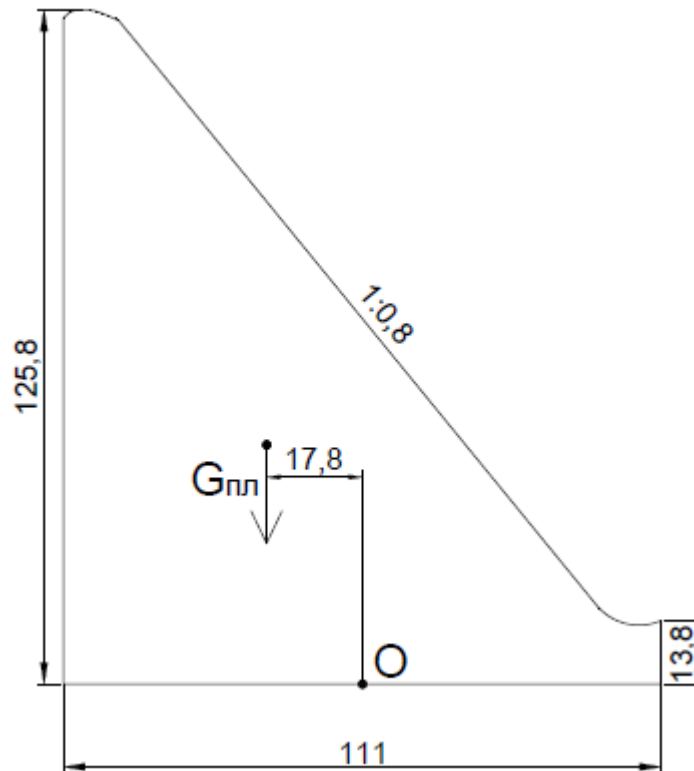


Рисунок 4 - Схема к расчету равнодействующей силы собственного веса плотины и точки приложения центра тяжести относительно центра контактного сечения

Вес быка и его центр тяжести определяют аналогично:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{9843,8 \cdot 3 \cdot 2,4}{9 + 3} = 5906 \text{ кН}; \quad (4.82)$$

где  $S_б$  - площадь поперечного сечения быка, определяемая с помощью программы AutoCad :  $S_б = 9843,8 \text{ м}^2$

Плечо силы веса быка относительно центра сечения подошвы определяем с помощью программы AutoCad:  $L_б = 19,9 \text{ м}$ .

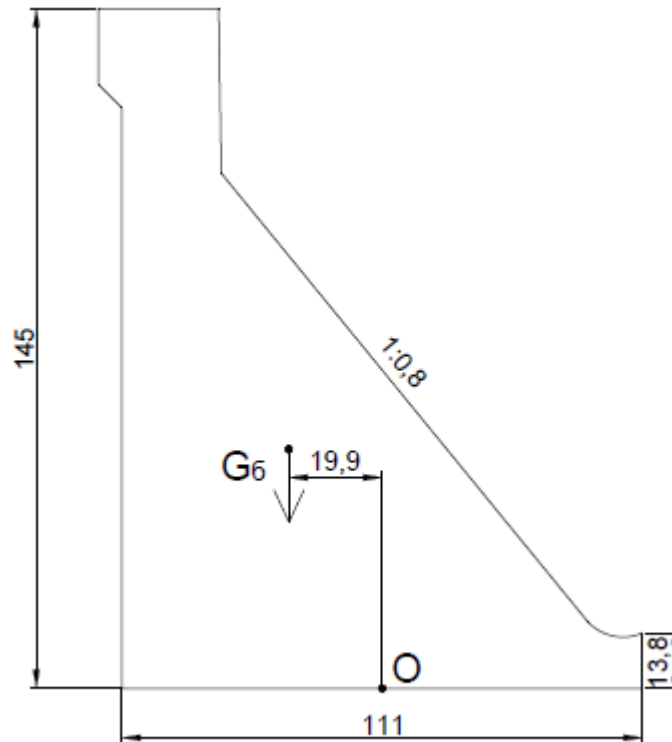


Рисунок 5— Схема к расчету веса быка и плеча силы его веса относительно середины сечения по подошве

Определим площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (251 - 238 + 0,5) \cdot 9 = 121,5 \text{ м}^2 \quad (4.83)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 121,5 \cdot \sqrt{121,5} \cdot 9,81 = 722,6 \text{ кН} \quad (4.84)$$

Вес плоского затвора на один погонный метр:

$$Q'_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{722,6}{9 + 3} = 60,22 \text{ кН/м} \quad (4.85)$$

Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяются по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины принимаются по треугольнику. Расчеты действующих нагрузок на плотину для двух случаев: основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

основное сочетание нагрузок и воздействий:  
с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\gamma_B h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 137,8^2}{2} = 94944 \text{ кН}, \quad (4.86)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 250 - 112,2 = 137,8 \text{ м} \quad (4.87)$$

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,55^2}{2} = 32,5 \text{ кН}, \quad (4.88)$$

$$\text{где } h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 114,75 - 112,2 = 2,55 \text{ м} \quad (4.89)$$

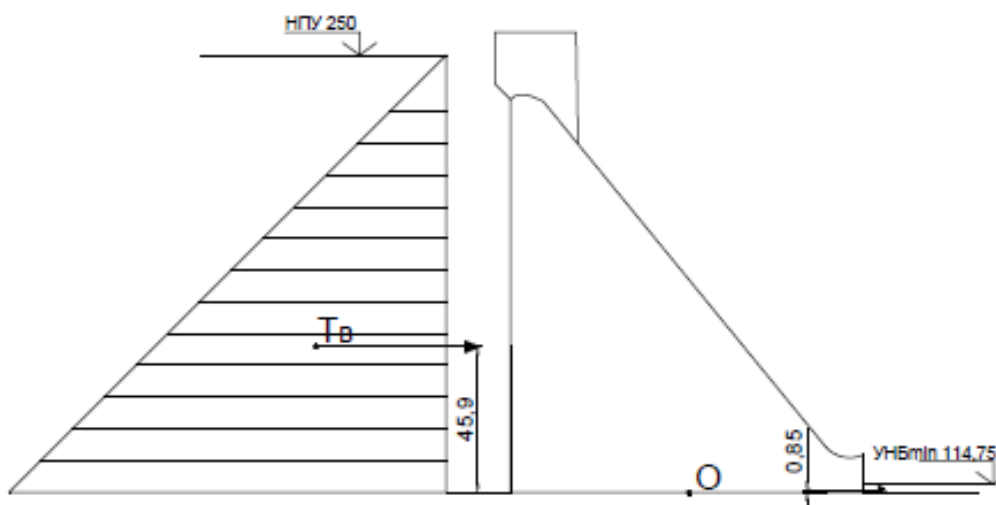


Рис.6. Гидростатическая нагрузка для основного сочетания нагрузок и воздействий .

особое сочетание нагрузок и воздействий:  
с верхнего бьефа:

$$T'_B = \frac{\gamma_B h'_1{}^2}{2} = \frac{10 \cdot 138,8^2}{2} = 96327 \text{ кН} \quad (4.90)$$

$$\text{где } h'_1 = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 251 - 112,2 = 138,8 \text{ м}. \quad (4.91)$$

с нижнего бьефа:

$$T'_H = \frac{\gamma_B h_2'^2}{2} = \frac{10 \cdot 12,8^2}{2} = 819 \text{ кН}, \quad (4.92)$$

где  $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 125 - 112,2 = 12,8 \text{ м}.$  (4.93)

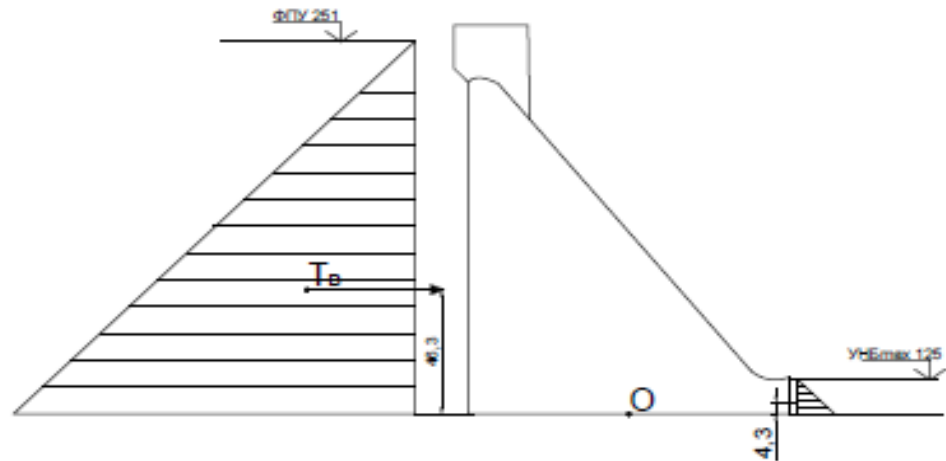


Рис.7. Гидростатическая нагрузка для особого сочетания нагрузок и воздействий .

Равнодействующая взвешивающего давления:

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий, и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для особого сочетания нагрузок и воздействий.

основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_B S_{\text{ЭП}} = 10 \cdot 283 = 2830 \text{ кН} \quad (4.94)$$

где  $S_{\text{ЭП}} = 111 \cdot 2,55 = 283 \text{ м}^2$

особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{взв}} = \gamma_B S'_{\text{ЭП}} = 10 \cdot 1420,8 = 14208 \text{ кН} \quad (4.95)$$

где  $S'_{\text{ЭП}} = 111 \cdot 12,8 = 1420,8 \text{ м}^2$

Сила фильтрационного давления

Для расчета строится эпюра фильтрационного давления на подошву плотины, для основного (рисунок 8) и особого (рисунок 9) сочетания нагрузок и воздействий.

Изменение напоров на цементационной завесе  $H_{ас}$  и дренаже  $H_{др}$  [4, Таблица 5] для первого класса гравитационной плотины без полостей у основания. Значения занесены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 Для построения эпюры фильтрационного давления

Сочетание нагрузок	Приведенный напор		Напоры	
	На завесе $H_{ас}/H_d$	На дренаже $H_{др}/H_d$	На завесе $H_{ас}$	На дренаже $H_{др}$
Основное	0,4	0,2	54,1	27,05
Особое	0,4	0,2	50,4	25,2

Для основного сочетания нагрузок:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 250 - 114,75 = 135,25\text{м} \quad (4.97)$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$H_d = \nabla_{ФПУ} - \nabla_{УНБ_{max}} = 251 - 125 = 126\text{м} \quad (4.98)$$



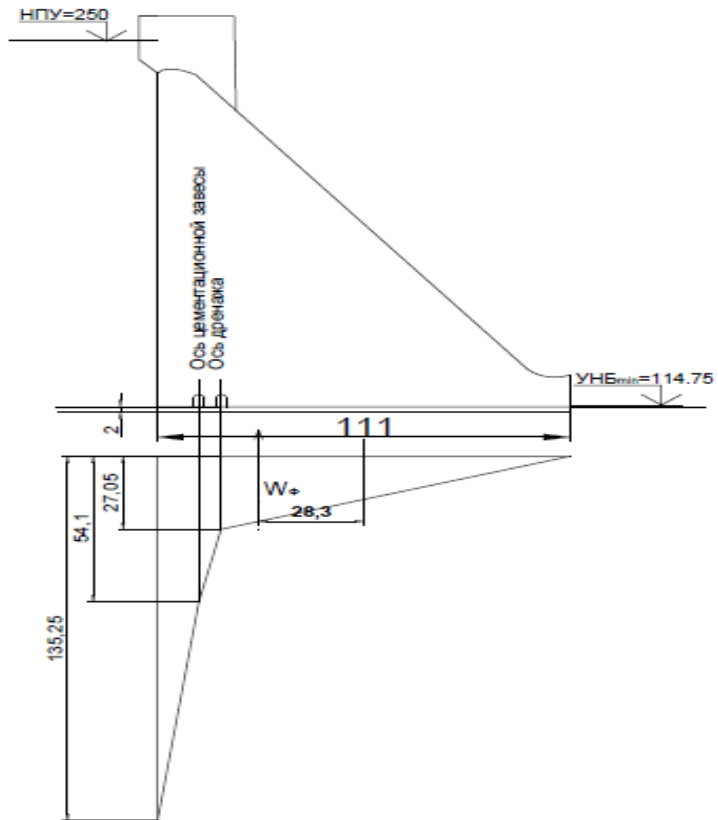


Рис. 8. Эпюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий.

Площадь эпюры фильтрационного давления и плечо силы определим с помощью программы AutoCad:  $S_{\text{эп}}=2564 \text{ м}^2$ ,  $L=28,3 \text{ м}$

$$W_{\phi} = \gamma_{\text{в}} \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 2564 = 25640 \text{ кН} \quad (4.99)$$

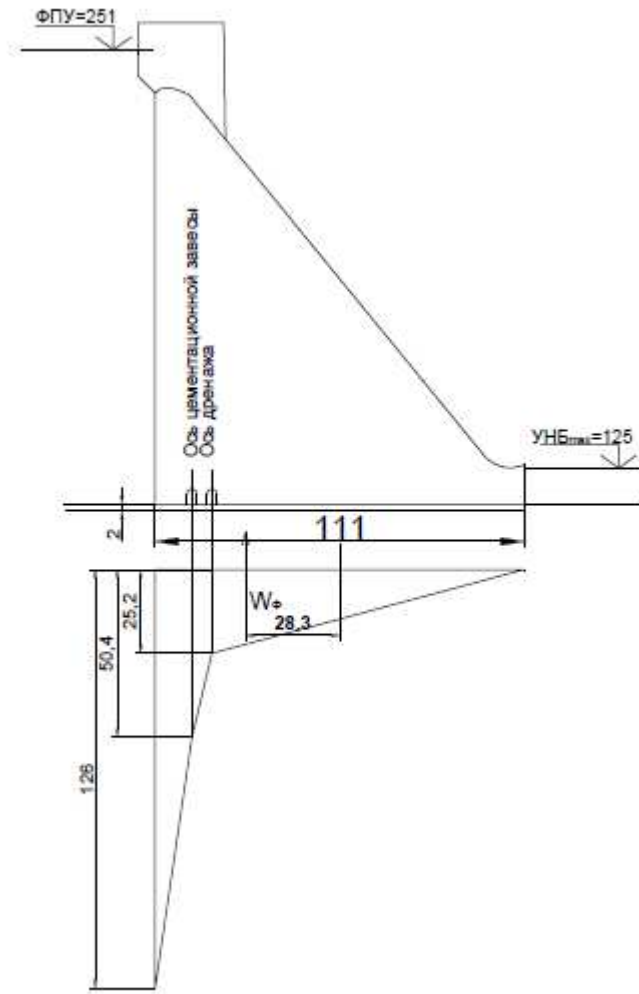


Рис.9. Эпюра фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок и воздействий.

Площадь эпюры фильтрационного давления и плечо силы определим с помощью программы AutoCad:  $S_{\text{эп}}=2389 \text{ м}^2$ ,  $L=28,3 \text{ м}$

$$W'_{\phi} = \gamma_v \cdot S'_{\text{эп}} = 10 \cdot 2389 = 23890 \text{ кН} \quad (4.100)$$

Потери фильтрационного напора на цементационной завесе:

$$\Delta H_z = H_d - 0,4 \cdot H_d = 0,6 \cdot H_d \quad (4.101)$$

где  $H_d$  – действующий напор;

Для основного сочетания нагрузок:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБmin} = 250 - 114,75 = 135,25 \quad (4.102)$$

$$\Delta H_3 = 0,6 \cdot 135,25 = 81,15$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$H_d = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla УНБ_{\max} = 251 - 125 = 126 \quad (4.103)$$

$$\Delta H_3 = 0,6 \cdot 126 = 75,6$$

Расчет толщины цементационной завесы провидится для большего из рассчитанных градиентов.

Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$p_H = \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_H/2) = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 20/2) = 14,7 \text{ кН} \quad (4.104)$$

где  $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^2$  – е удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $\varphi_H = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов;  
 $h_H = 3$  – толщина слоя наносов,

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (14,7 \cdot 3)/2 = 22 \text{ кН/м}. \quad (4.105)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{гр} = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{45}{2}\right) = 5,15 \text{ кН} \quad (4.106)$$

где  $\varphi_{гр} = 45$  – для скалы;

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр.взв} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = \\ &= (10 \cdot 3 + 14,5 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{45}{2}\right) = 10,12 \text{ кН} \end{aligned} \quad (4.107)$$

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

$$\gamma_{гр.взв} = \gamma_{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 22 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 14,5 \text{ кН} \quad (4.108)$$

где  $n = 0,25$  – пористость.

$\gamma_{\text{сух}} = 22$  для скалы.

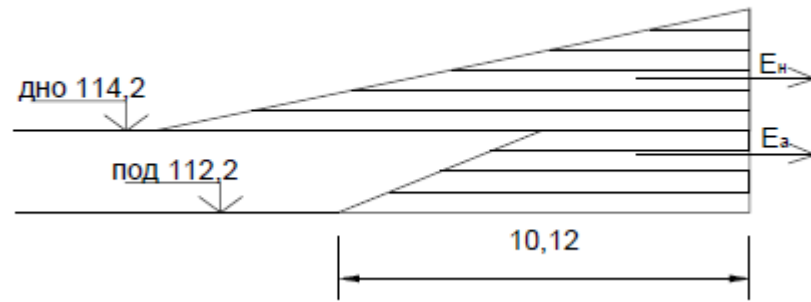


Рис.11. Эпюры давления наносов и активное давление грунта.

$$E_{\text{ав}} = S_{\text{эп}} = \frac{a+b}{2} \times h = \frac{5,15+10,12}{2} \times 2 = 15,27 \text{ м}^2 \quad (4.109)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

На уровне подошвы плотины:

$$p''_{\text{пн}} = (\gamma_{\text{гр.взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right); \quad (4.110)$$

$$p''_{\text{пн}} = (14,5 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{45}{2} \right) = 169 \text{ кН}$$

$$E_{\text{пн}} = \frac{p''_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{169}{2} \cdot 2 = 169 \text{ кН} \quad (4.111)$$

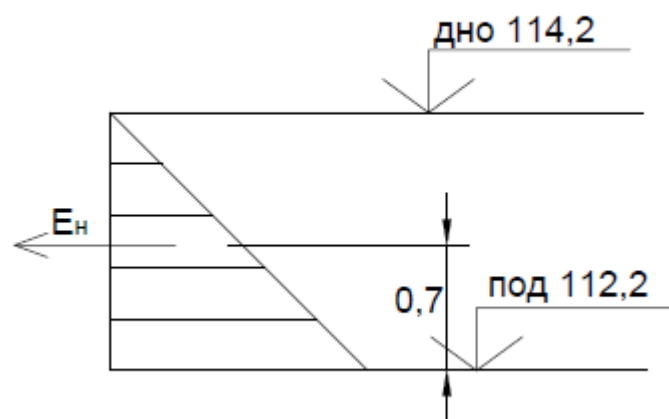


Рис.11. Эпюра пассивного давления.

