

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

**Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»**  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.А. Андрияс  
подпись инициалы, фамилия  
«      »        2020 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство  
код - наименование направления

**Проектирование Учкуланской ГЭС-2 на реке Учкулан.  
Методы контроля параметров фильтрационного потока в бетонных  
плотинах при эксплуатации гидротехнических сооружений**

---

тема

Руководитель                           
подпись, дата

Ведущий инженер СМГТС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
- «Саяно Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожнегого»  
должность, ученая степень

E.Н. Решетникова  
инициалы, фамилия

Выпускник                           
подпись, дата

О.Д. Голубев  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

**Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Учкуланской ГЭС-2 на реке Учкулан. Методы контроля параметров фильтрационного потока в бетонных плотинах при эксплуатации гидротехнических сооружений»**

Консультант по разделам:

Консультант:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер:

---

подпись, дата

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>9</b>
<b>1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....</b>	<b>10</b>
<b>1.1 Природные условия.....</b>	<b>10</b>
<b>1.1.1 Местоположение гидроузла.....</b>	<b>10</b>
<b>1.1.2 Климат.....</b>	<b>10</b>
<b>1.1.3 Гидрологические данные .....</b>	<b>10</b>
<b>1.1.4 Инженерно - геологические условия.....</b>	<b>10</b>
<b>2 Водно-энергетический расчет.....</b>	<b>11</b>
<b>2.1 Исходные данные .....</b>	<b>11</b>
<b>2.2 Выбор расчетного года.....</b>	<b>11</b>
<b>2.3 Кривые связи.....</b>	<b>14</b>
<b>2.3.1 Верхний бьеф.....</b>	<b>14</b>
<b>2.3.2 Нижний бьеф .....</b>	<b>15</b>
<b>2.4 Графики нагрузки .....</b>	<b>16</b>
<b>2.4.1 Суточные графики нагрузки .....</b>	<b>16</b>
<b>2.4.2 Годовые графики нагрузки энергосистемы .....</b>	<b>17</b>
<b>2.5 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК .....</b>	<b>18</b>
<b>2.6 Баланс энергии.....</b>	<b>19</b>
<b>2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов .....</b>	<b>20</b>
<b>2.8 Баланс мощности .....</b>	<b>20</b>
<b>2.9 Водно-энергетический расчет на сработку-наполнение водохранилища в средневодный (50%) год .....</b>	<b>21</b>
<b>3 Выбор основного и вспомогательного оборудования .....</b>	<b>23</b>
<b>3.1 Режимное поле.....</b>	<b>23</b>
<b>3.2 Выбор системы и типа гидротурбин .....</b>	<b>24</b>
<b>3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....</b>	<b>24</b>
<b>3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы .....</b>	<b>27</b>
<b>3.5 Гидромеханический расчет спиральной камеры .....</b>	<b>28</b>
<b>3.6 Выбор типа серийного генератора .....</b>	<b>32</b>
<b>3.7 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....</b>	<b>33</b>
<b>3.7.1 Расчет вала на прочность .....</b>	<b>33</b>
<b>3.7.2 Расчет подшипника .....</b>	<b>34</b>
<b>3.8 Выбор типа маслонапорной установки .....</b>	<b>34</b>
<b>3.9 Выбор электрогидравлического регулятора .....</b>	<b>35</b>
<b>3.10 Выбор кранов.....</b>	<b>35</b>
<b>4 Компоновка и сооружение гидроузла .....</b>	<b>36</b>
<b>4.1 Определение класса гидросооружения .....</b>	<b>36</b>
<b>4.1.1 По высоте сооружения и типу грунта: .....</b>	<b>36</b>
<b>4.1.2 По назначениям и условиям эксплуатации:.....</b>	<b>36</b>
<b>4.1.3 По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС .....</b>	<b>36</b>

4.2 Гидравлические расчеты .....	36
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	36
4.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	38
4.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	40
4.2.4 Построение профиля водосливной плотины .....	41
4.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	42
4.3.1 Расчет водобойной стенки .....	43
4.3.2 Расчет водобойного колодца .....	45
4.4 Конструирование бетонной плотины .....	48
4.4.1 Определение ширины подошвы плотины .....	48
4.4.2 Быки.....	48
4.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	49
4.5.1 Водобой.....	49
4.5.2 Рисберма .....	49
4.6 Статистический расчет плотины .....	50
4.6.1 Вес сооружения .....	50
4.6.3 Сила гидростатического давления воды .....	51
4.6.4 Равнодействующая взвешивающего давления .....	52
4.6.5 Сила фильтрационного давления .....	52
4.6.6 Давление грунта .....	52
4.6.7 Волновое давление .....	53
4.5 Оценка прочности плотины .....	55
4.5.1 Критерии прочности плотины и ее основания .....	57
4.5.2 Обоснование устойчивости плотины .....	58
5 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах .....	60
5.1 Разбивка сооружения на этапы возведения .....	60
5.2 I этап строительства - возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла .....	60
5.2.1 Гидравлический расчет перемычек первой очереди с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло .....	61
5.2.1.1 Расход строительного периода .....	61
5.2.1.2 Пропуск строительных расходов II очереди методом донных отверстий .....	63
5.2.1.3 Определяем отметку перемычек II очереди.....	65
5.2.2 Осушение котлована I очереди.....	66
5.2.3 Водонаполнение котлована I очереди.....	67
5.2.4 Разработка котлована I очереди .....	67
5.2.5 Буровзрывные работы .....	68
5.2.6 Производство бетонных работ .....	69
5.2.7 Производство бетонных работ .....	71
5.2.8 Арматурные работы .....	72
5.2.9 Транспортировка бетонной смеси .....	73
5.2.10 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию .....	74

5.2.11 Подготовка оснований блоков.....	75
5.2.12 Уплотнение бетонной смеси.....	75
5.2.13 Производство бетонных работ в зимних условиях .....	76
5.2.14 Уход за бетоном .....	77
5.3 II Этап перекрытия русла .....	79
5.3.1 Конструкция банкета .....	79
5.4 Этап – наращивание сооружений до отметок для начала наполнения водохранилища .....	79
<b>6 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....</b>	<b>81</b>
6.1 Оценки объемов реализации электроэнергии .....	81
6.2 Текущие затраты по гидроузлу .....	82
6.3 Налоговые расходы .....	85
6.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	85
6.5 Оценка инвестиционного проекта .....	87
6.6 Методология, исходные данные .....	87
6.7 Коммерческая эффективность .....	88
6.8 Бюджетная эффективность .....	88
6.9 Анализ чувствительности .....	89
<b>7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Учкуланской ГЭС - 2 .....</b>	<b>93</b>
7.1 Общие сведения о районе строительства .....	93
7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	94
7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	95
7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	96
7.5 Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС .....	97
<b>8 Организация охраны труда .....</b>	<b>98</b>
8.1 Пожарная безопасность.....	99
8.2 Меры безопасности при выполнении работ .....	100
8.4 Первичные средства обнаружения пожара .....	102
8.4.1 Оптический детектор .....	102
8.4.2 Ионизационный детектор .....	102
8.4.3 Детектор сигарет .....	103
<b>9 Основные задачи фильтрационных наблюдений на бетонных плотинах .....</b>	<b>104</b>
9.2 Фильтрационный контроль на бетонных сооружениях .....	105
9.2.1 Инструментальные наблюдения.....	105
9.2.2 Основные показатели фильтрационного режима и состав наблюдений .....	106
9.2.3 КИА.....	106
9.2.4 Методы контроля фильтрационных расходов .....	111
9.2.5 Периодичность наблюдений.....	112
9.2.6 Основные принципы обработки и анализа данных наблюдений .....	112
9.3 Визуальные наблюдения .....	113

9.4. Дистанционная КИА .....	114
9.4.1 Принцип работы .....	115
9.4.2 Проведение наблюдений за фильтрационным давлением .....	117
9.4.3 Основные принципы анализа результатов наблюдений .....	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	122
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ А Исходные данные.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Суточные график нагрузки.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ В Годовые графики нагрузки.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Баланс Энергии.....	130
ПРИЛОЖЕНИЕ Д ВЭР Маловодного года.....	131
ПРИЛОЖЕНИЕ Е ИКН для Января и Декабря .....	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Баланс Мощности.....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ И Режимное поле .....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ К Параметры моделей гидротурбин .....	135
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Рассчитанные параметры гидротурбин .....	136
ПРИЛОЖЕНИЕ М Главная универсальная характеристика турбины ПЛД 50-В137	
ПРИЛОЖЕНИЕ Н Спиральная камера .....	138

# СОКРАЩЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ УЧКУЛАНСКОЙ ГЭС

- 1) Наименование реки.....Учкулан;  
2) Место нахождения ГЭС.....Республика Карачаево-Черкессия;  
3) Тип ГЭС.....деривационная;  
4) Параметры водохранилища:  
a) Характер регулирования стока.....годичное;  
б) НПУ.....1586,00 м;  
в) ФПУ.....1587,00 м;  
г) УМО.....1581,00 м;  
д) объем полный.....0,85 млн. м<sup>3</sup>;  
е) объем полезный.....0,55 млн. м<sup>3</sup>.  
5) Напоры ГЭС:  
а) максимальный.....48,8 м;  
б) расчетный.....42,8 м;  
в) минимальный.....41,2 м.  
6) Энергетические характеристики:  
а) установленная мощность.....96 МВт;  
б) среднемноголетняя выработка.....192 млн.кВт·час.  
7) Бетонная плотина (общая длина/максимальная высота):  
а) левобережная глухая.....70 м/14 м;  
б) правобережная глухая.....70 м/14 м;  
в) водосливная.....20 м/14 м.  
8) Характеристики оборудования:  
а) тип гидротурбин.....Поворотно-Лопастные Диагональные;  
б) количество и марка турбин.....2xПЛД 50/4015-В-60°-35.  
9) Водосбросные сооружения:  
а) тип.....поверхностный водослив;  
б) число и размер пролетов.....2 отверстия 3x8;  
в) максимальная высота.....14 м.  
10) Деривация:  
а) тип.....напорная, подводящая;  
б) общая длина.....2,5 км;  
в) тип облицовки.....бетонная;  
г) отметка дна в створе головного узла деривации.....1577,00 м;  
д) отметка в створе здания ГЭС.....1532,00 м;  
е) число агрегатов.....2;  
ё) грунт в основании.....гранит;  
ж) тип спиральной камеры.....металлическая;  
з) расстояния между осями агрегатов.....12 м.  
11) Технико - экономические показатели:  
а) удельные капиталовложения.....65970 руб/кВт;  
б) себестоимость электроэнергии.....1,20 кВт·час;  
в) срок окупаемости.....9,25 лет.

12. Характерные расходы воды:

- а) среднемноголетний.....  $60 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- б) максимальный основной 3%.....  $280,11 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- в) максимальный поверочный 0,5%.....  $306,75 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- г) минимальный.....  $15 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

## ВВЕДЕНИЕ

Сегодня Гидроэнергетика является одним из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Гидроресурсы — возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. Кроме своего прямого назначения — производства электроэнергии — гидроэнергетика решает дополнительно ряд важнейших для общества и государства задач. Прямая выгода от них включает создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыборазведение, регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения. Гидроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения, вокруг нее возникают производства, развивается промышленность, создаются новые рабочие места. Развитие Дальнего Востока — сегодня одна из наиболее приоритетных задач государства. Для ее решения разработана Федеральная целевая программа по развитию региона, создано Министерство по развитию Дальнего Востока. В энергетике региона ситуация осложнена наличием государственного регулирования тарифов на тепло и электроэнергию; кроме того, выбывающие мощности нуждаются в замене. Строительство новых станций необходимо для повышения надежности энергоснабжения региона и сдерживания роста тарифов.

Гидропотенциал России составляет 1670 млрд. кВт\ч. Это почти в 1,5 раза больше всего энергетического потребления в стране. По запасам данного ресурса мы находимся на 2-м месте после Китая. Богатейшие ресурсы Дальневосточного региона остаются малоосвоенными по сравнению с другими областями России. По разным оценкам, экономический потенциал Дальнего Востока задействован на 5—15%. Гидропотенциал Дальнего Востока составляет порядка 370 млрд кВтч, что в 10 раз больше нынешней выработки всех энергосистем региона. Это богатство освоено всего на 3%. Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также поиск надлежащих проектных решений.

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

## **1.1 Природные условия**

### **1.1.1 Местоположение гидроузла**

Учкулан - река в Карачаево-Черкесии, является левой составляющей р.Кубани; образуется из слияния рек Махар-Су и Гондай, сливается с р.Уллу-Кам ниже пос.Учкулан, откуда собственно и начинается р.Кубань. Длина реки составляет 150 км, площадь бассейна 57,9 тыс.км<sup>2</sup>.

Створ электростанции находится в 7 км. от ближайшего населенного пункта, аула Учкулан, с населением 700 человек.

В створе Учкуланского гидроузла преобладает скальный рельеф.

### **1.1.2 Климат**

Климат умеренно теплый. Зима короткая, относительно мягкая. Лето теплое, продолжительное, достаточно увлажненное. Для климата показательна большая продолжительность солнечного сияния. Средняя температура января  $-3,2^{\circ}\text{C}$ , июля  $+20,6^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовое количество осадков от 500 до 2000 мм. СП131.13330-2012 «Климатология» расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки,  $-23^{\circ}\text{C}$ .

### **1.1.3 Гидрологические данные**

Река имеет ледниковое питание. Средняя скорость реки 1,2 м/с. Основное питание реки Учкулан осуществляется ледниками (60 % годового стока), грунтовыми (30 %) и дождовыми (10 %) водами. Протекающий через створ реки объем воды достигает максимального значения в период весеннего половодья и минимального в зимнюю межень.

### **1.1.4 Инженерно - геологические условия**

В основании створа головного узла деривации и здания ГЭС залегает слаботрециноватый гранит. Ширина по створу 160 м. Дно в основании створа головного узла деривации находится на отметке 1577,00 м. Дно в основании здания ГЭС находится на отметке 1532,00 м.

## 2 Водно-энергетический расчет

В приложении А представлен исходный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений для реки Учкулан. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц. Для определения значений год разделяется на многоводный период (половодье) и на маловодный период (межень). К половодью относятся месяцы, в которых превышают среднегодовые значения. К межени соответственно, где расходы ниже средних значений за год. Для данного гидрологического ряда к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX, месяцы, а к периоду межени X, XI, XII и I, II, III, IV месяцы.

### 2.1 Исходные данные

- 1) Река: Учкулан;
- 2) Энергосистема: Северокавказское РДУ,  $P_{\max} = 2867$  МВт;
- 3) Отметка НПУ = 1586,00 м;
- 4) Отметка сухого дна = 1575,00 м;
- 5) Коэффициент мощности  $k_N = 8,8$ ;
- 6) Зимний коэффициент  $k_s = 1$ ;
- 7) Потери напора в водопроводящих сооружениях  $\Delta h = 1$  м.

Требование участников водохозяйственного комплекса и потери воды представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Требование участников водохозяйственного комплекса и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	0	-2	-3	0	0	0	0	0	1	1
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{шлюз}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{вхк}}, \text{м}^3/\text{с}$	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33

### 2.2 Выбор расчетного года

Среднемесячные расходы для (1997) года 50% обеспеченности приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Среднемесячные расходы для (1997) года 50% обеспеченностью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1997}$	33	37	47	68	73	93	116	70,5	63	38	35	30	59

Среднемесячные расходы для (1999) года 90% обеспеченности приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Среднемесячные расходы для (1999) года 90% обеспеченности

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1999}$	30	42	47	50	58	80	100	69	50	35	30	15	50

Обеспеченности для половодья 1997 года 50% и 90% обеспеченность для половодья 1999 года представлены в таблице 4 и 5 соответственно.

Таблица 4 – 50% обеспеченность для половодья (1997 года)

Месяцы	V	VI	VII	VIII	IX	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1997}$	73	93	116	70,5	63	83,1

Таблица 5 – 90% обеспеченность для половодья (1999 года):

Месяцы	V	VI	VII	VIII	IX	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1999}$	58	80	100	69	50	71,4

Так как получились разные средние расходы, необходимо ввести поправочные коэффициенты.

$$K_{\text{пол.50\%}} = \frac{Q}{Q_{\text{баз}}} = \frac{85}{83} = 1,02; \quad (2.1)$$

$$K_{\text{пол.90\%}} = \frac{Q}{Q_{\text{баз}}} = \frac{72}{71} = 1,01. \quad (2.2)$$

После поправочных коэффициентов, получившиеся обеспеченности 50% и 90% для межени приведены в таблицах 6 и 7 соответственно.

Таблица 6 – 50% обеспеченность для межени 1997 год

Месяцы	I	II	III	IV	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1997}$	33	37	47	68	38	35	30	41,14

Таблица 7 - 90% обеспеченность для межени 1999 год

Месяцы	I	II	III	IV	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1999}$	30	42	47	50	35	30	15	35,57

Т.к. расходы снова не сошлись с первоначальным значением, необходимо изменить поправочные коэффициенты:

$$K_{\text{меж.}50\%} = \frac{Q}{Q_{\text{баз}}} = \frac{39}{41} = 0,9; \quad (2.3)$$

$$K_{\text{меж.}90\%} = \frac{Q}{Q_{\text{баз}}} = \frac{31}{35} = 0,9. \quad (2.4)$$

После изменения поправочных коэффициентов расходы 50% обеспеченности для 1997 года приведены в таблице 8.

Таблица 8 – 50% обеспеченности (1997) год

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1997}$	31	35	44	64	75	95	119	72	64	36	33	28	58

Т.к.  $Q_{cp}$  не соответствует исходным данным, корректируем полученные поправочные коэффициенты, принимаем  $K_{\text{меж}} = 0,97$ . Значение расходов после корректировки представлены в таблицах 9,10 соответственно.

Таблица 9 – 50% обеспеченность для 1997 года после уточнения коэффициентов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1997}$	32	35	45	66	75	95	119	72	64	37	34	29	59

Таблица 10 – 90% обеспеченность для 1999 года после уточнения коэффициентов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
$Q_{1999}$	29	41	46	49	58	80	101	69	50	34	29	15	50

Гидрограф реки Учкулан маловодного и средневодного года представлен на рисунке 1.

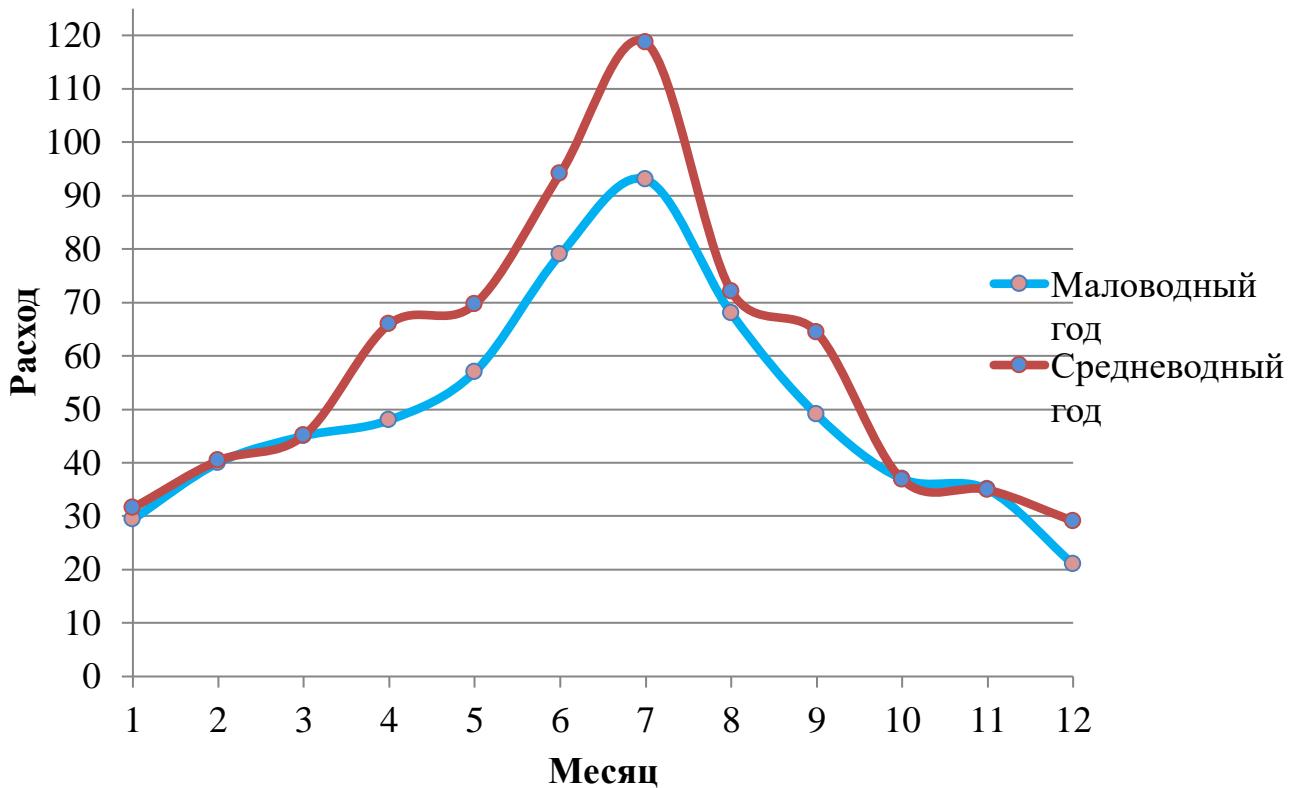


Рисунок 1 – Гидрограф реки Учкулан маловодного и средневодного года

## 2.3 Кривые связи

### 2.3.1 Верхний бьеф

Для построения кривой связи в верхнем бьефе проектируемой ГЭС, необходимы: отметки НПУ = 1586,00 м и полный объем водохранилища  $V_{пол} = 0,85 \text{ км}^3$ . Координаты кривой зависимости  $Z_{вб} = f(V)$  приведены в таблице 11. Кривая объемов гидроузла в верхнем бьефе приведены на рисунке 2.

Таблица 11 – координаты кривой зависимости  $Z_{вб} = f(V)$

$V, \text{км}^3$	$Z, \text{м}$	Полином	Погрешность
0	1577,00	1574,98	0,0
0,04	1577,83	1576,35	0,0
0,21	1580,24	1580,24	0,0
0,34	1582,02	1582,02	0,0
0,50	1583,47	1583,47	0,0
0,69	1584,89	1584,89	0,0
0,85	1586,03	1586,00	0,0
1,12	1587,73	1587,73	0,0
1,33	1588,80	1588,80	0,0
1,52	1589,58	1589,58	0,0

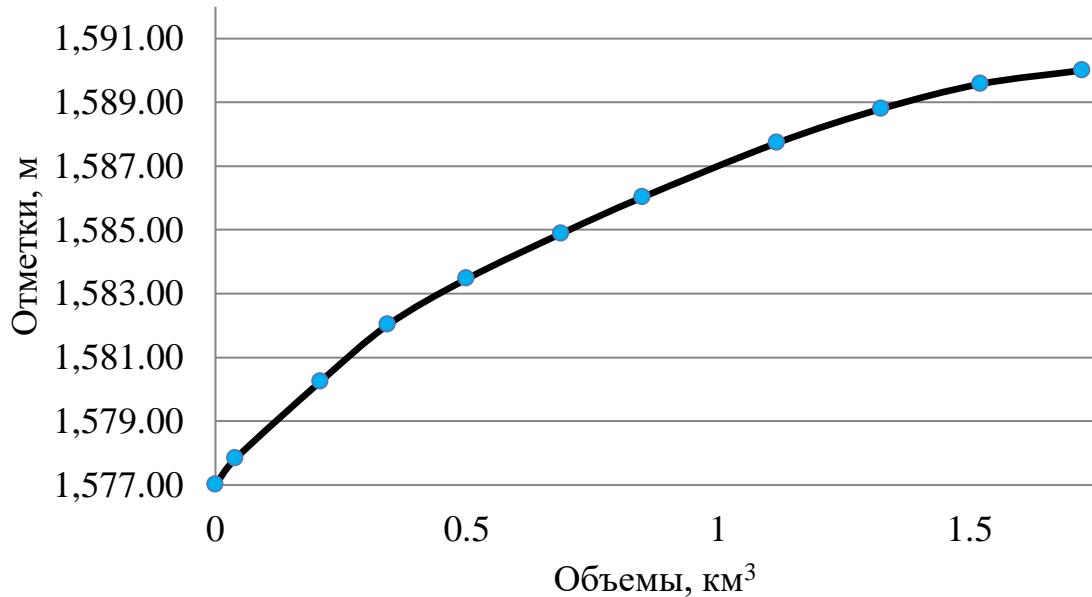


Рисунок 2 – Кривая объемов гидроузла в верхнем бьефе

Кривые расходов и объемов описываем полиномами 6-ой степени, и получаем формулу для большей точности расчетов.

### 2.3.2 Нижний бьеф

Координаты кривой расходов  $Z_{нб} = f(Q)$  за летний и зимний период приведены в таблице 12. Кривая расходов за летний и зимний период в нижнем бьефе приведена на рисунке 3. Так как зимний коэффициент равен единице ( $k_3 = 1$ ), то кривые расходов за летний и зимний период будут иметь одинаковые значения, и буду совпадать.