## Волновое давление

Равнодействующая волнового давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5\gamma_{\text{в}} h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,77 \cdot \left( \frac{6,89}{3,14} + \frac{0,27}{2} \right) = 8,97 \text{ кН} \quad (4.112)$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,77^2}{6,89} = 0,27 \text{ м} \quad (4.113)$$

где  $h_{1\%} = 0,77$  – высота волны 1% обеспеченности (Раздел 2,1);  
 $\bar{\lambda} = 6,89$  – средняя длина волны (Раздел 2,1):

Равнодействующая волнового давления при особом сочетании нагрузок и воздействий :

$$W_{\text{волн}} = 0,5\gamma_{\text{в}} h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,69 \cdot \left( \frac{6,37}{3,14} + \frac{0,23}{2} \right) = 7,33 \text{ кН} \quad (4.114)$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,69^2}{6,37} = 0,23 \text{ м} \quad (4.115)$$

где  $h_{1\%} = 0,69$  – высота волны 1% обеспеченности (Раздел 2,1);  
 $\bar{\lambda} = 6,37$  – средняя длина волны (Раздел 2,1):

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

при НПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,89}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,77 = 0,81 \text{ м.} \quad (4.116)$$

при ФПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,37}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,69 = 0,76 \text{ м.} \quad (4.117)$$

## 4.7 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации).

Расчет плотины высотой до 60м будем вести без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаем сжимающие напряжения как господствующие, следовательно, со знаком «-».

Для удобства расчета составим таблицу 4.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 4.4– Сбор нагрузок

Силы	$\gamma_f$	Основной случай			Проверочный случай		
		Сила, кН	Плечо м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
2	3	5	6	7	8	9	10
$T_B$	1	94944	45,9	4357930	96327	46,3	4459940
$T_H$	1	32,5	1	-32,5	819	4,3	-3522
$G_6$	0,95	5906	19,9	-115141	5906	19,9	-115141
$G_{пл}$	0,95	161384	17,8	-2808562	161384	17,8	-2808562
$W_{взв}$	1	2830	0	0	14208	0	0
$W_\phi$	1	25640	28,3	725612	23890	28,3	676087
$E_H$	1,2	22	3	66	22	3	66
$E_{ав}$	1,2	15,27	2	30,5	15,27	2	30,5
$E_{пн}$	1,2	169	0,7	118,3	169	0,7	118,3
$W_{волн}$	1	8,97	137,8	1236	7,33	139	1019
$q_3$	0,9	59,4	38	-2257	59,4	38	-2257
		$\Sigma 138880$	$\Sigma = 1711231$		$\Sigma 129251$		$\Sigma = 167319$

#### Основное сочетание нагрузок

для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{138880}{111} + \frac{6 \cdot (1711231)}{111^2} = -417,8 \text{ кПа} \quad (4.118)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2); \quad (4.119)$$

$$\sigma_x^u = -417,8 \cdot 0^2 - 10 \cdot 137,8 \cdot (1 - 0) = -1378 \text{ кПа}$$

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 250 - 112,2 = 137,8 \text{ м} \quad (4.120)$$

где  $H_d^u$  –напор над расчетным сечением;

$m_u$  – уклон напорной грани;  
 $\gamma_w$  – удельный вес воды.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (10 \cdot 137,6 - 417,8) \cdot 0 = 0 \quad (4.121)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2; \\ \sigma_1^u &= -417,8 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 137,8 \cdot 0 = -417,8 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (4.122)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 137,8 = -1378 \text{ кПа} \quad (4.123)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1+0)}{2} \cdot \left\{ -417,8 [\cos 2(0 - 0) + 1] + 10 \cdot 137,8 \cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} \\ &= -417,8 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (4.124)$$

где  $\alpha$  – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;  
 $\delta$  – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{138880}{111} - \frac{6 \cdot (1711231)}{111^2} = -2085 \text{ кПа}; \quad (4.125)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2); \\ \sigma_x^t &= -2085 \cdot 0^2 - 10 \cdot 2,55 \cdot (1 - 0^2) = -25,5 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (4.126)$$

$$H_d^u = \nabla_{\text{УНБmin}} - \nabla_{\text{под}} = 114,75 - 112,2 = 2,55 \text{ м} \quad (4.127)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 2,55 - 2085) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (4.128)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2; \quad (4.129)$$

$$\sigma_3^t = -2085 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 2,55 \cdot 0^2 = -2085 \text{ кПа};$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 2,55 = -25,5 \text{ кПа}; \quad (4.130)$$

Особое сочетание нагрузок

для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{129251}{111} + \frac{6 \cdot (1673196)}{111^2} = -349,6 \text{ кПа}; \quad (4.131)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2); \quad (4.132)$$

$$\sigma_x^u = -349,6 \cdot 0^2 - 10 \cdot 138,8 \cdot 1 = -1388 \text{ кПа};$$

$$H_d^u = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla_{\text{под}} = 251 - 112,2 = 138,8 \text{ м} \quad (4.133)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (10 \cdot 138,8 - 349,6) \cdot 0 = 0; \quad (4.134)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u(1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2; \quad (4.135)$$

$$\sigma_1^u = -349,6 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 138,8 \cdot 0 = -349,6 \text{ кПа};$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 138,8 = -1388 \text{ кПа}; \quad (4.136)$$



Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\}; \quad (4.137)$$

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+0)}{2} \cdot \left\{ -349,6 [\cos 2(0-0) + 1] + 10 \cdot 238,8 \cdot \left[ \cos 2(0-0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} = \\ &= -349,6 \text{ кПа;} \end{aligned}$$

для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{129251}{111} - \frac{6 \cdot (1673196)}{111^2} = -1980 \text{ кПа}; \quad (4.138)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2); \quad (4.139)$$

$$\sigma_x^t = -1980 \cdot 0^2 - 10 \cdot 12,8 \cdot (1 - 0^2) = -128 \text{ кПа};$$

$$H_d^u = \nabla_{\text{УНБmax}} - \nabla_{\text{Под}} = 125 - 112,2 = 12,8 \text{ м} \quad (4.140)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 12,8 - 1980) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (4.141)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2; \quad (4.142)$$

$$\sigma_3^t = -1980 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 12,8 \cdot 0^2 = -1980 \text{ кПа};$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 12,8 = -128 \text{ кПа}; \quad (4.143)$$

Для удобства сведем нагрузки в таблицу 4.5

Таблица 4.5–Нагрузки

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	–417,8	$\sigma_y^t$	–2085
$\sigma_x^u$	–1378	$\sigma_x^t$	–25,5
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	0
$\sigma_1^u$	–417,8	$\sigma_3^t$	–2085
$\sigma_3^u$	–1378	$\sigma_1^t$	–25,5
$\sigma_c^u$	–417,8		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	–349,6	$\sigma_y^t$	–1980
$\sigma_x^u$	–1388	$\sigma_x^t$	–128
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	0
$\sigma_1^u$	–349,6	$\sigma_3^t$	–1980
$\sigma_3^u$	–1388	$\sigma_1^t$	–128
$\sigma_c^u$	–349,6		

### Оценка прочности плотины

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

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_{max}| \leq R_b \gamma_{cd}, \quad (4.144)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{lc} = 0,95$  – для расчетов по первому предельному состоянию, особому сочетанию нагрузок);

$\sigma_{max}$  – максимальное главное напряжение;

$R_b = 11,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20, которое определяем по [5];

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

для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1980| \leq 11500 \cdot 0,9 , \\ 2475 \leq 10350.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-1980| \leq 11500 \cdot 0,9 , \\ 2228 \leq 10350.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0,$$

для основного сочетания нагрузок:

$$-417,8 < 0.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$-2085 < 0.$$

В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u , \tag{4.144}$$

для основного сочетания нагрузок:

$$|-417,8| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 137,8 ,$$

$$417,8 \geq 344,5.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$|-349,6| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 138,8$$

$$349,6 \geq 347.$$

Условие выполняется. Необходимо увеличить ширину сечения.

В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0 ,$$

для основного сочетания нагрузок:

$$-417,8 \leq 0.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$-349,6 \leq 0.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности. Из дополнительных действий необходимо только увеличить ширину сечения.

Расчет устойчивости плотины на сдвиг  
Основное сочетания нагрузок и воздействий

Оценка устойчивости плотины на сдвиг производится по формуле предельного состояния:

$$\gamma_{lc} \cdot F \leq \frac{R \cdot \gamma_{cd}}{\gamma_n} \quad (4.145)$$

где  $F$  – расчетная равнодействующая сдвигающих сил;  
 $R$  – несущая способность сооружения;

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (4.146)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент трения для грунта основания (диабаз)  $\operatorname{tg} \varphi = 0,8$  ;  
 $c$  – коэффициент сцепления;  
 $\omega$  – площадь сцепления.

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + 169 \cdot 0,7 + c \cdot \omega = \\ &= (161384,4 + 5906 - 2830 - 25640 + 59,4) \cdot 0,8 + 169 \cdot 0,7 + 150 \cdot \\ &111 = 127754 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (4.147)$$

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = \\ &= 94944 - 32,5 + 8,97 + 22 = 94942,5 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (4.148)$$

Проверка соблюдения условия на сдвиг:

$$\gamma_n \leq \frac{\gamma_{cd} \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F_p} \quad (4.149)$$

$$\frac{0,95 \cdot 127754}{1 \cdot 94942,5} = 1,278. \quad (4.150)$$

$$1,25 < 1,278$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости на сдвиг.

Особое сочетания нагрузок и воздействий

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega =$$

$$= (161384,4 + 5906 - 14208 - 23890 + 59,4) \cdot 0,8 + 169 \cdot 0,7 + 150 \cdot$$

$$111 = 120051 \text{ кН/м} \quad (4.151)$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H =$$

$$= 96327 - 819 + 7,33 + 22 = 95537 \text{ кН/м.} \quad (4.152)$$

Проверка соблюдения условия на сдвиг:

$$\gamma_n \leq \frac{\gamma_{cd} \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F_p} \quad (4.153)$$

$$\frac{1 \cdot 120051}{0,95 \cdot 95537} = 1,32$$

$$1,25 < 1,32$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости на сдвиг.

## 5 Организация и производство гидротехнических работ

### 5.1 Этапы возведения сооружений и схемы пропуска строительных расходов на различных этапах

Разбивка сооружения на этапы возведения.

Этапы возведения сооружений:

- 1) I этап — возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;
- 2) II этап — перекрытие русла, возведение глухой бетонной плотины;
- 3) III этап—наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;
- 4) IV этап — наполнение водохранилища до отметок пуска первоочередных агрегатов;
- 5) V этап—наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным, поочередным пуском всех агрегатов.

I этап – Возведение сооружений необходимых для перекрытия русла: водосливной плотины, здания ГЭС, стационарной бетонной плотины.

Виды работ на первом этапе: возведение перемычек 1 очереди; организация водоотлива и водопонижения в котловане; выемка мягких и скальных грунтов под сооружение; бетонные работы на участках бетонных сооружений;

II этап – осуществляется перекрытие русла реки. В процессе перекрытия русла осуществляется постепенное переключение расходов из естественного русла на сооружение, построенные во время I этапа.

Перекрытие русла включает следующие работы:

- предварительное стеснение русла;
- отсыпка каменного банкета в проране;
- возведения части глухой бетонной плотины;
- отсыпка фильтров и материала тела перемычки до отметок перекрытия;

После перекрытия осуществляется возведение перемычек 2-й очереди и откачка воды из котлована 2-й очереди.

III этап –осуществляется наращивание бетонных сооружений по всему напорному фронту, выполняется основные объемы бетонных работ, а так же возведение левобережной глухой бетонной плотины и правобережной глухой бетонной плотины. В связи с этим данный этап является наиболее продолжительным. Пропуск, строительных расходов осуществляется через донные отверстия, которые выполнены в водосливной плотине.

IV этап – осуществляются наполнение водохранилища, и продолжается возведение сооружений до отметок пуска сооружений первой очереди. Параллельно с наполнением водохранилища осуществляются наращивание

фронта бетонных сооружений, возведение здания ГЭС и монтаж агрегатов. Осуществляется заделка донных отверстий.

V этап – происходит наращивание всех сооружений до проектных отметок, дальнейшее наполнение водохранилища и поочередный пуск всех агрегатов. Пропуск необходимых расходов через створ гидроузла в этот период осуществляется уже через работающие агрегаты ГЭС, пропуск через донные отверстия прекращается.

## 5.2 Расчет пропуска строительных расходов

Основной особенностью русловой компоновки является двухочередная схема возведения.

На первом этапе возводят перемычки первой очереди. При этом продольная перемычка располагается в русле, значительно стесняя русло. Расход пропускается через суженное русло. Перекрытая перемычками часть русла составляет 43 % ширины русла в створе.

Площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при  $Q_{стр}$ , определяем с помощью программы AutoCad .

$$\omega_0 = 950 \text{ м}^2;$$

$$\omega_{сж} = 678,4 \text{ м}^2.$$

Определяем бытовую скорость реки

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{\omega_0} = \frac{2375}{1696} = 1,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}; \quad (5.1)$$

Скорость в суженном русле:

$$V_{сж} = \frac{Q_{стр}}{\omega_{сж}} = \frac{2375}{678,4} = 3,5 \text{ м/с} \quad (5.2)$$

Повышение уровня определяется по формуле:

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_с^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{3,5^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} = 0,45 \text{ м}, \quad (5.3)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости, принимаем для трапецидальной перемычки равный 0,8[11].

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{вп}} = h_{\text{нб}} + z + a = 9,4 + 0,45 + 1 = 10,9 \text{ м}, \quad (5.4)$$

где  $h_{\text{нб}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая  $Q_{\text{стр}}$ ;  
 $a$  – конструктивный запас, принимают равным 1 м.

Отметка верховой перемычки:

$$\nabla_{\text{ГВП}} = \nabla_{\text{дна}} + H_{\text{вп}} = 114,2 + 10,9 = 125,1 \text{ м}. \quad (5.5)$$

Высота низовой перемычки:

$$H_{\text{нп}} = h_{\text{нб}} + a = 9,4 + 1 = 10,4 \text{ м}. \quad (5.6)$$

Отметка низовой перемычки:

$$\nabla_{\text{ГНП}} = \nabla_{\text{дна}} + H_{\text{нп}} = 114,2 + 10,7 = 124,9 \text{ м}. \quad (5.7)$$

Определяем объём низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{\text{нп}} / 2 = 245,5 \cdot 194 / 2 = 23813,5 \text{ (м}^3\text{)}. \quad (5.8)$$

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = (23813,5 + 34086) / 1000 = 58 \quad (5.9)$$

где  $\Sigma V_{\text{пер}}$  – суммарный объём всех перемычек,  
 $J_{\text{пер}}$  – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем 1000 м<sup>3</sup>/сут. (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).  
Округляем полученное время кратно месяцам в большую сторону и получаем 2 месяца.

### 5.3. Организация и технология работ по возведению перемычек

Перемычки относятся к III классу капитальности. При перекрытии на первом этапе целесообразно использовать каменно – земляные перемычки. Преимущество этих перемычек дешевизна по сравнению с другими. Эти перемычки допускают полную механизацию работ по их возведению, легко разбираются и могут применяться при любых напорах и высоте. Земляные перемычки типовых профилей высотой до 15 м достаточно проверены практикой и не требуют, каких – либо расчетов. Поперечные профили плотины каменно-земляных перемычек с рекомендуемыми откосами при надежном



основании обладают достаточной устойчивостью на сдвиг. На рисунке 5.1 представлены перемычки первой очереди

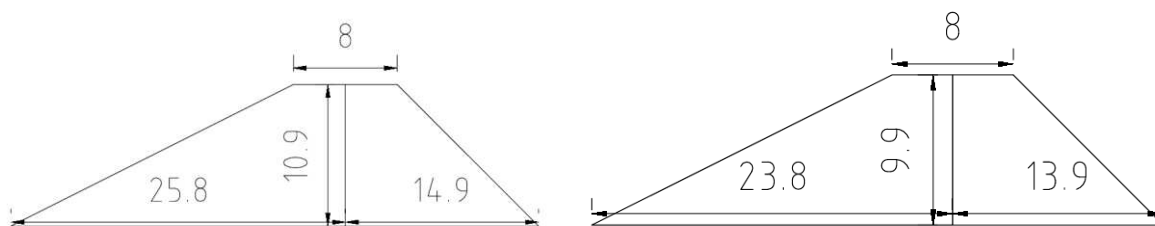


Рисунок 5.1 – Верховая и низовая каменно-земляная перемычка(1-й очереди)  
Для перемычек второй очереди используем каменно-земляные перемычки и продольная перемычка.

#### 5.4 Организация и технология работ по водоотливу

Работы по осушению котлована начинаются с удаления воды из огражденной перемычками акватории. Откачку воды осуществляем способом открытого водоотлива. Этот способ наиболее простой и дешевый. Откачка осуществляется центробежными насосами т.к. эти насосы легко приспособляются к работе с переменным режимом. Насосы располагаются стационарно (на перемычке, бровке откоса и т.д). Устанавливаются не менее двух насосов с обязательным наличием резервного насоса. Продолжительность откачки котлована определяется допустимой интенсивностью откачки. Данная интенсивность на начальном этапе составит 0,5-0,8 м/сут (т.к. котлован из скальных грунтов). Процесс осушения котлована сопровождается постоянными наблюдениями за деформациями дна и откосов, понижения уровня и объемом откачиваемой воды. При увеличении проточности, появлении мутной воды, оползней на берегах и перемычках откачку замедляют или прекращают до устранения ненормальных явлений.

Насосы при открытом водоотливе с электроприводом.

Площадь котлована  $17300 \text{ м}^2$  – Определенно через Autocad

Определяем глубину воды в котловане  $h = 9,4 \text{ м}$ . при среднем расходе воды в реке  $Q = 1522 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Находим объём воды, которую требуется откачать из котлована  $V = 162620 \text{ м}^3$ .

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (например К80-65-125а, имеющие производительность  $W = 44,7 \text{ м}^3/\text{час}$  при высоте подъема воды до 16 м) в количестве 5 шт.

Рассчитываем время откачки с использованием  $n$  насосов.

$$\approx t = \frac{V}{W * n} = \frac{162620}{44,7 * 5} = 720 \text{ ч} = 1 \text{ месяц} \quad (5.10)$$

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

### 5.5 Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане составляют 41 x 120, глубина 9,4 м.

Определяем объем вынимаемого грунта 46248 (м<sup>3</sup>).

Принимаем основные машины для разработки грунта основания (например экскаватор ЭО-5122А, вместимость ковша  $q_{\text{ков}} = 1,8 \text{ м}^3$ ).