Таблица 12 – координаты кривой зависимости  $Z_{нб} = f(Q)$

$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z, \text{м}$	Полином	Погрешность
0	1577,00	1577,00	0,0
25	1578,50	1578,49	0,0
50	1579,40	1579,41	0,0
70	1579,90	1579,90	0,0
100	1580,40	1580,39	0,0
125	1580,68	1580,69	0,0
150	1580,95	1580,95	0,0
175	1581,20	1581,20	0,0
200	1581,45	1581,45	0,0
225	1581,70	1581,70	0,0
250	1581,95	1581,95	0,0
275	1582,20	1582,20	0,0
300	1582,44	1582,44	0,0

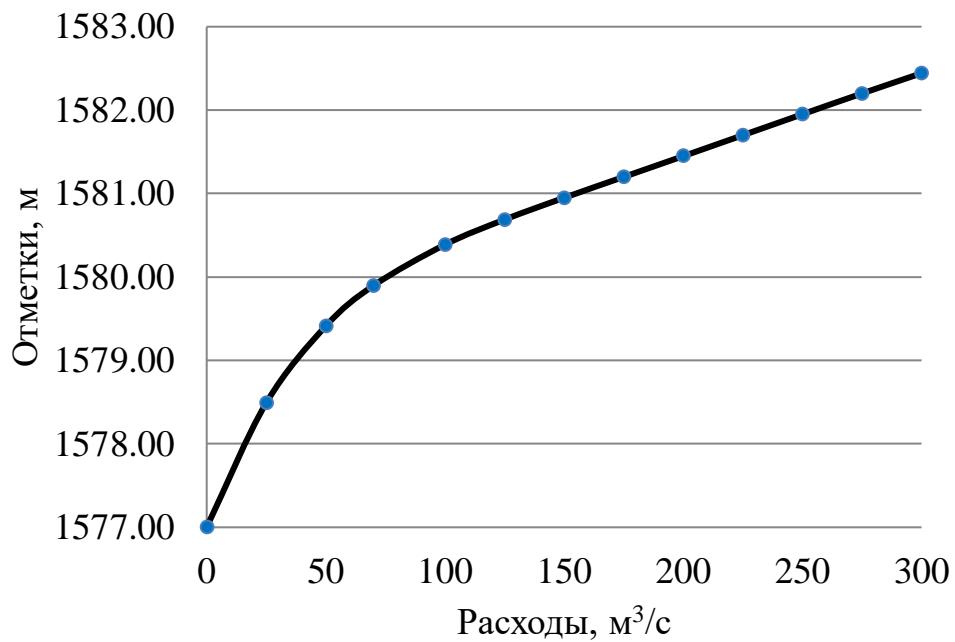


Рисунок 3 – Кривая расходов за летний и зимний период в нижнем бьефе

## 2.4 Графики нагрузки

### 2.4.1 Суточные графики нагрузки

С сайта системного оператора выбирается типичный зимний день (27.12.18), а также типичный летний (27.06.18). Далее строятся суточные графики нагрузки для зимы и лета. Данные потребления электроэнергии в ОДУ ЮГА с пересчётом электропотребления для Северо-Кавказского РДУ, необходимые для построения суточного графика нагрузки, представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Потребление мощности Северо-Кавказского РДУ

Время МСК, час	Зимние сутки 27.12.18			Летние сутки 27.06.18		
	Потребление, МВт · ч	$P_{коорд}$	$\bar{E}_{коорд}$	Потребление, МВт · ч	$P_{коорд}$	$\bar{E}_{коорд}$
00:00	2461	34	0,034	1684	95	0,095
01:00	2301	59	0,084	1553	119	0,143
02:00	2189	80	0,147	1496	131	0,179
03:00	2118	138	0,379	1457	133	0,187
04:00	2065	146	0,419	1435	140	0,222
05:00	2033	171	0,569	1440	142	0,234
06:00	2060	175	0,597	1513	143	0,241
07:00	2159	202	0,813	1633	148	0,281
08:00	2340	210	0,885	1793	151	0,308
09:00	2487	213	0,915	1966	176	0,558
10:00	2651	216	0,948	2039	187	0,679
11:00	2721	218	0,972	2051	204	0,883

### Продолжение таблицы 13

Время МСК, час	Зимние сутки 27.12.18			Летние сутки 27.06.18		
	Потребление, МВт · ч	$P_{\text{коорд}}$	$\bar{\mathcal{E}}_{\text{коорд}}$	Потребление, МВт · ч	$P_{\text{коорд}}$	$\bar{\mathcal{E}}_{\text{коорд}}$
12:00	2692	251	1,401	2037	213	1,000
13:00	2665	380	3,207	2027	274	1,854
14:00	2654	406	3,597	2022	377	3,399
15:00	2657	527	5,533	2028	486	5,143
16:00	2649	566	6,196	2030	537	6,010
17:00	2696	678	8,212	1994	617	7,450
18:00	2808	708	8,782	1983	657	8,210
19:00	2867	749	9,602	1957	674	8,550
20:00	2833	802	10,715	2019	713	9,369
21:00	2787	807	10,825	2170	730	9,743
22:00	2729	834	11,446	2075	735	9,858
23:00	2616	2867	60,238	1896	2170	44,298

В состав Северо-Кавказского РДУ также входит Зеленчукская ГЭС, энергетические характеристики Зеленчукской ГЭС представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Энергетические характеристики Зеленчукской ГЭС

Наименование	$N_{\text{раб}}$	$\bar{\mathcal{E}}_{\text{ср.год.,млн.КВт·ч}}$	$\bar{\mathcal{E}}_{\text{ср.сут.зим.,млн.КВт·ч}}$	$\bar{\mathcal{E}}_{\text{ср.сут.лет.,млн.КВт·ч}}$
Зеленчукская ГЭС	300	577	1,9	1,3

По данным таблиц 13 и 14 были построены зимние и летние суточные графики нагрузки, [Приложение Б].

#### 2.4.2 Годовые графики нагрузки энергосистемы

Строятся для максимальных и средних значений нагрузки на основе суточных графиков Северо-Кавказского РДУ. Годовой график для максимальных мощностей строится на основе суточного графика, представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ); \quad (2.5)$$

где  $t$  – номер месяцев;

а и  $b$  – коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{P^{\text{з}} + P^{\text{л}}}{2} = \frac{2867 + 2170}{2} = 2519; \quad (2.6)$$

$$b = \frac{P^{\text{з}} - P^{\text{л}}}{2} = \frac{2867 - 2170}{2} = 349, \quad (2.7)$$

где  $P^{\text{з}} -$  максимальное потребление за зимние сутки;

$P^{\text{л}} -$  максимальное потребление за летние сутки.

Аналогично строится график для средних мощностей, но константы  $a$  и  $b$  вычисляются уже по средним потреблениям в зимние и летние сутки -  $P_{cp}^{\text{з}}$  и  $P_{cp}^{\text{л}}$  соответственно:  $a = 2178$  и  $b = 332$ . Годовая среднее и максимальное потребление приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Годовая среднее и максимальное потребление

$t$ (месяцы)	$P(t)_{\text{макс}}$	$P(t)_{\text{ср}}$
Январь	2855	2499
Февраль	2765	2413
Март	2609	2264
Апрель	2429	2092
Май	2272	1943
Июнь	2182	1857
Июль	2182	1857
Август	2272	1943
Сентябрь	2428	2091
Октябрь	2608	2263
Ноябрь	2764	2412
Декабрь	2855	2498

По данным таблицы был построен годовой график нагрузки со средним и максимальным потреблением [Приложение В].

## 2.5 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

По методике, изложенной в методических указаниях - Выбор параметров ГЭС, проведены расчеты мощностей для двух конкурирующих режимов работы ГЭС, результаты занесены в таблицу 16.

Таблица 16 – Режимы работы ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}, 90\%}$	29	40	45	48	57	79	93	68	49	37	35	21
$Q_{\text{ВХК}}$	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	0	-2	-3	0	0	0	0	0	1	1
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{шлюз}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	2	0	-1	2	3	2	2	2	3	3

## Продолжение таблицы 16

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	27	37	44	48	58	78	91	67	48	36	33	19
$Z_{\text{вб.}}$ , м	1586											
$Z_{\text{нб.}}$ , м	1537	1537	1538	1538	1538	1538	1538	1538	1538	1537	1537	1537
$H$ , м	48	48	47	47	47	47	47	47	47	48	48	48
$N_{\text{быт.}}$ , МВт	11	16	18	20	24	32	37	27	20	15	14	8
$N_{\text{вхк.}}$ , МВт	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
$N_{\text{водот.}} - N_{\text{вхк.}}$ , МВт	-3	2	4	6	10	18	23	13	6	1	0	-6

Избыток мощности:

$$\sum N_{\text{быт.}} - N_{\text{вхк.}} = 72 \text{ МВт.} \quad (2.8)$$

Полученные данные используем для размещения линии гарантированной мощности. Окончательное положение линия гарантированной мощности примет после проведения водно-энергетического расчета.

## 2.6 Баланс энергии

Баланс энергии строится на годовом графике средних мощностей [Приложение Г]. Из баланса энергии определена: гарантированная мощность станции  $N_{\text{гар.}} = 36 \text{ МВт}$ . При расчёте итерации получены отметка УМО = 1581,00 м, график сработки-наполнения водохранилища для маловодного года (рисунок 4), определена гарантированная мощность станции. Расчеты по ВЭР приведены в [Приложение Д].

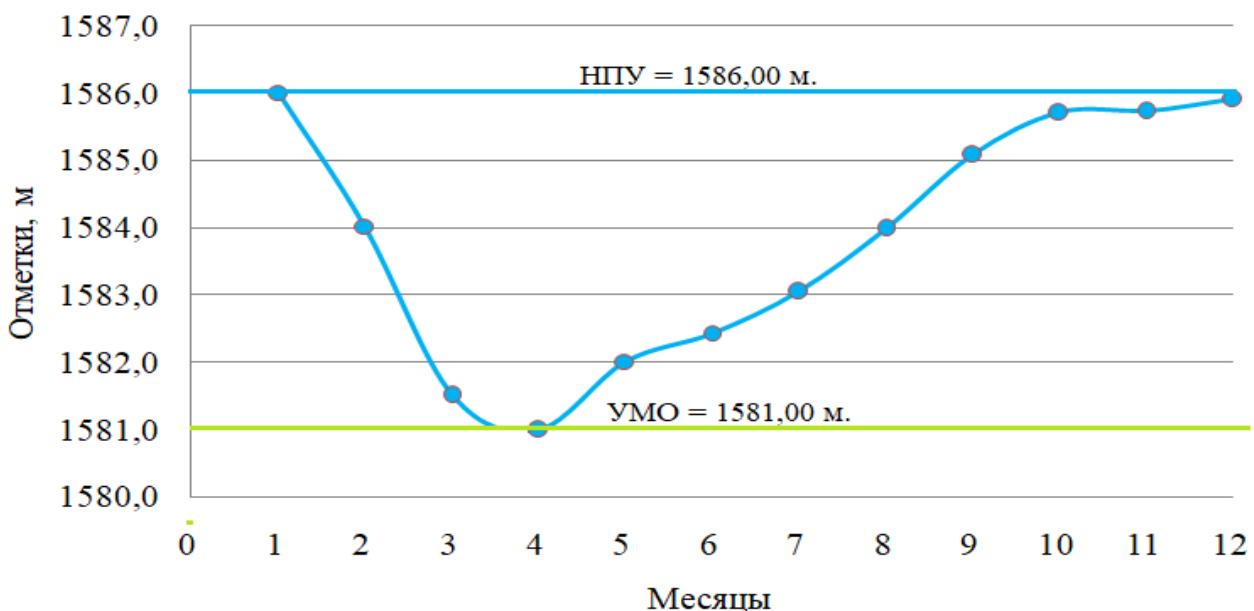


Рисунок 4 – График сработки-наполнения водохранилища маловодного года

## 2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На ИКН определяем место работы существующих электростанций. Выработку существующих ГЭС находим на сайте системного оператора (<http://so-ups.ru>). Проектируемую станцию вписываем в суточный график нагрузок. Чтобы вписать проектируемую ГЭС, разделим нашу Учкуланскую ГЭС на 2 треугольника впишем их в пик и базу. Проектируемая Учкуанская ГЭС в часы зимних нагрузок работает с  $N_{раб} = 91 \text{ МВт}$ , а в часы летних нагрузок  $N_{раб} = 34 \text{ МВт}$ . Данные приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Определение рабочей мощности и суммарной выработки

Месяц	Мощность (база), МВт	Выработка (база), млн.кВт·час	Мощность (пика), МВт	Выработка (пика), млн.кВт·час	Суммарная мощность (рабочая), МВт	Суммарная выработка, млн.кВт·час
Январь	6	0,15	85	0,32	91	0,47
Февраль	6	0,15	56	0,20	62	0,35
Март	6	0,15	37	0,13	43	0,28
Апрель	6	0,15	25	0,09	31	0,26
Май	7	0,16	33	0,11	40	0,27
Июнь	7	0,16	27	0,09	34	0,25

Оставшиеся месяцы строятся симметрично. По данным таблицы 17 строится ИКН Январь-Декабрь, [Приложение Е].

## 2.8 Баланс мощности

Баланс мощности строится на графике максимальных мощностей. Нагрузочный резерв принимается равным  $1\% P_{c(\max)}$ , располагается на существующих и проектируемой ГЭС. Данный резерв располагается на существующих и проектируемой ГЭС. Аварийный резерв составляет  $8\% P_{c(\max)}$ , располагается на ТЭС. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в месяцы пониженного потребления, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность, аналогично для ТЭС.

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{ГЭС}^{ГЭС} = N_{PAB}^{ГЭС} + N_{PE3}^{ГЭС} = 91 + 5 = 96 \text{ МВт}. \quad (2.9)$$

Установленная мощность существующей ГЭС равна  $N_{ГЭС}^{VCT} = 96 \text{ МВт}$ .

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{УСТ}^{TЭC} = N_{PAB}^{TЭC} + N_{a.p}^{TЭC} + N_{h.p}^{TЭC}. \quad (2.10)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года. Данные для построения графика баланса мощности приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Данные для построения баланса мощности

Месяц	Система		Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P <sub>max</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>раб. max</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб. max</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб. max</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>рем</sub>
I	2855	86	300	66	0	91,00	9	0	2464	228	0
II	2765	83	285	81	0	62,49	3	0	2418	221	0
III	2609	78	273	81	0	43,96	2	0	2292	209	0
IV	2429	73	221	80	0	31,28	2	0	2176	194	0
V	2272	68	122	74	0	40,73	2	0	2110	182	313
VI	2182	65	115	74	0	34,39	2	0	2033	175	313
VII	2182	65	115	73	0	36,62	2	0	2030	175	313
VIII	2272	68	122	73	0	44,06	2	0	2106	182	313
IX	2428	73	221	79	50	36,52	2	0	2170	194	0
X	2608	78	273	81	0	47,37	2	15	2287	209	0
XI	2764	83	285	81	0	62,07	3	0	2417	221	0
XII	2855	86	300	81	0	91,00	5	0	2464	228	0

По данным таблицы 18 был построен график баланса мощностей, [Приложение Ж].

## 2.9 Водно-энергетический расчет на сработку-наполнение водохранилища в средневодный (50%) год

ВЭР (Р=50%) года производится для среднемноголетней выработки, проектируемой ГЭС. Из первой итерации находится среднемноголетняя выработка. Как сумма выработок за каждый месяц. Строится график, на котором отображаются сработка-наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года. График сработки-наполнения водохранилища приведен на рисунке 5.  $\mathcal{E}_{ср.многолетняя} = 192 \text{ млн.кВт} \cdot \text{час.}$

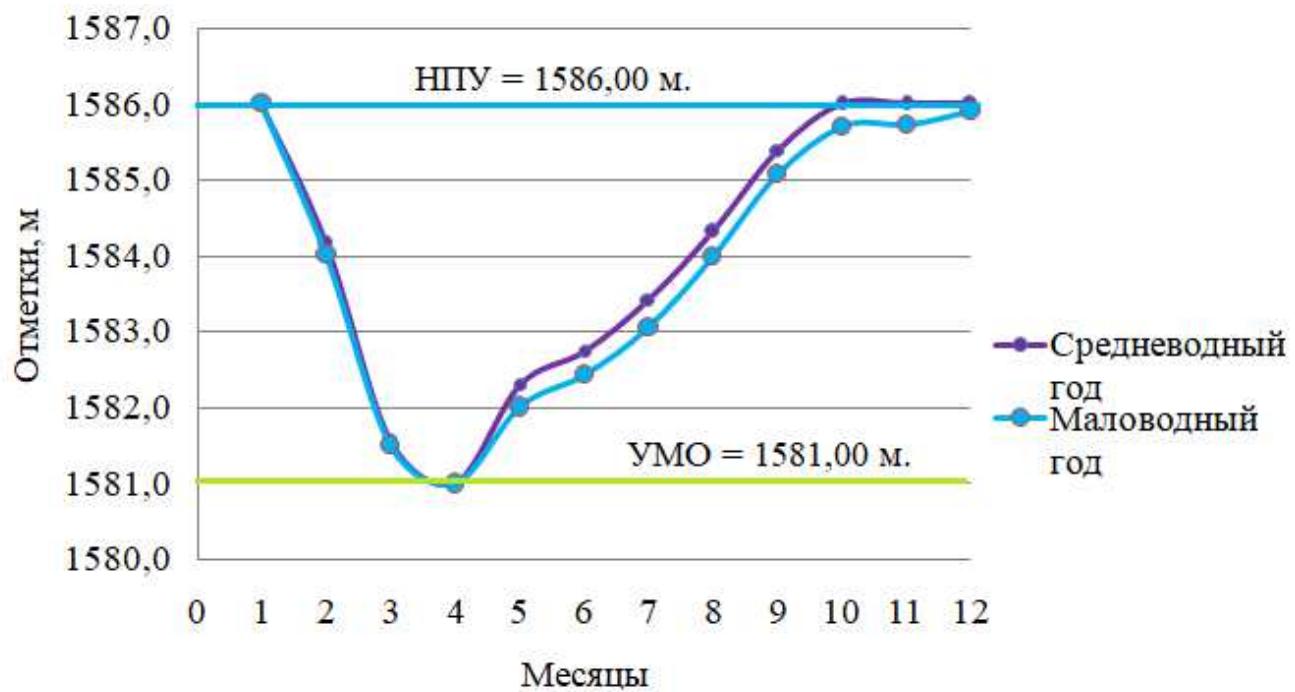


Рисунок 5 – График сработки-наполнения водохранилища

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Режимное поле

Чтобы определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС нужно построить режимное поле с указанием линий ограничений для разных режимов. При составлении режимного поля пользуемся методикой из методического пособия «Использование водной энергии». Данные для построения режимного поля приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Построение режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{м}$	$H_{\text{ВБ}}^{\text{яиB}}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	1535,0	1535,0	50,0	45,5	46,7	55,7	188	42,7
25	1536,8	1536,8	48,2	43,7	44,9	54,4	192	42
50	1537,8	1537,8	47,2	42,7	44,0	53,1	197	41,3
75	1538,3	1538,3	46,7	42,2	43,5	51,8	202	40,6
100	1538,5	1538,5	46,5	42,0	43,2	50,5	207	39,9
125	1538,6	1538,6	46,4	41,9	43,1	49,2	212	39,2
150	1538,7	1538,7	46,3	41,8	43,0	47,9	218	38,5
175	1538,8	1538,8	46,2	41,7	43,0	46,6	224	37,8
200	1538,9	1538,9	46,1	41,6	42,9	45,3	231	37,1
225	1539,0	1539,0	46,0	41,5	42,7	44,0	238	36,4
250	1539,1	1539,1	45,9	41,4	42,7	42,7	245	35,7

По результатам представленным в таблице 19 было построено режимное поле [Приложение И].

По данным режимного поля определяем следующие величины:

- $H_{\max} = 48,8 \text{ м};$
- $H_{\text{расч}} = 42,8 \text{ м};$
- $H_{\min} = 41,2 \text{ м};$

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин.

При этом значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного. Диапазону напоров предположительно соответствует ПЛ 50-В, ПЛД 50-В.

### 3.2 Выбор системы и типа гидротурбин

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра  $D_1$  рабочего колеса и синхронной частоты вращения  $n_{синхр}$ , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Выбор системы и типа турбины производится максимальному напору, а также по отношению максимального напора к минимальному. Был произведен подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Был выбран тип гидротурбин:

- Поворотно Лопастная Диагональная ПЛД 50-В;
- Поворотно Лопастная ПЛ 50-В.

За расчетную точку принимаем точку пересечение линии, проведенной через точку оптимума, и линии максимального расхода турбины. Параметры моделей данных гидротурбин приведены в [Приложение К].

### 3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаёмся рядом стандартных значение диаметров  $D_1$  и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q_{lp}^' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G = \\ = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 3,75^2 \cdot \sqrt{42,8} \cdot 0,942 \cdot 0,97 = \frac{60000}{1000} = 60 \text{ МВт}, \quad (3.1)$$

где  $Q_{lp}^'$  - приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_T$  - КПД натурной турбины;

$\eta_G$  - КПД генератора.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{МОД}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{МОД}}}{H_P}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{МОД}}}} \right) = \\ = 1 - (1 - 0,9) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,35}{3,75}} \cdot \sqrt[10]{\frac{5}{42,8}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,29}{1,11}} \right) = 0,942,$$
(3.2)

где  $\eta_M$  - КПД модельной турбины;

$D_{1\text{МОД}}$  - диаметр модельной турбины;

$H_{\text{МОД}}$  - напор модельной турбины;

$D_1$  - диаметр натурной турбины;

$H_P$  - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H$ ,  $\nu_{\text{МОД}}$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натурных и модельных условий;  $\nu_H$  при средней температуре воды в году  $20^\circ C$  составляет  $1,01 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}$ ;

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

Количество агрегатов:

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{96}{60} = 1,5 = 2 \text{ шт},$$
(3.3)

где  $N_{\text{уст}}$  - установленная мощность проектируемой станции;

$N_{\text{агр}}$  - мощность агрегата в расчетной точке.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M} = \frac{0,942}{0,916} 1,03.$$
(3.4)

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n_c = \frac{n_I \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{113 \cdot \sqrt{42,8 \cdot 1,03}}{3,75} = 199,9 \text{ об/мин},$$
(3.5)

где  $n_I$  - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять

ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду, принимается  $n_c = 200$  об/мин.

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

$$n_{Imax} = \frac{n_{cuhx} \cdot D_1}{\Delta_1 \cdot H_{min}} = \frac{200 \cdot 3,75}{1,03 \cdot 48,8} = 105,88; \quad (3.6)$$

$$n_{Iрасч} = \frac{n_{cuhx} \cdot D_1}{\Delta_1 \cdot H_p} = \frac{200 \cdot 3,75}{1,03 \cdot 42,8} = 113,05; \quad (3.7)$$

$$n_{Imin} = \frac{n_{cuhx} \cdot D_1}{\Delta_1 \cdot H_{max}} = \frac{200 \cdot 3,75}{1,03 \cdot 41,2} = 115,23. \quad (3.8)$$

Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T} = \frac{60}{9,81 \cdot 3,75 \cdot 42,8^{1,5} \cdot 0,97} = 6,00 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.9)$$

Приведенные расходы:

$$Q_{Hmin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{16,5}{3,75^2 \cdot \sqrt{41,2 \cdot 1,03}} = 0,166; \quad (3.10)$$

$$Q_{Hmax} = \frac{Q_{max}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{16,5}{3,75^2 \cdot \sqrt{48,2 \cdot 1,03}} = 0,180. \quad (3.11)$$

Расчеты для нескольких диаметров турбины ПЛД50-В, ПЛ50-В представлены в [Приложение Л].

На основании приведенных данных в [Приложение Л] были построена главная универсальная характеристика и приведены в [Приложение М].

Необходимо сравнить различные турбины по следующим параметрам:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона;
- Сокращение количества агрегатов.

Правая граница зоны состоит из двух линий: верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата, а нижняя строится по

двум точкам ( $Q'_p$  для максимального напора и  $Q'_p$  для минимального напора). Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу.

По результатам проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ 50-В выбыла из рассмотрения, так как расчетная точка на главной универсальной характеристике не находится в рекомендуемых по справочным данным диапазоне.

Таким образом, проведя анализ рабочих зон турбин, лучшей является турбина ПЛД 50-В, с  $D_1 = 3,75\text{ м.}$ , поскольку у нее оптимальная рабочая зона, то есть рабочая точка находится ближе к точке оптимума.

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

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{h.\delta.}(Q_{h.\delta.}) + H_s, \quad (3.12)$$

где  $Z_{h.\delta.}(Q_{h.\delta.})$  - отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующему расчетному значению высоты отсасывания.

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

- Работа одного агрегата с расчетной мощностью при НПУ;
- Работа одного агрегата с расчетной мощностью и  $H_{\text{расч}}$ ;
- Работа одного агрегата при  $H_{\text{min}}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания считается по формуле:

$$H_s = 10,3 - \frac{Z_{h.\delta.}(Q_{h.\delta.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{x.n.l.}; \quad (3.13)$$

где 10,3 – барометрическое давление;

$Z_{h.\delta.}(Q_{h.\delta.})$  - отметка нижнего бьефа при данном расходе;

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

$Z_{x.n.l.}$  - разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ – турбин  $Z_{x.n.l.} = 0$ .

При  $H_{\max}$ :

$$H_s = 10,33 + \frac{1538,851}{900} - 0,26 \cdot 48,8 - 1,5 + 0,7 = -4,86 \text{ м}; \quad (3.14)$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 + \frac{1538,64}{900} - 0,357 \cdot 42,8 - 1,5 + 0,703 = -7,45 \text{ м}; \quad (3.15)$$

При  $H_{\min}$ :

$$H_s = 10,33 + \frac{1538,634}{900} - 0,35 \cdot 41,2 - 1,5 + 0,703 = -6,59 \text{ м}. \quad (3.16)$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Далее был произведен расчёт отметки установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания. Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

Для турбины ПЛД 50-В:

$$Z_{p.k.}(H_{\min}) = 1538,581 - 4,86 = 1533,721 \text{ м}; \quad (3.17)$$

$$Z_{p.k.}(H_{расч}) = 1538,64 - 7,45 = 1531,19 \text{ м}; \quad (3.18)$$

$$Z_{p.k.}(H_{\max}) = 1538,634 - 6,59 = 1532,044 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Таким образом, проведя анализ всех возможных диаметров рабочего колеса и высот отсасывания, наиболее оптимальной является турбина ПЛД-50В. Для безкавитационного режима работы была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{p.k.}(H_{расч}) = 1531,19 \text{ м}$ .

### 3.5 Гидромеханический расчет спиральной камеры

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

Металлическая спиральная камера ( $\varphi = 345 \div 360^0$ ) имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служит для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. По ГУХ для конкретной турбины выбирали высоту направляющего аппарата:  $b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 3,75 = 1,406 \text{ м.}$ , угол обхвата:  $\varphi = 345^0$ ; и высоту статора:  $b_1 = b_0 + 0,02 = 1,606 \text{ м.}$

Основные размеры статора для  $D_1$ :

$$\begin{aligned}
D_a &= 5,775 \text{ м}; \\
D_b &= 4,995 \text{ м}; \\
D_4 &= 6,125 \text{ м}; \\
R_4 &= 3,0625 \text{ м}; \\
h_l &= 0,372 \text{ м}.
\end{aligned}$$

Основные размеры статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_l = 1,606 + 2 \cdot 0,372 = 2,350. \quad (3.20)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры была принята по графику:

$$\nu_{cp} = f(H_p), \text{ откуда } \nu_{cp} = 5,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.21)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{ex} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{117,957 \cdot 345}{360} = 113,043 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.22)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{ex} = \frac{Q_{ex}}{\nu_{cp}} = \frac{113,043}{5,8} = 19,49 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{ex} = \sqrt{\frac{F_{ex}}{\pi}} = \sqrt{\frac{19,49}{3,14}} = 2,491 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{ex} = R_4 + \sqrt{r_{ex}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 6,125 + \sqrt{2,491^2 - \left(\frac{2,35}{2}\right)^2} = 5,259 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{ex} = a_{ex} + r_{ex} = 5,259 + 2,491 = 7,751 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{C} \cdot \varphi = a_{ex} - \sqrt{a_{ex}^2 - r_{ex}^2} = 5,259 - \sqrt{5,259^2 - 2,491^2} = 0,628; \quad (3.27)$$

$$\frac{1}{C} = 0,655.$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{ex}}{360} = \frac{345}{360} = 0,958. \quad (3.28)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов  $\varphi_1$  через  $\Delta\varphi=15^\circ$ , были рассчитаны все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{C} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.29)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x. \quad (3.30)$$

Радиус расчетного сечения:

$$r = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.31)$$

Далее, вычисленные данные для расчета спиральной камеры необходимо занести в сводную таблицу 20.

Таблица 20 – Данные для расчета спиральной камеры

$\varphi$	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10]+[11]$
345	0,958	0,628	3,844	2,463	1,569	2,197	4,826	6,207	2,491	5,259	7,751
330	0,917	0,600	3,677	2,296	1,515	2,115	4,475	5,856	2,420	5,178	7,598
315	0,875	0,573	3,509	2,128	1,459	2,032	4,129	5,510	2,347	5,094	7,442
300	0,833	0,546	3,342	1,961	1,400	1,946	3,788	5,169	2,273	5,009	7,282
285	0,792	0,518	3,175	1,794	1,340	1,858	3,452	4,833	2,198	4,920	7,119
270	0,750	0,491	3,008	1,627	1,276	1,767	3,121	4,502	2,122	4,829	6,951
255	0,708	0,464	2,841	1,460	1,208	1,672	2,796	4,177	2,044	4,735	6,778
240	0,667	0,437	2,674	1,293	1,137	1,574	2,476	3,857	1,964	4,636	6,600
225	0,625	0,409	2,507	1,126	1,061	1,470	2,162	3,543	1,882	4,533	6,415
210	0,583	0,382	2,340	0,959	0,979	1,361	1,853	3,234	1,798	4,424	6,222
195	0,542	0,355	2,172	0,792	0,890	1,244	1,549	2,929	1,712	4,307	6,018
180	0,500	0,327	2,005	0,624	0,790	1,118	1,249	2,630	1,622	4,180	5,802

Продолжение таблицы 20.

$\varphi$	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10]+[11]$
165	0,458	0,300	1,838	0,457	0,676	0,976	0,953	2,334	1,528	4,039	5,567
150	0,417	0,273	1,671	0,290	0,539	0,812	0,659	2,040	1,428	3,874	5,302
135	0,375	0,246	1,504	0,123	0,351	0,596	0,356	1,737	1,318	3,659	5,251.

Так как для дальнейших углов  $\varphi$  сечение СК принимает форму эллипса, то методика указанная выше, не подходит. На рисунке 6 была построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до координаты  $\left(\varphi=0; R=\frac{5,26}{2}\right)$ .

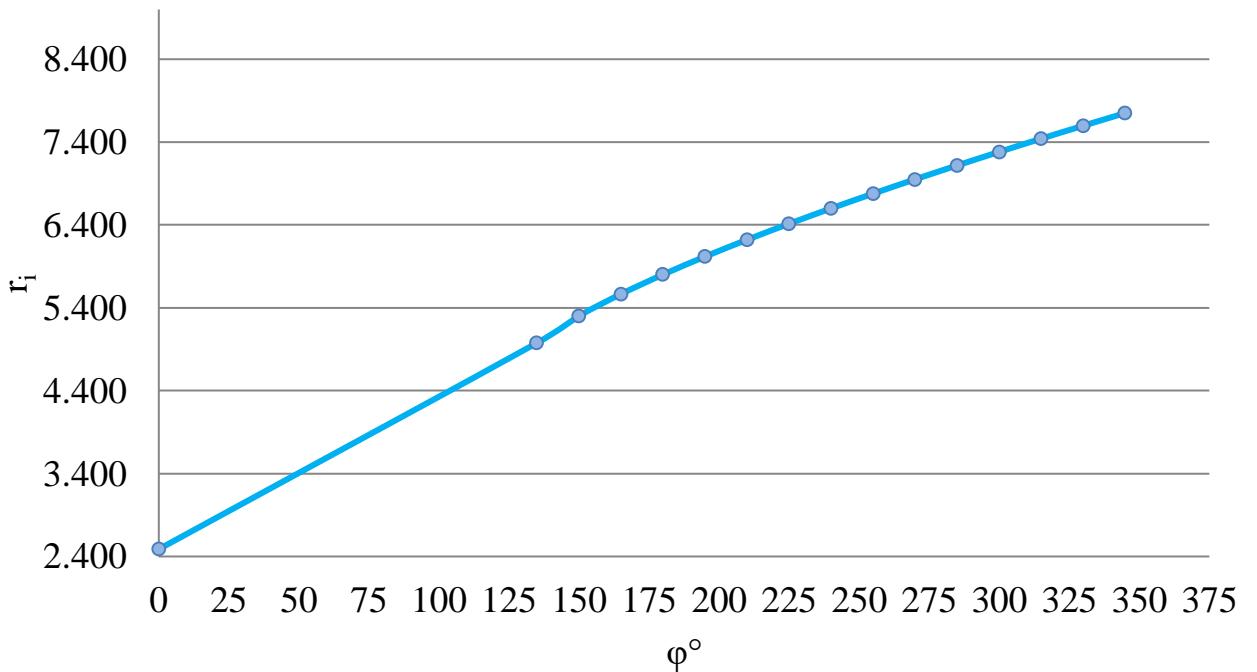


Рисунок 6 – График зависимости  $\varphi_{cn} = f(r_i)$

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{2,35}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 1,382 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$P_{2(\varphi=120)} = \frac{R_{(\varphi=120)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ}. \quad (3.33)$$

Рассчитанные данные представлены в сводной таблице 21.

Таблица 21 – Данные для построения эллиптического сечения

Для эллиптического сечения			
$\varphi_0$	$p_1, (\text{м})$	$R, (\text{м})$	$p_2, (\text{м})$
120	1,38	4,977	2,343
105		4,798	1,891
90		4,376	1,469
75		3,985	1,077
60		3,624	0,717
45		3,294	0,387
30		2,995	0,087

Постоянная спиральной камеры была посчитана по формуле:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{C}} = \frac{117,975}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,655} = 28,684. \quad (3.34)$$

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

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot b_1} = \frac{117,975}{28,684 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 1,606} = 0,408; \quad (3.35)$$

$$\delta = \operatorname{arctg} \left( \frac{Q_p}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot b_1} \right) = \operatorname{arctg}(0,408) = 22,19^\circ. \quad (3.36)$$

Чертеж спиральной камеры представлен в [Приложение Н].

### 3.6 Выбор типа серийного генератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{46}{0,85} = 54,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.37)$$

где  $\cos \varphi = 0,85$ .

Число полюсов генератора:

$$2p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{200} = 30. \quad (3.38)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ 586/100-30. Данные

генератора представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Номинальные данные гидрогенератора СВ 586/100-30

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	54,12
Расчетная мощность	$S_p$	МВА	57,91
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,85
Удельная нагрузка	$S^*$	МВА	1,80
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	200
Исполнение	Зонтичное		

### 3.7 Расчет деталей и узлов гидротурбины

#### 3.7.1 Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5.1 \cdot M_{kp}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.39)$$

где  $\tau_{доп}$  - 30 ÷ 35 МПа.

Принимаем  $\tau_{доп} = 30$  МПа, а крутящий момент  $M_{kp}$  определяем по формуле:

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{сих}} = \frac{0,00974 \cdot 45}{200} = 2,19 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.40)$$

Далее, по формуле 3.39 найдем диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5.1 \cdot 2,19}{30} \right)^{0,33} = 0,71 \text{ м.}$$

Окончательно был принят диаметр вала стандартным 0,7 метра.

### 3.7.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{rad} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 45000}{200 \cdot 3,75} = 42,24 \text{ кН.} \quad (3.41)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_n$ , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_B$ :

$$d_n = D_B + 0,02 = 0,7 + 0,02 = 0,72 \text{ м.} \quad (3.42)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{y\delta} = \frac{R_{rad}}{L_{сегм}} = \frac{42,24}{0,223 \cdot 0,3} = 629,89 \text{ кПа.} \quad (3.43)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{y\delta}]$ :

$$[p_{y\delta}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 17,53 = 876,5833 \text{ кПа;} \quad (3.44)$$

Так как  $p_{y\delta} < [p_{y\delta}] \rightarrow 629,89 < 876,5833 \text{ кПа}$  условие выполнено.

### 3.8 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме в справочнике [3] для турбины ПЛД 50-В определим тип маслонапорной установки: МНУ 2,5/1 – 40 – 4 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 2,5 м<sup>3</sup>, состоящим из двух сосудов на давление 40 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), имеющим сливной бак МА 16–2 вместимостью 16 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

### **3.9 Выбор электрогидравлического регулятора**

По справочным данным [3]. Был выбран электрогидравлический регулятор [3]: ГРК – МП – 100 – 4.

где ГРК – электрогидравлический регулятор;  
МП – на интегральных микросхемах;  
100 – диаметр главного золотника;  
4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

### **3.10 Выбор кранов**

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

- 1) Грузоподъемность кранов должна быть больше массы ротора.
- 2) При количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительных кранов.
- 3) Климатические условия данной местности.

Исходя из массы ротора гидрогенератора, и количестве агрегатов – 2, был выбран мостовой кран грузоподъемностью 400/80+10 тонн. Козловой кран верхнего бьефа 200/20+5 тонн и нижнего бьефа грузоподъемностью 180/20+5 тонн.

## **4 Компоновка и сооружение гидроузла**

### **4.1 Определение класса гидросооружения**

#### **4.1.1 По высоте сооружения и типу грунта:**

- Тип грунта – скальный;
- Высота водосливной плотины – 11 метров ( $\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 1586 - 1575 = 11 \text{ м.}$ );
- Класс сооружения – III.

#### **4.1.2 По назначениям и условиям эксплуатации:**

- Установленная мощность  $N_{yem} = 96 \text{ МВт}$ ;
- Класс сооружения – III.

#### **4.1.3 По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС**

Население аула Учкулан – 700 человек. ГТС находится на расстоянии 7 км от аула. Класс сооружения – III.

Вывод: выбираем класс относящейся к наиболее ответственному классу – III класс. Обеспеченность и расход в створе гидроузла представлена в таблице 23.

- $Q_{\max, \text{осн.расч}3\%} = 280,11 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;
- $Q_{\max, \text{осн.пов}0,5\%} = 306,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

Таблица 23 – Обеспеченность и расход в створе гидроузла

P,%	0,5	1	3	5	10	30	50	90	95	97	99	99,9
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	306,75	296	280,11	271	258	232	216	179	167	169	152	134

### **4.2 Гидравлические расчеты**

#### **4.2.1 Определение ширины водосливного фронта**

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{rcc}$ . Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

( $n - 1$ ) при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ .

С учетом того, что на Учкуланской ГЭС запроектировано 2 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов  $n - 1 = 1$ .

$$Q_p = Q_{\max.osn} - Q_{ГЭС} - Q_{ae}, \quad (4.1)$$

где  $Q_{\max.osn} = 280,11 \text{ м}^3/\text{с}$  – максимальный расход для основного расчетного случая 3% обеспеченности для **III** класса сооружений;

$Q_{ГЭС}$  – расход через гидроагрегаты ГЭС, участвующие в пропуске расчетного расхода.

$Q_{ae}$  – аварийный расход.

Аварийный расход:

$$Q_{ae} = \frac{V_{vol}}{t_{cp}} = \frac{0,85 \cdot 10^9}{15768017} = 53,90 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.2)$$

Расход через гидроагрегаты ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{1ae} \cdot (n-1) = 8,25 \cdot (2-1) = 8,25 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.3)$$

Расход через гидроагрегат:

$$Q_{1ae} = \frac{Q_{c.n.}}{2} = \frac{16,5}{2} = 8,25 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.4)$$

Тогда, по формуле (4.1) можем посчитать расчетный расход:

$$Q_p = 280,11 - 53,91 - 8,25 = 217,95 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e}, \quad (4.5)$$

где  $q_e$  – удельный расход на водосливе.

Принимаем удельный водосброс на водосливе  $13,695 \text{ м}^3/\text{с}$ . Тогда, по формуле (4.5) считаем ширину водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e} = \frac{217,9534}{13,695} = 15,99 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону.

$$B = b \cdot n = 2 \cdot 8 = 16 \text{ м.} \quad (4.6)$$

где  $n$  – число пролетов (не менее 2÷3),

$b$  – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 1, 1,5, 2, 2,5, 3, 3,5 4, 4,5 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м.

Принимаем 2 пролетов по 8 метров.

#### 4.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (4.7)$$

где  $m = 0,49$ , коэффициент расхода для водослива практического профиля.

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{217,95}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,4 \text{ м.}$$

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (4.8)$$

где  $\sigma_n = 1$  - коэффициент подтопления,

$\varepsilon$  - коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.9)$$

где  $b$  - ширина пролёта;

$n$  - число пролётов;

$\xi_y = 0,7$  - коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$  - коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,4}{8} = 0,95.$$

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left( \frac{217,95}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,52 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_b = H_{02} - \frac{a \cdot v_0^2}{2 \cdot g}, \quad (4.10)$$

где  $v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla H_{\text{ПУ}} - \nabla D_{\text{НА}})(B + (n-1)\delta_6)}$  - скорость подхода потока перед водосливом, согласно рекомендациям, для  $b = 8 \text{ м}$ , толщина быка (по Березинскому) принимается в диапазоне от  $0,2 \cdot b$  до  $0,25 \cdot b$ , либо больше. В связи с тем, что бык неразрезной принимаем толщину быка  $\delta_6 = 0,2 \cdot 8 = 1,6 \text{ м}$ .

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla H_{\text{ПУ}} - \nabla D_{\text{НА}})(B + (n-1)\delta_6)} = \frac{217,95}{(1586 - 1577) \cdot (16 + 1 \cdot 1,6)} = \\ = 1,38 \text{ м/с,}$$

Напор на гребне водослива:

$$H_b = 3,52 - \frac{1,1 \cdot 1,38^2}{2 \cdot 9,81} = 3,41 \text{ м.}$$

Стандартное значение  $H_{\text{ср}} = 4 \text{ м.}$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla GB = \nabla H_{\text{ПУ}} - H_{\text{ср}} = 1586 - 4 = 1582 \text{ м.} \quad (4.11)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla GB = \nabla GB + 1,6 \cdot H_{\text{ср}} = 1582 + 1,6 \cdot 4 = 1588,4 \text{ м.} \quad (4.12)$$

Принимаем за отметку гребня плотны  $\nabla GB = 1589 \text{ м.}$

### 4.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины при ФПУ. Определяется полный напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{p.\text{пов}}}{m \cdot B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{244,59}{0,49 \cdot 16 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,67 \text{ м}, \quad (4.13)$$

где

$$\begin{aligned} Q_{p.\text{пов}} &= Q_{\max.\text{пов}} - Q_{ra} - Q_{ab} = 306,75 - Q_{ra} \cdot (n_{ra} - 1) - 53,91 = \\ &= 306,75 - 8,25 \cdot 1 - 53,91 = 244,59 \text{ м}^3 / \text{s}, \end{aligned} \quad (4.14)$$

где  $Q_{\max.\text{пов}} = 306,75 \text{ м}^3 / \text{s}$  – максимальный поверочный расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,5 % для III класса сооружений;

$n$  – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{ra}$  – пропускная способность одного агрегата.

$n_{ra}$  – кол-во гидроагрегатов,  $n_{ra} = 2$ .

$$\begin{aligned} H_{02\text{пов}} &= \left( \frac{Q_{p.\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{244,59}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = \\ &= 3,8 \text{ м}. \end{aligned} \quad (4.15)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 3,8 - \frac{1,1 \cdot 1,54^2}{2 \cdot 9,81} = 3,6 \text{ м}; \quad (4.16)$$

$$\begin{aligned} V_{0\text{пов}} &= \frac{Q_{p.\text{пов}}}{(\nabla H_{\text{ПУ}} - \nabla DHA)(B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{244,59}{(1586 - 1577) \cdot (16 + 1 \cdot 1,6)} = 1,54 \text{ м/c}. \end{aligned} \quad (4.17)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \Phi_{\text{ПУ}} = \nabla G_B + H_{\text{пов}} = 1582 + 3,6 = 1585,6 \text{ м}. \quad (4.18)$$

Расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной. Это означает, что пропускная способность водослива при заданном ФПУ обеспечивается и оставляем ФПУ заданную отметкой ФПУ = 1587 м.

#### 4.2.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А строится по координатам Кригера-Офицерова, приведенным в таблице 6-12 [4]. Координаты для построения оголовка плотины практического профиля определяются путем умножения табличных координат на  $H_{ct} = 4\text{м}$ . (таблица 24).

Таблица 24 - Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова)

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0	0,504	21	4,94	4,94
2	0,4	0,144	22	5,476	5,476
3	0,8	0,028	23	6,032	6,032
4	1,2	0	24	6,612	6,612
5	1,6	0,024	25	7,576	7,576
6	2	0,108	26	7,84	7,84
7	2,4	0,24	27	8,488	8,488
8	2,8	0,4	28	9,156	9,156
9	3,2	0,584	29	9,848	9,848
10	3,6	0,792	30	10,56	10,56
11	4	1,024	31	11,296	11,296
12	4,4	1,284	32	12,052	12,052
13	4,8	1,576	33	12,828	12,828
14	5,2	1,9	34	13,62	13,62
15	5,6	2,256	35	14,436	14,436
16	6	2,644	36	15,272	15,272
17	6,4	3,056	37	16,124	16,124
18	6,8	3,492	38	16,996	16,996
19	7,2	3,948	39	17,884	17,884
20	7,6	4,432			

По данным таблицы 24 был построен оголовок водосливной плотины, рисунок 7.

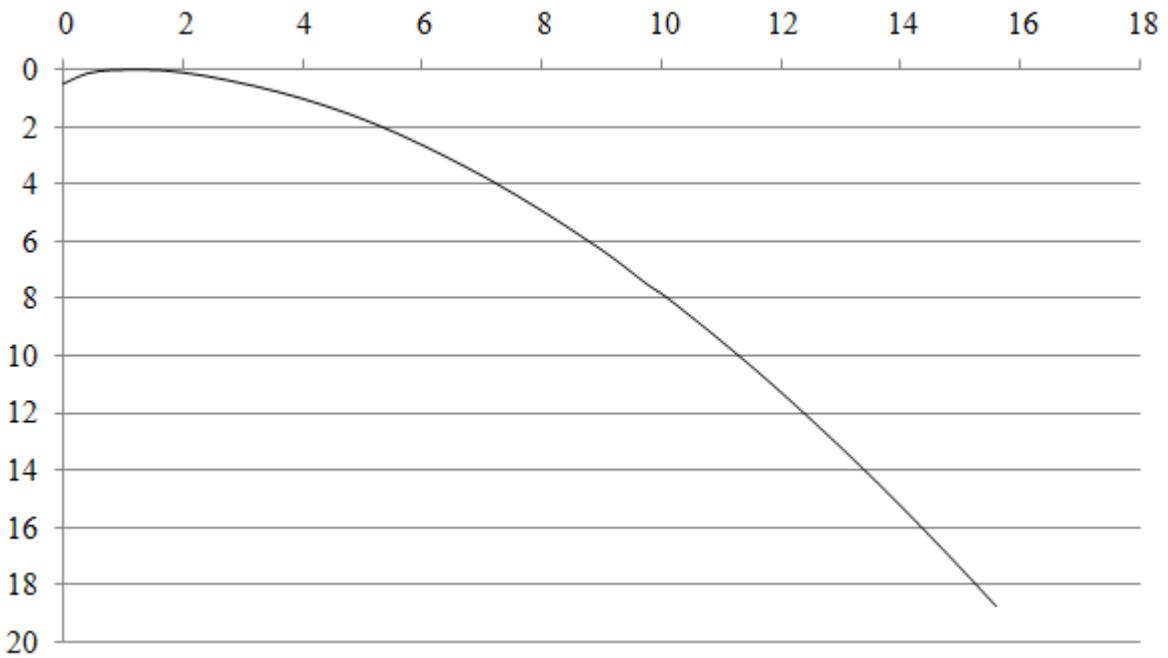


Рисунок 7 – Оголовок водосливной плотины

Высота плотины равна:

$$\nabla H_{\text{пп}} = \nabla ГБП - \nabla ДНА = 1589 - 1577 = 12 \text{ м.} \quad (4.19)$$

#### 4.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

В бытовых условиях при уклоне дна отводящего русла  $i < i_{\text{кр}}$  поток находится в спокойном состоянии, а непосредственно за водосливом - в бурном. Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h_c''$  и бытовой глубины  $h_{\text{нб}}$  устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

- а)  $h_c'' > h_{\text{нб}}$  - сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- б)  $h_c'' = h_{\text{нб}}$  - сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- в)  $h_c'' < h_{\text{нб}}$  - сопряжение в виде затопленного прыжка.

Определяется критическая глубина при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{осн.расч}}^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 217,95^2}{(16 + (2-1) \cdot 1,6)^2 \cdot 9,81}} = 2,58 \text{ м,} \quad (4.20)$$

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

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla HPU - \nabla DNA = 1586 - 1577 = 9 \text{ м.} \quad (4.21)$$

Определим отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{9}{2,58} = 3,48 \text{ м.} \quad (4.22)$$

Исходя из этого, плотина имеет среднюю длину сливной грани, при этом коэффициент скорости  $\phi = 1$ .

По графику М.Д Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\phi$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi'_c = 0,43$  и  $\xi''_c = 2$ .

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{kp} = 0,43 \cdot 2,58 = 1,11 \text{ м; } \quad (4.23)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 2 \cdot 2,58 = 5,16 \text{ м.} \quad (4.24)$$

Так как  $h''_c = 5,16 > h_{H6} = 2,18$  значит, прыжок отогнанный.

Как правило, отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью специальных устройств - гасителей энергии.

Во всех случаях за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита. Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 11,15 \cdot \sqrt{1,11} = 1,76 \text{ м,} \quad (4.25)$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении.

$$v_c = \frac{q_{ct}}{h'_c} = \frac{12,38}{1,11} = 11,15 \text{ м/с.} \quad (4.26)$$

Удельный расход на стенке:

$$q_{ct} = \frac{Q_{osn,расч}}{(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{217,95}{(16 + 1 \cdot 1,6)} = 12,38 \text{ м/с.} \quad (4.27)$$

### 4.3.1 Расчет водобойной стенки

Расчет высоты водобойной стенки  $h_{ct}$  проводят, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки  $h_{ct}$  по формуле:

$$h_{ct} = \sigma \cdot h_c^{\prime\prime} - H_{ct} = 1,1 \cdot 5,16 - 2,95 = 2,75 \text{ м}, \quad (4.28)$$

где  $H_{ct}$  – напор над водобойной стенкой:

$$H_{ct} = \left( \frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} - \frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c^{\prime\prime})^2} = \left( \frac{12,38}{0,49 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 12,38^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 5,16)^2} = 2,93 \text{ м.} \quad (4.29)$$

$\sigma$  – коэффициент запаса 1,1;  $m$  – выбирают по типу водослива.

После определения высоты стенки  $h_{ct}$  проверяют условие сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой по формуле (4.21) :

$$T_0 = h_{ct} + H_{ct} = 2,75 + 2,93 = 5,68 \text{ м.}$$

Может оказаться, что за стенкой образуется отогнанный прыжок, тогда назначают и рассчитывают вторую стенку или устанавливают шашки, пирсы и т. п.

Определим отношение по формуле 4.22 для нового значения полной удельной энергии перед стенкой:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{5,68}{2,58} = 2,2 \text{ м.}$$

Исходя из этого, плотина имеет среднюю длину сливной грани, при этом коэффициент скорости  $\phi = 1$ .

По графику М.Д Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\phi$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi'_c = 0,56$  и  $\xi''_c = 1,65$ .

Вычисляются сопряженные глубины по формулам (4.24-4.25) соответственно:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{kp} = 0,56 \cdot 2,58 = 1,45 \text{ м,}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 1,65 \cdot 2,58 = 4,26 \text{ м.}$$

Так как  $h''_c = 4,26 < h_{h0} = 2,18$  значит, прыжок отогнанный.

Таким образом, необходимо рассчитать 2 водобойную стенку, используя тот же алгоритм, что и при расчете первой, при использовании формул (4.21-4.29).

$$h_{ct} = \sigma h_c^{\prime\prime} - H_{ct} = 1,1 \cdot 4,26 - 2,93 = 1,756 \text{ м,}$$

где  $H_{ct}$  – напор над водобойной стенкой формула (4.29),

$$H_{ct} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} = \left( \frac{12,38}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 12,38^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 4,26)^2} = 2,08 \text{ м},$$

где  $\sigma$  – коэффициент запаса 1,1;  $m$  – выбирают по типу водослива.

После определения высоты стенки  $h_{ct}$  проверяют условие сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой, формула (4.21):

$$T_0 = h_{ct} + H_{ct} = 1,756 + 2,08 = 3,845 \text{ м.}$$

Определим отношение, при использовании 4.22:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{3,845}{2,58} = 1,49 \text{ м.}$$

Исходя из этого, плотина имеет среднюю длину сливной грани, при этом коэффициент скорости  $\varphi = 0,95$ .

По графику М.Д Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi'_c = 0,92$  и  $\xi''_c = 1,2$ .

Вычисляются сопряженные глубины формулы (4.24-4.25):

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{kp} = 0,92 \cdot 2,8 = 2,37 \text{ м.}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 1,2 \cdot 2,8 = 3,36 \text{ м.}$$

Так как  $h''_c = 3,36 < h_{hb} = 2,18$  значит, прыжок отогнанный.

Необходимо произвести расчет другого гасителя.