Вычислим производительность цикла экскаватора

$$P_{\text{Эч}} = q_{\text{ков}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{р}}} \cdot k_{\text{в}} = 2,5 \cdot 138 \cdot \frac{0,9}{1,35} \cdot 0,75 = 83/\text{ч}, \quad (5.11)$$

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

$k_{\text{р}}$  - коэффициент разрыхления грунта = 1,35

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

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

$n_{\text{ц}} = 3600/26 = 138$  - число циклов в час.

Определим время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{Эч}}} = \frac{46248}{83} = 557 \text{ час} \approx 23 \quad (5.12)$$

дней при двухсменной работе (продолжительность смены 12 часов)

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

грузоподъемность 18,7 тонн;

вместительность кузова 31,2 м<sup>3</sup>.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

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

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

Определение количества ковшей грунта в емкости низового автосамосвала:

$$q_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{\rho \cdot n_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 4 \cdot 0,9} = 2,5 \text{ м}^3, \quad (5.13)$$

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{\rho \cdot q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 2,5 \cdot 0,9} = 3,6 = 4 \text{ ковша}, \quad (5.14)$$

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

$Q_{\text{сам}}$  - грузоподъемность самосвала,  $Q_{\text{сам}} = 18,7$  тонн;  
 $\rho$  – плотность грунта,  $\rho = 2,3$  кг/м<sup>3</sup>.

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_{\text{T}}}{V_{\text{гр}}} + \frac{L_{\text{T}}}{V_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{маш}}) = \frac{2}{20} + \frac{2}{30} + (0,32 + 0,021) = 0,47 \text{ ч.} \quad (5.15)$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ковш}}} = \frac{0,47 \cdot 3600}{26 \cdot 4} \approx 18 \text{ машины.} \quad (5.16)$$

Принимаем кол-во транспортных машин (округляем полученное значение до целого числа в большую сторону!!!).

## 5.6 Строительный генеральный план

### Бетонные работы в нижней части водосливной плотины

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины  $B=112$ , м

Высота бетонируемой части водосливной плотины  $h=9,4$  м

Длина бетонируемого участка плотины  $L=86,5$  м

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{бр}} = (B \cdot L \cdot h) = (112 \cdot 86,5 \cdot 9,4) = 34742 \text{ м}^3. \quad (5.17)$$

Задаемся интенсивностью бетонирования  $J_{\text{б.р.}}$  (можно по аналогу), 3000 м<sup>3</sup>/мес.

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{\text{бр.}} / J_{\text{б.р.}} = 11 \text{ месяцев} \quad (5.18)$$

### Второй этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через гребёнку в построенной в котловане первой очереди бетонной 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, для возведения стационарной части плотины;
- возводят стационарную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте;
- устраивают глубокую цементационную завесу;
- бурят дренажные скважины в основании плотины;
- разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС.

#### Возведение котлована второй очереди

Верховую перемычку – банкет, выполняем трапециевидного сечения с заложением откосов:

Верхового 1:2;

Низового 1:1.

Ширину по гребню принимаем 8 м.

Площадь поперечного сечения банкета составляет  $\omega = 265,42 \text{ м}^2$ ,

Длина банкета составляет  $L_{\text{бан}} = 89,6 \text{ м}$ .

Таким образом, объем банкета равен

$$V = L_{\text{бан}} \cdot \omega / 2 = 11890 \text{ м}^3 \quad (5.19)$$

Конструкция низовой перемычки второй очереди аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее  $L_{\text{низ}} = 89,6 \text{ м}$ . Объем низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{\text{низ}} / 2 = 10135 \text{ м}^3. \quad (5.20)$$

Определим время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки отдельно:

$$t_{\text{бан}} = V_{\text{бан}} / J_{\text{бан}} = 12 \text{ сут} \approx 0,5 \text{ мес} \quad (5.21)$$

$$t_{\text{пер}} = V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 10 \text{ сут} \approx 0,4 \text{ мес}. \quad (5.22)$$

#### Осушение котлована 2-й очереди

Определяем площадь котлована,  $14634 \text{ м}^2$ . Глубина воды в котловане при среднем расходе воды в реке  $Q = 1522 \text{ м}^3/\text{с}$  (для месяца перекрытия) равна  $h = 9,4 \text{ м}$ . Таким образом, объем воды, которую требуется откачать из котлована равен  $V = 137560 \text{ м}^3$ . Для откачки воды из котлована используем те же, что и на котловане первой очереди консольные насосы.

Проведем расчет времени откачки с использованием 5 насосов. Время откачки составит:

$$t = 615 \text{ часов} \approx 26 \text{ суток}.$$

Эти же К80-65-125а насосы будем применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

Разработка котлована под станционную часть и здание ГЭС

Определим объемы разрабатываемого грунта в котловане второй очереди. Размеры котлована под станционную часть плотины и глухие секции 75х 120, глубина 9,4 м. Объем вынимаемого грунта равен  $V=A \times B \times C= 84600 \text{ м}^3$ .

Размеры котлована под здание ГЭС в плане составляют 75 х 25, средняя глубина 9,4 м. Объем вынимаемого грунта равен  $17155 \text{ м}^3$ .

Для разработки скального грунта основания – долерит, используем экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла  $P_{\text{эч}} = 83 \text{ м}^3/\text{час}$

Определим время разработки котлована под станционную часть плотины

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = 1019 \text{ часа} = 43 \text{ суток.} \quad (5.23)$$

Определим время разработки котлована под здание ГЭС

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = 206 \text{ часа} = 9 \text{ суток.} \quad (5.24)$$

Бетонные работы в нижней части станционной плотины и глухих секций

Ширина нижней части станционной плотины и глухих секций -  $B= 112 \text{ м}$ .

Высота бетонируемого участка станционной плотины  $h= 9,4 \text{ м}$

Длина бетонируемого участка плотины  $L= 183 \text{ м}$

Объем  $V=B \cdot L \cdot h = 192662 \text{ м}^3$ .

Время бетонирования  $t = 2,6 \text{ мес}$

Бетонные работы в подводной части здания ГЭС

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.

Ширина подводной части здания ГЭС  $B = 18,5 \text{ м}$

Высота подводной части здания ГЭС  $h = 9,4 \text{ м}$

Длина подводной части здания ГЭС  $L_{\text{ГЭС}} = 67 \text{ м}$

Объем  $V = B \cdot L \cdot h = 11477, \text{ м}^3$

Интенсивность бетонирования  $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$

Время бетонирования  $t = 0,2 \text{ мес}$

### Третий этап

**Разработка котлованов под береговые участки плотины**

Определяем объем грунта при разработке котлованов.

Правобережный котлован, секции:  $14 \div 22$

Длина 87 м, характерная ширина 120, глубина 9,4 м. Объем правобережного котлована

$V = 98136 \text{ м}^3$ .

Время на разработку грунта:

$$V/P_{\text{эч}} = 1182 \text{ час} = 49 \text{ суток.}$$

Левобережный котлован, секции 7 ÷ 17:

Длина 35 м, характерная ширина 120, глубина 9,4 м. Объем левобережного котлована

$$V = 39480 \text{ м}^3.$$

Время на разработку грунта:

$$V/P_{\text{эч}} = 476 \text{ час} = 20 \text{ суток.}$$

Бетонные работы по всему напорному фронту

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 40 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{\text{пл}} = 431 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 112 м

Ширина сечения в верхней части 76 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$$\omega_{\text{п}} = 3582 \text{ м}^2$$

$$\text{Объем бетона } V = \omega_{\text{п}} \cdot L_{\text{пл}} = 1543842 \text{ м}^3.$$

Время бетонирования  $t = 20,6 \text{ мес.}$

#### **Четвертый этап**

На данном этапе проводят бетонные работы:

Бетонные работы по всему напорному фронту

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 40 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{\text{пл}} = 650 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 72 м

Ширина сечения в верхней части 39 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$$\omega_{\text{п}} = 2227 \text{ м}^2$$

$$\text{Объем бетона } V = \omega_{\text{п}} \cdot L_{\text{пл}} = 1447550 \text{ м}^3.$$

Время бетонирования  $t = 19,3 \text{ мес.}$

#### **Пятый этап**

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Бетонные работы по всему напорному фронту

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 55,6 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{\text{пл}} = 900 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 39 м

Ширина сечения в верхней части 24 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$$\omega_{\text{п}} = 1493 \text{ м}^2$$

$$\text{Объём бетона } V = \omega_{\text{п}} \cdot L_{\text{пл}} = 1343700 \text{ м}^3.$$

Время бетонирования  $t = 49$  мес.

### 5.7 Определение объемов работ

Определенные объемы указаны в таблицы 5.2

Таблица 5.2– объёмы строительных работ

№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м <sup>3</sup> )
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	43887
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	27073
		Отсыпка верховой перемычка первой очереди	43887
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	162620
	Земляные	Разработка котлована под водосбросную плотину	46248
	Бетонные	Бетонирование нижней части водосбросной плотины	34742
2	Земляные	Отсыпка банкета	11890
	Земляные	Отсыпка низовой перемычки второй очереди	10135
	Откачка воды	Осушение котлована	137560
3	Земляные	Разработка котлована второй очереди	84600
	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	192662
	Бетонные	Бетонирование подводной части здания ГЭС	11477
4	Земляные	Разработка котлованов под право- и левобережную части плотины	137616
	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 121,6÷161,6	1543842
5	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 161,6÷ 201,6	1447550
6	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 201,6÷257,2	1343700

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

### **6.1 Охрана труда**

Основными задачами работы в области охраны труда при эксплуатации оборудования и сооружений Бирюсинской ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На Бирюсинской ГЭС организацию работы по охране труда должны осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков.

Надзор за соблюдением правил по охране труда (правил безопасности) и производственной санитарии персоналом ГЭС, осуществляют органы государственного контроля, уполномоченные в соответствующих областях деятельности. Общественный контроль за состоянием охраны труда осуществляется профсоюзными органами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в период строительства гидроэлектростанции, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

На Бирюсинской ГЭС должны быть включены требования к мерам по охране труда и безопасной организации работ:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации гидротехнических сооружений;
- по техническому обслуживанию бетонных гидротехнических сооружений;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;
- по устройству и обслуживанию наплавных устройств и сооружений;
- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;



- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;
- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ и бьефов от наносов;
- на объектах гидроэлектростанции, выполняемых под водой (подводно-технические работы);
- по обслуживанию иных объектов конкретной гидроэлектростанции.

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

## **6.2 Противопожарная безопасность**

Руководитель ГЭС обязан:

- соблюдать требования пожарной безопасности, а также выполнять предписания, постановления и иные законные требования должностных лиц пожарной охраны;
- разрабатывать и осуществлять меры по обеспечению пожарной безопасности;
- содержать в исправном состоянии системы и средства противопожарной защиты, включая первичные средства тушения пожаров, не допускать их использования не по назначению;
- предоставлять в установленном порядке при тушении пожаров на территориях гидроэлектростанций необходимые силы и средства;
- обеспечивать доступ должностным лицам пожарной охраны при осуществлении ими служебных обязанностей на территории, в здания, сооружения и на иные объекты гидроэлектростанций;
- незамедлительно сообщать в пожарную охрану о возникших пожарах, неисправностях имеющихся систем и средств противопожарной защиты, об изменении состояния дорог и проездов.

Руководители структурных подразделений осуществляют непосредственное руководство системой пожарной безопасности в пределах своей компетенции на подведомственных объектах и несут персональную ответственность за соблюдение требований пожарной безопасности.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

Все работники гидроэлектростанции, а также лица, принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственное обучение (практику), должны допускаться к работе только после прохождения вводного противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем.

### **6.3 Мероприятия по охране окружающей среды**

Основными источниками загрязнения реки Бирюса является сельскохозяйственная деятельность – остатков минеральных удобрений и органических отходов. Сброс в воду отработанной воды золотодобывающей организации, основным источником промышленного загрязнения воды был на протяжении многих лет – Бирюсинский гидролизный завод. В связи со строительством Тайшетского алюминиевого завода появляется опасность загрязнения данного водного объекта.

В районе строительства проектируемой ГЭС насчитывается около 200 видов растений. Растения наиболее распространенные на территории строительства: пихта сибирская, лиственница, кедр, черный тополь, пушистая берёза.

Животный мир представлен следующими видами животных: лось, бурый медведь, волк, рысь, лиса, заяц белка, бурундук.

В связи с тем, что на территории строительства Бирюсинской ГЭС находятся краснокнижные виды животных и растений, с первых дней реализации проекта необходимо проводить мероприятия по мониторингу этих краснокнижных видов с целью минимизации возможных негативных видов воздействия от строительства и эксплуатации ГЭС, а так же для уточнения

компенсационных мероприятий ущерба, причиненного в процессе строительства.

Водные ресурсы на участке строительства представлены следующими видами: ленок, хариус, таймень, щука, тугун, налим, окунь, голец.

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

### **Период строительства**

Главная задача строительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям. К таким работам относятся: строительство транспортных, энергетических и всех других инженерных коммуникаций, строительство производственной базы, подготовка ложа водохранилища.

К окончанию периода строительства должны быть закончены основные объекты производственной базы (бетонное хозяйство, автобазы и др.).

В период строительства основной задачей является возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность. Практически в этот период должны быть закончены все сооружения объекта, необходимые для его эксплуатации.

После завершения всех строительно-монтажных работ, объект может быть сдан в постоянную промышленную эксплуатацию.

#### Мероприятия по охране окружающей среды в строительный период:

- разработка и утверждение проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;
- разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- оформление решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях изменения береговой линии и дна на акватории водного объекта на участке строительства;
- расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- разработка и осуществление природоохранных мероприятий;
- раздельное накопление отходов по видам отходов и классам опасности;
- организация и проведение производственного экологического контроля;
- размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- передача отработанных масел, образующихся в процессе эксплуатации автодорожной техники и автотранспорта, на обезвреживание специализированной организации;

- учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журнале;
- организация и осуществление контроля качества природных поверхностных вод на участке строительства;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие;
- снятие плодородного слоя земли на участке строительства и складирование его на специально отведенном участке;
- использование электричества для энергоснабжения всех потребителей строительства;
- использование автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в выхлопных газах.

В комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории входят:

Мероприятия по санитарной подготовке территории затопления регламентированы санитарными правилами от 01.07.1985 №3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», которые устанавливают основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ и нижним бьефам с целью обеспечения качества воды в них, соответствующего требованиям воно-санитарного законодательства. К основным мероприятиям по подготовке ложа водохранилища относятся:

- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от кустарниковой растительности;
- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов.

В связи с тем, что в ложе проектируемого водохранилища отсутствуют лесные насаждения, лесосводку проводить не требуется. Очистка зоны водохранилища от кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами.

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

- крепление откосов;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

При проведении строительных работ будет производиться образование большого количества отходов.

## Период эксплуатации

В период эксплуатации гидроэлектростанция должна обеспечить минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока необходимо осуществлять в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- при эксплуатации и обслуживании оборудования, производственных зданий, гидротехнических сооружений, производственной территории планировать и постоянно выполнять мероприятия по предотвращению попадания загрязненных вод в водный объект (водохранилище, нижний бьеф), не допускать загрязнения территории промплощадки и водоохранной зоны;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений соблюдать природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам, соблюдать требования при обращении с отходами производства и потребления.

В течение всего периода эксплуатации должен быть организован мониторинг состояния окружающей среды: качество воды реки Бирюса, соблюдение установленных нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, правила накопления отходов производства. Состав мониторинговых исследований должен быть определен на основании анализа проводимых мероприятий и конкретных местных условий. Программа мониторинга должна быть согласована с уполномоченным органом государственного управления в области охраны окружающей среды.

Все выпуски сточных вод: дренажных, дождевых должны быть оборудованы приборами учета осуществляемых сбросов и очистными установками. В составе очистных сооружений замасленных сточных вод на территории и производственных площадках должны быть предусмотрены фильтры и насосное оборудование для промывки фильтров, откачки уловленных нефтепродуктов с последующим их использованием или утилизацией и перекачкой (выпуском) очищенного стока в нижний бьеф.

Мероприятиями по охране окружающей среды в период эксплуатации гидроэлектростанции являются:

- разработка и согласование проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

- получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

- организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

- разработка и утверждение проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;

- разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты;

- получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- оформление решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных, в том числе дренажных, вод;
- разработка программ наблюдений за водным объектом и качеством сточных вод;
- разработка и осуществление природоохранных мероприятий;
- размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- передача отработанных масел, образующихся при эксплуатации, масло гидросилового и электротехнического оборудования, на обезвреживание специализированной организации;
- учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журнале;
- организация и осуществление контроля качества природных поверхностных вод на участке водопользования;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

## 7 Техничко-экономические показатели

### 7.1 Оценка объемов продаж электроэнергии

При эксплуатации ГЭС будет реализовано 2 вида товара:

- Мощность МВт;
- Электроэнергия МВт·ч.

Мощность, вырабатываемая станцией равна установленной мощности ГЭС, и реализуется в зависимости от тарифной ставки для данного региона по «Единым сценарным условиям» ПАО «РусГидро» 2017-2042гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017г. №9).

Продажа электроэнергии поддерживается и регулируется государством по определенным правилам. Объемы продаж за 4 года представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж энергии

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (год)			
		2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	МВт	622	622	622	622
Число часов использования установленной мощности	Часы	8640	8640	8640	8640
Выработка электроэнергии	МВт·ч	5806080	5806080	5806080	5806080
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	5689958	5689958	5689958	5689958

Продолжение таблицы 7.1–Оценка объёмов продаж энергии

Тариф на электроэнергию	Руб/МВт·ч	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб	526,32	541,96	557,14	571,84
НДС к выручке	Млн.руб	50,392	51,89	53,34	54,751

## 7.2 Текущие расходы по проекту

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя: амортизационные отчисления; расходы на страхование; эксплуатационные затраты; расходы на ремонт производственных фондов; расходы на услуги регулирующих компаний; налог на воду. Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования и средней ставки амортизационных отчислений.

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка (тыс. руб/МВт)	Величина, млн. руб.
Фонд оплаты труда	255,2	171,49
Прочие	274,0	184,13
Итого по ГЭС		355,62

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



Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этап проекта	Величина
От 1-5	0,04
От 6-15	0,06
От 16-25	0,08

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из тарифов (без НДС) в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в Таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб
ОАО"СО–ЕЭС"	135380 руб. за 1 МВт	90,97
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб. за 1 МВт · ч	6,37
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб. за 1 МВт · ч	1,85
Итого		99,19

Налог на воду в расчете на 1тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ составляет 4,8рублей. Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2023	2024
Амортизационные отчисления	43,45	58,72
Расходы на страхование	17,76	20,1
Эксплуатационные затраты	355,62	355,62
Расходы на ремонт производственных фондов	13,32	15,07
Расходы на услуги регулирующих компаний	99,19	99,19
Налог на воду	25,55	27,88
Итого	554,91	576,58

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.2



Рисунок 7.2 – Структура текущих затрат, %

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности ГЭС.