### 4.3.2 Расчет водобойного колодца

Ширина водобойного колодца  $B_k$  принимаем равной:

$$B_k = B + \sum \delta = 16 + (1,6 + 1,6) = 19,2 \text{ м.} \quad (4.30)$$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_k = \sigma \cdot h''_c - (h_{hb} + \Delta Z), \quad (4.31)$$

Где перепад  $\Delta Z$ , вычисляется:

$$\Delta Z = \left( \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{h_6}^2} \right) - \left( \frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''} \right) = \\ = \left( \frac{11,15}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 2,18^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 11,15^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 5,16^2} \right) = 1,42. \quad (4.32)$$

Тогда:

$$d_k = 1,1 \cdot 5,16 - (2,18 + 1,42) = 2,076 \text{ м.}$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 9 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{9}{2,58} = 3,48 \text{ м.}$$

По графику [11, рис. 12.3 , стр. 171] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяем  $\xi_c = 0,43$  и  $\xi_c'' = 2$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{kp} = 0,43 \cdot 2,58 = 1,11 \text{ м;} \\ h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 2 \cdot 2,58 = 5,16 \text{ м.}$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} + d_k = 9 + 2,076 = 11,076 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{11,076}{2,58} = 4,32 \text{ м.}$$

По графику [11, рис. 12.3 , стр. 171] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяем  $\xi_c = 0,32$  и  $\xi_c'' = 2,2$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{kp} = 0,32 \cdot 2,58 = 0,896 \text{ м;}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 2,2 \cdot 2,58 = 5,63 \text{ м.}$$

Тогда определяем новую глубину колодца:

$$\begin{aligned}\Delta Z &= \left( \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{h6}^{-2}} \right) - \left( \frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''} \right) = \\ &= \left( \frac{11,15}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 2,18^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 11,15^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 5,6^2} \right) = 1,46,\end{aligned}$$

Тогда:

$$d_{k2} = 1,1 \cdot 5,6 - (2,18 + 1,46) = 2,52 \text{ м.}$$

Вычисления повторяют до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше  $0,1 \cdot d_k$ .

Проведем проверку:

$$\begin{aligned}0,1 \cdot d_k &= 0,1 \cdot 2,52 = 0,252; \\ d_{k2} - d_k &= 2,52 - 2,1 = 0,42; \\ 0,252 &< 0,42.\end{aligned}$$

Т.к. условие не выполнилось, проведем расчёт еще раз:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} + d_{k2} = 9 + 2,52 = 11,52 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{11,52}{2,58} = 4,5 \text{ м.}$$

По графику [11, рис. 12.3 , стр. 171] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяем  $\xi_c = 0,342$  и  $\xi_c'' = 2,3$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$\begin{aligned}h'_c &= \xi'_c \cdot h_{kp} = 0,342 \cdot 2,58 = 0,824 \text{ м;} \\ h''_c &= \xi''_c \cdot h_{kp} = 2,3 \cdot 2,58 = 5,88 \text{ м.}\end{aligned}$$

Тогда определяем новую глубину колодца:

$$\Delta Z = \left( \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{n6}^2} \right) - \left( \frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''} \right) = \\ = \left( \frac{11,15}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 2,18^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 11,15^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 5,88^2} \right) = 1,47.$$

Тогда:

$$d_{k3} = 1,1 \cdot 5,88 - (2,18 + 1,48) = 2,81 \text{ м.}$$

Вычисления повторяют до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше  $0,1 \cdot d_k$ .

Проведем проверку:

$$0,1 \cdot d_{k3} = 0,1 \cdot 2,8 = 0,281; \\ d_{k2} - d_k = 2,8 - 2,52 = 0,28; \\ 0,28 < 0,281.$$

Т.к. условие выполнилось, принимаем:

$$d_{k3} = 2,81 \text{ м.}$$

#### 4.4 Конструирование бетонной плотины

Принимаем бетонную плотину гравитационного типа с вертикальной напорной гранью.

##### 4.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{bc} = b + \delta_B = 8 + 1,6 = 9,6 \text{ м.} \quad (4.33)$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta_B$  – толщина быка.

Принимаем ширину одной секции равной 20м.

##### 4.4.2 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки будут выдвинуты в верхний бьеф для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов.

Толщину пазового перешейка быка назначаем 0,8 м. Оголовок быка принимаем обтекаемым с формой для обеспечения плавного входа воды в

водосбросное отверстие с минимальным сжатием потока.

Толщина быка была посчитана в пункте 4.2.2, и она составляет  $\delta_6 = 1,6 \text{ м}$ . Схема быка в плане приставлена на рисунке 8.

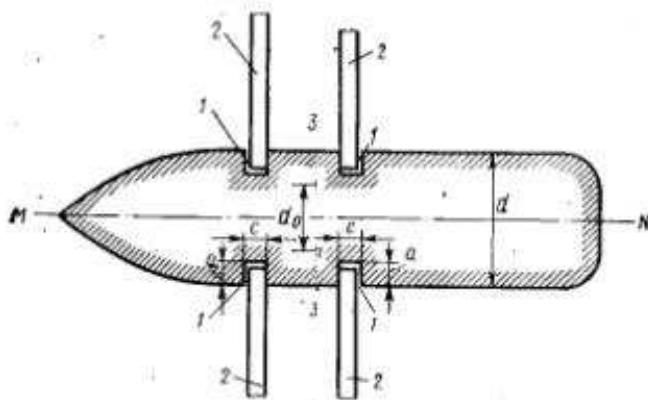


Рисунок 8 - Схема быка в плане

## 4.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

### 4.5.1 Водобой

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

Предварительная толщина водобоя была определена в пункте 4.3 по формуле (4.25)

Длина водобоя:

$$l_e = (0,75 - 1) \cdot l_{np} = 1 \cdot 8,42 = 8,42 \text{ м}, \quad (4.34)$$

Принимаем длину водобоя равной :  $l_e = 8,5 \text{ м}$ .

где  $l_{np}$  - длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{np} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 2 - 0,43) = 8,42 \text{ м}. \quad (4.35)$$

принимаем:

$$l_e = 8,5 \text{ м};$$

$$\delta_b = 1,85 \text{ м}.$$

### 4.5.2 Рисберма

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

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = 12 \text{ м.}$$

Конструкция рисбермы по течению облегчается. Продольные швы между плитами устраиваются в перевязку. Размер плит в плане 1,5x 8,2 м.

Дренажные отверстия в плитах выполняются с шагом 0,5 метра в шахматном порядке диаметром 25 см. Толщину плит рисбермы первого ряда назначают не менее половины толщины водобоя, далее по потоку толщину плит уменьшают, и толщина плит последнего ряда рисбермы должна быть не менее 0,5 м. В таблице 25 представлены толщины плит рисбермы.

Таблица 25 – Толщина плит рисбермы

Плита	Первая	Вторая	Третья
Толщина, м	0,7	0,6	0,5

## 4.6 Статистический расчет плотины

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполнены для основного сочетания нагрузок и воздействий, когда в верхнем бьефе –  $\nabla H_{ПУ}$ , в нижнем бьефе –  $\nabla H B_{\min} (Q_{can})$

### 4.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения водосливной плотины вместе с зубом определена в программе AutoCad:  $S_{пл} = 44,17 \text{ м}^2$ .

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_B}, \quad (4.36)$$

где  $S_{пл}$  - площадь поперечного сечения плотины,  $\text{м}^2$ ;

$b$  - ширина пролета, м;

$\delta_B$  - толщина быка, м;

$\rho_b$  - плотность бетона,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_B} = \frac{35,22 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 1,6} = 609,02 \text{ кН.}$$

Точка приложения равнодействующей силы  $G_{пл}$  также была определена с помощью программы AutoCad:  $Y_{пл} = 2,71 \text{ м}; X_{пл} = 3,45 \text{ м}$ .

Вес быка без учета зубьев и точка его приложения определена аналогичным образом:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_B \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_B}, \quad (4.37)$$

где  $S_6$  - площадь поперечного сечения быка, равная  $66 \text{ м}^2$ ;  
 $\delta_B$  - толщина быка, м.

Точка приложения равнодействующей силы  $G_6$  также была определена с помощью программы AutoCad:  $Y_6 = 8,51 \text{ м}$ ;  $X_6 = 4,49 \text{ м}$ .

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.38)$$

где  $f$  - площадь затвора.

$$f = (\nabla \Phi_{\text{ПУ}} - \nabla \Gamma_{\text{В}} + 0,5) \cdot b = (1587 - 1582 + 0,5) \cdot 8 = 44 \text{ м}^2. \quad (4.39)$$

Таким образом:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 44 \cdot \sqrt{44} \cdot 9,81 = 157,47 \text{ кН.}$$

Величина давления воды на затвор:

$$\begin{aligned} P_3 &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla H_{\text{ПУ}} - \nabla \Gamma_{\text{В}})^2 \cdot 0,5 \cdot b = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot (1586 - 1582)^2 \cdot 0,5 \cdot 8 = 627,84 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (4.40)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{157,47}{8 + 1,6} = 16,40 \text{ кН/м.} \quad (4.41)$$

### 4.6.3 Сила гидростатического давления воды

Для дальнейшей проверки плотины на сдвиг, найдём гидростатическое давление, прикладываемое до отметки подошвы, равной  $\nabla = 1575,00 \text{ м}$ .

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_3 = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 11^2}{2} = 593,505 \text{ кН/м;} \quad (4.42)$$

где  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 1586 - 1575 = 11 \text{ м.}$  (4.43)

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,781^2}{2} = 39,93 \text{ кН/м}, \quad (4.44)$$

где  $h_1 = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 1577,781 - 1575 = 2,781 \text{ м.}$  (4.45)

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,41 = 13,83 \text{ кН / м.} \quad (4.46)$$

где  $S_{\text{эп}}^H$  – площадь поперечного сечения тела давления, вычисленная в ПК «AutoCAD»,  $2,91 \text{ м}^2$ .

#### **4.6.4 Равнодействующая взвешивающего давления**

Сила взвешивающего давления без учёта зубьев определяется как:

$$W_{\text{взб}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 24,45 = 239,85 \text{ кН / м.} \quad (4.47)$$

где  $S_{\text{эн}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления без учета зубьев, вычисленная в ПК «AutoCAD»,  $24,45 \text{ м}^2$ .

#### **4.6.5 Сила фильтрационного давления**

Эпюра фильтрационного давления (обуславливающего фильтрацию воды в основании плотины и создающего силу фильтрационного давления  $W_\phi$ ) зависит от напора, действующего на сооружение, и от конфигурации подошвы(конструкции подземного контура) плотины.

Напор действующий на сооружение:

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 1586 - 1577,781 = 8,219 \text{ м.} \quad (4.48)$$

Сила фильтрационного давления, действующего только на плотину:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 31,13 = 305,38 \text{ кН / м; } \quad (4.49)$$

где  $S_{\text{эн}} = 31,13 \text{ м}^2$  – площадь эпюры под плотиной.

#### **4.6.6 Давление грунта**

Давление грунта со стороны верхнего бьефа с учётом зубьев:

$$\begin{aligned}
P_3 &= (\gamma_H^{636} \cdot h_H + \gamma_{ck}^{636} \cdot h_{ck1}) \cdot \operatorname{tg}^2 \cdot (45 - \varphi_{ck} / 2) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}(45 - \varphi_{ck} / 2) = \\
&= (10 \cdot 1 + 15,7 \cdot 2,86) \cdot \operatorname{tg}^2 \cdot \left(45 - \frac{20}{2}\right) - 2 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg}(45 - 20 / 2) = \\
&= -171 \text{ кН/м,}
\end{aligned} \tag{4.50}$$

где  $\gamma_{\text{н}}^{\text{взб}} = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $\varphi_{\text{н}} = 20$  – угол внутреннего трения наносов;  
 $h_{\text{н}} = 1 \text{ м}$  – толщина слоя наносов;  
 $n_{\text{гр}} = 0,07$  – пористость грунта;  
 $h_{ck1} = 2,86 \text{ м}$  – толщина грунта между отметкой дна и зубом.

$$\gamma_{ck}^{636} = \gamma_{ck} - (1 - n_{cp}) \cdot \gamma_w = 25 - (1 - 0,07) \cdot 10 = 15,7 \text{ кН/м}^3; \tag{4.51}$$

$$\begin{aligned}
P_4 &= (\gamma_H^{636} \cdot h_H + \gamma_{ck}^{636} \cdot h_{ck1} + \gamma_{ck}^{636} \cdot h_{ck2}) \cdot \operatorname{tg}^2 \cdot (45 - \varphi_{ck} / 2) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}(45 - \varphi_{ck} / 2) = \\
&= (10 \cdot 1 + 15,7 \cdot 2,86 + 15,7 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \cdot \left(45 - \frac{20}{2}\right) - 2 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg}(45 - 20 / 2) = \\
&= -149,63 \text{ кН/м.}
\end{aligned} \tag{4.52}$$

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

$$E_{a62} = \frac{P_3 + P_4}{2} \cdot h_{ck} = \frac{-171 - 149,63}{2} \cdot 2,86 = -458,5 \text{ кН/м.} \tag{4.53}$$

Т.к. значения, полученные ранее в формуле (4.53) отрицательные, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение действовать не будет.

Пассивное давление действует только на водобой, на плотину не переносится.

Равнодействующая действия наносов:

$$E_{\text{н}} = (p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}) / 2 = (7,35 \cdot 1) / 2 = 3,675 \text{ кН/м.} \tag{4.54}$$

#### 4.6.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле Можевитинова:

$$\begin{aligned}
W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\
&= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,382 \cdot \left( \frac{3,99}{3,14} + \frac{0,11}{2} \right) = \\
&= 6,51 \text{ кН/м.}
\end{aligned} \tag{4.55}$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1 %-ной обеспеченности, 0,382 м;  
 $\bar{\lambda}$  – средняя длина волны, 3,99 м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,382^2}{3,99} = 0,11 \text{ м.} \quad (4.56)$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{1,47}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,17 = 0,17 \text{ м.} \quad (4.57)$$

Сила пригруза воды со стороны нижнего бьефа:

$$S_{\text{пр}} = 1,34 \text{ м}^2.$$

$$W_{np} = S_{np} \cdot \gamma_e = 1,34 \cdot 10 = 13,4 \text{ кН/м.} \quad (4.58)$$

Также необходимо провести расчеты для поверочного случая. Далее расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполнены для основного поверочного случая нагрузки воздействий, когда в верхнем бьефе –  $\nabla \Phi \Pi U$ , в нижнем бьефе –  $\nabla H B_{\max}(Q_{\max})$

Для дальнейшей проверки плотины на сдвиг, найдём гидростатическое давление, прикладываемое до отметки подошвы, равной  $\nabla = 1575,00$  м.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_v = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 12^2}{2} = 706,32 \text{ кН/м,}$$

где  $h_1 = \nabla \Phi \Pi U - \nabla \text{ПОД} = 1587 - 1575 = 12 \text{ м.}$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_h = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,18^2}{2} = 23,31 \text{ кН/м,}$$

где  $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\max} - \nabla \text{ПОД} = 1579,48 - 1575 = 4,18 \text{ м.}$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_h = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{еп}}^H = 1 \cdot 9,81 \cdot 3,85 = 38,5 \text{kH / м},$$

где  $S_{\text{еп}}^H$  – площадь поперечного сечения тела давления, вычисленная в ПК «AutoCAD»,  $3,85 \text{ м}^2$ .

Сила взвешивающего давления без учёта зубьев определяется как:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{еп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 31,5 = 307,54 \text{kH / м},$$

где  $S_{\text{еп}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления без учета зубьев, вычисленная в ПК «AutoCAD»,  $31,5 \text{ м}^2$ .

Эпюра фильтрационного давления (обуславливающего фильтрацию воды в основании плотины и создающего силу фильтрационного давления  $W_\phi$ ) зависит от напора, действующего на сооружение, и от конфигурации подошвы(конструкции подземного контура) плотины.

Напор действующий на сооружение:

$$H = \nabla \Phi \Pi U - \nabla H B = 1587 - 1579,18 = 7,82 \text{ м.}$$

Сила фильтрационного давления, действующего только на плотину:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{еп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 34 = 333,54 \text{kH / м.}$$

где  $S_{\text{еп}} = 34 \text{ м}^2$  – площадь эпюры под плотиной.

#### 4.5 Оценка прочности плотины

Оценка прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации) в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчетов ниже приведена таблица 26, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности  $\gamma_f$ , направление силы, плечи сил.

Изгибающий момент относительно середины расчётного сечения принят со знаком «плюс», против часовой стрелки со знаком «минус».

Таблица 26 – Основные нагрузки на плотину

Сила	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Значение, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_b$	1,0	$\rightarrow$	593,505	3,667	2176,383
$T_h$	1,0	$\leftarrow$	37,93508	-0,9273	-35,1772
$G_6$	0,95	$\downarrow$	312,3808	-2,8765	-898,563

Продолжение таблицы 26.

Сила	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Значение, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	691,0164	-1,29	-891,411
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	239,8545	0	0
$W_{\phi}$	1,0	↑	305,3853	1,493	455,9403
$E_{\text{н}}$	1,2	→	3,675	2,3333	8,574878
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	6,514425	10,8154	70,45612
$q_3$	0,9	↓	16,40361	-3,17	-51,9994
$W_{\text{приг}}$	1	↓	13,4	3,54	47,436
$\sum$					881,6389

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \sum M}{B_d^2}, \quad (4.59)$$

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

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

$B_d$  – ширина подошвы плотины.

$$N = G_{\text{пл}} + G_{\phi} - W_{\phi} + q_3, \quad (4.60)$$

$$N = 691,016 + 321,308 + 16,40 - 305,3853 = 714,415 \text{ кН/м};$$

$$\sigma_y^u = -\frac{714,315}{9} + \frac{6 \cdot 881,63}{9^2} = -14,07 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot \sigma_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.61)$$

где  $m_u = 0$ , так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна;

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 1586 - 1575 = 11 \text{ м.}, \quad (4.62)$$

$$\sigma_x^u = -14,07 \cdot 0 - 10 \cdot 11 \cdot (1 - 0) = -110 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 11 + (-14,07)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}, \quad (4.63)$$

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -14,07 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 11 \cdot 0 = \\ &= -14,07 \text{ кПа}.\end{aligned}\quad (4.64)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 11 = -110. \quad (4.65)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{714,315}{9} - \frac{6 \cdot 881,63}{9^2} = -144,686 \text{ кПа}, \quad (4.66)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -144,686 \cdot 0,7^2 - 1 \cdot 2,781 \cdot (1 - 0,7^2) = \\ &= -84,8098 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (4.67)$$

где  $m_t = 0,7$  – заложение низовой грани;

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^u &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2,781 + (-144,686)) \cdot 0,7 = \\ &= 82,18 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (4.68)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 11 = -110 \text{ кПа}, \quad (4.69)$$

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -144,686 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 2,781 \cdot 0,7^2 = \\ &= -27,8 \text{ кПа}.\end{aligned}\quad (4.70)$$

#### 4.5.1 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений необходимо проверить выполнение следующих условий:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (4.71)$$

где  $R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,9$  – коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 202,214}{0,9}.$$

Таким образом принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 242,65 \text{ кН/м}^2$ . [6, табл.3].

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 242,65 \text{ кН/м}^2.$$

- 1) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений,  
 $\sigma_y^u < 0$ .

$$-14,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \leq 0.$$

- 2) В зоне верховой грани плотины:

$$\left| \sigma_y^u \right| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (4.72)$$

$$14,07 \geq 2,75.$$

#### 4.5.2 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n,$$

где  $\gamma_n = 1,2$ ;

$\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_c = 0,9$ .

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$R = (G_{nl} + G_\delta - W_\phi - W_{\theta_3} + q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega, \quad (4.73)$$

где  $\tan \varphi = 0,6$  – внутреннее трение грунта основания;

$c = 70 \text{ кПа}$  – сцепление для скалы;

$\omega = 9 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы на 1 п. м.

$$\begin{aligned} R &= (591,0164 + 212,3808 + 16,40 - 339,8545 - 305,38) \cdot 0,6 + 70 \cdot 9 \\ &= 645,66 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \end{aligned}$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_\theta + E_h + W_{\theta, \text{одн}} = 593,505 - 37,93 + 3,675 + 6,5 = 561,75.$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{645,66 \cdot 0,9}{561,75 \cdot 1} \geq 1,15;$$

$$1,15 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига по основанию.

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

В состав сооружения входят:

- бетонная водосливная плотина, гравитационная;
- бетонная станционная часть;
- гравитационная бетонная правобережная и левобережная глухие части;
- здание ГЭС деривационного типа.

### **5.1 Разбивка сооружения на этапы возведения**

Выделяют три основных периода, относящихся непосредственно к осуществлению гидротехнического строительства: подготовительный, основной и заключительный.

Первый период — подготовительный. Главная задача подготовительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период — основной. Главная задача этого периода — возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

Третий период — заключительный. Главная задача этого периода — подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

Общую задачу каждого периода разбиваем на ряд более частных задач и выделяем внутри каждого периода соответствующие этапы. В основном периоде для речных гидротехнических сооружений выделяем минимум пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений, с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

III этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

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

### **5.2 I этап строительства - возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла**

Строительство сооружений напорного фронта головного узла ГЭС с русловой компоновкой выполняем со стеснением русла. Пропуск строительного расхода осуществляем в две очереди.

Строительные работы начинаем с возведения перемычек, перемычки

являются временными гидротехническими сооружениями, с помощью перемычек осуществляется перекрытие реки и формирование котлованов 1 и 2 очереди. Перемычки принимаем 4 класса, при сроке эксплуатации до 10 лет.

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

Основные строительные работы I этапа (котлован I очереди):

1) Возвведение верховой, продольной и низовой перемычек I очереди;

2) Откачка воды и водопонижение в котловане первой очереди;

3) Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу левого берега с применением БВР;

4) Бетонирование тела водосливной плотины, глухой левобережной бетонной плотины, раздельного устоя между водосливной и станционной частями, левобережной подпорной стенки;

5) Монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

## **5.2.1 Гидравлический расчет перемычек первой очереди с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло**

### **5.2.1.1 Расход строительного периода**

При проектировании временных гидротехнических сооружений расчетные максимальные расходы воды следует принимать в соответствии с СП 58.13330 п 8.30. из ежегодной вероятности превышения (обеспеченности), устанавливаемой в зависимости от класса и срока эксплуатации сооружений (для перемычек IV класса при сроке эксплуатации до 10 лет – 10%)  $Q_{10\%} = 258,65 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Уровень воды при  $Q_{10\%}$  будет равняться  $YB_{Q_{10\%}} = 1581,7 \text{ м}$ .

Глубина воды при расчетном расходе будет равняться  $h_{реки} = \nabla YB_{Q_{10\%}} - \nabla ДНА = 1581,7 - 1577 = 4,7 \text{ м}$ .

Ширина русла при расчетном расходе  $b_0 = 115 \text{ м}$ .

Для построения котлована I очереди перекрываем 75 метров русла, сжатая зона будет равняться  $x = 40$ , ширина сжатой зоны:

$$B_{cж} = \frac{x}{b_0} = \frac{40}{115} \approx 35\% \Rightarrow 100 - 35 = 65\%; \quad (5.1)$$

$$B_{cж} = 115 - 75 = 40 \text{ м}.$$

Для скального основания из гранитов сжатие в 65% в пределах допуска. Определяем скорость в сжатом сечении русла:

$$U_{cж} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{cж}} = \frac{258,65}{188} = 1,38 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (5.2)$$

где  $\omega_{cж} = x \cdot h_{реки} = 40 \cdot 4,7 = 188 \text{м}^2$  - площадь сечения сжатого русла.

Допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (гранит) составляет 20 м/с, скорость в сжатом сечении не превышает допустимую, следовательно, размыва русла не происходит.

При сжатии русла перед верховой перемычкой образуется подпор, а между ВП и НП образуется перепад  $Z$ .

$$Z_{расч} = \frac{V_{cж}^2}{2 \cdot \gamma^2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1,38^2}{2 \cdot 0,8^2 \cdot 9,81} - \frac{0,39^2}{2 \cdot 9,81} = 0,14 \text{м}, \quad (5.3)$$

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

$$g = 9,81 \frac{\text{м}^2}{\text{с}};$$

$$V_0 = \frac{Q_{10\%}}{\omega_0} = \frac{258,65}{655,5} = 0,39 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (5.4)$$

где  $\omega_0 = b_0 \cdot (h_{реки} + Z_{прин}) = 115 \cdot (4,7 + 1) = 655,5 \text{м}$ .

$$Z_{прин} = 1.$$

Далее определяем отметки гребней перемычек первой очереди. Гребень верховой перемычки (ГВП), гребень низовой перемычки (ГНП) и гребень продольной перемычки (ГПП).

$$\nabla ГВП_{1очереди} = \nabla VB_{Q10\%} + Z_{расч} + d = 1581,7 + 0,14 + 1,5 = 1583,3 \text{м}, \quad (5.5)$$

где  $d$  – запас высоты гребня, ледоход не учитываем, т.к. ГЭС проектируется в Карачаево-Черкесии.

Определяем высоту верховой и продольной перемычек:

$$H_e = \nabla ГВП_{1очереди} - \nabla ДНА = 1583,3 - 1577,00 = 6,3 \text{м}. \quad (5.6)$$

Определим отметку низовой перемычки:

$$\nabla ГНП_{1очереди} = VB_{Q10\%} + a = 1581,7 + 0,5 = 1582,2 \text{м}. \quad (5.7)$$

где  $a = 0,5 \text{м}$ . - запас высоты гребня.

Определяем высоту низовой перемычки:

$$H_n = \nabla ГНП_{1очереди} - \nabla ДНА = 1582,2 - 1577,00 = 5,2 \text{м}. \quad (5.8)$$

Назначаем конструкцию перемычек первой очереди.

Каменно-земляная верховая и низовая перемычки. Назначаем каменные призмы для верховой перемычки, выполняем из рваного камня, для которых допустимые (не размывающие) скорости течения воды для креплений составляет  $1,98 \text{ м/с}$ . Что больше максимальной скорости в сжатом сечении русла,  $1,38 \text{ м/с}$ . Отсыпку перемычек начинаем с отсыпки защитного банкета из рваного камня и отсыпку всех других слоев перемычки отсыпаем в стоячем прудке, с нулевыми скоростями течения воды.

Для низовой перемычки конструкцию принимаем аналогично верховой, с высотой 5,2 м.

Так как не хватает ширины русла, то продольную перемычку принимаем ряжевой конструкцией, размерами 5 x 5 м.

### 5.2.1.2 Пропуск строительных расходов II очереди методом донных отверстий

Пропуск строительных расходов II очереди будет осуществляться через донные отверстия, которые будут сделаны специально для строительного периода, и которые мы будем использовать в эксплуатационный период, в случае посадки станции на ноль.

Определяем минимальное допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки.

$$n_{\min} = \frac{Q_{10\%}}{V_{don} \cdot h_p \cdot l} = \frac{258,65}{20 \cdot 4,1 \cdot 8} = 0,39 \text{ шт.} \quad (5.9)$$

То есть минимальное число отверстий принимаем равным  $n = 1$ .

где  $V_{don}$  - допустимая неразмывающая скорость для грунтов основания русла реки, для скальных грунтов принимается равной  $20 \text{ м/с}$ ;

$h_p$  - глубина реки на рисберме после донных отверстий, принимается равной 4,1 м;

$l$  - ширина отверстий, 8 м;

Максимум отверстий – 2, из условия их размещения.

Определяем отметку порога донного отверстия

Далее определим отметку порога донного отверстия (ПДО).

Сооружение уже запроектировано, поэтому уже известны количество, и значение размеров эксплуатационных и лотковых сооружений.