В рассматриваемом проекте следует учесть следующие виды налогов:

- Налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- НДС – 18 % от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от стоимости имущества;
- Налог на воду на 1тыс.кВт.ч – в соответствии с бассейном реки, озера, моря.

Налог на воду входит в текущие затраты.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Налоги	2020	2021	2022
Налог на прибыль	872,33	1113,11	1146,4
НДС	536,41	1041,82	1072,61
Взносы в социальные фонды	23,84	23,84	23,84
Налог на имущество	29,64	47,55	43,62
Итого	1462,22	2226,32	2286,47

## 7.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта

Отчет о прибылях и убытках является основной формой отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта представлен на рисунке 7.3

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Интервалы планирования			
	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто)	5633,38	5811,19	5972,38	6128,83
Текущие расходы	554,91	576,58	575,77	574,78
ЕВИТ(прибыль до налога обложения)	5078,47	5234,61	5396,61	5554,05
Скорректированный налог на прибыль	1015,69	1046,92	1079,32	1110,81
НОРАТ(Чистая прибыль)	4062,78	4187,69	4317,29	4443,24
Справочно: Ставка налога на прибыль	20	20	20	20

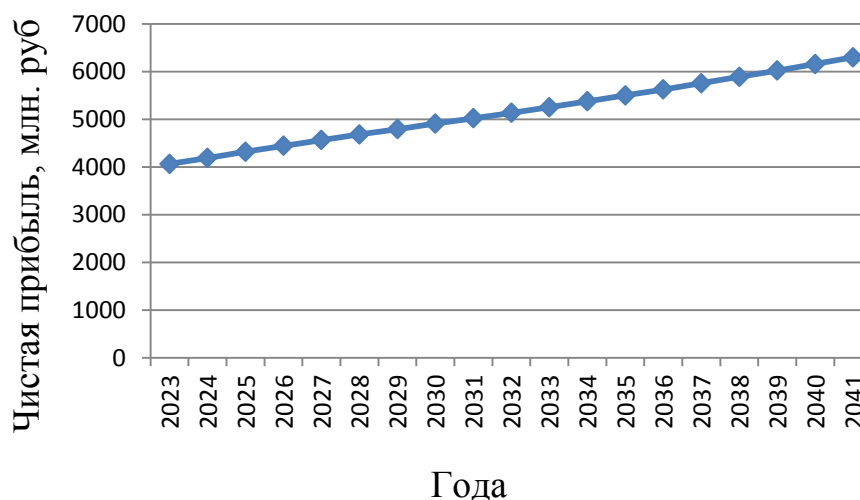


Рисунок 7.3 – Чистая прибыль, млн.руб.

## 7.5 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

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

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО 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) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта Project Expert фирмы «Эксперт-Системс». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Бирюсинской ГЭС составляет 20 лет;

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

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

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

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

## 7.6 Коммерческая эффективность

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Критерии эффективности инвестиций приведены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Бирюсинской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости – РВ, мес	79
Средняя норма рентабельности – ARR, %	82
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	19616,12
Индекс прибыльности – PI	1,36
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт · ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб./кВт	41326,7

## 7.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального

бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся: притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Налоговые поступления в федеральный и региональный бюджет

Наименование	2018	2019	2020
Налоговое поступление, млн.руб	25,2	26,66	26,94
В Федеральный бюджет, млн.руб.	23,84	23,84	23,84
В региональный бюджет, млн.руб	1,21	2,67	2,95

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

### **7.8 Анализ чувствительности**

Под анализом чувствительности проекта понимается оценка влияния на показатель доходности проекта (IP).

Техника проведения анализа чувствительности состоит в изменении выбранных параметров в определенных пределах, при условии, что остальные параметры остаются неизменными. Чем больше диапазон вариации параметров, при котором NPV или норма прибыли остается положительной величиной, тем устойчивее проект.

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

- Стоимости строительства по проекту;
- Цены электроэнергии;
- Ставки дисконтирования;
- иных существующих параметров (налоговых выплат, уровня инфляции).

Изменение эффективности проекта (PI) от различных факторов представлено на рисунке 7.4 – 7.5

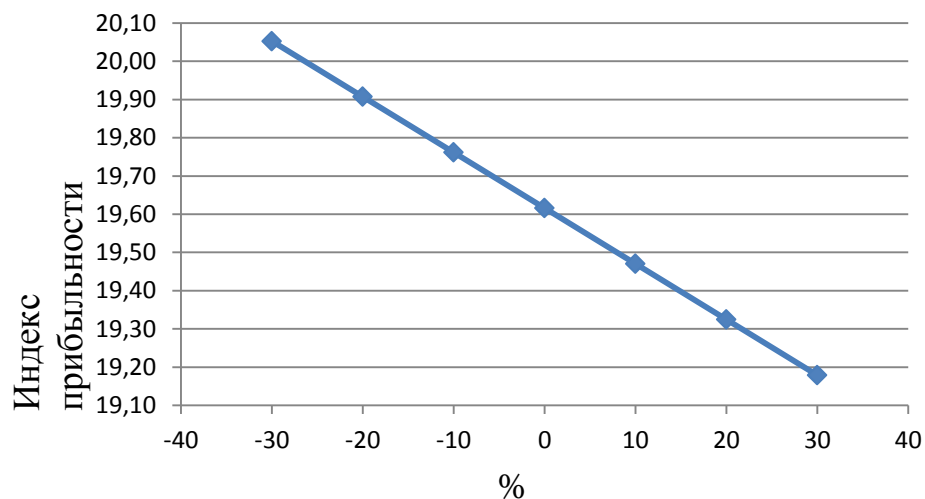


Рисунок 7.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

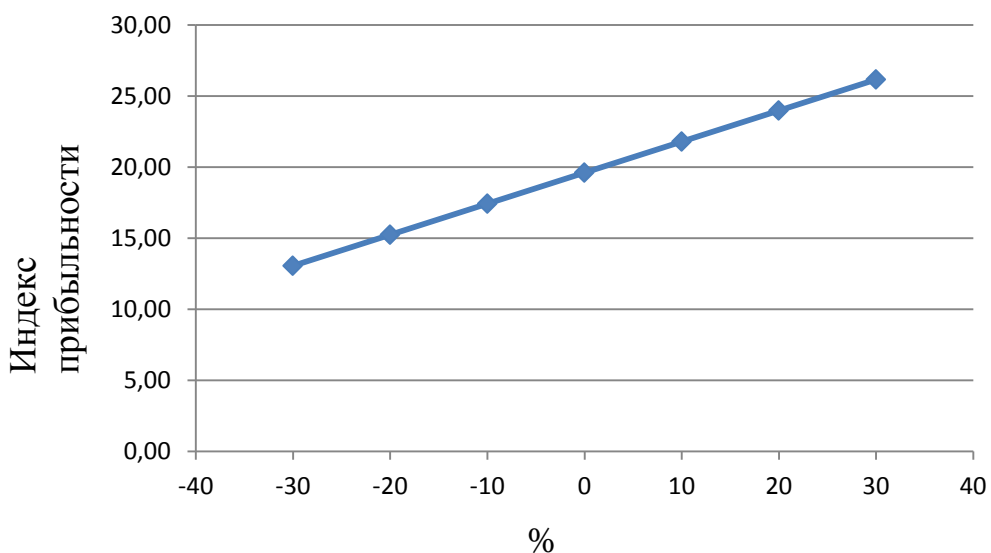


Рисунок 7.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

По данным графикам видно, что рост объемов инвестиций, ставки налогов снижает эффективность проекта. Изменение цены сбыта прямо влияет на эффективность проекта.

Изменения PI от изменения ставки дисконтирования представлено на рисунке 7.6.

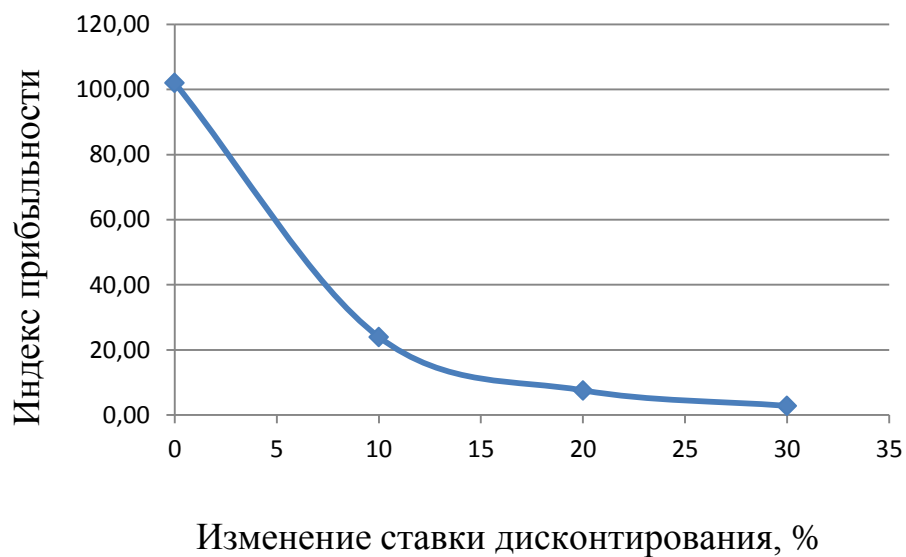


Рисунок 7.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования уменьшают величину PI. При увеличении цены реализации электроэнергии PI увеличивается.

## 8. Технология намыва дамбы из шлама

**Шламонакопитель** - комплекс специальных сооружений и оборудования, предназначенный для складирования радиоактивных, токсичных и других твердых или жидких отходов обогащения полезных ископаемых.

### 8.1 Основные схемы намыва

- Замыв от плотины к берегу применяется при заполнении овражных хранилищ. Он выгоден при рассредоточенной подаче пульпы и отличается следующими достоинствами: использованием отходов для возведения дамб вторичного обвалования; возможностью надлежащего осветления пульпы; вводом в эксплуатацию дамб первичного обвалования, возведенных из дренирующего материала, без дренажа, без механического уплотнения, а в зимних условиях - с использованием мерзлого грунта.
- Заполнение хранилища от берега к плотине успешно используется при безэстакадной подаче пульпы с обогатительных фабрик большой производительности и при высоких темпах замыва. Без дополнительных организационных мероприятий этот способ можно применять в течение всего периода эксплуатации плотинного хранилища. При большом объеме овражного хранилища создаются благоприятные условия для осветления пульпы, для аккумуляции естественного стока и последующей разработки отходов в целях использования их в промышленности. Основным недостатком этого способа заключается в трудности использования отходов для возведения ограждающих дамб из-за значительной удаленности дамб отвала.
- Комбинированный замыв применяют при большой длине овражного хранилища. Сочетая достоинства первых двух способов, он обеспечивает высокую интенсивность замыва, полное использование объема хранилища.
- Кольцевой замыв, характеризующийся простотой и удобством в эксплуатации, успешно применяют в условиях косогорных и равнинных хранилищ (рис 8.1).



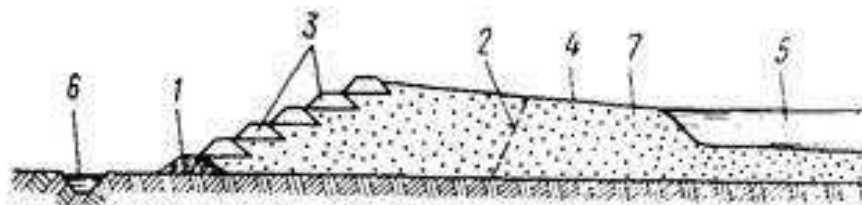


Рисунок. 8.1 – Схема одностороннего намыва хранилищ

1 - первичная дамба обвалования; 2 - граница упорной призмы; 3 - вторичные дамбы обвалования; 4 - пляж; 5 - прудок; 6 - канава; 7 - гидроотвал

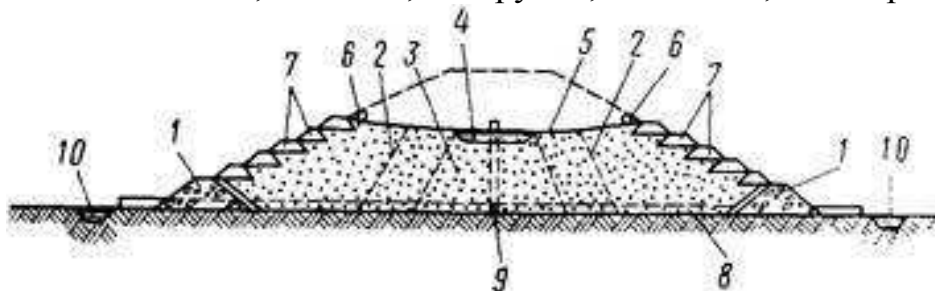


Рисунок. 8.2 – Схема двухстороннего намыва хранилищ

1 - первичная дамба обвалования из вскрышных пород с обратным фильтром; 2 - граница упорной призмы; 3 - ядро; 4 - прудок-отстойник; 5 - пляж; 6 - распределительный пульповод; 7 - вторичные дамбы обвалования; 8 - коллектор; 9 - сбросный колодец; 10 – канава

Пульпа от магистрального пульповода подается в кольцо распределительного пульповода, смонтированного непосредственно на гребне ограждающих дамб или на эстакадах малой высоты. В распределительном пульповоде устроены выпуски, оборудованные трубами или лотками. Расстояние от одного выпуска до другого можно принимать равным 8 - 10 м. При постепенном возведении хранилища трубы или лотки укладываются по откосу ограждающих дамб от выпусков до уреза воды в прудке. Через отверстия в трубе или лотке крупные фракции выпадают на верховом откосе, создавая пляж, а мелкие фракции сбрасываются в прудок-отстойник через открытый торец трубы или лотка. После того как отвал поднимется к гребню дамбы первичного обвалования, из намывных отходов отсыпают дамбы вторичного обвалования, последовательно замыкая ярусы хранилища перед ними. В связи с подачей пульпы на верховой откос профиль ограждающей дамбы усиливается и ее противофильтрационные свойства улучшаются.

Недостаток кольцевого способа заключается в значительной длине распределительных пульповодов и относительно большом объеме дамб на единицу складированных отходов.

Односторонний намыв отходов в дамбу или плотину (рис. 8.1) ведется только со стороны верхового откоса дамбы гидроотвала. При этой схеме намыва обеспечивается в пределах упорной призмы полное фракционирование материала по крупности и пористости по принципу обратного фильтра, что способствует лучшей устойчивости низового откоса.

Двухсторонний намыв дамб или плотин (рис. 8.2) ведется одновременно как с правой, так и с левой стороны. Эта схема рекомендуется при сравнительно небольшом объеме работ по намыву. При намыве поочередно с каждой стороны должно соблюдаться основное требование: урез воды прудка у противоположной от намыва стороны не должен переходить за середину пляжа при двухстороннем намыве, при этом должна соблюдаться расчетная ширина пляжа.

Кроме одно- и двухстороннего намыва может найти применение пионерно-торцевая схема для замыва нижнего подводного яруса внешней призмы дамбы, а также для намыва оснований под разделительные Дамбы и дамбы для прокладки магистральных пульповодов. Замыв нижнего, подводного яруса внешней призмы должен производиться только крупными фракциями

При большой площади хранилища и высокой производительности обогатительной фабрики схема заполнения хранилища должна включать в себя разбивку территории пляжа на технологические карты и намыв осуществляется картовым способом. Разбивка на карты разрабатывается при составлении проекта организации работ по возведению сооружений хранилища.

## **8.2 Способы подачи пульпы для намыва отходов в хранилища**

### **Намыв отходов с эстакад малой высоты**

Замыв хранилищ отходами с эстакад малой высоты можно производить при любом объеме подаваемой пульпы (рис. 8.3). При этом способе подачи пульпы на гребне плотины и дамбы или на дамбе первичного обвалования, или на их откосах (на расстоянии 8 м от подошвы) монтируют деревянную эстакаду высотой до 2,0 - 2,5 м, на которой прокладывают трубы пульповода. В трубах устраивают выпуски на расстоянии от 6 до 12 м один от другого, расстояние между которыми увеличивается с уменьшением диаметра частиц отходов. Из выпусков пульпу принимают в лотки, обычно деревянные. Под каждые 4 - 5 выпусков устраивают один приемный поток. Из приемного лотка пульпу отводят по распределительным лоткам, уложенным по откосу на легких деревянных опорах, в прудок-отстойник. Распределительные лотки располагают через 24 - 30 м один от другого.

Для выпуска пульпы и раскладки отходов по откосу в лотках устраивают отверстия. Эти отверстия размещаются в зависимости от крупности подаваемых отходов в консистенции пульпы. Замыв хранилища производят через 4 - 5 одновременно работающих выпусков при открытом конце пульповода. По мере намыва отвала выпуски перекрывают и открывают следующие по ходу пульпы выпуски, через которые и подают пульпу. В случае применения оборотного водоснабжения прудок-отстойник хранилища до замыва отходов заполняют водой, а пульпу подают к урезу воды в нем.

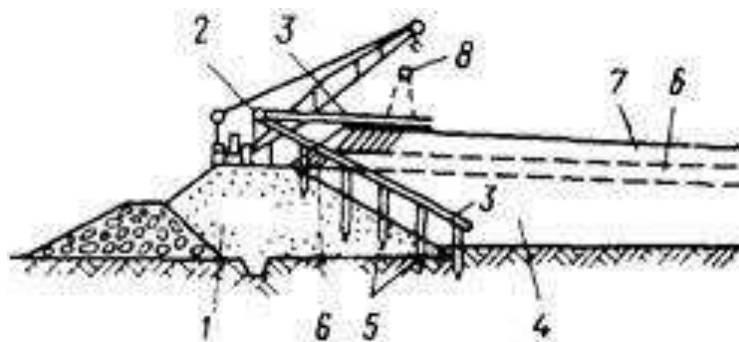


Рисунок 8.3 – Схемы замыва хранилища с эстакад малой высоты:  
 1 - дамба первичного обвалования; 2 - пульповод на эстакаде; 3 - лоток; 4 - первый ярус замыва; 5 - опоры лотка; 6 - второй ярус замыва; 7 - третий ярус замыва; 8 - второе положение пульповода

### Подача пульпы с высоких эстакад

При большой интенсивности нарастания отвала, когда требуется частая перестановка эстакад малой высоты, а также частый демонтаж и монтаж пульповода, целесообразнее устраивать эстакады значительной высоты. Организация замыва хранилища с эстакад большой высоты аналогична описанной выше для эстакад малой высоты. По мере повышения отвала горизонтальные и наклонные элементы эстакады постепенно удаляют.

### Подача пульпы зенитным способом с подкладок

Зенитный способ подачи пульпы рекомендуется применять при небольшом выходе отходов и при небольшой высоте отвала. При этом способе также различают две стадии замыва хранилища:

- первая - на гребне дамбы первичного обвалования (рис. 8.4) на подкладках (или на эстакаде малой высоты) монтируют распределительный пульповод с выпусками в виде труб, размещаемыми на расстоянии 6 - 13 м один от другого. Выпуски оборудуют затворами, обычно клапанными. В трубах выпусков устраивают сбросные отверстия диаметром 50 мм. Замыв хранилища до гребня дамбы первичного обвалования в порядке, аналогичном описанному для подачи пульпы с эстакад малой высоты;
- вторая - когда поверхность отвала достигнет гребня дамбы первичного обвалования, из отходов отсыпают дамбу вторичного обвалования. Затем к выпускам присоединяют трубы диаметром 200 мм, располагая их под углом, соответствующим углу низового откоса дамбы, с таким расчетом, чтобы открытый торец их выходил за гребень дамбы вторичного обвалования (рис. 8.4). Подавая через торец трубы пульпу, замывают ярус хранилища перед дамбой вторичного обвалования. Пульпу можно

подавать на пляж с помощью лотка. Затем на намывных отходах возводят следующий ярус дамбы вторичного обвалования из отходов и замыкают перед ней очередной ярус хранилища, так продолжают намыв до тех пор, пока отвал поднимается на 8 - 10 м выше гребня дамбы первичного обвалования.

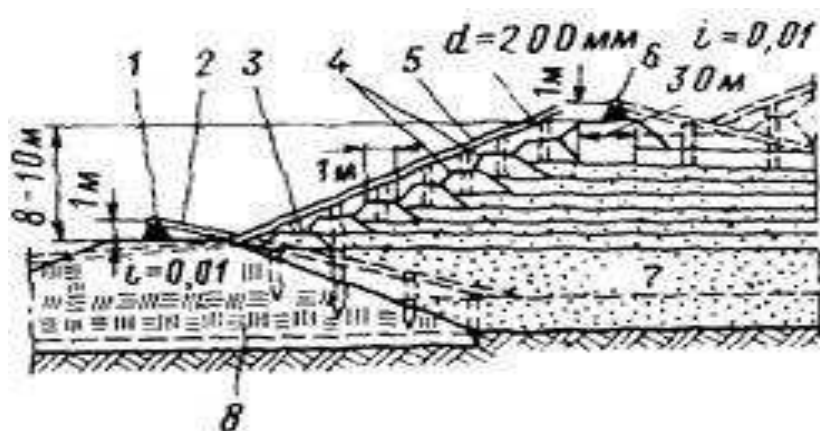


Рисунок 8.4 – Схема замыка хранилища зенитным способом

1 - распределительный пульповод; 2 - стальная труба выпуска; 3 - деревянная или стальная труба; 4 - дамба вторичного обвалования, отсыпанная из отходов; 5 - фанерная труба пульповода; 6 - второе положение распределительного пульповода; 7 - начальный уровень воды; 8 - насыпная дамба первичного обвалования

На этом уровне отвала отсыпают из отходов дамбу с уширенным гребнем, на котором на подкладках (или на эстакаде малой высоты) вновь монтируют распределительный пульповод. Затем, последовательно присоединяя звенья труб диаметром 200 мм, постепенно удлиняют их таким образом, чтобы общая высота новой ступени снова достигла величины 8 - 10 м, повторяя все операции по замыканию отходов и возведению очередного яруса дамб вторичного обвалования.

Из распределительного пульповода пульпу одновременно подают через 3 - 4 выпуска, остальные выпуски при этом закрывают затворами. Намыв слой отходов толщиной 20 - 30 см, затворы этих выпусков закрывают, а затворы следующих 3 - 4 выпусков по ходу пульпы открывают, и так продолжают до конца замыкаемого участка.

### **Подача пульпы в хранилище рассредоточенным способом с наклонных лаг**

Рассредоточенный способ рекомендуется для ГОКов, сбрасывающих небольшое количество отходов - до 5000 т/сут при данном способе намыва расход пульпы по карте осуществляется малыми порциями через малые отверстия, расположенные друг от друга на расстоянии 5 - 8 м. Замыв хранилища по этому способу производится в две стадии.

- I - производят замыв первой зоны емкости перед дамбой первичного обвалования описанным ранее способом. Распределительный пульповод из старых или фанерных труб диаметром 250 - 400 мм монтируют вдоль гребня ограждающей дамбы первичного обвалования на лагах, уложенных на сваи или стойки, забитые на расстоянии 4 - 6 м от другой, под углом соответствующим углу низового откоса дамб вторичного обвалования. Трубы закрепляют на лагах с помощью упоров. В распределительном пульповоде через 1 - 1,5 м по его длине просверливают отверстия диаметром 40 - 50 мм. Пульпу подают через 15 - 20 таких отверстий, при этом наиболее крупные фракции отходов выпадают вблизи отверстий и создают пляж. Мелкие же фракции с потоком пульпы переносятся в прудок-отстойник хранилища;

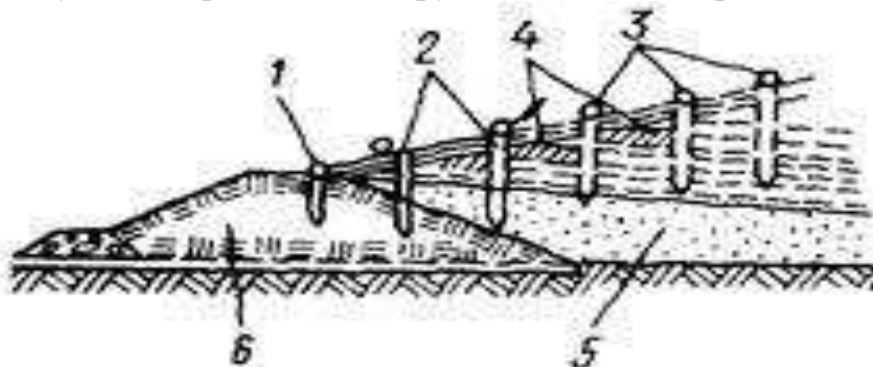


Рисунок 8.5 – Схема замыва хранилища рассредоточенным способом с наклонных лаг

1 - наклонные лаги; 2 - сваи; 3 - последовательное положение распределительного пульповода; 4 - дамбы вторичного обвалования, отсыпаемые из отходов; 5 - замыв отходами обогащения руды дамбы первичного обвалования; 6 - дамба первичного обвалования

- II - после того, как поверхность отвала отходов поднимется до гребня дамбы первичного обвалования, на отвал отсыпают дамбу вторичного обвалования. С нее продолжают замыв хранилища до тех пор, пока отвал поднимется к выпускам распределительного пульповода и возникнет необходимость поднять его. Забивая очередной ряд свай и укладывая лаги выше по откосу, передвигают по ним пульповод одновременно по всей его длине.

К достоинствам этого способа относятся возможность передвижения распределительного пульповода без перерывов в процессе подачи пульпы и проведения всех работ по отсыпке дамб вторичного обвалования, монтажу пульповода и его передвижению средствами малой механизации.

### **Подача пульпы безэстакадным способом**

Безэстакадный способ замыва (рис. 8.6) хранилища характеризуется простотой применения и рекомендуется при интенсивной подаче отходов

(свыше 5000 т/сут), а также при большой емкости и длине хранилища. Замыв происходит успешно при высокой консистенции пульпы. Пульпа подается в отвал непосредственно из торца трубы, уложенной на поверхность отвала.

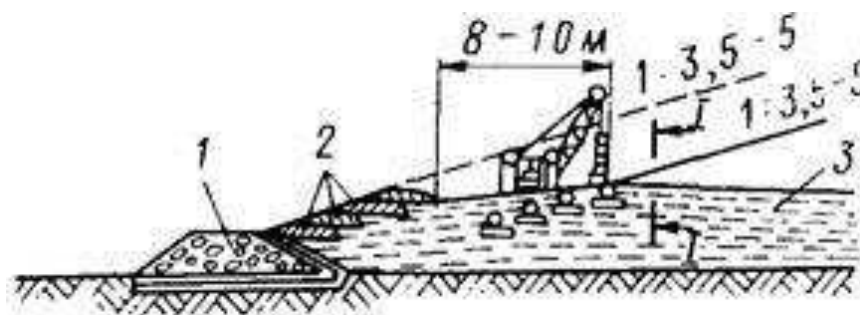


Рисунок 8.6 – Схема замыва хранилища сосредоточенным безэстакадным способом

1 - дамба первичного обвалования; 2 - дамбы вторичного обвалования; 3 - отложение отходов

### Картовый намыв отходов

При большой протяженности дамб односторонний намыв отходов мелкого помола не обеспечивает опережения роста пляжей над ростом уровня воды и создания пляжей на всей длине дамб. При одностороннем картовом намыве дамб карты ограждаются дамбочками, а намыв ведется со стороны низового откоса дамбы в сторону хранилища (рис. 8.7, 8.8). Весь фронт намыва должен быть разделен на карты по числу магистральных пульповодов, подающих пульпу в хранилище. В зависимости от количества исходных отходов и необходимого темпа наращивания длина участков задается равной 600 - 100 м. Участки делятся на карты, число которых должно быть не меньше двух, одна из них замывается, вторая строится. Размер карты по фронту намыва рекомендуется принимать в пределах 200 - 400 м.

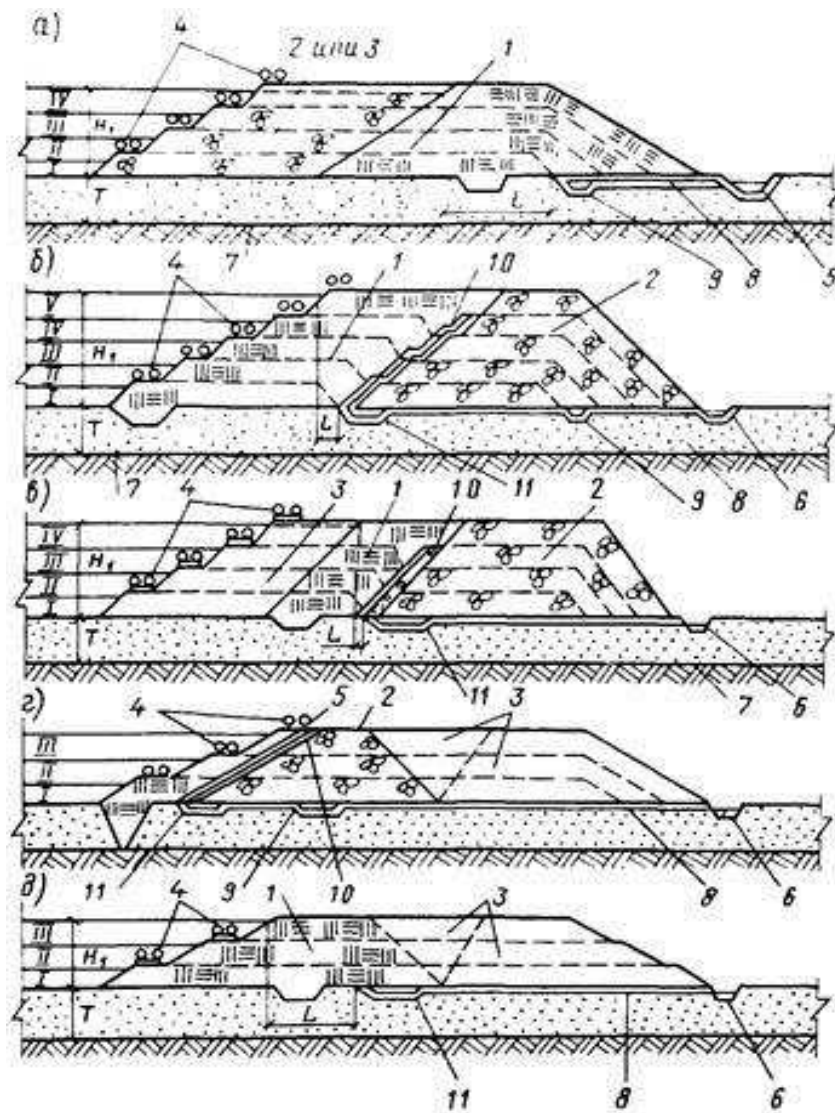


Рисунок 8.7 – Конструктивная схема дамбы-отвала  
*a* - с верхней частью из скальных пород или любых пород; *б* - с верхней частью из нескальных пород; *в* - с ядром; *г* - с экраном; *д* - с зонированной отсыпкой пород в упорную призму; *1* - нескальные породы; *2* - скальные породы; *3* - любые породы; *4* - пульповоды; *5* - экран; *6* - дренажная канава-коллектор; *7* - кровля водопора; *8* - отводящий коллектор дренажа; *9* - дренажная канава первого года эксплуатации превращаемая во внутренний дренаж дамбы на последующих этапах наращивания; *10* - переходный слой; *11* - горизонтальный дренаж; *I* - *V* - ярусы намыва хвостов

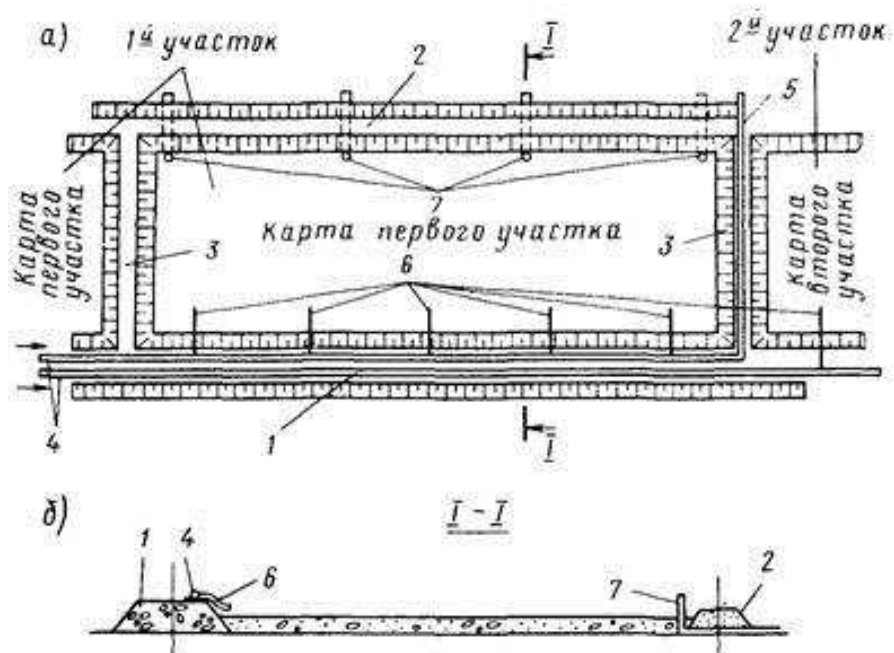


Рисунок 8.8 – Нарращивание ограждающих дамб хвостохранилищ  
односторонним намывом карт

*a* - план; *б* - разрез; 1 - внешняя дамбочка; 2, 3 - внутренняя и разделительная дамбочки; 4 - магистральный пульповод; 5 - концевой выпуск; 6 - выпуски на карту; 7 – водосбросы

Каждый магистральный пульповод должен оканчиваться концевым выпуском того же диаметра, выведенным в хранилище за пределы карты на длину не менее 2 м от подошвы внутренней дамбочки. Этот выпуск следует укладывать на разделительной дамбе между соседними участками намыва.

Подача пульпы в карты осуществляется через выпуски, ввариваемые в нижнюю часть магистрального пульповода.

В соответствии с имеющимся опытом рекомендуется принимать:

- диаметр выпусков не менее 0,4 диаметра магистрального пульповода;
- расстояние между выпусками не более 150 их диаметров;
- расстояние выпуска от разделительной дамбочки не менее 20 его диаметров;
- конец выпусков располагать не ближе 2 м от подошвы откоса.

Карты представляют прямоугольные в плане участки хранилища, ограниченные со всех сторон дамбочками. Дамбочки разделяются на три типа: внешние, образующие низовой откос дамбы; внутренние, формирующие ее верховой откос; разделительные - между картами намыва. Наиболее ответственные из них - внешние, являющиеся основной частью упорной призмы, поэтому их материал должен быть устойчив к действию воды и перемены температур



### **8.3 Намыв и укладка шлама в зимних условиях**

Различают следующие виды гидронамыва отходов в хранилище в зимних условиях:

- подледная укладка;
- надводная укладка длинными выпусками;
- надводный намыв на пляж.

Подледная укладка производится путем сброса пульпы из торца пульповода через майны. Пульповоды укладывают на эстакадах или при достаточной прочности ледяного покрова на деревянных подкладках непосредственно на лед.

При подходе намытого конуса к поверхности воды пульповод наращивают, подводят его к следующей заранее заготовленной майне и подают в нее пульпу. Выход конуса выше поверхности воды и подача пульпы на лед не допускаются.

Надводная укладка длинными выпусками производится за пределами зоны упорной призмы в случае, если невозможны или нецелесообразны подледная укладка или намыв отходов на пляж. Применение этого способа допускается на участках хранилища, фактическая ширина пляжа которых превышает в 1,5 - 2 раза проектную, установленную расчетами устойчивости ограждающей дамбы. При укладке отходов длинными выпусками должна исключаться возможность растекания гидросмеси в зону упорной призмы, кроме того, следует разработать мероприятия, исключающие последующий замыв мерзлоты и льда.

Надводный намыв на пляж допускается производить для климатических зон с глубоким сезонным промерзанием грунтов только при соответствующем обосновании. В каждом конкретном случае обоснование должно быть согласовано органами Госгортехнадзора.

Для дамб хранилища, проектируемых по талому принципу, надводный намыв на пляж допускается разрабатывать из условия промораживания слоя отходов, укладываемого в зимний период, без ограничения продолжительности технологических перерывов.

### **8.4 Гидравлический расчёт пульповодов**

Режим работы пульповодов, как и всей гидротранспортной системы, должен отвечать оптимальным условиям, при которых обеспечивается наибольшая производительность при наименьших затратах на транспортирование объема твердого.

Оптимальным гидравлическим условиям транспортирования отходов по напорным пульповодам, как правило, отвечает режим гидротранспорта пульпы при критических скоростях движения.

Режим транспортирования с заилием пульповода (более 10 % диаметра) вследствие недостаточной изученности его и отсутствия надежных экспериментальных материалов в данной работе не рассматривается.