Отметку ПДО назначаем из условия пропуска расходов при перекрытии русла. Перекрытие русла проводим в осенне-зимнюю межень с расходом

$$Q_{nep} = 30 \frac{m^3}{c}, \nabla YHB_{Qnep} = 1578,3 \text{ м.}$$

$$\nabla YVB = \nabla YHB_{Qn} + Z_{\max} = 1578,3 + 1 = 1579,3 \text{ м,} \quad (5.10)$$

где  $\nabla YHB_{Qn}$  - уровень воды в нижнем бьефе в декабре, при  $Q_n = 30 \frac{m^3}{c}$ ;

$Z_{\max} = 1$ -перепад при перекрытии русла, назначаем по условиям перекрытия русла.

Определим отметку воды над порогом донного отверстия.

$$H_n = \left( \frac{Q_n}{m \cdot b \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{30}{0,3 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 1,99 = 2 \text{ м,} \quad (5.11)$$

где  $m$  - коэффициент водослива, для водослива с широким порогом равен 0,3-0,35;  
 $b$  - ширина отверстия, равная 8 м.

$$\nabla PDO = \nabla YVB(Q_n) - H_n = 1579,3 - 2 = 1577,3 \text{ м.} \quad (5.12)$$

Принимаем  $\nabla PDO = 1577,00$  м.

### Определяем условия пропуска максимального строительного расхода

Далее необходимо определиться с количеством отверстий для пропуска паводка, а также рассчитать размеры донного отверстия.

Если отметка верха донного отверстия ниже отметки уровня нижнего бьефа, то отверстие затопленное.

Если отметка верха донного отверстия выше отметки уровня нижнего бьефа, то отверстие незатопленное. Высоту отверстия назначаем 3,00 м.

$$\nabla DO_{verx} = \nabla PDO + h_{ome} = 1577 + 3 = 1580 \text{ м.} \quad (5.13)$$

Т.к.  $\nabla DO_{verx} < \nabla YHB \rightarrow 1580 < 1581,7$  м, то отверстия затоплены.

Определим  $Z_{DO}$  для затопленного отверстия.

$$Z_{DO} = \frac{Q_p^2}{2 \cdot g \cdot \mu^2 \cdot \omega_{DO}^2} = \frac{258,65^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,76^2 \cdot 48^2} = 2,56, \quad (5.14)$$

где  $Q_p = Q_{10\%} = 258,65 \frac{m^3}{c}$ ;

$\omega_{DO}$  - поперечное сечение донных отверстий,  $n \cdot \omega = 2 \cdot 24 = 48 \text{ см}^2$ ;

$n$  - количество отверстий = 2;

$\omega$  - поперечное сечение донного отверстия,  $\omega = b \cdot h = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м}^2$ ;

$$\mu = \frac{1}{\left(1 + \sum \alpha x + \frac{2 \cdot g \cdot L}{C^2 \cdot R}\right)} = \frac{1}{\left(1 + 0,3 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot 8}{83,35^2 \cdot 1,09}\right)} = 0,76, \quad (5.15)$$

где  $\sum \alpha x = 0,3$  - потери напора на входе;

$L$  – длина отверстия, определяется по чертежу – 8 м;

$C$  – Коэффициент Шези, принимаем равным 83,35

$n = 0,0125$  – коэффициент шероховатости бетонной поверхности отверстий ;

$$R = \frac{\omega}{\chi} = \frac{24}{22} = 1,09 \text{ м} - \text{гидравлический радиус};$$

$$\chi = 2 \cdot b + 2 \cdot h = 2 \cdot 8 + 2 \cdot 3 = 22 \text{ м} - \text{смоченный периметр}.$$

Определим отметку уровня верхнего бьефа.

$$\nabla YVB_{Q10\%} = \nabla YHB_{(Q10\%)} + Z_{DO} = 1581,7 + 2,56 = 1584,3 \text{ м}. \quad (5.16)$$

### 5.2.1.3 Определяем отметку перемычек II очереди

Конструкция аналогично перемычкам I очереди.

$$\nabla GVP_{IIo_4} = \nabla YVB_{(Q10\%)} + d = 1584,3 + 1,5 = 1585,8 \text{ м}; \quad (5.17)$$

$$\nabla GHP_{IIo_4} = \nabla YHB_{(10\%)} + \alpha = 1581,7 + 0,5 = 1582,2 \text{ м}. \quad (5.18)$$

Определим отметки бетона I очереди.

$$\nabla GVP_{IIo_4} + 1 = 1584,56 + 1 = 1585,8 \text{ м}. \quad (5.19)$$

Назначаем откосы в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения: верховой откос 1:2, низовой откос 1:1,5. Конструкции верховой, низовой и продольной перемычек представлены на рисунках 9-11 соответственно.

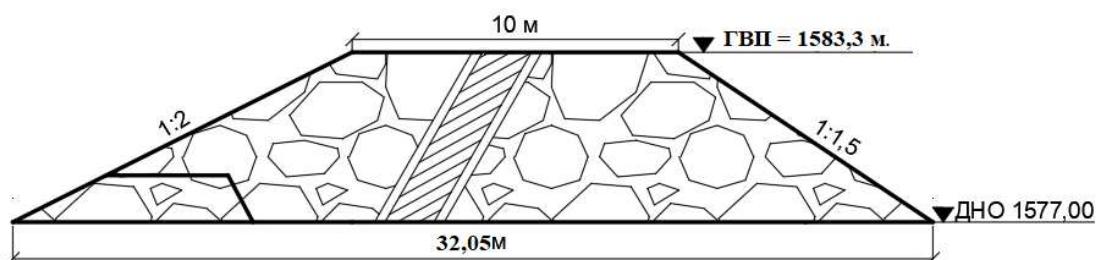


Рисунок 9 – Верховая перемычка I очереди

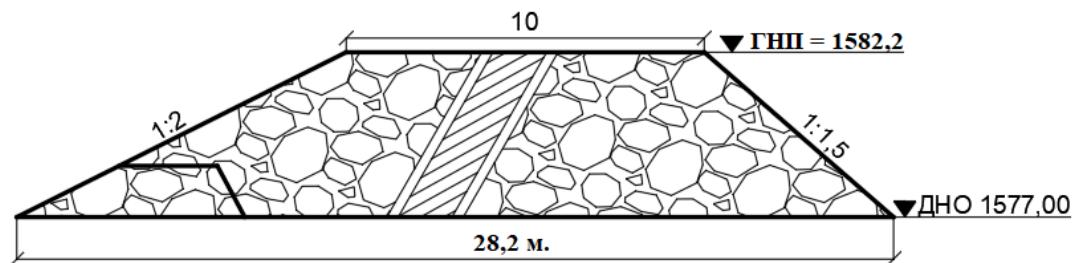


Рисунок 10 – Низовая перемычка I очереди

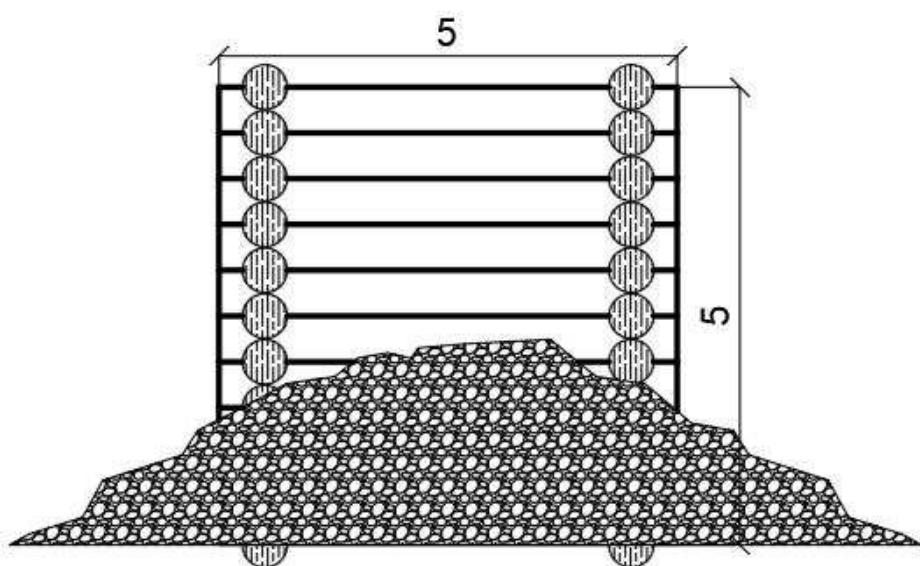


Рисунок 11 – продольная перемычка I очереди

### 5.2.2 Осушение котлована I очереди

Осушение котлована I очереди выполняем методом открытого водоотлива.

При открытом водоотливе откачка воды из котлована производится непосредственно с воды. Откачка осуществляется центробежными насосами, которые установлены на понтонах. Планируется не менее двух насосов, далее с помощью расчета будет уточняться количество. Объем воды, которую необходимо откачать равен 2-3 объемам котлована с учетом фильтрации. Необходимо соблюдать интенсивность откачки, то есть градиент напоров не должен превышать допустимый для грунтов, в нашем случае для скального грунта, из которых сложены откосы котлована и перемычек, в противном случае произойдет суффозия – и размыв бортов и откосов.

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем (после уплотнения перемычек и откосов) составляет:

- Для скальных и крупнозернистых грунтов -0,5-0,8 м./сут / 1-1,5 м/сут.

О我们将 подбор насосов.

Объем воды в котловане равняется -  $V_{воды} = 28952,5354 \text{ м}^3$ , объем воды вместе с фильтрацией равняется -  $V = 57905,0708 \text{ м}^3$ .

Для начала расчета зададимся примерным количеством насосов,  $n = 3$ , с производительностью  $Q = 50 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Общая производительность насосов  $x$  будет равняться:

$$x = Q \cdot n = 50 \cdot 3 = 150 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (5.20)$$

Далее рассчитаем, за какое количество времени 3 насоса смогут откачать объем воды  $V$ .

$$t = \frac{V}{x} = \frac{57905,0708}{150} = 386,3 \text{ часов} \approx 16 \text{ суток}. \quad (5.21)$$

Вычислим интенсивность откачки.

$$\vartheta = \frac{H}{t} = \frac{4,1}{16} = 0,254 \text{ м}/\text{сут}, \quad (5.22)$$

где  $H = \nabla YB_{Q_{10\%}} - \nabla ДНА = 1581,1 - 1577 = 4,1 \text{ м}$ .

Полученная интенсивность откачки нас удовлетворяет, т.к. она меньше допустимой интенсивности откачки.

Количество насосов принимаем равным 4: 1 резервный и 3 основных.

Марку насосов принимаем Насосный агрегат моноблочный центробежный фланцевый SAER IR 50-160B.

### 5.2.3 Водопонижение котлована I очереди

Для поддержания котлована в сухом состоянии, по периметру устраиваем водосбросные канавки сечением 2х2 м. и зумпфы-приямки – еще более глубокие, чем канавки. Откачка воды производим из приямков за пределы котлована по трубам. Насосы располагаем во временных передвижных насосных станциях. Для водопонижения был подобран центробежный насос ЦНСк 10/20 (ЦНС 10-20), производительностью  $10 \text{ м}^3/\text{час}$ .

### 5.2.4 Разработка котлована I очереди

Производство земельно – скальных работ состоит из:

- Рыхления грунтов с применением буровзрывных работ (БВР);
- Набора грунта землеройными механизмами, погрузки его в транспорт, транспортировки грунта и складирования.

### 5.2.5 Буровзрывные работы

Разработку скальных грунтов выполняем методом скважинных зарядов. Доборку защитного слоя методом шпуровых зарядов.

Подбор станка:

Класс пород (гранит) по классификации пород по относительному показателю трудности бурения породы – 10 (труднобуримые), по классу пород подбираем модель бурового станка 5СБШ-200-36 с технической скоростью бурения 10 м/ч, диаметр скважины.

Определяем сменную производительность бурового станка:

$$\Pi_{\delta \cdot \text{см.}} = \frac{T_{\text{см}}}{T_0 + T_{\delta}} \cdot K_{u \cdot \delta} = \frac{8}{0,1 + 0,02} \cdot 0,85 = 66,7 \text{ м / см}, \quad (5.23)$$

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

$T_{\delta}$  - продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций (20% от  $T_0$ ), приходящихся на 1м скважины, ч;

$K_{u \cdot \delta}$  - коэффициент использования сменного времени;

$$T_0 = \frac{1}{V_{\delta}} = \frac{1}{10} = 0,1 \text{ час}; \quad - 0,1 \text{ ч};$$

$V_{\delta}$  - техническая скорость бурения, 10 м / ч.

Назначаем схему бурения грунтов методом скважинных зарядов. Схема расположения зарядов представлена на рисунке 12.

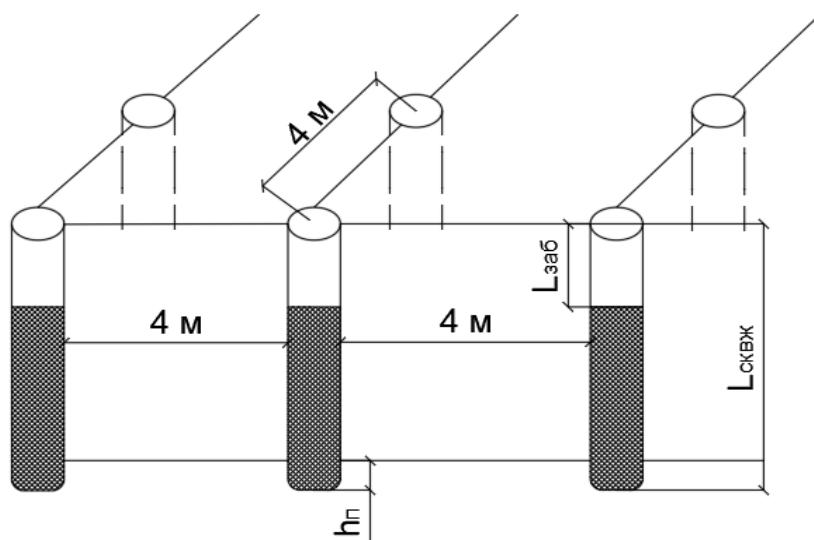


Рисунок 12 – Схема расположения зарядов

Определяем объем буровых работ в пм бурения. Объем грунта, приходящийся на 1 скважину равен  $4 \cdot 4 \cdot 4 = 64 \text{ м}^3$ . Врезка в берег  $50938,1768 \text{ м}^3$ , Количество скважин  $N_{сквж} = 50938,1768 / 64 = 520,7070 = 796$  шт.

$$L_{сквж} = H_{уст} + h_n = 4 + 2 = 6 \text{ м}; \quad (5.24)$$

$$H_n = 10d_{бyp} = 10 \cdot 0,2 = 2 \text{ м}; \quad (5.25)$$

$$V_{nm бyp} = N_{сквж} \cdot L_{сквж} = 796 \cdot 6 = 4776 \text{ м}^3; \quad (5.26)$$

$$\frac{V_{nm бyp}}{\Pi_{б.см}} = \frac{4776}{66,7} = 72 \text{ смены}. \quad (5.27)$$

Время выполнение буровых работ 1 станком в 1 смену.

### 5.2.6 Производство бетонных работ

Суммарный объем выемки  $V = 50938,1768 \text{ м}^3$ . Разработку разрыхленного грунта выполняем экскаватором. Цикл земляных работ состоит из набора грунта экскаватором прямая лопата с погрузкой в транспорт, транспортировки в полезную насыпь на расстоянии 3 км. Подбираем экскаватор ЭО5114 емкостью ковша  $1 \text{ м}^3$ , объем кузова автосамосвала 4-5 ковшей экскаватора  $5,8 - 6 \text{ м}^3$ , подбираем машину ЗиЛ 45085 объемом кузова  $6 \text{ м}^3$ . Определяем необходимое количество транспорта:

$$(m-1) \times T_n = \frac{L_1}{V_2} + \frac{L_2}{V_1} + T_p + T_s, \quad (5.28)$$

где  $m$  - количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

$T_n$  - время погрузки одной машины;

$L_1$  и  $L_2$  - длина пути груженой машины туда и обратно в км, 3 км;

$V_1$  и  $V_2$  - скорость в пути груженой машины, туда и обратно в  $\text{км}/\text{ч}$ ,

$30 \text{ км}/\text{ч}$  и  $60 \text{ км}/\text{ч}$  соответственно;

$T_p$  - время разгрузки самосвала в час, 40 секунд;

$T_s$  - время задержки в пути в час, 10 минут.

Время погрузки:

$$T_n = \frac{W}{\Pi_s} = \frac{6}{56,272} = 0,1066 \text{ ч}, \quad (5.29)$$

где  $W$  - емкость кузова,  $6 \text{ м}^3$ ;

$\Pi_e$  - эксплуатационная производительность экскаватора:

$$\Pi_e = \Pi_m \cdot T_p \cdot K_e = 70,34 \cdot 1 \cdot 0,8 = 56,272 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.30)$$

где  $\Pi_m$  – техническая производительность,  $\text{м}^3/\text{час}$ ;

$T_p$  – длительность периода работы в час;

$K_e$  – коэффициент использования машины по времени и соответствующий период;

Определяем техническую производительность экскаватора:

$$\Pi_m = \frac{3600 \cdot q \cdot K_H}{t_u \cdot K_p} = \frac{3600 \cdot 1 \cdot 0,85}{29 \cdot 1,5} = 70,34 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.31)$$

где  $K_H$  – коэффициент наполнения ковша;

$K_p$  – коэффициент разрыхления грунта;

$t_u$  – продолжительность циклы (для данных условий), с.

Определяем необходимое количество транспорта:

$$\begin{aligned} (m-1) \times T_n &= \frac{L_1}{V_2} + \frac{L_2}{V_1} + T_p + T_3 = (m-1) \times 0,1066 = \\ &= \frac{3}{30} + \frac{3}{60} + 0,011 + 0,6; \end{aligned} \quad (5.32)$$

$$m = \frac{0,761}{0,1006} + 1 = 8,13 \text{ шт.} \quad (5.33)$$

Принимаем количество машина равным 9 шт.

Определяем объем выемки в месяц одного экскаватора:

$$V_{\text{б.м.}} = \Pi_e \cdot T_p = 56,272 \cdot 8 \cdot 21 = 9453,96 \text{ м}^3. \quad (5.34)$$

Определяем количество времени на разработку котлована 1 очереди 1 экскаватором в 1 смену:

$$\frac{V}{V_{\text{б.м.}}} = \frac{50938,1768}{9453,96} = 5,38 \text{ мес.} \quad (5.35)$$

## 5.2.7 Производство бетонных работ

Цикл бетонных работ состоит из:

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

1. Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимаем бетонный завод «Эконом 15», который находится в 5 км от производимых работ.

Комплектация:

- Бетоносмеситель 1 БП-750 с лестницей Н-2 м;
- Эстакада под бетоносмеситель 1 БП-750 с лестницей Н-2 м;
- Дозирующий комплекс ДКБ-5 мини;
- Дозатор воды ДВП-25;
- Дозатор химических добавок ДХП-15;
- Дозатор цемента ВМХ ДЦ-250;
- Шnek для цемента ВМХ, ф 219x9000.

Технические параметры:

- Производительность,  $15 \frac{m^3}{час}$ ;
- Объем по загрузке бетона, 750 л;
- Объем готового замеса бетона, 500 л;
- Объем готового замеса раствора, 600 л;
- Крупность заполнителя не более 70 мм;
- Пульт управления в ручном режиме.

2. Опалубочные работы

Определяем площадь опалубливаемой поверхности  $S$  в  $m^3$ .

$$S = V \cdot K_{on}; \quad (36)$$

где  $V m^3$  - объем бетона внутри опалубливаемой поверхности в  $\frac{m^2}{m^3}$ , для массивных плотин  $K_{on} = 0,4 \frac{m^2}{m^3}$ .

Объем бетонирования водосливной части показан на рисунке 13.

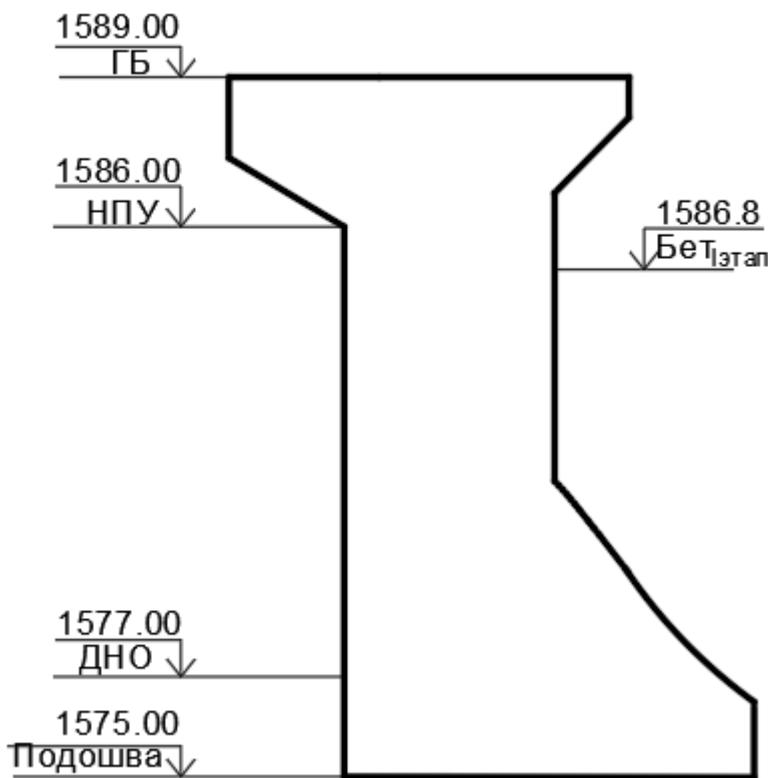


Рисунок 13 – Объем бетонирования водосливной части

Объем бетонирования водосливной части  $V = 1520 \text{ м}^3$ . Суммарный объем бетона правобережной и центральной, станционной частей плотины равен  $V = 5845 \text{ м}^3$ . Объем бетона первого этапа  $V = 5845 + 1520 = 7365 \text{ м}^3$ .

Площадь опалубливаемой поверхности:

$$S = V \cdot K_{on} = 7365 \cdot 0,4 = 2946 \text{ м}^2. \quad (5.37)$$

Количество машино-часов для установки и разборки щитовой плоской опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 25-50 т: деревометаллической площадью щита до  $10 \text{ м}^2$  определяем по ГЭСН 37-01-021-04 – 15,83 маш/ч на  $100 \text{ м}^2$  опалубливаемой поверхности. Время установки и разборки щитовой плоской опалубки 1169 часов.

Время бетонирования:

$$\frac{2946 \cdot 15,83}{100} = 466 \text{ маш/час.} \quad (5.38)$$

### 5.2.8 Арматурные работы

Необходимое количество арматуры принимаем по коэффициенту армирования  $\varphi = 10 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ , далее вычисляем количество арматуры на объем бетона I этапа:

$$7365 \cdot 10 = 73650 \text{ кг}$$

Количество машино-часов для установки кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т. армосетки массой выше 5 т определяем по ГЭСН 37-01-027-03 – 36,31 маш/ч на 100 т арматуры. Время установки армосеток:

$$\frac{74 \cdot 36,31}{100} = 26,9 \text{ часов.}$$

### 5.2.9 Транспортировка бетонной смеси

Горизонтальный транспорт:

Технология.

Доставку бетонной смеси от бетонного завода осуществляем путем транспортировки автобетоносмесителем.

Принимаем автобетоносмеситель миксер Wifa 3,0 м<sup>3</sup>, с техническими характеристиками:

- максимальной скоростью передвижения 60 км/ч.

Определяем объем смеси перевозимый одним автобетоносмесителем до места подачи в блок, который высчитывается по формуле Q в м<sup>3</sup>/смену:

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot k / r (\text{ч}) = m^3 / \text{смену}, \quad (5.39)$$

где q – Объем порции бетонной смеси 6 м<sup>3</sup>, перевозимый за 1 рейс в м<sup>3</sup>;

60 – количество минут в часе;

T – продолжительность смены в часах;

k – Коэффициент использования рабочего времени = 0,8;

t(ч) – 26 мин, продолжительность цикла в минутах t(ч) = t(загрузка 5 мин)+t(грузовой пробег 8 мин)+t(выгрузка 3 мин)+t(порожний пробег 5 мин)+t(очистка кузова 5 мин).

$$Q = 3 \cdot 60 \cdot 8 \cdot 0,8 / 26 = 44,5 m^3 / \text{смену}.$$

Потребность количества автотранспорта № определяем по формуле:

$$N_p = \frac{I}{Q} = \frac{133}{44,5} = 3 \text{ шт}, \quad (5.40)$$

где I – интенсивность укладки бетонной смеси в блок в м<sup>3</sup>/ч;

Принимаем количество машина в день: 3 шт.

Вертикальный транспорт:

Выбираем схему подачи бетонной смеси в блоки бетонирования осуществляя бетоноукладочными кранами КБГС – 450. Технические характеристики кранов представлены в таблице 27:

Таблица 27 – ТХ кранов

Показатели	КБГС-450
Наибольший вылет крюка, м	40,0
Наименьший вылет крюка, м	7,0
Грузоподъемность, т	18,0
при наибольшем вылете	10,0
при наименьшем вылете	25,0
Высота подъема крюка, м	45,0
Скорость передвижения грузовой тележки, м/мин	30,0
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,4
Скорость передвижения крана, м/мин	9,0
Завод-изготовитель	Чеховский завод Гидросталь-конструкция

Количество машино-часов для укладки бетонной смеси в блок кранами КБГС – 450 определяем по ГЭСН 37-01-008-01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в бетонные блоки площадью до 150 м<sup>2</sup>» – 5,41 маш/ч на 100 м<sup>3</sup> бетона.

Для данного сооружения целесообразно принять схему с размещения бетоноукладочных кранов непосредственно на отметках дна котлована.

Суммарное количество машино-часов на весь цикл бетонных работ составляет:

$$466 \text{ (опалубка)} + 26,9 \text{ (Арматура)} + 399 \text{ (Бетон)} + 2173 \text{ (вибрирование)} = 3064,9 \text{ маш.ч.}$$

Интенсивность производства бетонных работ равняется:

$$\frac{3064,9}{7365} = 0,41 \text{ маш.ч/м}^3. \quad (5.41)$$

### 5.2.10 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

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

- а) Установка опалубки (деревянную крупнопанельную щитовую, плоскую с деревянными фермами – подкосами) и заделка щелей;
- б) Установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- в) Установка закладных частей для различного оборудования;

- г) Установка контрольно-измерительной аппаратуры;
- д) Подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- е) Подготовка поверхностей основания блоков;
- ж) Приемка блоков к бетонированию;
- з) Проверка готовности всего тракта приготовления – транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

В зимний период дополнительно добавляется группа мероприятий по установке тепляков или шатров и поддержанию в них необходимого температурного режима. Каждая группа мероприятий имеет свой набор работ, обеспечивающих в итоге нормальный ход бетонных работ и требуемые качества бетона и бетонных конструкций. Установка (монтаж) типа 67 арматурных конструкций и опалубки осуществляется на основе чертежей и схем армирования и схем опалубки блоков.