Гидравлические расчеты напорных пульповодов при гидротранспорте отходов ГОКов рекомендуется производить по формуле

а) определяется критический диаметр пульповода  $D_{кр}$  по следующим формулам: при плотности пульпы  $\rho_{п} < 1,25 \text{ т/м}^3$

$$D_{кр} = \left[ 0,065 Q_{п} / \sqrt[4]{W} \left( \frac{\rho_{п}}{\rho_{\varepsilon}} - 0,4 \right) \Delta_0^{0,1} \right]^{0,43} \text{ м}; \quad (8.1)$$

при плотности пульпы  $\rho > 1,25 \text{ т/м}^3$

$$D_{кр} = \left[ 0,1 Q_{п} / \sqrt[4]{W} \Delta_0^{0,1} \sqrt{\frac{\rho'_{\varepsilon\varepsilon}}{\rho_{\varepsilon\varepsilon}}} \right]^{0,43} \text{ м}; \quad (8.2)$$

б) принимается ближайший стандартный диаметр и при  $\rho_{п} < 1,25 \text{ т/м}^3$  определяется критическая скорость по формуле

$$V_{кр} = 15 \sqrt[3]{D} \sqrt[4]{W} \left( \frac{\rho_{п}}{\rho_{\varepsilon}} - 0,4 \right) \Delta_0^{0,1} \frac{\text{м}}{\text{с}}; \quad (8.3)$$

в) расход гидросмеси при критической скорости транспортирования определяется по формуле

$$Q_{пкр} = \frac{\pi D^2}{4 V_{кр}} \text{ м}^3 / \text{с}; \quad (8.4)$$

г) высота неподвижного слоя отложения  $DH_3$  в горизонтальном трубопроводе при  $Q_{п} < Q_{пкр}$  определяется по формуле

$$\Delta H_3 = 0,4 D \sqrt{Q_{пкр} / Q_{п} - 1} \text{ м}; \quad (8.5)$$

где  $D$  - принятый ближайший стандартный диаметр трубопровода.

При  $DH_3 > 0,14$  принимается ближайший стандартный диаметр менее расчетного значения  $D_{кр}$ ;

д) определяется фактическая средняя скорость в пульповоде принятого диаметра:

$$V_{кр} = Q_{п} / w \text{ м/с}. \quad (8.6)$$

$w$  - поперечное сечение трубопровода,  $\text{м}^2$ ;

е) определяется гидравлический уклон для пульповодов принятого диаметра при  $V_{cp} \approx V_{кр}$  по следующим формулам:  
 при содержании в пульпе твердого с  $d_{cp}$  от  $1 \times 10^{-4}$  до  $5 \times 10^{-4}$  м при 15 % фракций размером менее  $0,74 \times 10^{-4}$  м;

$$i_{\Pi} = i_{\varepsilon} + (i_{\Pi_{кр}} - i_{\varepsilon_{кр}}) V_{кр} / V_{cp}; \quad (8.7)$$

при содержании в пульпе твердого с  $d_{cp}$  от  $1 \times 10^{-4}$  м и при более 15 % фракции размером до  $0,74 \times 10^{-4}$  м:

$$i_{\Pi} = i_{\varepsilon} \rho_{н} / \rho_{\varepsilon} + (i_{\Pi_{кр}} - i_{\varepsilon_{кр}} \rho_{н} / \rho_{\varepsilon}) V_{кр} / V_{cp}; \quad (8.8)$$

при содержании в пульпе твердого с  $d_{cp} < 1 \times 10^{-4}$  м

$$i_{\Pi} = i_{\varepsilon} \rho_{\Pi} / \rho_{\varepsilon}; \quad (8.9)$$

при наличии слоя отложений, т.е. при  $Q_{\Pi} < Q_{\Pi_{кр}}$  и при  $DH_3$  не более 0,1Д

$$i_{2,3} = i_{кр}, \quad (8.10)$$

где  $i_{\varepsilon_{кр}}$  - гидравлический уклон при движении воды со скоростью, равной критической;  $\rho_{н}$  - плотность несущей жидкости, которая определяется по формуле

$$\rho_{н} = \rho_{в} + (\rho_{н} - \rho_{в}) / 100P, \quad (8.11)$$

где  $P$  - процентное содержание фракций с  $d_{cp} < 1 \times 10^{-4}$  м;  $Re = \frac{VD}{\nu}$  - число Рейнольдса;  $\nu$  - коэффициент кинематической вязкости чистой воды, принимаемый равным  $1 \times 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с при  $t = +20$  °С.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При расчете дипломного проекта были основные элементы и параметры Бирюсинского гидроузла на реке Бирюса.

Бирюсинская ГЭС является сооружением I класса.

В водноэнергетических расчетах на основе исходных данных по гидрологии и мощности энергосистемы была определена установленная мощность Бирюсинского гидроузла. Установленная мощность составляет 622 МВт. Бирюсинский ГУ работает в базовом режиме. В результате расчетов регулирования стока были определены отметки НПУ = 250 м, УМО = 216 м и ФПУ = 251 м.

В качестве основного гидрологического оборудования приняли к установке турбину РО 140 – В, работающая при минимальном напоре 98,00 и максимальном напоре 132 м. Количество агрегатов приняли равным 5.

Компоновка гидроузла принята приплотинная. Напорный фронт образован бетонной гравитационной плотиной.

В состав сооружения входят:

станционная бетонная плотина длиной 67 м;

водосбросная бетонная плотина длиной 33 м;

Для гашения энергии водного потока при пропуске через водосливную плотину, приняли носок – трамплин.

В качестве противофильтрационного элемента в основании плотины приняли цементационную завесу глубиной 81,15 м.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Строительство Бирюсинского ГУ является актуальным и экономически обоснованно для энергетике Красноярского края.

В результате расчета технико-экономических показателей получили следующие значения:

Срок окупаемости составляет 79 месяцев;

Чистый приведенный доход составляет- 19 616,12 млн.руб.;

Себестоимость – 0,19 руб/КВт\*ч;

Удельные капиталовложения - 41326,7 руб/КВт ;

В качестве спецвопроса было рассмотрено: технология намыва дамбы из шлама.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно – методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Щавелев, Д.С. Использование водной энергии: учебное пособие для вузов/ Щавелев. – Москва: «Энергия», 1976. 656 с.
3. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
4. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 8 с
5. ГОСТ 6711 – 81 Краны мостовые электрические общего назначения грузоподъемностью от 80 до 500т. – Взамен ГОСТ 6711–70 ;введ. 01.01.1982 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1985. – 47 с.
6. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
7. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
8. Гидротехнические сооружения. Часть 1. : учебник для вузов./ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анисикин , В.В. Малаханов , А.С. Бестужева, М.П. Саинов , П.В Солдатов , В.В Толстиков. – Москва: Издательство Ассоциации строительных вызов, 2008.– 575 с.
9. Лыбина Т.А., Н.П. Ульянова, В.Б.Затеев Речные гидротехнические сооружения: методические указания: Саяногорск; Черемушки , 2015.-88 с.
10. Киселев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам: Москва: Энергия, 1972. – 312 с.
11. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы: учебное пособие/ В.И. Телешев [и др.]; отв. Ред. В.И. Телешев. – Москва: Изд– во АСВ, 2012. – 488с.
12. Ерахтин Б.М. Строительство гидроэлектростанций в России: учебно – справочное пособие для вузов/ Б.М. Ерахтин, В.М. Ерахтин.– Москва: Изд–во Ассоциации строительных вузов, 2007. – 732с.
13. СНиП 2.06..05 –84\* Плотины из грунтовых материалов – Москва: ГУП ЦПП, 1998. – 56 с.
14. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

15. ПОТР М-016-2013 РД 153–34.0–03.150–00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
16. РД153. –34.0–03.301–00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс]: от 21.12.99 N 20/2–3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
17. Конституция Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2001. – 39 с.
18. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс]: федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
19. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс]: федер. закон от 04.05.1999 N 96–ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
20. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
21. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33–ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
22. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
23. Земельный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 55 с.
24. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 42 с.
25. Лесной кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 45 с.
26. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016 –2041гг.. – Введ. 08.02.2016 – Москва: «РусГидро», 2016 – 14 с.
27. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
28. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
29. ГОСТ 27.002-89 Надёжность в технике основные понятия. Термины и определения – Введ. 01.07.1990 – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 38 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водноэнергетический расчет

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдения р. Бирюса в створе Бирюсинской ГЭС за период с 1923– 1972гг.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1923	83	77	78	311	554	1108	630	608	669	573	119	93
1924	69	70	69	138	603	1517	1003	756	476	311	88	72
1925	67	62	63	124	859	937	810	538	501	258	108	89
1926	80	78	73	173	1073	889	729	600	603	343	107	88
1927	61	58	52	98	786	1102	564	291	190	112	72	61
1928	65	54	52	168	681	893	386	264	256	118	48	68
1929	84	66	62	154	673	891	608	450	442	303	130	90
1930	76	72	72	120	642	935	770	825	474	213	93	83
1931	76	66	66	259	879	1193	597	671	531	329	120	84
1932	63	60	59	102	823	1007	547	501	471	247	84	71
1933	71	64	60	100	1317	1195	666	530	458	298	103	75
1934	83	68	68	134	668	1870	690	450	407	187	90	78
1935	81	75	74	127	749	920	527	514	383	303	124	88
1936	77	72	70	104	565	925	767	463	317	226	81	72
1937	82	70	68	222	947	1342	834	534	482	260	102	86
1938	70	61	59	95	530	1191	476	460	305	173	83	77
1939	52	52	52	164	542	1214	986	622	378	215	95	57
1940	91	70	64	194	863	1544	759	466	422	301	142	83
1941	83	74	68	145	870	1179	710	466	389	330	160	90
1942	84	69	60	135	841	1436	647	465	409	330	122	96
1943	95	89	81	401	657	1246	784	764	429	302	128	93
1944	78	55	53	244	523	1193	481	476	446	329	156	83
1945	90	72	58	244	890	638	527	504	386	322	142	90
1946	68	66	66	348	959	1100	685	605	507	279	101	79
1947	67	64	66	104	783	1157	562	396	425	346	171	80
1948	68	64	62	108	981	1263	713	533	542	268	101	75
1949	82	67	68	229	605	1382	578	443	356	209	140	99
1950	67	52	48	240	488	1313	642	588	412	295	185	69
1951	83	77	72	103	692	921	521	477	349	261	90	85
1952	85	72	66	122	753	726	778	618	410	270	116	88
1953	83	69	59	62	1221	1257	626	500	429	303	127	97
1954	104	80	68	87	599	2005	1250	650	527	355	144	88
1955	101	83	74	402	1261	1340	752	547	520	507	142	107
1956	104	90	80	287	1036	1341	908	647	562	343	173	94
1957	83	68	66	251	989	989	784	498	355	233	99	80
1958	96	84	74	167	776	1120	692	412	428	290	131	88
1959	88	73	65	114	1005	1788	1029	585	486	236	89	85

Продолжение таблицы А.1

1960	80	68	61	214	662	1233	839	618	389	238	110	71
1961	70	50	41	187	816	872	479	340	325	207	75	85
1962	80	76	71	459	842	1064	704	570	503	321	112	82
1963	81	68	61	230	832	497	337	385	266	210	121	77
1964	85	7	62	287	595	1043	681	523	726	490	152	127
1965	82	74	64	252	780	837	542	612	572	283	110	89
1966	82	73	69	282	629	1177	771	517	425	305	104	83
1967	75	66	64	93	767	922	709	538	497	266	85	72
1968	79	57	51	128	1012	1138	550	492	450	286	100	90
1969	79	74	69	110	1152	904	558	615	443	236	119	71
1970	106	90	79	280	912	1355	1081	733	495	386	115	118
1971	102	87	72	281	1028	1331	903	645	550	343	169	91
1972	83	68	63	243	853	1146	967	535	455	292	127	83



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

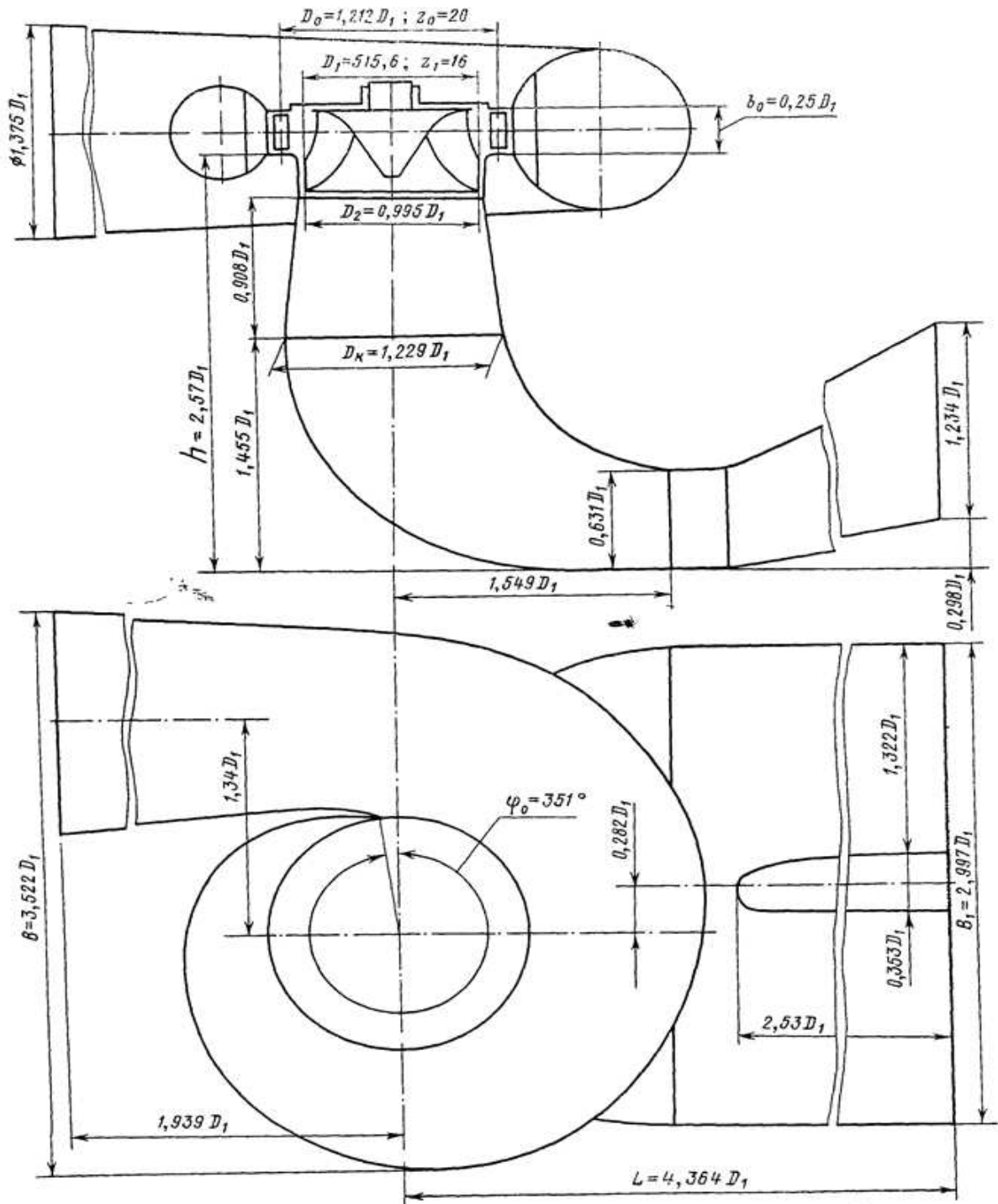


Рисунок Б.1 – Проточная часть модели гидротурбины РО 140/В–355

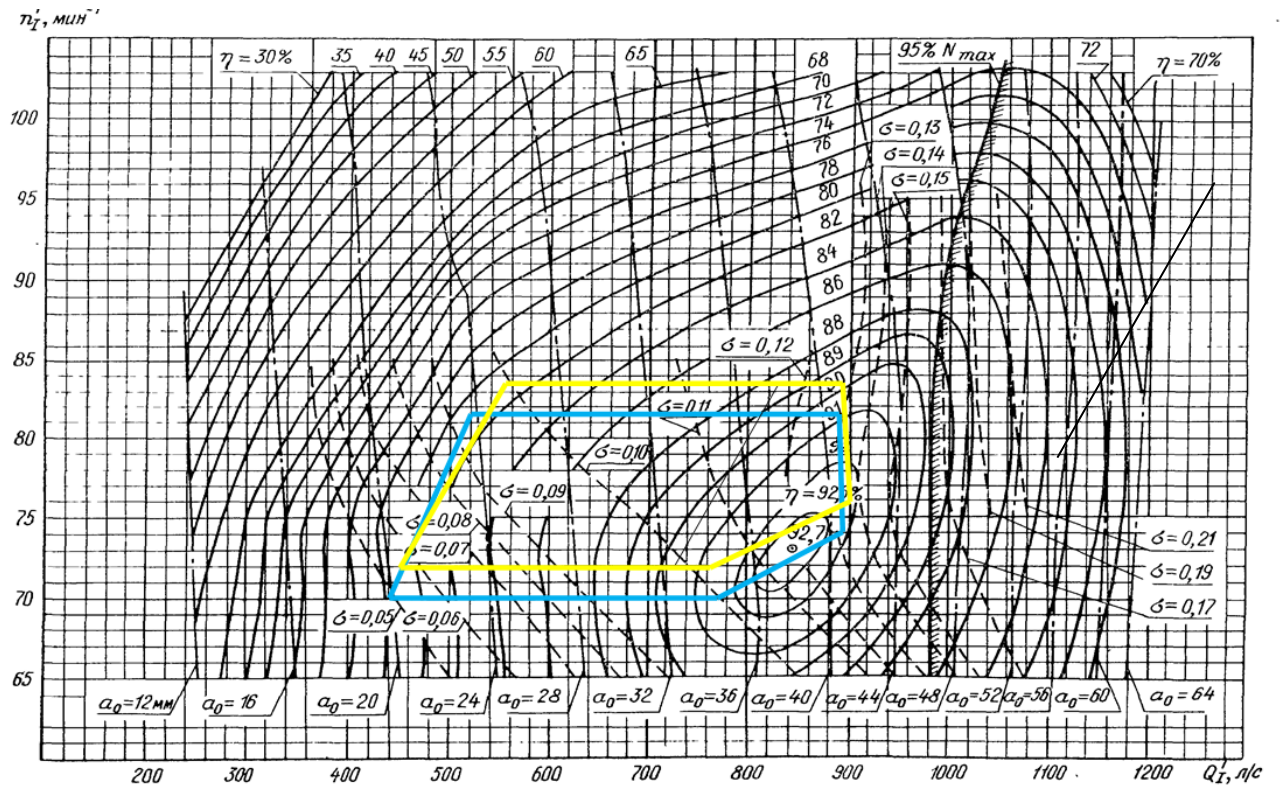


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика РО140–В

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Компоновка сооружений гидроузла

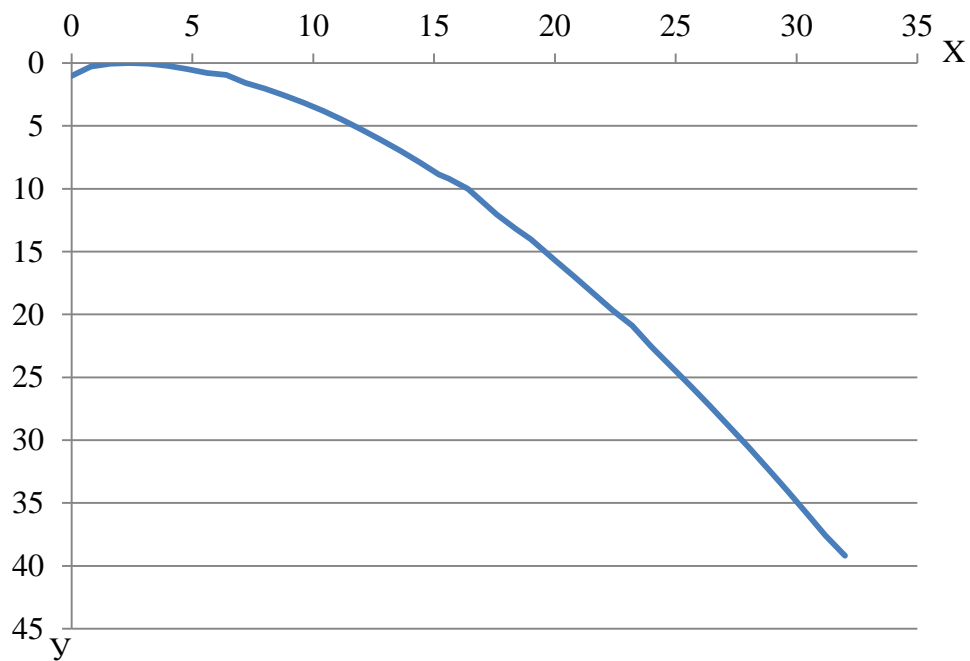


Рисунок В.1 – Оголовок безвакуумного водослива по Кригеру–Офицерову

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

**ОТЗЫВ**

Руководитель К.Ю. Мосин

о дипломном проекте «Проектирование Бирюсинского гидроузла на реке Бирюса.  
Технология намыва дамбы из шлама»  
Фатерина Николая Сергеевича

Бакалаврская работа, разработанная Н.С. Фатериным, выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 121 листах пояснительной записки, 8 листах чертежей и 2 плакатах. Достаточно подробно разработаны все части работы. В бакалаврской работе разработаны и рассчитаны гидросооружения и их компоновка, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, этапы возведения сооружений. Разработаны генеральный и строительный генеральный планы. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

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 была рассмотрена технология намыва дамбы из шлама.

Основным замечанием данного дипломного проекта является то что индивидуальное задание не связано с проектированием Бирюсинского гидроузла.


Следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки.

В процессе работы над дипломным проектом Н.С. Фатерин показал себя трудолюбивым человеком, проявил творческий подход к выполнению проекта и самостоятельность в выборе технических решений.

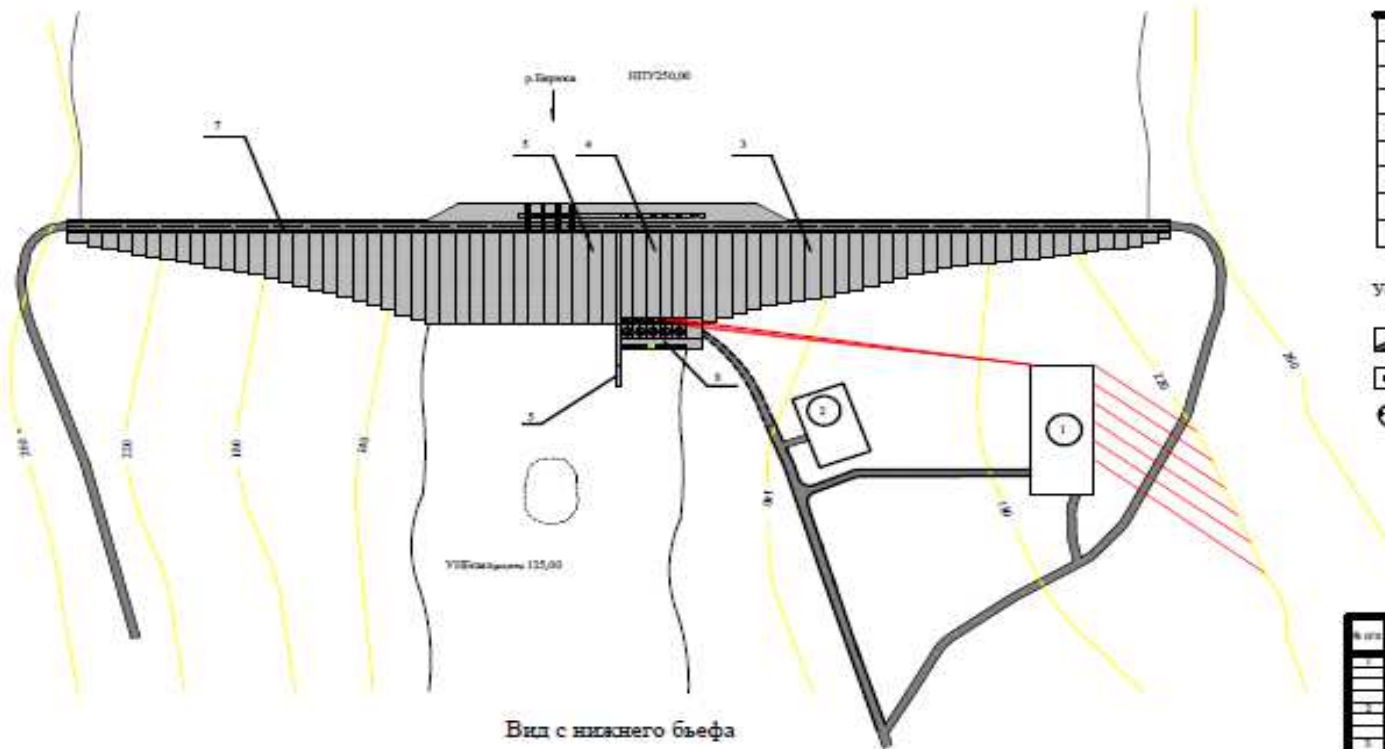
Дипломный проект «Проектирование Бирюсинского гидроузла на реке Бирюса» заслуживает оценки «отлично», а разработчик присвоения квалификации «бакалавр» по направлению 08.03.01 «Строительство», профиль «Гидротехническое строительство».

16.06.2017

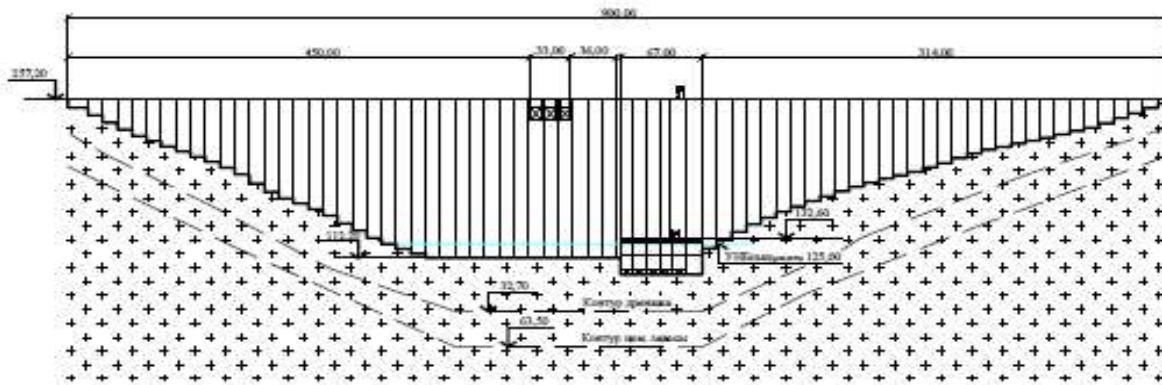
(дата)

  
(подпись)

Генеральный план Бирюсинского гидроузла на р. Бирюса  
1:2000



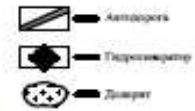
Вид с нижнего бьефа



Экспликация объектов

№	Наименование
1	БРУС 250 мВ
2	Ступень-толщина бетона
3	Береговая линия плотины
4	Стационарная часть бетонной плотины
5	Расширительный уступ
6	Бетонная водопроводная плотины
7	Проборная труба бетонной плотины
8	Массивный вал

Условные обозначения

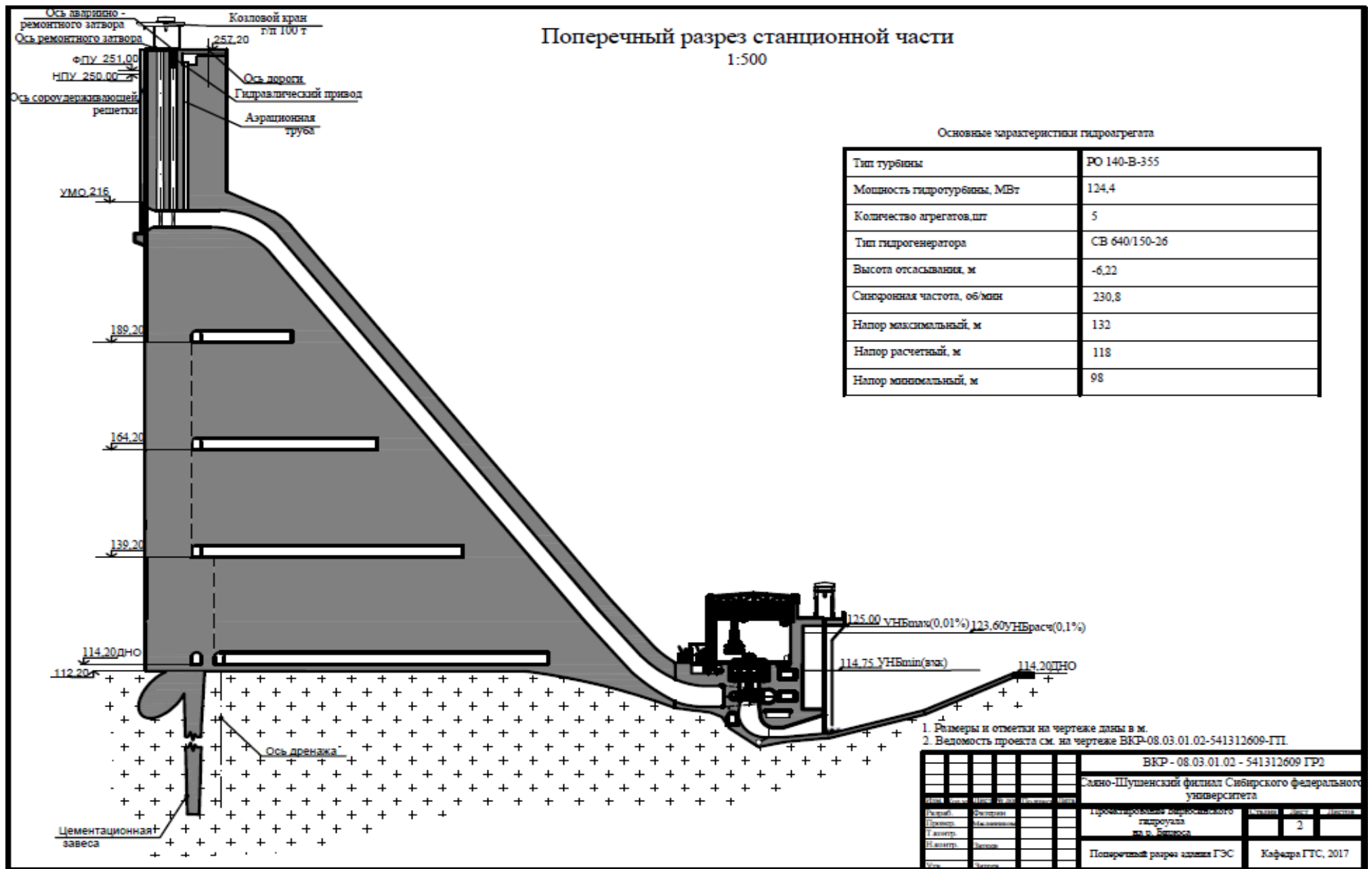


Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	НКР-48.05.01.02-54131.2669.111	Экспликация объектов	
2	НКР-48.05.01.02-54131.2669.112	Условные обозначения	
3	НКР-48.05.01.02-54131.2669.113	Ведомость состава проекта	
4	НКР-48.05.01.02-54131.2669.114	Схема расположения объектов	
5	НКР-48.05.01.02-54131.2669.115	Схема расположения объектов	
6	НКР-48.05.01.02-54131.2669.116	Схема расположения объектов	
7	НКР-48.05.01.02-54131.2669.117	Схема расположения объектов	
8	НКР-48.05.01.02-54131.2669.118	Схема расположения объектов	
9	НКР-48.05.01.02-54131.2669.119	Схема расположения объектов	
10	НКР-48.05.01.02-54131.2669.120	Схема расположения объектов	

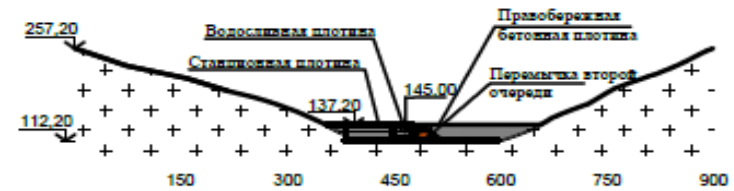
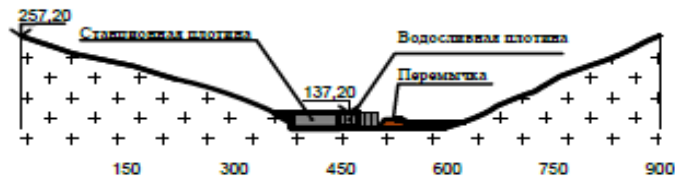
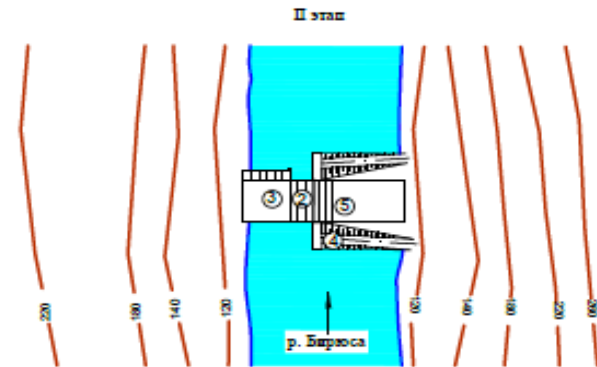
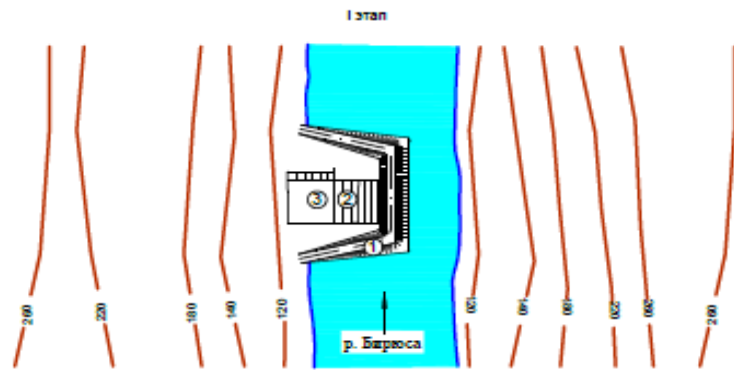
1. Размеры и отметки даны в м.  
2. Отметка условного нуля соответствует абсолютной отметке 112,20 в Бийском склеповом водосборе.

Исполнитель		Проверенный		Утвержденный	
И.И.	И.И.	И.И.	И.И.	И.И.	И.И.
<b>НКР - 48.05.01.02 - 54131.2669.111</b> <b>Саяно-Шушенский филиал СФУ</b>					
Проектное задание: Экспликация гидроузла на реке Бирюса					
Исполнитель: Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Состав: [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]					
Дата: [ ] [ ] [ ]					
Издание: [ ] [ ] [ ]					
Колонтитул: [ ] [ ] [ ]					
Год: [ ] [ ] [ ]					



# Этапы возведения сооружений

1:5000



Экспликация зданий и сооружений

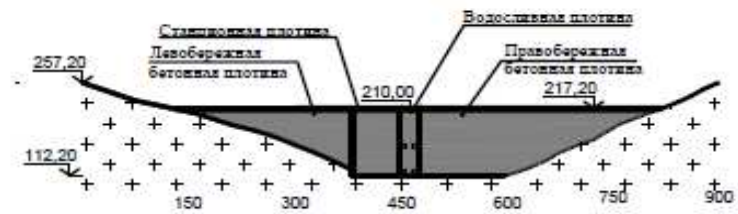
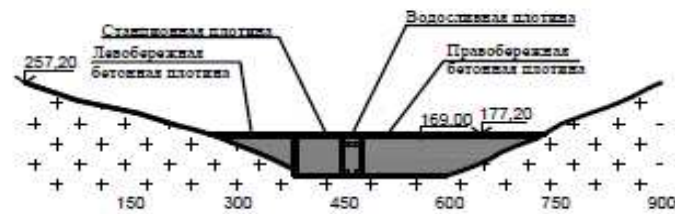
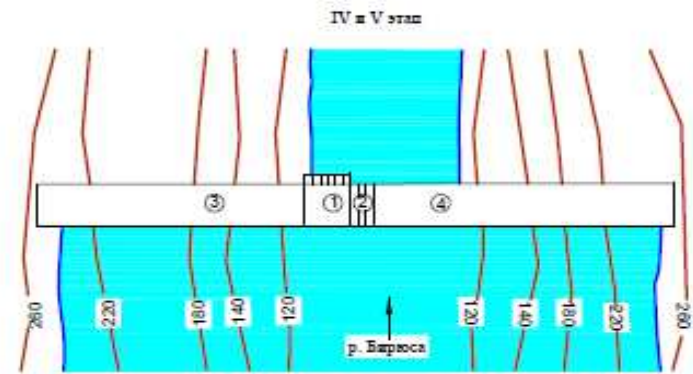
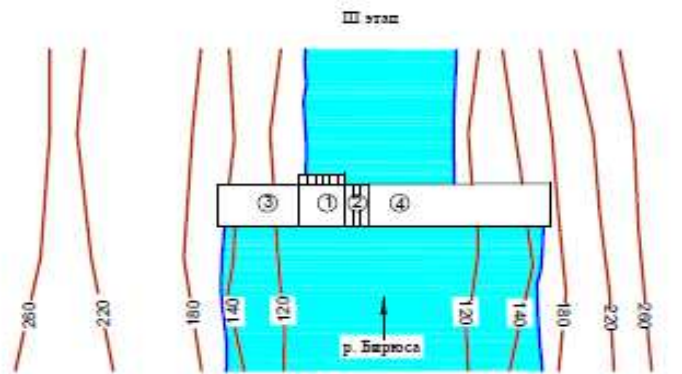
№	Наименование	Длина, м
1	Водосливная плотина	33
2	Стальнойная плотина	67
3	Правобережная бетонная плотина	106

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01.02-541312609-ПД.