### **5.2.11 Подготовка оснований блоков**

Подготовка естественных оснований заключается в обеспечении требуемых условий для получения в контактном слое требуемых прочностных и противофiltрационных свойств. При наличии скальных оснований (диорит) предусматриваются следующие операции: разработка защитного слоя; удаление всех продуктов выветривания (рыхлой скалы, бухтящих кусков); отвод ключей грунтовых напорных вод при необходимости; очистка, промывка, продувка воздухом; сдача комиссии по приемке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания.

Подготовка поверхности ранее уложенного бетона предусматривается:

- удаление опалубки, штраб, пробок, и других деревянных закладных частей;
- удаление наплывов, раковин (до здорового бетона);
- удаление пятен мазута, нефти, битума;
- удаление цементной пленки;
- очистку от мусора;
- окончательную промывку струей воды под напором и продувку сжатым воздухом.

Цементная пленка удаляется различными способами в зависимости от возраста бетона в основании: в возрасте бетона 6-12 ч - водяной или воздушной струей под давлением 0,4-0,5 МПа; в возрасте бетона 8-20 ч - металлическими механическими щетками; в возрасте бетона более 3 сут - с применением гидропескоструйного аппарата.

### **5.2.12 Уплотнение бетонной смеси**

Уплотнение бетонной смеси является одним из основных технологических процессов при бетонировании конструкций, в значительной мере определяющим качество уложенного бетона.

Для возведения массивных бетонных сооружений применяются жесткие и

малопластичные бетонные смеси, то основным методом уплотнения при возведении таких конструкций принимаем виброуплотнение.

Виброуплотнение заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний - вибратора. Процесс виброуплотнения сводится к разрушению первоначальной структуры укладываемой смеси (трехфазной) и в переводе ее в разжиженное состояние (пластично-вязкое течение), при которой смесь подчиняется действию силы тяжести, растекается, занимая всю возможную форму, уплотняется и приобретает более устойчивую, плотную (приближающуюся к двухфазной) структуру. При этом зерна заполнителя перемещаются в результате чего достигается заполнение межзернового пространства цементным тестом с одновременным вытеснением воздуха, отделением части воды на поверхность уплотняемой смеси. Таким образом, вибрирование позволяет уменьшить содержание воздуха и расход воды для приготовления бетонной смеси, а, следовательно, повысить плотность и прочность бетона.

### **5.2.13 Производство бетонных работ в зимних условиях**

Особые требования к производству бетонных работ при отрицательной температуре наружного воздуха или основания предъявляются при наличии одного из следующих условий:

- а) среднесуточная температура наружного воздуха ниже 0° С;
- б) минимальная суточная температура наружного воздуха минус 5° С или ниже;
- в) температура основания, подготавливаемого для укладки на него бетона, ниже 0°С.

Производство зимних бетонных работ ведется при строгом соблюдении заданных проектом требований по сохранению монолитности сооружения обеспечивать получение в заданные сроки бетона с предусмотренной проектом прочностью, водонепроницаемостью и морозостойкостью. Для выполнения этого необходимо:

- а) сохранение положительных температур как бетонной смеси в процессе укладки, так и уложенного бетона;
- б) обеспечение надлежащего температурного режима в процессе твердения бетона;
- в) ограничение температурного перепада между ядром и поверхностью блока при выдерживании бетона в опалубке и между ядром блока и наружным воздухом при его распалубке;

Температурный режим твердения бетона должен обеспечить до замораживания не менее 40% его проектной прочности для классов 200 или выше и не менее 50% прочности для более низких марок, если в проекте не предусматривается иных требований.

Укладка бетонной смеси в зимнее время производится и в открытых блоках — методом «термоса», и под защитой шатров.

Бетонирование в открытых блоках методом «термоса» производится:

а) для массивных блоков с модулем опалубливаемой поверхности МП до 1 при температуре до минус 15° С;

б) для блоков с МП от 1 до 3 при температуре до минус 10° С с дополнительным утеплением углов и ребер блоков или периферийным их электропрогревом;

в) для немассивных конструкций с МП более 3 при температуре до минус 10° С — методом активного «термоса» с предварительным электроразогревом бетонной смеси непосредственно перед ее укладкой или с электропрогревом уложенного бетона.

Шатры, используемые для защиты горизонтальных поверхностей блоков на период бетонирования и выдерживания бетона, должны:

а) быть инвентарными, прочными и быстро и легко перемонтируемыми;

б) обеспечивать в шатровом пространстве положительную температуру, обусловленную теплотехническими расчетами (не ниже 3 ÷ 5° С);

в) иметь все предусмотренные проектом энергетические коммуникации и устройства (электроэнергия, пар, сжатый воздух, вода, отопление, увлажнение воздуха и т. п.);

г) позволять производить либо порционную, либо непрерывную подачу бетонной смеси в бетонируемые блоки, а также при необходимости подачу арматуры, опалубки и других грузов.

При производстве бетонных работ в зимнее время должны особо тщательно соблюдаться правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ.

#### **5.2.14 Уход за бетоном**

При производстве бетонных работ обязателен комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий (СП «Конструкции бетонные гидротехнических сооружений. правила производства и приемки работ»):

а) создание и поддержание температурно-влажностного режима, необходимого для приобретения бетоном требуемых проектом прочности и долговечности в установленные сроки, а также предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации и образование опасных трещин;

б) предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений в ходе строительно-монтажных работ.

Для массивных гидротехнических сооружений необходимые мероприятия по уходу за бетоном по регулированию температурного режима массивных сооружений.

Влажностный уход за свежеуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей в постоянно влажном состоянии путем распыления над ними воды, создания на них тонкой водяной пленки, заливки их водой или укрытия песком (или иным влагоемким материалом), систематически увлажняемым в процессе твердения бетона.

Уход за свежеуложенным бетоном гидротехнических конструкций следует начинать сразу же по достижении бетоном прочности 0,5 МПа и продолжать не

менее 14 сут. либо до перекрытия блока блоком. Влажностный уход за кавитационностойким, износостойким бетоном и бетоном, к которому предъявляются требования высокой морозостойкости (MF 200 и выше) продолжается не менее 28 сут.

При бетонировании в жаркую и сухую погоду открытая поверхность свежеуложенной бетонной смеси сразу же после ее укладки и уплотнения в незащищенных шатром массивных блоках и конструкциях типа плит должна укрываться паронепроницаемой (полиэтиленовой) светлой пленкой 0,16—0,20 мм и находится под нею в течение 6 ÷ 8 ч, после чего может быть начат систематический влажностный уход за бетоном посредством полива водой и др.

В жаркую и сухую погоду на период ухода за бетоном должна также постоянно находиться во влажном состоянии не снятая деревянная опалубка.

В осенне и весеннее время года, когда среднесуточная температура наружного воздуха составляет около 5° С и возможны заморозки, влажностный уход за бетоном следует заменять укрытием паро- или гидроизоляционными материалами (полиэтиленовая пленка, ПВХ, толь и т. п.); при необходимости поверх них устраивается теплоизоляционный слой.

С целью предохранения свежеуложенного бетона от повреждений необходимо соблюдать следующие условия:

а) работы на поверхности уложенного блока по уходу и по удалению цементной пленки до набора бетоном прочности при сжатии 1,5 МПа выполняются с применением дощатых настилов;

б) механизированное удаление цементной пленки следует начинать только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 1,5 МПа;

в) установку и перестановку опалубки производится после достижения бетоном прочности при сжатии 2,5 МПа;

г) перемещение по поверхности свежеуложенного бетона транспортных средств (бетоновозов и т. п.) и механического оборудования допускается только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 2,5 МПа;

д) при производстве вблизи забетонированных конструкций взрывных работ паспорт буровзрывных работ должен быть согласован с генпроектировщиком.

Закрепление конструкции опалубки в свежеуложенный бетон с применением тяжей и анкеров производится при прочности бетона при сжатии не менее 2,5 МПа.

В случае обнаружения дефектов бетона (раковин, каверн, трещин) причины их появления (неправильно подобранный состав бетонной смеси, нарушения правил ее приготовления, недостаточное уплотнение бетонной смеси, неправильный уход за бетоном и т. д.) выясняются и устраняются.

Поверхностные раковины в уложенных блоках обязательно расчищаются до здорового бетона. Расчищенные раковины на лицевых поверхностях блока заполняются бетонной смесью той же марки (класса), что и в конструкции, но с крупностью заполнителя до 20 мм.

## 5.3 II Этап перекрытия русла

Пропуск строительного расхода при перекрытии русла производится через донные отверстия в бетонной водосливной плотине котлована первой очереди.

Основные работы второго этапа:

- Предварительное стеснение русла банкетом;
- Разборка низовой перемычки I очереди и затопление котлована;
- Разборка верховой перемычки I очереди (расходы пропускаются через донные отверстия);
- Отсыпка банкета в проране для перекрытия реки

### 5.3.1 Конструкция банкета

$$\nabla ГБ = УНБ(Q_n) + Z = 1578,3 + 1 = 1579,3.$$

Конструкция банкета представлена на рисунке 14.

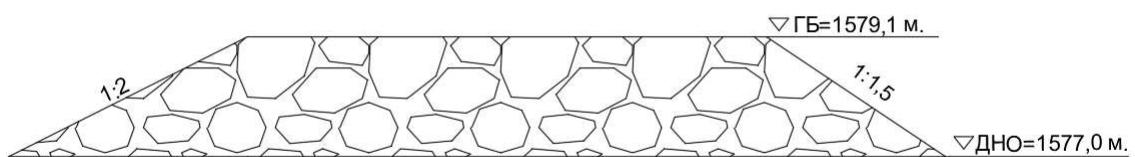


Рисунок 14 – Конструкция банкета

Объём банкета:

$$V_b = \omega_b \cdot L_b = 32,25 \cdot 18,05 = 582,11 m^3, \quad (5.42)$$

где  $\omega_b$  – площадь поперечного сечения банкета;  
 $L_b$  – длина банкета.

Параметры площади сечения определяются по программе AutoCad;  
Перекрытие русла выполняется пионерным способом с правого берега.

## 5.4 Этап – наращивание сооружений до отметок для начала наполнения водохранилища

Основные строительные работы III этапа (котлован II очереди):

- 1) Возведение верховой, и низовой перемычек II очереди (котлован II очереди);
  - 2) Откачка воды и водопонижение в котловане II очереди;
  - 3) Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу левого берега с применением БВР;
  - 4) Наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту;
- Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными, как для перемычек I очереди. Все работы:

водоотлив, БВР, выемка грунтов, бетонные работы по котловану II очереди выполняются аналогично, как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта.

Все объемы работ приведены в сводных таблицах 28 и 29.

$$\text{Интенсивность земляных работ } \frac{5,38 \text{ мес}}{50938,2 \text{ м}^3} = 0,00011 \text{ мес/м}^3.$$

$$\text{Интенсивность бетонных работ составляет } 0,41 \text{ м. час/м}^3.$$

Таблица 28 – Объемы земляных работ на каждом этапе строительства

№ Этапа	Земляные работы	Объем, м <sup>3</sup>	Время, месяц
Выемка грунта			
I	Котлован I очереди (скольного грунта)	26000	2,75
III	Котлован II очереди (скольного грунта)	26000	2,75
III	Здание ГЭС	6000	0,66
Насыпные работы			
I	Перемычки котлована I очереди:	15100	5,6
II	Отсыпка банкета	582,1	10 час
III	Перемычки котлована II очереди:	11000	5

Время возведения перемычек определяем по ГЭСН 36-01-004-03. Время составит 16,83 м-ч. на 1000 м<sup>3</sup> при возведении насыпей способом отсыпки в воду в искусственных прудках:  $15100 \cdot 16,83 / 1000 = 254 \text{ час} \rightarrow 1,5 \text{ мес в 1смену.}$

Таблица 29 - Объемы бетонных работ на каждом этапе строительства

№ Этапа	Отметка этапа, м	Бетонные работы	Объем, м <sup>3</sup>	Время, месяцы
I	▽ 1586,8	Водосливная часть	7365	6,1
I	▽ 1586,8	Правобережная часть	3700	6,1
I	▽ 1537,6	Здание ГЭС	6000	4,9
III	▽ 1586,8	Левобережная часть	3700	3
III	▽ 1589,00	Наращивание сооружения	9300	7,9
Итого:			30065	28

## **6 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

### **6.1 Оценки объемов реализации электроэнергии**

При проектировании гидроэлектростанций необходимо принимать во внимание очень много различных аспектов, начиная от подготовительного этапа строительства, в который входят строительство рабочего поселка и прокладывание ЛЭП, до конечного этапа строительства, в котором производится пуск агрегатов и начинается производство электроэнергии. Все эти аспекты необходимо анализировать, и ничего не упустить. Для упрощения анализа все аспекты строительства помещают на календарный график. При проектировании Учкуланской ГЭС-2 также был составлен календарный график.

Отрасль электроэнергетики России представляет собой комбинацию естественно-монопольных (передача, распределение электроэнергии) и конкурентных видов деятельности (производство и сбыт). Включает двухуровневую систему рынков: оптовый и розничный рынок, на которых реализуется два товара: электроэнергия и мощность.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	Единицы измерения	2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	96	96	96	96	96
Число часов использования установленной мощности	Часы	2000	2000	2000	2000	2000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	19200 0	19200 0	19200 0	19200 0	19200 0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Расходы электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	4800	4800	4800	4800	4800
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	18720 0	18720 0	18720 0	18720 0	18720 0
Тариф на электроэнергию	руб./МВт·ч	1440	1483	1525	1565	1604
НДС к выручке.	млн.руб	44,93	46,27	47,58	48,83	50,04

Анализируя таблицу 30, можно сделать вывод о том, что при росте тарифов на электроэнергию, в среднем на 41 рубль за МВт·ч в год, растет и объём выручки, который увеличивается в среднем на 7,68 млн.рублей в год. Что благоприятно влияет на окупаемость проектируемой гидроэлектростанции.

## 6.2 Текущие затраты по гидроузлу

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [1] с учетом реализованной электроэнергии.

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

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- Амортизационные отчисления;
- Расходы по страхованию имущества;
- Эксплуатационные расходы;
- Расходы на ремонт производственных фондов;
- Расходы на услуги регулирующих организаций;
- Налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

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

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт в зависимости от вида и типа гидротехнического сооружения, и установленной мощности. В данной курсовой работе расчетные ставки были приняты для деривационной ГЭС, установленной мощностью до 1000 МВт. Данные эксплуатационных расходов

представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	71,54
Прочие расходы	493,6	45,43
Итого		116,97

Учитывая существенный разброс расходов на ремонт основных производственных фондов в зависимости от срока функционирования объекта генерации, данный вид затрат для новых проектов определяется отдельно исходя из величины инвестиций и этапа жизненного цикла проекта. Проектируемая ГЭС попадает в интервал по установленной мощности от 25 МВт до 99 МВт.

Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,12
От 6 до 15 лет	0,17
От 16 до 25	0,30
Свыше 25	0,40

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	12,46
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	0,87
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,25
Итого		13,58

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду для водопользователей, использующих её в энергетических целях, для реки Учкулан составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии. Река Учкулан относится к категории «Прочие реки и озера»

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн. руб.	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12
Расходы на страхование, млн. руб.	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	38,99	116,97	116,97	116,97	116,97
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,66	0,66	0,66	0,93	0,93
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	4,53	13,59	13,59	13,59	13,59
Налог на воду, млн. руб.	0,95	3,82	3,82	3,82	3,82
Итого, млн. руб.	55,50	145,40	145,40	145,40	145,40

Из таблицы 33 можно увидеть, что основной рост текущих затраты по гидроузлу обусловлен ростом эксплуатационных затрат, а также за счет увеличения расходов на услуги регулирующих компаний, также, из таблицы 33 видно, что к 5 году эксплуатации увеличился налог на воду. К пятому году эксплуатации итоговые затраты увеличились более чем в 2,5 раза, и, как видно из таблицы 33 рост затрат прекратился.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 15.



Рисунок 15 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что лидирующим показателем является показатель - эксплуатационные затраты.

### 6.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджет и взносы в социальные фонды в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда.

Предполагаемые налоговые расходы за 2022-2026 гг. приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Налоговые расходы

Год	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн. руб.	170,50	191,28	196,79	202,23
Взносы в соц. фонды, млн. руб	24,32	24,32	24,32	24,32
Налог на имущество, млн. руб.	11,72	11,61	11,49	11,38
Год	2027	2028	2029	2030
НДС	42,37	227,92	232,08	234,53
Итого	206,54	227,21	232,61	237,94

Сумма была произведена без налога на добавочную стоимость, т.к. в первые годы эксплуатации налог отсутствует, и появляется только через пять лет после начала эксплуатации.

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляет налог на прибыль, в связи с ростом реализации электроэнергии с течением лет.

Из таблицы 34 можно увидеть, что ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения налога на прибыль, рост налога на прибыль составляет в среднем 10,5 млн. рублей в год.

### 6.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности

гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлены в млн. руб. в таблице 35.

Таблица 35 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб	1007,016	1035,689	1063,027	1090,127	1116,563
Текущие расходы	145,403	145,403	145,677	145,677	145,677
ЕБИТДА (валовая прибыль), млн. руб	1003,200	1031,873	1059,211	1086,312	1112,748
ЕБИТ (прибыль до налогообложения), млн.руб	929,991	958,777	986,227	1013,440	1039,989
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб	185,998	191,755	197,245	202,688	207,998
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб	743,993	767,021	788,982	810,752	831,991
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 35 видно, что чистая прибыль растет, это обусловлено ростом выручки, а также тем, что динамика расходов меньше, чем динамика доходов.

Чистая прибыль активно прирастает, что дает нам возможность использовать ее для того, чтобы увеличить оборотные средства предприятия, сформировать фонды и резервы, а также осуществить реинвестирования в производство.

Для более наглядного анализа рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 16.

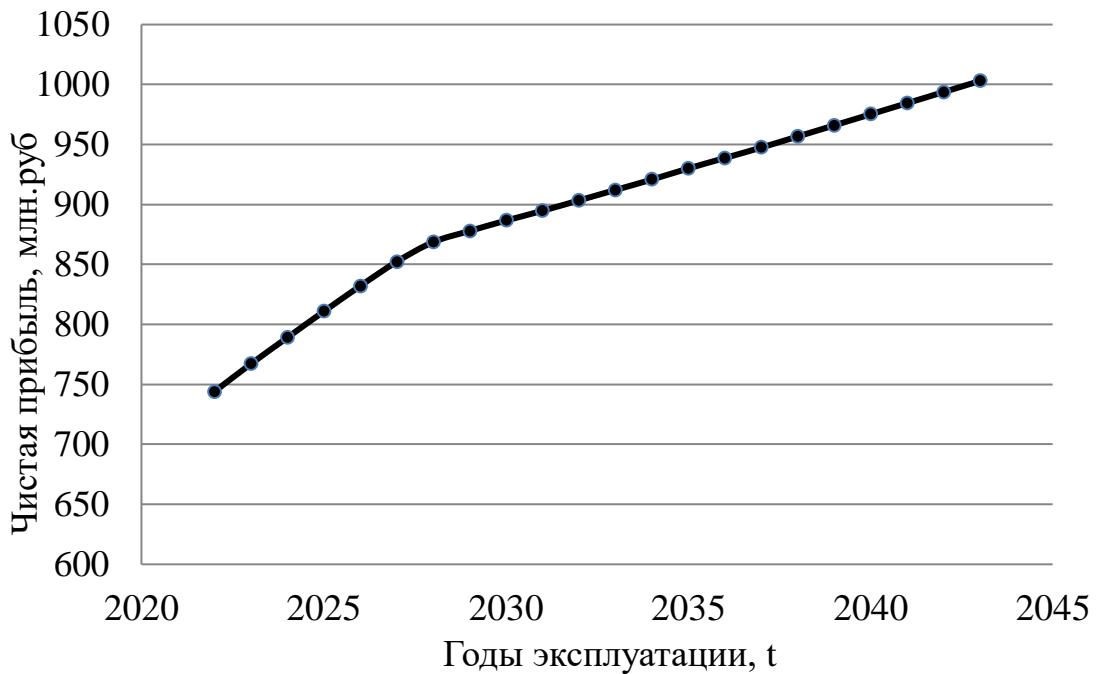


Рисунок 16 - Динамика чистой прибыли, млн. рублей

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что проект плавно увеличивает свою экономическую эффективность с 2023 по 2044 год. К 2044 году эксплуатации чистая прибыль, в сравнении с первым годом эксплуатации выросла на 258,9 млн. рублей. Прибыль растёт равномерно, без скачков и спадов.

## 6.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

## 6.6 Методология, исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

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

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

период прогнозирования для Учкуланской ГЭС составляет 25 лет;

созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики;

предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет

происходить глобальных изменений существующих правил и законов;

Динамика тарифов на электроэнергию для Красноярского края принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

## 6.7 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 36.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	111
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	22,63
Индекс прибыльности – PI	1,01
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,65
Себестоимость руб./кВт·ч	2,20
Удельные капиталовложения, руб./кВт	65970

Анализируя таблицу 36 мы видим, что период окупаемости проекта составляет 9,25 года. Такой срок не убыточен, и оптимален для проекта такого масштаба.

Чистый приведенный доход является положительным, что обуславливает перспективность развития проектируемой ГЭС.

Себестоимость электроэнергии слишком велика, что означает, что общая сумма затрат больше, чем объем производства и реализации электроэнергии.

## 6.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта.

Поступления в федеральный бюджет составляют:

- Налог на прибыль;
- НДС;
- Водный налог;
- Налог на прибыль;
- Взносы в социальные фонды;

Поступления в региональный бюджет:

- Налог на имущество.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 37.

Таблица 37 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	9,06	369,13	410,69	421,72	432,61
В региональный бюджет, млн. руб.	11,83	11,72	11,61	11,49	11,38
Налоговые поступления, млн. руб.	20,90	380,86	422,30	433,21	443,99

Как видно из таблицы 37 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, так как складываются из одного показателя.

С течением времени в эксплуатацию вводят новые мощности, из за этого увеличиваются показатели производства электроэнергии, ввиду этого увеличиваются налоговые поступления, в среднем на 21 млн.рублей в месяц.

## 6.9 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования, операционные расходы и т. д.) на его конечные характеристики. Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

Анализ изменения по следующим параметрам:

- Ставки налогов;
- Объема инвестиций;
- Объем сбыта.

В диапазоне от -10 до 10%, с шагом 5%, получены следующие результаты и приведены на рисунках 17-19.

На рисунке 17 представлено изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов.

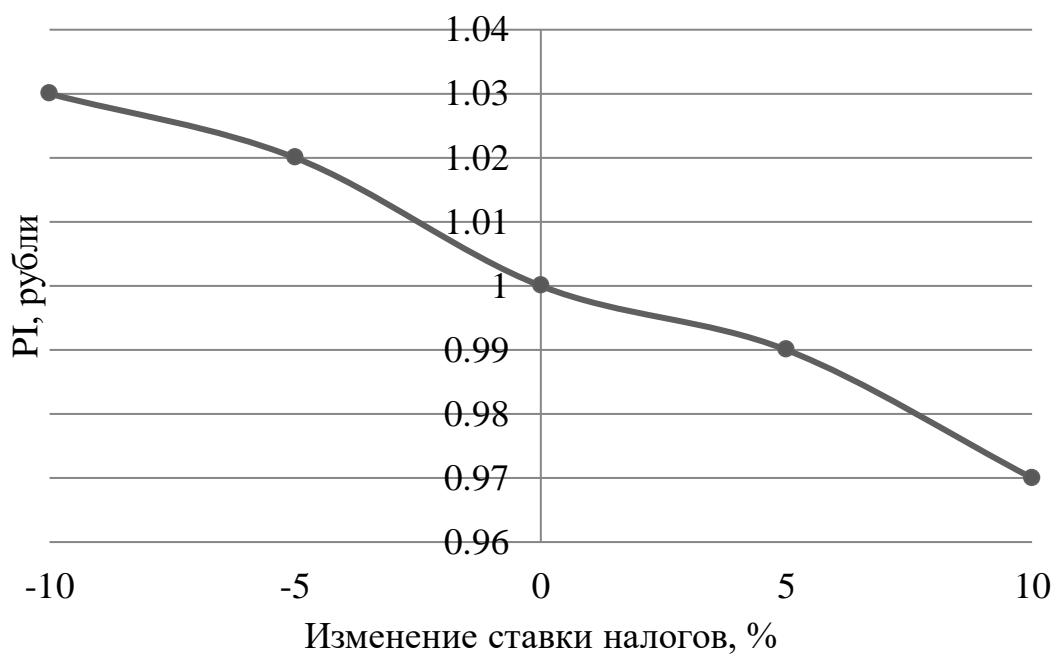


Рисунок 17- Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Анализируя данный рисунок можно сделать вывод, что при увеличении ставки налогов уменьшается индекс прибыльности, что говорит о том, что при повышении налогов, у предприятия остается меньше чистой прибыли, что негативно сказывается на бюджете предприятия. За каждые 5% увеличения налогов, в среднем, индекс прибыльности уменьшается на 0,015 рублей.

На рисунке 18 представлено изменение PI в зависимости от объема инвестиций.

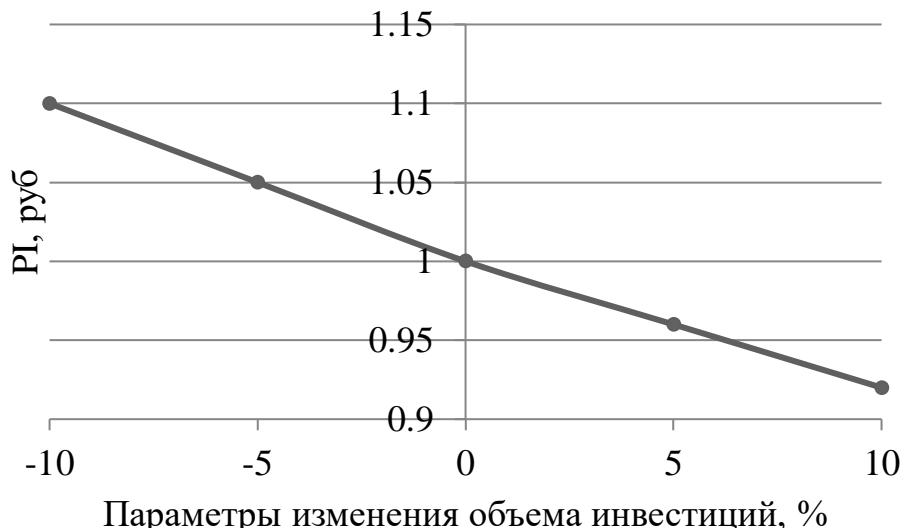


Рисунок 18 - Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Анализируя рисунок можно сделать вывод о том, что график имеет обратную зависимость, т.е. чем больше инвестиций привлекает компания, тем меньше индекс прибыльности, и наоборот.

На рисунке 19 представлено изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта.

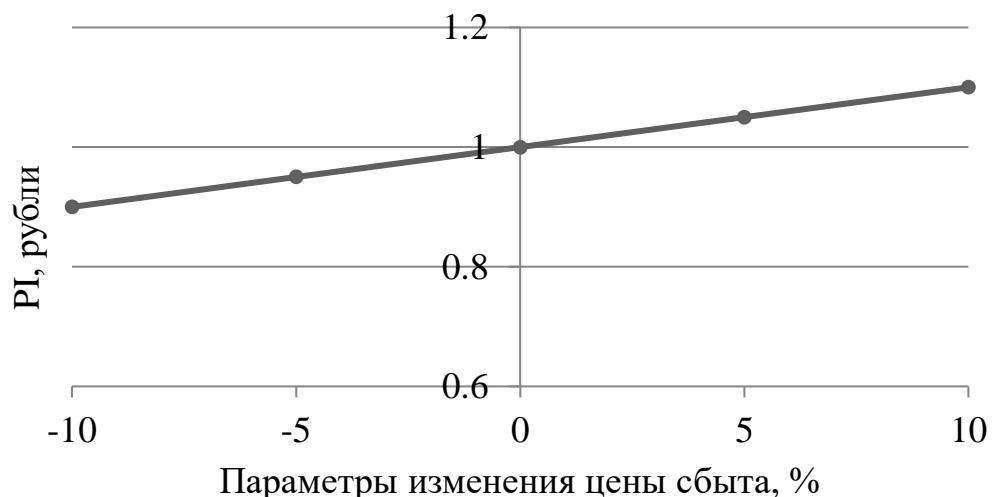


Рисунок - 19 Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Анализируя график, можно сделать вывод о том, индекс прибыльности на прямую зависит от цены сбыта. При росте цены сбыта, происходит рост сбыта каждой единицы продукции, а вместе с тем растет индекс прибыльности.

На рисунке 20 представлено изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта.



Рисунок 20 – Изменение величины NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования в процентах

Анализируя рисунок можно сделать вывод о том, величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход. На графике можно наблюдать, что при превышении ставки дисконтирования 20% проект до остается эффективен.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Учкуланской ГЭС - 2**

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

Учкуланский гидроузел расположен в Карачаево-Черкесской республике на реке Учкулан 15 км выше по течению от аула Учкулан.

Река Учкулан является притоком реки Кубань. Длина реки - 2,5 км. В створе проектируемой Учкуланской ГЭС-2 водосборная площадь представляет собой горную местность.

Питание реки снеговое и дождевое и ледниковое. Годовое количество осадков колеблется от 500 до 2000 мм.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется продолжительным весенним половодьем. Ледостав устанавливается в первой половине января и продолжается до марта. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды.

Рассматриваемая территория относится к умеренному климатическому району с короткой зимой и теплым летом . Средняя годовая температура воздуха составляет +8,5°C , абсолютный минимум -29°C, абсолютный максимум +43°C.

Выше по течению от створа плотины не расположено никаких объектов, следовательно, река не загрязняется человеческими отходами.

Берега реки сложены скальными основаниями.

Растительность территории в районе строительства Учкуланской ГЭС-2 скудна из-за особенностей высокогорья. По берегам реки лес практически отсутствует.

В районе площадки строительства Учкуланской ГЭС-2 обитает 72 вида охотничьих ресурсов. Из них 33 вида млекопитающих, 39 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные – серна, тур козел, кабан, олень, зубр;
- пушные – куница, лесная соня, волк;
- птицы – белоголовый сип, орел.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, шакал, зубр, сайгак, косуля, орел, коршун и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Нижнекубанского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Учкулан на участке строительства Учкуланской ГЭС-2 представлены следующими видами: осетр, лосось, сазан,

северо-запада и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Учкулан на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Учкулан необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Учкуланской ГЭС-2 на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

## **7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Учкуланского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

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

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные

правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

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

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

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

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

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;
2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;
3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;
4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1      Организационные
  - 1.1    Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
  - 1.2    Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

- 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 1.6 Оформление решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

## 2 Санитарно-технические

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

## 7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод; Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизельгенераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

## **7.5 Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС**

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

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

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

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

В связи с тем, что на расстоянии 20 км от ГЭС находится населенный пункт – аул Учкулан, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Учкулан от сбросов Учкуланской ГЭС-2 ниже по течению реки.

## **8 Организация охраны труда**

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемом Учкуланском гидроузле следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должна включать функции по подготовке, принятию и реализации управленических решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда являются руководители гидроэлектростанции и подразделений на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в подчинении у которых находятся названные работники.

На Учкуланской ГЭС-2 планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- Трудовым кодексом РФ
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);
- выводами из анализа производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;
- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно-распорядительными документами вышестоящих органов управления.

Руководством Учкуланской ГЭС-2 охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством. Основными из которых являются Трудовой кодекс РФ, а именно раздел 10.

## **8.1 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности на ГЭС изложены в правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. На ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- организация изучения и выполнения правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, соответствующего их пожарной опасности, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- установление порядка регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные

требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности. Кроме того, все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности (инструктажи, тренировки, проверки знаний по противопожарной безопасности).

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

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

## **8.2 Меры безопасности при выполнении работ**

При выполнении работ на ГТС необходимо соблюдать следующие правила:

- 1) На перилах устоев с их внешней стороны в легкодоступных местах должны быть подвешены на крюках багры или веревки в зависимости от расстояния до воды и спасательные круги;
- 2) При установке секции ремонтного ограждения в пазы следует применять оттяжки из пеньковых или стальных канатов;
- 3) При работе на водосбросах плотины работающие должны быть снабжены спасательными жилетами, предохранительными поясами, веревками и резиновыми сапогами;
- 4) При расчистке водоприемника от наносов пропуском небольшого количества воды со сбросом в промывное отверстие рабочие должны находиться вне пределов действия потока;
- 5) Ремонт вертикальных граней плотины должен проводиться с люлек или подвесных лесов;
- 6) Проезжая дорога общего назначения, проходящая вдоль откоса канала, должна быть ограждена парапетами, надолбами или насаждениями;
- 7) Вблизи бетонных откосов земляных сооружений верхних и нижних бьефов в зонах переменных уровней должны быть надписи, предупреждающие об опасности нахождения людей на скользких поверхностях откосов;
- 8) Персонал допускается в канал или камеру отстойного бассейна полностью опорожненных и после принятия мер, предупреждающих пуск воды во время работы;
- 9) Работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

### **8.3 Действия персонала в аварийных ситуациях и при несчастном случае на производстве**

Порядок действий или действия при несчастном случае на производстве очевидца или очевидцев заключается в следующем:

1. Очевидцу следует предварительно убедиться в собственной безопасности и безопасности других работников, чтобы с ними не произошло аналогичное;
2. При необходимости следует оказать первую помощь. Первая помощь — не медицинская и ее обязан уметь оказывать каждый;
3. Обязательно сообщить о случившемся непосредственному руководителю и вызвать скорую помощь;
4. Не нужно на месте происшествия наводить порядок и убирать все по местам, так как будет проводиться анализ при расследовании данной территории.

Действия руководителя при несчастном случае на производстве.

При получении информации о возникновении несчастного случая руководителем на вверенном ему участке, последнему необходимо выполнить следующие действия при несчастном случае на производстве:

1. Поставить в известность вышестоящее руководство и представителя службы охраны труда;
2. Оценить состояние пострадавшего и немедленно организовать его доставку в ближайшее медицинское учреждение в сопровождении коллеги по работе. При этом необходимо подготовить запрос о степени тяжести полученной травмы;
3. Произвести оценку состояния рабочего места, на котором произошло происшествие, и дать задание иным сотрудникам: либо оградить территорию и ничего не трогать либо устраниТЬ опасность для других;
4. Далее следует выждать паузу, чтобы специалисты определили степень тяжести. Это необходимо для установления, каким образом будет проводиться расследование, в том числе какая комиссия должна быть назначена;
5. Службой охраны труда о произошедшем должна быть направлена информация в соцстрах. Время для этого отводится не более суток, а необходимость заключается в начислении процента выплат пострадавшему.

Также в зависимости от того, где или при работе с каким оборудованием произошел случай, следует сообщить:

- в Ростехнадзор, если травмирование получено в результате функционирования технических устройств, относящихся к опасным производственным объектам;
- в Роспотребнадзор, если утрата здоровья наступила в связи с отравлением вредными веществами;
- в Минтруда, если случай отнесен к категории тяжелых.

## **8.4 Первичные средства обнаружения пожара**

Детектор дыма или пожарный извещатель представляет собой устройство, которое обнаруживает дым и выдает сигнал тревоги, чтобы предупредить окружающих людей об опасности потенциального пожара. Бытовой детектор дыма, как правило, изготавливается в пластиковой оболочке в форме диска диаметром около 150 мм и толщиной 25 мм, но форма может отличаться от производителя

### **8.4.1 Оптический детектор**

Оптический детектор – это датчик освещенности. При использовании в качестве дымового извещателя он включает в себя источник света (инфракрасный светодиод), объектив для объединения света в луч и фотодиод или другой фотоэлектрический датчик не под прямым углом к лучу в качестве светового детектора. В отсутствии дыма свет проходит по прямой не попадая на детектор. Когда дым попадает в оптическую камеру на траекторию светового луча, некоторый свет преломляется частицами дыма, и некоторые свет обнаруживаются датчиком. Увеличенное попадание света в датчик, снижает его чувствительность.

Другой тип оптического детектора работает с использованием инфракрасного луча прямой линии от отправителя к приемнику. Когда дым попадает в пучок, некоторый свет рассеивается, что приводит к уменьшению света, обнаруживаемого приемником. Уменьшенный вход света в приемник включает тревогу.

Так же в больших помещениях используются лучевые детекторы. На одной стене устанавливается излучатель, который излучает пучок света, а на противоположной приемник, либо отражатель. Когда луч становится менее заметен для приемника, он посыпает сигнал тревоги на панель управления пожарной сигнализацией.

Оптические детекторы дыма быстро обнаруживают медленное тление и пожары, сопровождающиеся выделением дыма. Они менее чувствительны к ложным срабатываниям при приготовлении пищи или пару из ванной, чем ионизационные дымовые датчики.

### **8.4.2 Ионизационный детектор**

Этот тип детектора дешевле, чем оптический детектор, однако иногда он отвергается по экологическим причинам. Он может обнаруживать частицы дыма, которые слишком малы, чтобы быть видимыми. Он содержит в себе крошечную

массу радиоактивного америция-241, который является источником альфа-излучения. Излучение проходит через ионизационную камеру, которая представляет собой заполненное воздухом пространство между двумя электродами и позволяет пропускать небольшой, постоянный ток между электродами. Любой дым, попадающий в камеру, поглощает альфа-частицы, что уменьшает ионизацию и прерывает этот поток тока, вызывая тревогу.

#### **8.4.3 Детектор сигарет**

Также известный как УФ-детектор пламени, этот тип используется, чтобы остановить курильщиков от курения в зонах для некурящих, таких как туалеты. Он работает, воспринимая УФ-излучение, поэтому он срабатывает сразу же, как загорится пламя. Этот тип отличается от обычного дымового извещателя, который срабатывает при достаточном уровне дыма в помещении.

## **9 Основные задачи фильтрационных наблюдений на бетонных плотинах**

Основной задачей эксплуатационного контроля является получение информации для оценки состояния и уровня безопасности сооружений, своевременное выявление дефектов и неблагоприятных процессов для назначения ремонтных мероприятий по предотвращению отказов и аварий, а также для корректировки режимов эксплуатации.

Эксплуатационный контроль состояния ГТС должен обеспечивать:

- проведение систематических наблюдений с целью получения достоверной информации о состоянии сооружений, основания, береговых примыканий;
- своевременную разработку и принятие мер по предотвращению возможных повреждений;
- получение технической информации для определения эффективных способов и сроков ремонтных работ и работ по реконструкции.

Результаты натурных наблюдений должны использоваться:

- для определения специфики работы ГТС и ее элементов;
- для комплексного анализа статической работы ГТС и текущего контроля изменения всех контролируемых параметров, характеризующих состояние ГТС и геологической среды и обоснования критериев надежной работы плотины.
- для корректировки математических моделей работы сооружения;
- для определения диагностических показателей, определяющих состояние системы плотина-основание по условиям устойчивости, прочности и долговечности;
- для оценки влияния гидроузла на экологические условия района;
- для определения резервов надежности плотины;
- для обоснования необходимости ремонтных работ;
- для обоснования совершенствования систем натурных наблюдений;
- при составлении деклараций безопасности сооружений.

**Фильтрационные наблюдения проводятся для контроля:**

- состояния подземного контура;
- противодавления на подошву плотины и его связи с УВБ и состоянием контактной зоны;
- фильтрационных расходов в теле плотины и основании;
- процессов разуплотнения, суффозии, кольматации в грунтах основания и т.д.;

Процессы фильтрации контролируются в теле плотины, в основании и береговых примыканиях.

Основными измеряемыми параметрами, характеризующими фильтрационный режим, являются:

- пьезометрические напоры;

- расходы воды, фильтрующейся через бетонную кладку и породы основания;
- химический состав фильтрующейся воды;
- температура воды фильтрационного потока.

Обобщенные материалы наблюдений и исследований должны использоваться для определения резервов надежности плотины и обоснования необходимости ремонтных работ, совершенствования систем наблюдений, конструктивных решений при проектировании новых плотин, для ретроспективных расчетов, а также должны учитываться при пересмотре нормативных документов по проектированию бетонных плотин и правил их эксплуатации, при составлении деклараций безопасности сооружений.

## **9.2 Фильтрационный контроль на бетонных сооружениях**

Контроль фильтрационных параметров в бетонных сооружениях осуществляется с помощью инструментальных и визуальных наблюдений.

### **9.2.1 Инструментальные наблюдения**

Основой мониторинга состояния гидротехнических сооружений являются регулярные комплексные инструментальные наблюдения за диагностическими показателями их состояния в период эксплуатации.

Инструментальные наблюдения входят в состав контрольных наблюдений на ГТС I, II, III классов, наблюдения проводятся на всех стадиях существования ГТС. На сооружениях IV класса инструментальные наблюдения проводятся при соответствующем обосновании.

В состав инструментальных наблюдений должны быть включены все назначенные для конкретного сооружения диагностические показатели, а также внешние нагрузки и воздействия, характеризующие его работу и техническое состояние, контролируемые значения которых могут измеряться стационарной КИА и (или) переносными приборами.

Главным образом в бетонных сооружениях инструментальными наблюдениями с использованием фильтрационной КИА необходимо контролировать:

- фильтрационный режим сооружения, основания и береговых массивов сопряжений;
- эффективность работы противофильтрационных элементов и дренажных устройств.

**Инструментальный контроль** за фильтрационным режимом осуществляется с использованием следующих методов:

1. пьезодинаметрических измерений (в бетонной кладке);

2. пьезометрических измерений (по подошве плотины, в скальных массивах основания и в береговых примыканиях);
3. измерения фильтрационных расходов.

Для определения фильтрационного давления в теле плотины со стороны напорной грани используются пьезодинамометры, закладываемые при строительстве в массивном бетоне и строительных горизонтальных швах. Наблюдения за фильтрационными напорами необходимо совмещать с наблюдениями за раскрытием строительных швов.

При анализе инструментальных наблюдений за фильтрационным режимом необходимо располагать информацией о наличии заиления водохранилища, влиянии скорости наполнения водохранилища на формирование фильтрационного потока в основании, взаимосвязи между состоянием контактного шва под напорной гранью и противодавлением в основании и фильтрационными расходами, зависимостями фильтрации через тело плотины от ее напряженно-деформированного состояния.

Систематические инструментальные наблюдения гидротехнических сооружений, должны проводиться в целях своевременности выявления и оценки развития неисправностей, повреждений и дефектов в работе, снижающих их безопасность и способных вызвать аварийную ситуацию, оперативного принятия мер по ремонту и обеспечению эксплуатационной надежности сооружений.

Результаты визуальных и инструментальных наблюдений подлежат оперативной обработке, анализу, обобщению и включаются в годовой технический отчет электростанции.

### **9.2.2 Основные показатели фильтрационного режима и состав наблюдений**

Основными показателями фильтрационного режима являются (скорость фильтрации, расход, пьезометрические уровни, противодавление).

В составе фильтрационных наблюдений должен быть предусмотрен контроль за распределением пьезометрических напоров в области фильтрации плотины и основания, за фильтрационными расходами, поступающими через противофильтрационные элементы и основание, а также за температурой фильтрующейся воды и, при необходимости, ее химическим составом.

### **9.2.3 КИА**

Контрольно-измерительная аппаратура, применяемая при натурных наблюдениях за фильтрационным режимом скальных массивов на участках эксплуатируемых подземных сооружений, по своему основному назначению подразделяется на две группы:

- 1) Временная КИА;
- 2) Долговременная КИА.

К временной первичной КИА относятся преобразователи давления струнные с пористой насадкой (ПДСП), эта КИА устанавливается без возможности замены, со сроком службы не более 10 - 15 лет.

К долговременной КИА относят наблюдательную сеть, включающую в себя пьезометрическую и дренажную сеть, эта КИА имеет срок службы сопоставимый со сроком эксплуатации сооружений, или устанавливаемую с возможностью ремонта или замены при выходе ее из строя.

Назначение пьезометров, устанавливаемых в подземных сооружениях, окружающей скальной породе — измерение пьезометрических напоров в отдельных точках (иногда на участках линии или поверхности) породы и обделки сооружений.

Основные части опускного пьезометра: водоприемник с отстойником, труба пьезометра и устье (оголовок) пьезометра.

Водоприемник воспринимает пьезометрический напор в заданной точке. Конструкция водоприемника должна быть не заиляемой частицами грунта и стойкой против коррозии. Водоприемник пьезометра в нескальных грунтах представляет перфорированный нижний участок пьезометрической трубы. В скальных породах водоприемником является нижняя часть скважины, изолированная от вышележащей части пьезометра уплотнением на нижнем звене пьезометрической трубы.

Труба пьезометра одиночная или парная соединяет водоприемник с устьем пьезометра — местом измерения уровня или давления. Труба должна быть водонепроницаемой и стойкой против коррозии.

Устье пьезометра (оголовок) — выходная его часть, предназначенная для размещения приборов или приспособлений, позволяющих измерять пьезометрический уровень в точке расположения водоприемника.

Пьезометры классифицируются:

- 1) По способу установки:

- закладные — пьезометры, устанавливаемые в сооружение в процессе его бетонирования;
- опускные — пьезометры, опускаемые (вводимые) в собранном виде в скважину, пробуренную в строящемся или готовом сооружении.

- 2) По местоположению водоприемника:

- контактные — устанавливают на контакте бетонного сооружения с грунтом основания;

- глубинные — устанавливают в породе на различном расстоянии от подошвы сооружения.

3) По местоположению устья:

- открытые или безнапорные — пьезометры, устье (оголовок) которых расположено выше уровня воды;
- напорные или изливающиеся — пьезометры, устье которых расположено ниже уровня воды.

Устройство напорного пьезометра в основании СШГЭС в скважине диаметром 46 мм представлено на рисунке 21. Оголовок или верхняя часть пьезометра оформлена в зависимости от напорности пьезометра. Оголовок безнапорного пьезометра представляет собой кондуктор с открытой в верхней части пьезометрической трубой, уровень воды в которых измеряется с помощью переносного электроконтактного уровнемера. Оголовки напорных пьезометров оборудованы манометрами различных типоразмеров.

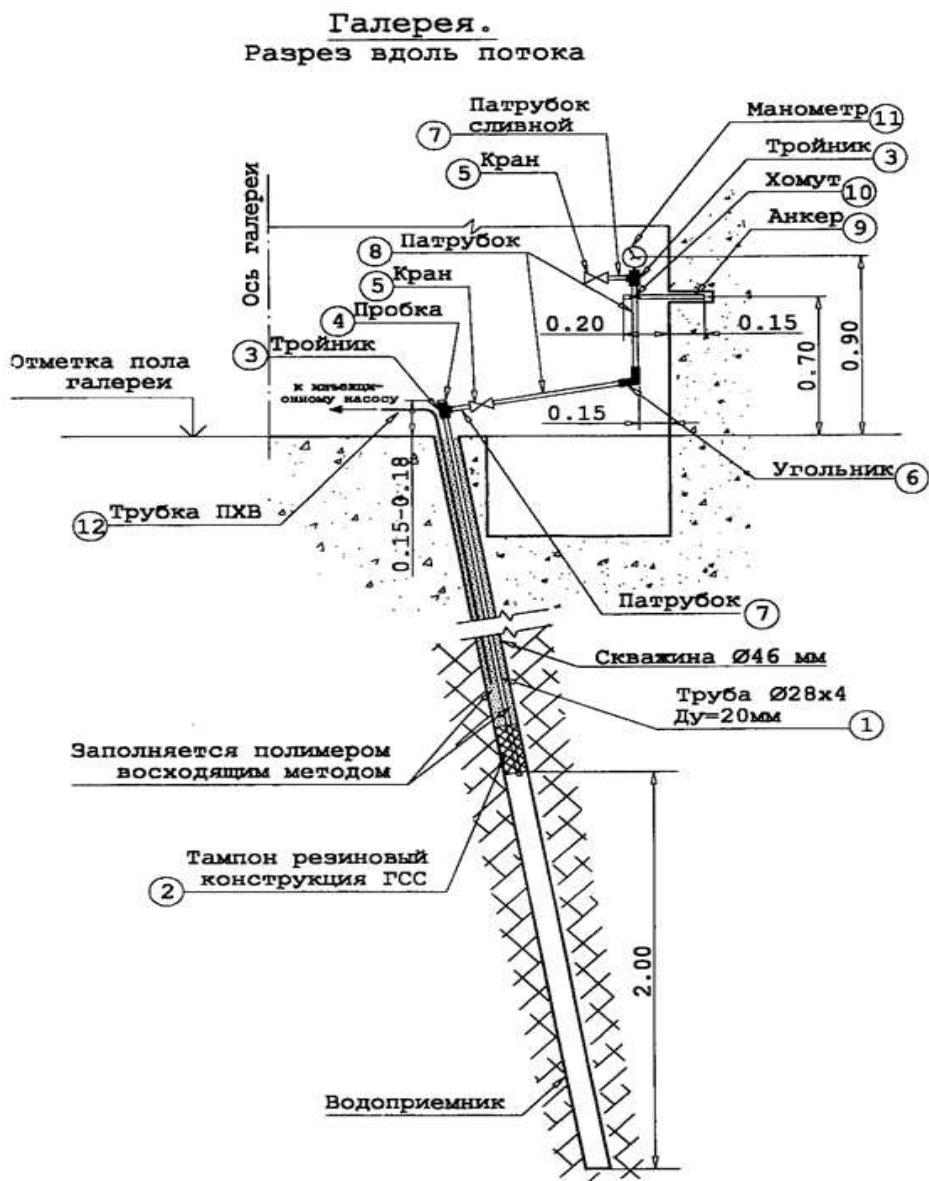


Рисунок 21 – Напорный пьезометр станции СШГЭС

На рисунке 22 представлен оголовок напорного пьезометра.

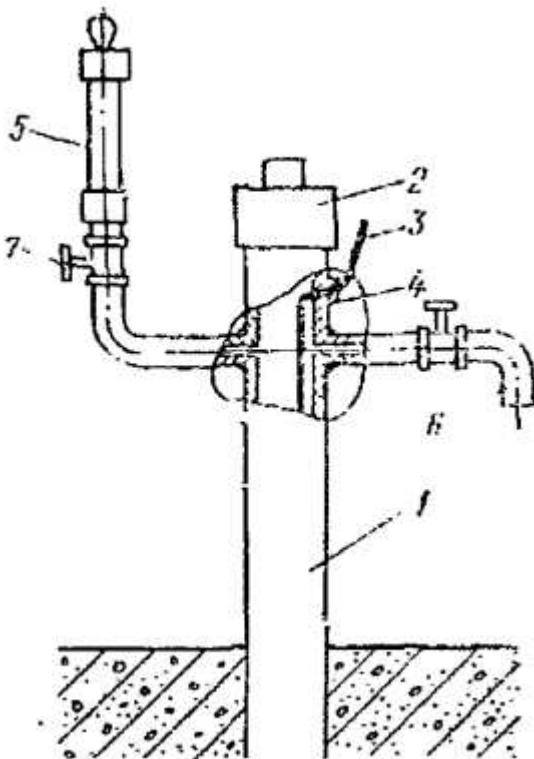


Рисунок 22 – Оголовок напорного пьезометра

- где 1 – труба пьезометра;
- 2 – съемная крышка;
- 3 – кабель от датчика температуры;
- 4 – сальниковый вывод кабеля;
- 5 – датчик давления струйный;
- 6 – патрубок для слива воды;
- 7 – запорные вентили.

Группа пьезометров, установленная в основании сооружений, формирует пьезометрическую сеть для контроля фильтрационного давления, установленную в продольных и поперечных створах. Типовой пьезометрический створ в основании плотины СШГЭС, приведенный на рис.23, включает в себя 10-19 опускных пьезометров с водоприемниками на нескольких отметках по толщине основания: по линии контакта «скла – бетон», на границе сопрягающей и укрепительной цемзавесы и вблизи основания глубокой цемзавесы. Кроме того, в радиальном направлении (т.е. по потоку) пьезометры размещены с верховой стороны глубокой цемзавесы, в цемзавесе, непосредственно за глубокой цемзавесой. А также в скальном массиве под II, III и IV столбами плотины. Такое размещение пьезометров позволяет вести контроль за степенью гашения напоров на завесе на разных глубинах и своевременно оценивать фильтрационную прочность завесы, а также проследить распределение напоров в направлении к нижнему бьефу.