ВКР - 08.03.01.02 - 541312609 ПОС					
Салто-Шумовский филиал Сибирского федерального университета					
Разраб.	Ветерин		Проектирование гидротехнических сооружений на р. Бираоса	Листы	5
Проект.	Ветерин				
Главпр.	Ветерин				
Исполт.	Ветерин				
Изм.	Ветерин				
Этапы возведения сооружений (1-2) Экспликация зданий и сооружений				Кафедра ГТС, 2017	

## Этапы возведения сооружений 1:5000



Экспликация элементов сооружений

№	Наименование	Длина, м
1	Степная плотина	67,00
2	Водосливная плотина	33,00
3	Левобережная бетонная плотина	314,00
4	Правобережная бетонная плотина	486,00

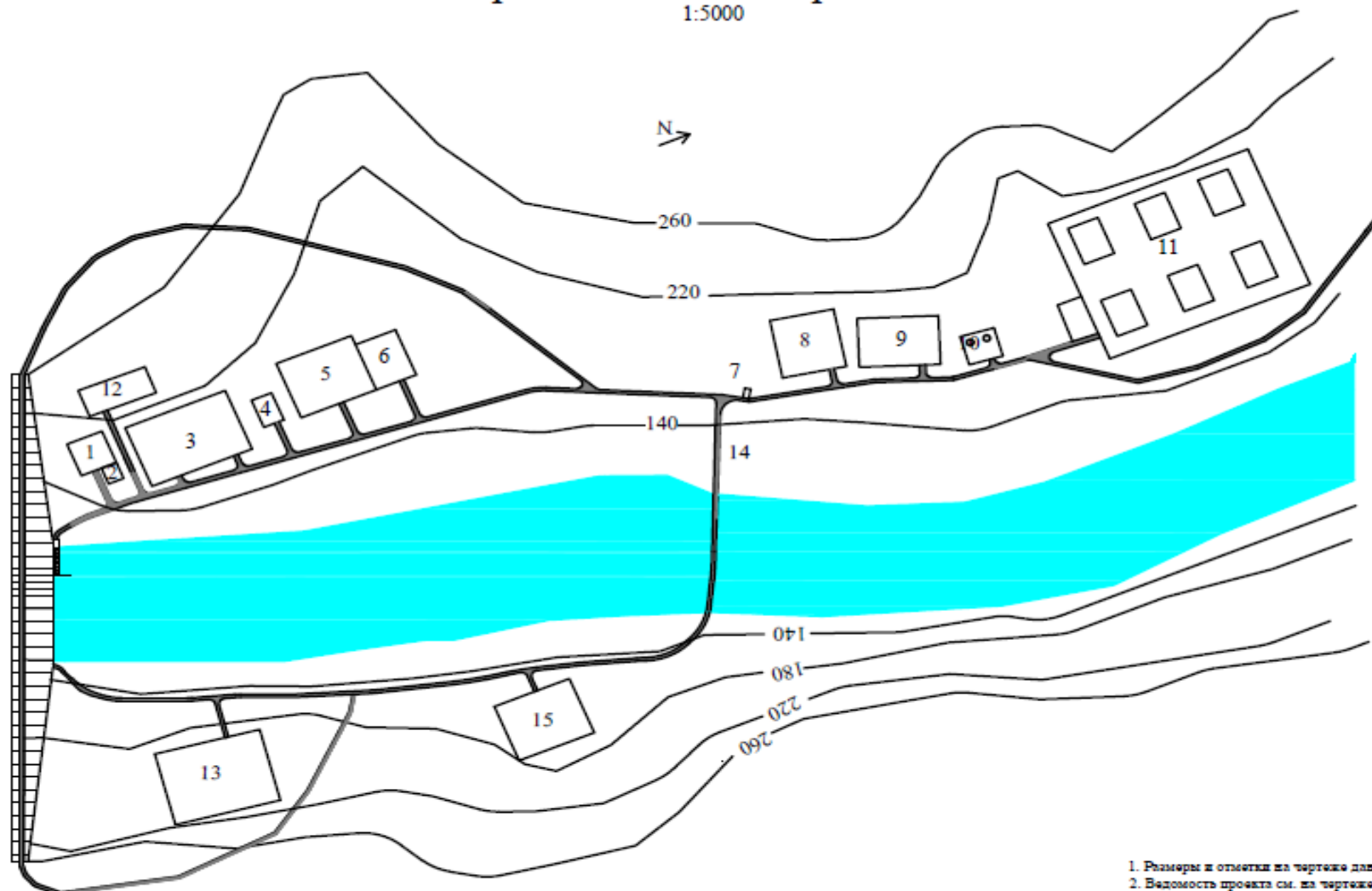
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Видимость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01.02-541312609-ГП.

						ВКР - 08.03.01.02 - 541312609 ПОС		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Дата:	Выполн:	Провер:	Инжен:	Инжен:	Инжен:	проектирование гидротехнического сооружения на р. Барыса	Листы:	6
Исполн:	Инжен:	Инжен:	Инжен:	Инжен:	Инжен:	Этапы возведения сооружений (3-4) Экспликация элементов сооружений	Кафедра ГТС, 2017	



# Строительный генеральный план

1:5000



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Столовая
2	Мел. пункт
3	Монтажная база
4	Лаборатория
5	Бетонный завод
6	Гравийно-сортиров. хоз
7	КПП
8	Ремонтно-мех. мастерская
9	Арматурно-сварочный завод
10	АЭС
11	Жилой поселок
12	КРЭС
13	База ГМО
14	Мост
15	Бетонный завод

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01.02-541312609-ГП.

		ВКР - 08.03.01.02 - 541312609 ПОС	
		Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Исполн.	Провер.	Инженер-проектировщик	7
Проект.	Дизайн	Инженер-проектировщик	
Констр.	Деталь	Инженер-проектировщик	
См.	Деталь	Инженер-проектировщик	

Этапы возведения сооружений (1-2)  
Экспликация зданий и сооружений

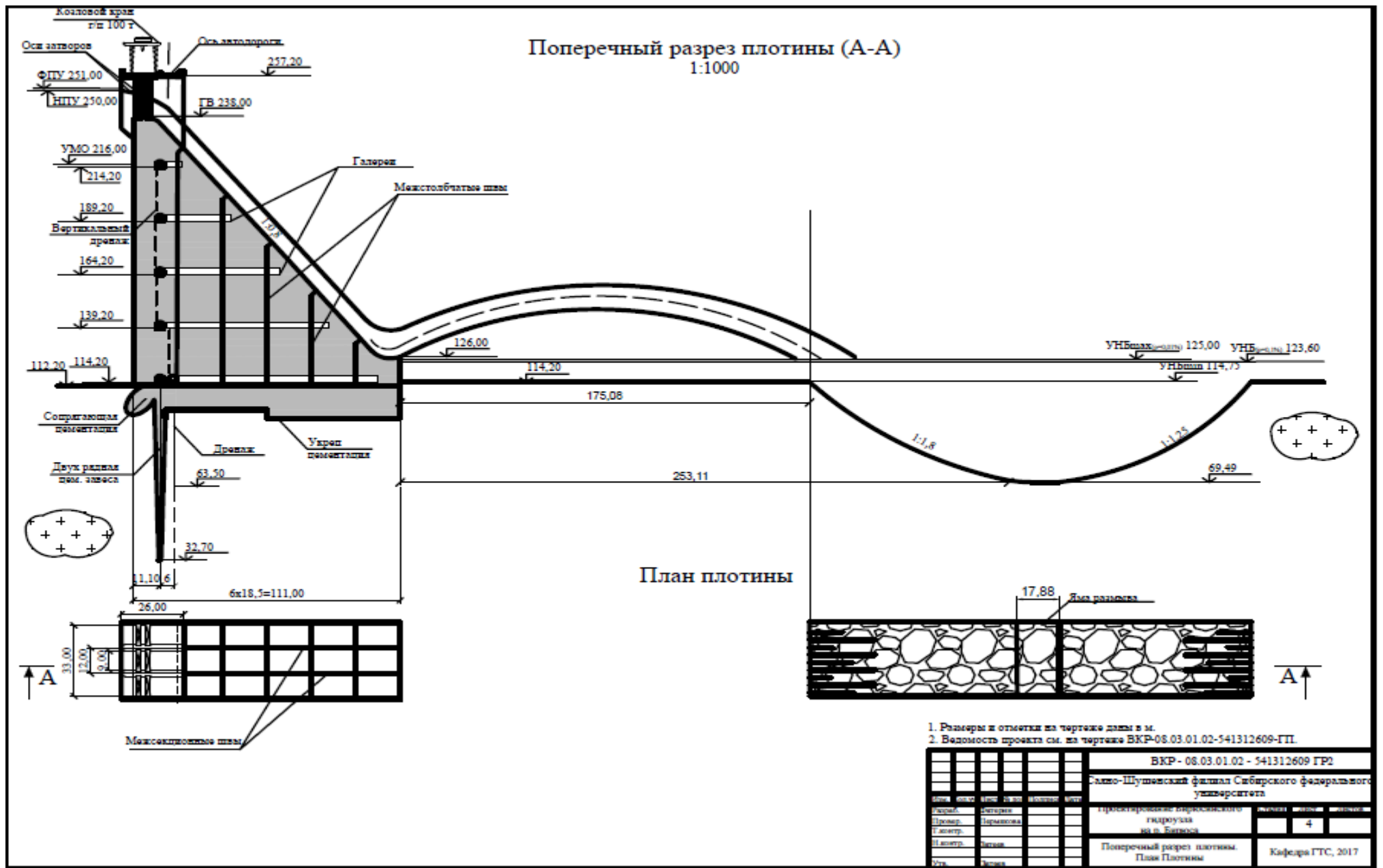
Кафедра ГТС, 2017

### Сводный календарный план строительства Бирюсинского гидроузла

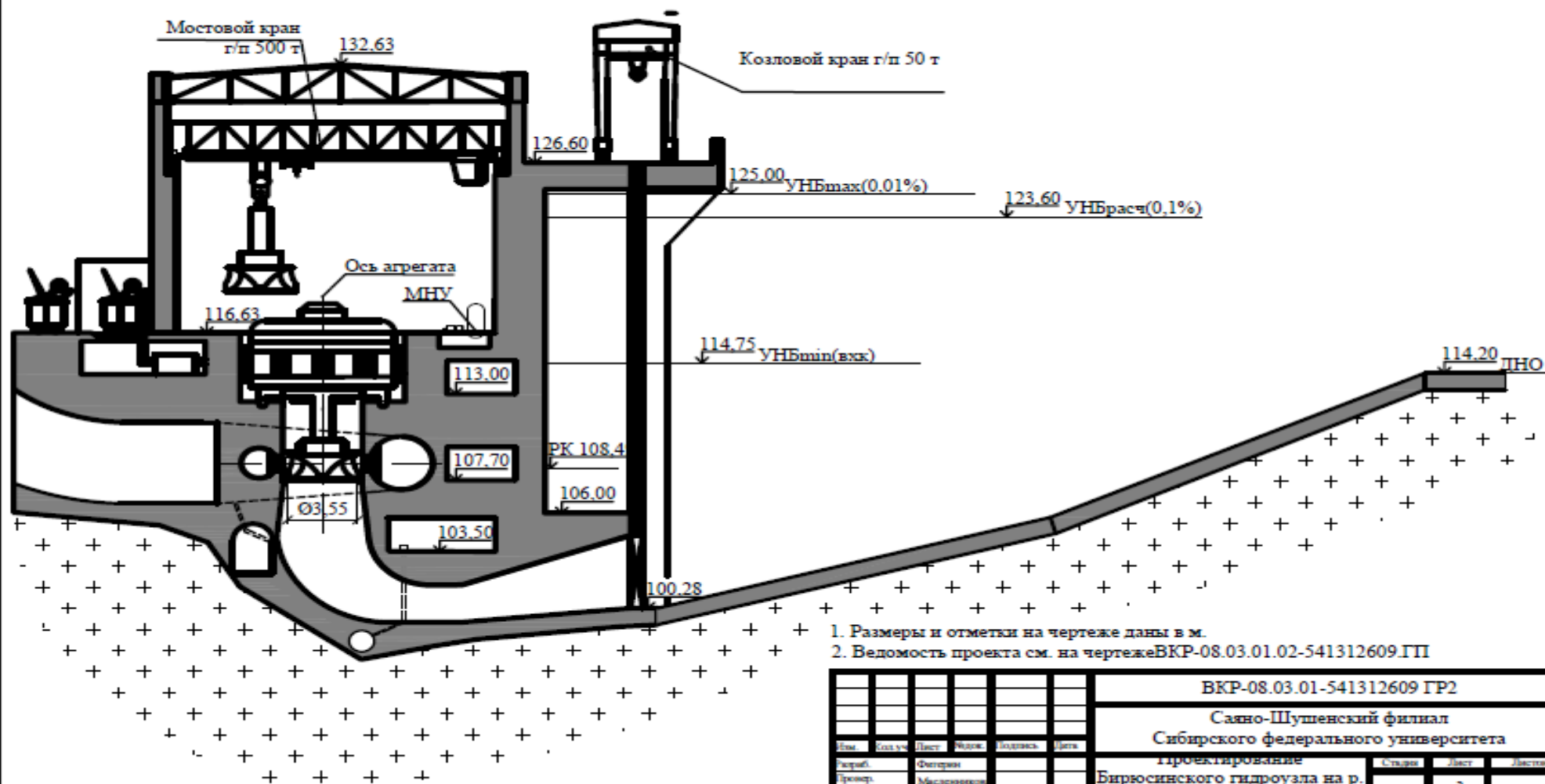
Наименование сооружений	№ работ	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Объемы	Подготов. период	Этапы основного периода							Заключ. период	
					1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год		
Объекты производственной базы	1	Строительство подъездных автодорог			■								
	2	Строительство временных ЛЭП		■									
	3	Строительство производственной базы		■									
Перемычки	4	Возведение перемычек I очереди	43883			■							
	5	Откачки котлована I очереди	162620			■							
	6	Возведение перемычек II очереди	21895				■						
	7	Откачки котлована II очереди	137560				■						
Водосливная плотина	8	Разработка котлована первой очереди	46248				■						
	9	Бетонные работы водосливной плотины	1262643				■						
I лухая правобережная плотина	10	Разработка котлована	72045				■						
	11	Бетонные работы	1752366				■						
Станционная плотина	12	Разработка котлована второй очереди	192662					■					
	13	Бетонные работы	1489652					■					
I лухая левобережная плотина	14	Разработка котлована	65571						■				
	15	Бетонные работы	2486662						■				
Здание ГЭС и монтажная площадка	16	Разработка котлована	11477						■				
	17	Бетонные работы здания ГЭС	473681						■				
	18	Монтаж агрегатов							■				
КРУЭ	19	Возведения фундаментов							■				
	20	Монтаж оборудования							■				
Водохранилище	21	Подготовка ложа водохранилища								■			
	22	Наполнения водохранилища								■			
Гидрограф реки													

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01.02-541312609-ПТ.

				ВКР - 08.03.01.02 - 541312609 ПОС			
				Галло-Шушевский филиал Сибирского федерального университета			
Дата:	Формат:	Автор:	Вид:	Проектирование Бирюсинского гидроузла на р. Бирюса		Исполн:	Ветеринар
Провер:	Экзерт:			Сводный календарный план строительства			8
Изменит:	Заказ:						Кафедра ГТС, 2017
Изм:	Издан:						

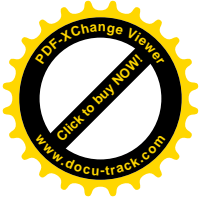
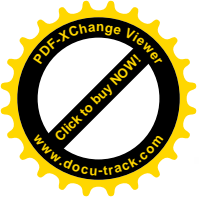


# Здания ГЭС. Разрез по оси агрегата 1:200



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01.02-541312609 ГП

ВКР-08.03.01-541312609 ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
проектирование					
Бирюсинского гидроузла на р. Бирюса				Страна	Лист
Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата				3	Листов
Кафедра ГЭС, 2017					



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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


 В.Б. Затеев  
« 17 » 06 2017 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01- Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИРЮСИНСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ  
БИРЮСА. ТЕХНОЛОГИЯ НАМЫВА ДАМБЫ ИЗ ШЛАМА

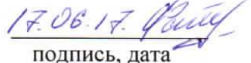
Руководитель

  
17.06.17  
подпись, дата

ст. преподаватель  
должность, ученая степень

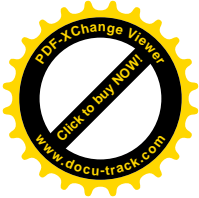
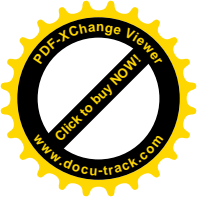
К.Ю.Мосин

Выпускник

  
17.06.17  
подпись, дата

Н.С.Фатерин

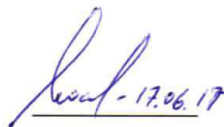
Саяногорск; Черемушки 2017



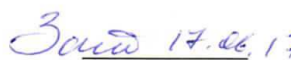
Продолжение титульного листа БР по теме: Проектирование  
Бирюсинского гидроузла на реке Бирюса. Технология намыва дамбы из  
шлама

Консультанты  
по разделам:


Общая часть

  
подпись, дата К.Ю. Мосин

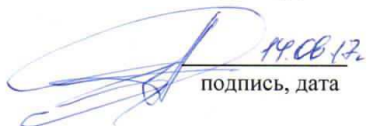
Водно-энергетические  
расчеты

  
подпись, дата Е.Ю. Затеева


Выбор основного и  
вспомогательного  
оборудования

  
подпись, дата А.В. Масленникова


Технология ГТС

  
подпись, дата Н.А. Эклер

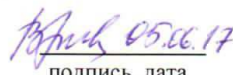
Компоновка гидроузла,  
выбор типа и расчет основных  
сооружений

  
подпись, дата И.С. Пермякова

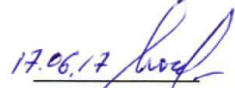
Мероприятия по охране природы

  
подпись, дата В.А. Кадычegov

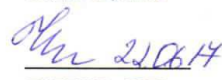
Технико-экономические показатели

  
подпись, дата В.В. Лапасова

Спецвопрос

  
подпись, дата К.Ю. Мосин

Нормоконтролер

  
подпись, дата А.А. Чабанова