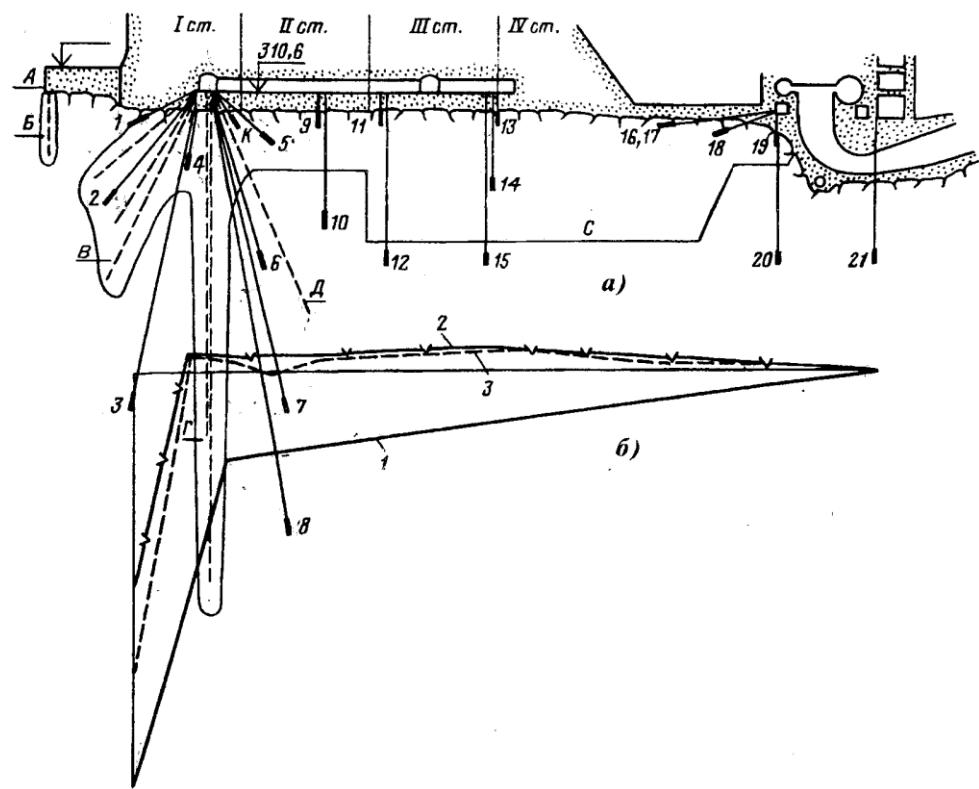


Рисунок 23 – Типовой пьезометрический створ в основании СШГЭС (а)  
совмещенный с эпюрои противодавления (б)

где 1-21 пьезометры;

А – ж/б понур;

Б – короткая цемзавеса;

В – скважины сопрягающей цемзавесы;

Г,Д – скважины глубокой цемзавесы.

#### 9.2.4 Методы контроля фильтрационных расходов

Дренажная сеть используется как для разгрузки фильтрационного потока, так и для контроля фильтрационных расходов, характера их изменения, оценки фильтрационной проницаемости цементационной завесы. Измерения расходов выполняются в каждой изливающей дренажной скважине объемным способом. Единичные расходы затем суммируются по секциям, штольням, отметкам, отдельным участкам, частям сооружения и в целом по объекту. Для удобства измерений каждая дренажная скважина оборудована оголовком в виде тампона, водоотводящего шланга и патрубка, закрепленного на низовой стене галереи. Измерения проводятся объемным способом с помощью тарированных мерных емкостей. Этот способ измерения трудоемок, но позволяет получить большой объем информации о состоянии основания и цементационной завесы.

Измерения расходов проводятся также с помощью мерных водосливов и расходомеров.

При измерении расходов мерными водосливами выбор типа мерного водослива для конкретных условий зависит от величины перепускаемого расхода. Водосливы устанавливают на прямолинейные участки русла либо канала, вода переливается через порог водослива, уровень воды фиксируется по рейке, далее зная напор на водосливе рассчитывается расход, по формуле, зависящей от формы водослива. В процессе систематических наблюдений идет сравнение рассчитанных расходов, и делается вывод о количестве фильтрационных вод.

Измерение расходов с помощью расходомеров происходит следующим образом – расходомеры устанавливают на путях фильтрации, расходомер измеряет количество жидкости, протекающей по трубе, и по этим измерениям уже делается вывод о количестве фильтрационных вод.

### **9.2.5 Периодичность наблюдений**

Периодичность инструментальных наблюдений представлена в таблице 38.

Таблица 38 – Типовой состав наблюдений.

Вид наблюдений	Способ и средства измерений	Рекомендуемая периодичность
Пьезометрические	Пьезометрическая сеть	2 раза в месяц
Расходомерные	Объемные, мерные водосливы	2 раза в месяц
Температурные	Термометры	2 раза в месяц

### **9.2.6 Основные принципы обработки и анализа данных наблюдений**

Результаты измерений по пьезометрам: данные замеров по безнапорным пьезометрам и манометрическое давление по напорным пьезометрам заносятся в расчетную программу где осуществляется первичная обработка.

Первичная обработка данных замеров по пьезометрам заключается в вычислении:

1) пьезометрического уровня, равного:

- для безнапорных пьезометров – разности отметки верха трубы пьезометра и замеренного расстояния от оголовка до уровня воды (для наклонных пьезометров результат умножается на  $\cos$  угла наклона скважины к вертикали);

- для напорных пьезометров – сумме отметки центра или штуцера манометра и замеренного манометрического давления (в метрах водяного столба).

2) пьезометрического напора, равного:

- для пьезометров русловой части – разности отметок пьезометрического уровня и уровня нижнего бьефа;
- для береговых (контактных) пьезометров – разности отметок пьезометрического уровня (ПУ) и отметки подошвы плотины (контакта « скала-бетон»);
- береговых глубинных – разности отметок ПУ и отметки верха водоприемника.

3) приведенного пьезометрического напора, равного отношению пьезометрического напора к напору на сооружение;

4) перепада пьезометрических уровней на щемавесе, равного разности пьезометрических напоров между верховым и низовым пьезометрами с равными или близкими отметками водоприемников.

Данные первичной обработки замеров по пьезометрам импортируются в ИДС (информационно-диагностическую систему) в базу данных «FILTR». База данных «FILTR» включает в себя годовые массивы данных md, массивы семантической информации ms и сервисные программы:

- вывод архивных данных в виде таблиц;
- вывод данных в виде графиков;
- построение зависимости параметра от параметра;
- построение эпюров.

В целях исключения возможных ошибок во время измерения и обработки натурных данных после каждого замера формируется таблица пьезометрических уровней по всем пьезометрам с данными очередного и не менее 2-х предыдущих замеров.

Для контроля за динамикой изменения пьезометрических уровней по всем наблюдаемым пьезометрам строятся текущие графики изменения напоров во времени.

Построение эпюров противодавления и графиков зависимости параметра от параметра производится для анализа результатов наблюдений при подготовке информаций и отчетов о состоянии сооружений.

### **9.3 Визуальные наблюдения**

Визуальные наблюдения проводят путем общих систематических осмотров сооружения, его основных конструктивных элементов и прилегающей к сооружению территории с целью оценки его состояния, выявления дефектов и

неблагоприятных процессов, снижающих эксплуатационную надежность, определения вида и объемов ремонтных работ.

Систематические визуальные наблюдения в режиме мониторинга следует проводить на гидротехнических сооружениях всех классов.

Визуальные наблюдения на бетонных гидротехнических сооружениях включают в себя:

- выявление и оценку механических, кавитационных, коррозийных и химических повреждений и разрушений бетона сооружения и его ответственных элементов;
- регистрацию образований и оценку характера трещин в бетонной кладке и в несущих нагрузку элементах, вызванных различными факторами;
- контроль необратимых заметных раскрытий швов;
- выявления и оценку повреждений защитного слоя бетона (карбонизация, отслоенная);
- оценку процесса коррозии и механических повреждений арматуры и стальной облицовки.

#### **9.4. Дистанционная КИА**

Цели и задачи фильтрационного контроля бывают разные, основные контролируемые фильтрационные параметры зависят от:

1. От типа сооружения, его конструкции, габаритов, компоновки, а также от имеющихся в конструкции удобств для размещения измерительной аппаратуры;
2. От контура плотины, грунта в основании, от мест примыкания основания плотины с грунтами.

В случае данной дипломной работы, при проектировании Учкуланской ГЭС – 2 деривационной компоновки, конструкция плотины представляет из себя бетонное сооружение высотой 15 метров, без каких – либо противофильтрационных устройств, это обусловлено тем, что при малых размерах плотины, и при малых объемах водохранилища фильтрация будет, практически, отсутствовать. Но все же необходимо вести контроль за состоянием зоны контакта скалы и бетона.

Для измерения фильтрационного давления используют преобразователи давления измерительные струнные (далее ПДС), предназначенные для измерения гидростатического давления, а также, при оснащении дополнительным первичным преобразовательным элементом, для измерения порового давления в конструкциях и основаниях гидротехнических сооружений при контрольных наблюдениях и натурных исследованиях их состояния.

Область применения – автоматизированные системы диагностического контроля напряженно – деформированного состояния энергетических объектов при строительстве и эксплуатации.

#### 9.4.1 Принцип работы

Принцип работы преобразователя типа ПДС основан на преобразовании измеряемого давления воды первоначально в изменении поперечной жидкости струнного резонатора, и как следствие этого, в изменении частоты его собственных колебаний.

Резонатор приводится в колебательное движение с помощью электромагнитной головки под действием энергии электрического импульса запроса, посыпанного перидомером типа ПЦП-1. Колеблющаяся струна наводит в катушке головки затухающие гармонические колебания электродвижущей силы с периодом, являющимся выходным информативным параметром преобразователя, измеряемым перидомером.

Преобразователь состоит из:

- струнного резонатора;
- чувствительного элемента в виде мембранны, выполняющую функцию преобразования гидростатического давления в изменение поперечной жесткости струнного резонатора;
- электромагнитной головки;
- корпуса;
- штуцера, обеспечивающего герметичное соединение выводов электромагнитной головки с линией связи.

Чувствительным элементом преобразователя является мембрана, расположенная на торце преобразователя. Измеряемое давление, воздействуя на мембрану, вызывает изменение натяжения струны, что приводит к изменению периода собственных колебаний струны. Основные технические характеристики ПДС представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Основные технические характеристики ПДС

Спецификация	ПДС-3 (ПДС-3П)	ПДС-10 (ПДС-10П)	ПДС-30 (ПДС-30П)	ПДС-100 (ПДС-100П)
Диапазон измерений, МПа	0...0,3	0...1,0	0...3,0	0...10,0
Основная погрешность	±2.0% от диапазона	±2.0% от диапазона	±2.0% от диапазона	±2.0% от диапазона
Рабочая область температур	0... +40°C	0... +40°C	0... +40°C	0... +40°C
Предельное избыточное давление, МПа	3	3	3	3
Диаметр, мм	35	35	35	35
Длина без кабеля (для ПДС), мм	210	210	210	210
Длина без кабеля (для ПДС-КП), мм	225	225	225	225
Масса, кг	0,75	0,75	0,75	0,75
Срок службы, лет	14	14	14	14

Так как плотина, а также водохранилище имеют небольшие размеры, был выбран ПДС – 3, с диапазоном измерений от 0 до 3 МПа.

На рисунке 24 представлен преобразователь давления струнный, с диапазоном измерений от 0 до 3 МПа.

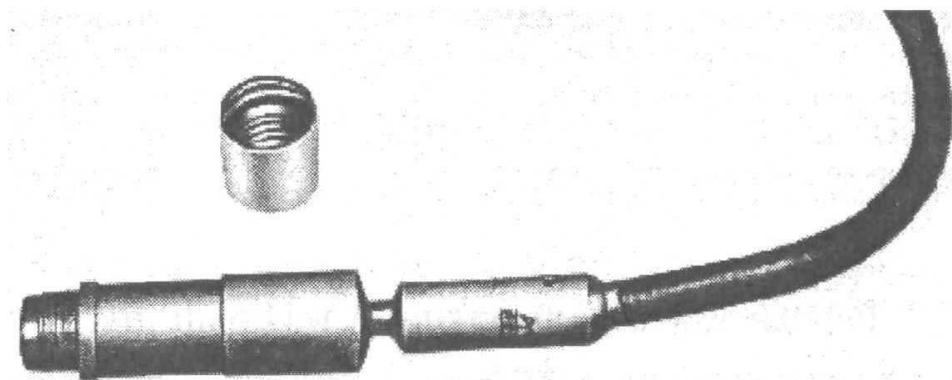


Рисунок 24 – Преобразователь давления струнный (ПДС-3)

Также, в таблице 40 представлены габаритные размеры и масса преобразователя.

Таблица 40 – Габаритные размеры и масса преобразователя

Характеристика	Значение
Длина без кабеля, мм	210
Диаметр, мм	35
Масса, кг	0,75

На рисунке 25 представлена принципиальная схема закладного струнного датчика ПДС.

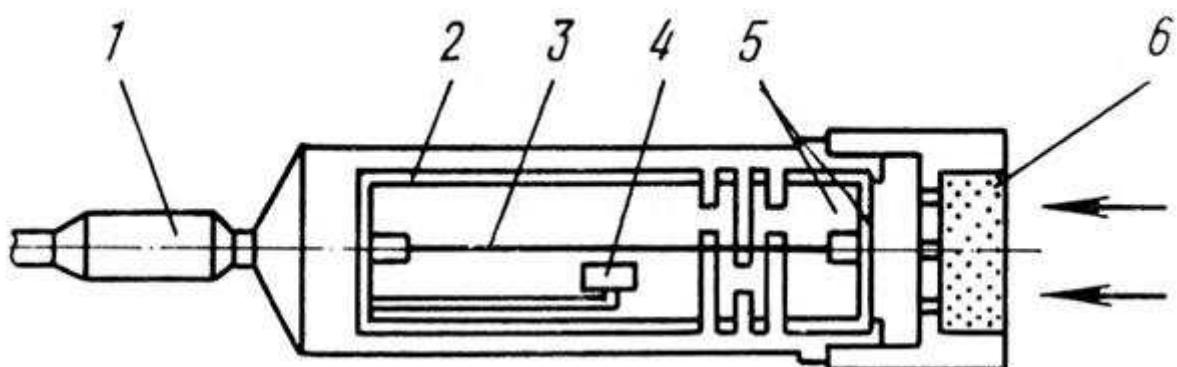


Рисунок 25 – Конструктивная схема преобразователя давления ПДС

- где 1 – кабель;  
 2 – корпус;  
 3 – струна;  
 4 – электромагнит;  
 5 – мембрана;  
 6 – пористая крышка.

Индивидуальная градуировочная характеристика струнных датчиков:

$$Y = Ax^2 + Bx + C,$$

где  $Y$  – значение измеряемого параметра (для ПЛДС – деформации бетона, в относительных единицах),

$x$  – частота выходного сигнала преобразователя, Гц,

$A, B, C$  – постоянные коэффициенты, определяемые по результатам градуировки преобразователя (указаны в индивидуальном паспорте прибора).

Выходным сигналом закладных струнных датчиков является частота или период колебания струны. Для измерения периода выходного сигнала струнных преобразователей с электромагнитным импульсным возбуждением применяются периодомеры-омметры со встроенной памятью ПОВП-01.

#### 9.4.2 Проведение наблюдений за фильтрационным давлением

Датчики ПДС являются закладными, размещаются на стадии строительства в наиболее ответственных участках, вывод КИА происходит на гребень плотины. Съем информации с КИА может производиться вручную, с помощью приборов по данным визуальных осмотров, а также с помощью дистанционного контроля.

Дистанционный контроль осуществляется с помощью скважинного автоматического периодомера САП-1М/GSM, он предназначен для измерения в автоматическом режиме периодов колебаний струнных датчиков давления типа ПДС, накопления результатов измерения в энергонезависимой памяти и передаче данных по сотовой GSM сети в компьютер. К устройству могут быть подключены до 10 датчиков ПДС. Принцип измерения заключается в подаче короткого высоковольтного импульса на обмотку возбуждения датчика и измерении периода свободных затухающих колебаний, наводимых струной датчика в обмотке, после снятия импульса возбуждения. Период колебаний зависит от внешнего давления на мембранию датчика. Устройство запоминает результаты измерения во внутренней энергонезависимой памяти ёмкостью до 64500 отсчётов, что позволяет записывать данные по 10 каналам с периодом измерения, например, 1 час, в течение 132 суток. Данные могут быть в любой момент считаны в компьютер по стандартному последовательному интерфейсу RS-232 или переданы по радиоканалу согласно расписанию.

#### **4.4.3 Основные принципы анализа результатов наблюдений**

По данным натурных наблюдений выполняется анализ состояния сооружения и его элементов, в том числе и состояние подземного контура плотины.

1. Анализом данных контроля гидротехнических сооружений должны быть решены следующие основные задачи:

- оценка основных диагностических показателей работы и технического состояния сооружений и степени их соответствия требованиям норм, проектным положениям и соответствующим критериям безопасности;

- выявление и оценка опасности для сооружений неблагоприятных процессов, явлений и тенденций в работе, зарегистрированных наблюдениями и обследованиями;

- установление причин возникновения неблагоприятных процессов, явлений и тенденций в работе сооружений и оснований;

- разработка рекомендаций по обеспечению эксплуатационной надежности и безопасности гидротехнических сооружений, повышению эффективности системы мониторинга.

2. Данные мониторинга гидротехнических сооружений должны подвергаться трем видам анализа: экспресс-анализу (оперативный анализ), комплексному анализу и многофакторному анализу.

**Экспресс-анализ** – проводится Службой мониторинга ГТС после каждого цикла измерений по КИА и визуальных осмотров сооружений, предусматривает оперативную оценку технического состояния сооружений по единичному циклу наблюдений путем сравнения измеренных (или вычисленных на основе измерений) количественных и качественных диагностических показателей с их критериальными значениями  $K_1$  и  $K_2$ , а также с прогнозируемым интервалом изменения диагностических показателей.

**Комплексный анализ** – предусматривает: установление соответствия или несоответствия фактических значений всех контролируемых диагностических показателей работы и состояния сооружений проектным, нормативным и критериальным показателям; ежегодные изменения этих показателей во времени и ретроспективе (за весь период наблюдений); определение адекватности реакции сооружений и их элементов на изменения нагрузок и воздействий.

**Многофакторный анализ** – проводится специализированной организацией по Договору с эксплуатирующей организацией или собственником ГТС и должен предусматривать расчетную оценку прочности, устойчивости и надежности сооружений по результатам многолетних инструментальных и визуальных наблюдений диагностических показателей его работы и поверочным расчётам по действующим нормам проектирования и уточненным расчётным схемам с использованием фактических действующих нагрузок и воздействий, физико-механических характеристик материалов, геометрических размеров, выявленных дефектов и (или) повреждений сооружений. Все напорные ГТС после 25 лет их

эксплуатации независимо от их технического состояния должны подвергаться многофакторному исследованию. В последующий период многофакторный анализ проводится по решению компании (организации) по необходимости, в зависимости от изменений в состоянии и условий эксплуатации ГТС.

3. Назначение количественных критериев К1 и К2 производится на основе результатов поверочных расчетов сооружения на основное и особое сочетание нагрузок или по результатам статистической обработки данных натурных наблюдений.

4. Для эксплуатируемых сооружений уровни технического состояния ГТС устанавливаются путём сопоставления фактических диагностических показателей, полученных по результатам наблюдений, с их критериями следующим образом:

**-работоспособное** (нормальное) – состояние сооружения, при котором оно соответствует всем требованиям нормативных документов и проекта, при этом значения диагностических показателей состояния сооружения не превышают своих критериальных значений К1

$$F_{\text{нат}} \leq K1;$$

**-частично работоспособное** (потенциально опасное), при котором значение хотя бы одного диагностического показателя состояния сооружения достигло его критериального значения К1 или вышло за пределы прогнозируемого при данном сочетании нагрузок интервала его значений, но не превысило критериального значения К2; это состояние ГТС при котором его дальнейшая временная эксплуатация еще не приводит к угрозе немедленного прорыва напорного фронта; ГТС в этом состоянии может эксплуатироваться при условии выполнения требований  $K1 < F_{\text{нат}} \leq K2$  Стандарта 02.03.131-2015 (см. 9.3);

**-неработоспособное** (предаварийное), при котором значение хотя бы одного диагностического показателя состояния сооружения превысило его критериальное значение К2; в этом случае продолжение эксплуатации в проектном режиме недопустимо без специального разрешения соответствующего органа государственного надзора.  $F_{\text{нат}} > K2$ , (ф.8.3.)

где  $F_{\text{нат}}$  – полученное по результатам наблюдений (или вычисленное по измерениям) значение диагностического показателя состояния сооружения; К1 и К2 - критериальные значения (критерии безопасности) диагностических показателей.

5. Безопасность гидротехнического сооружения следует считать обеспеченной, если техническое состояния ГТС соответствует категории «работоспособное» («нормальное»).

6. **Комплексная оценка** технического состояния и безопасности гидротехнических сооружений проводится на основе анализа годичных и многолетних данных наблюдений. Для проведения комплексного анализа используются материалы натурных наблюдений всех видов контроля состояния ГТС.

7. При комплексной оценке состояния гидротехнических сооружений по результатам анализа данных наблюдений и исследований должна быть установлена степень соответствия или несоответствия фактических значений всех контролируемых диагностических показателей их работы и состояния проектным, нормативным и критериальным показателям, определена адекватность реакции сооружений и их элементов на изменения нагрузок и воздействий, определены возможные причины неблагоприятных процессов, явлений и тенденций в изменении диагностических показателей.

8. При комплексном анализе данных мониторинга в целях выявления возможных медленно развивающихся неблагоприятных процессов и нарушений нормальной работы сооружений следует оценивать изменения диагностических показателей состояния сооружений во времени, используя метод их сравнения при идентичных граничных условиях (по нагрузкам, напору, температуре, уровневому режиму водохранилища и т.п.).

На основании комплексного анализа данных мониторинга технического состояния различных типов эксплуатируемых гидротехнических сооружений должно быть установлено:

#### Для бетонных сооружений:

- фактическая реакция сооружения на разные сочетания действующих нагрузок и воздействий с оценкой причин несоответствия проектным схемам;
- степень соответствия уровня полученных нормальных напряжений в бетоне и арматуре их расчётным и нормативным (расчётным) сопротивлениям; зоны действия и уровень растягивающих напряжений в бетоне;
- закономерность хода осадки, горизонтальных перемещений и наклонов сооружения во времени с учетом схем изменения действующих нагрузок и воздействий, наличие и характер затухания необратимой составляющей горизонтальных перемещений гребня сооружения;
- наличие и оценка влияния на состояние сооружения нарушений сплошности среды в системе «сооружение-основание» (наличие зон разуплотнения, величины раскрытия трещин в бетонных элементах), влияние трещин на изменение схемы статической работы сооружения, характер поведения трещин при изменении внешних нагрузок и воздействий;
- характер поведения строительных, конструктивных, температурных и контактных швов под действием изменяющихся нагрузок и температуры, оценка конструкционной прочности плотины;
- характер деформаций основания сооружений и береговых примыканий;
- характер фильтрации воды через основание и тело бетонных сооружений, швы, береговые примыкания;
- степень соответствия фактических (полученных измерениями напоров) эпюор противодавления по подошве сооружения и в горизонтальных швах проектным; причины и динамика изменения противодавления во времени в зависимости от действующего напора и других факторов;

- оценка эффективности противофильтрационных и дренажных устройств (соответствие схем работы требованиям проекта);
- наличие и динамика коррозии, кавитационных разрушений и абразивного износа поверхностного бетона, соответствие фактической прочности бетона требованиям проекта в зонах переменных уровней воды;
- наличие и характер развития суффозионных процессов в основании сооружений.
- наличие и характер изменения необратимых деформаций элементов сооружений и береговых склонов в створе сооружений и в зоне водохранилища.

9. Надежность и техническое состояние сооружений оценивают по совокупности выявленных анализом показателей и закономерностей, а также по критериями безопасности  $K_1$  и  $K_2$ .

10. При оценке эксплуатационного состояния гидротехнических сооружений, наряду с измеренными (вычисленными) количественными диагностическими показателями, должны использоваться качественные диагностические показатели (признаки), контролируемые регулярными визуальными наблюдениями. Состав качественных диагностических показателей (признаков) и их критериальные значения  $\tilde{K}_1$  и  $\tilde{K}_2$  назначаются экспертным методом, исходя из показателей нормальной работы и сценариев развития возможных опасных процессов, нарушений работы или повреждений данного конкретного сооружения и ожидаемых при этом последствий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе бакалаврской работы были определены основные элементы и параметры Учкуланского гидроузла высотой 14 м на реке Учкулан, являющимся сооружением III класса, исходя из её высоты, социально-экономической ответственности и последствия возможных гидродинамических аварий.

В первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного расчетного случая обеспеченностью  $P_{3\%} = 280,11 \text{ м}^3/\text{с}$  и максимальный расход при поверочном расчётом случае  $P_{0,5\%} = 306,75 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Учкуланской ГЭС-2, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 96 \text{ МВт}$ . Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 1581,00 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 1586,00 м. и УМО составляет  $0,55 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет  $\mathcal{E}_{ср.мн} = 192 \text{ млн.кВт} \cdot \text{час}$ .

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- $H_{\max} = 48,8 \text{ м};$
- $H_{расч} = 42,8 \text{ м};$
- $H_{\min} = 41,2 \text{ м}.$

По данным напорам было подобрано основное и вспомогательное оборудование:

- Тип турбины ПЛД 50/4015-В-60°-35;
- Количество агрегатов – 2 шт.

На четвертом этапе была определена ширина водосливного фронта, которая составила 16 м. (2 пролета по 8 м), далее была определена отметка гребня водослива  $ГГВ = 1582,00 \text{ м}$ .

На пятом этапе были определены сооружения, которые входят в состав Учкуланского гидроузла:

- Бетонная водосливная плотина, гравитационная;
- Бетонная станционная часть;

- Гравитационная бетонная правобережная и левобережная глухие части;
- Здание ГЭС деривационного типа.

Исходя из шестого этапа можно сделать вывод что с точки экономической целесообразности строительство Учкуланской ГЭС-2 будет выгодно и обосновано. Данный вывод может быть сделан на основе следующих расчетных показателей эффективности проекта:

- Индекс прибыльности  $PI = 1,01$ ;
- Удельные капитальные вложения  $65970 \text{ руб}/\text{kVt}$ ;
- Себестоимость энергии  $1,20 \text{ кВт}\cdot\text{час}$ ;
- Срок окупаемости  $9,25 \text{ лет}$ .

В ходе выполнения спец вопроса были рассмотрены различные методы контроля за фильтрационными процессами в бетонных плотинах, а также было подобрано оборудование для контроля фильтрационных показателей в зоне контакта скалы с бетоном для проектируемой Учкуланской ГЭС – 2.

Выбранным оборудованием являются датчики ПДС, с техническими характеристиками:

- Диапазон измерения от 0 до 3 МПа;
- Рабочая зона температур от 0 до  $+40^{\circ}\text{C}$ ;
- Диаметр - 35 мм;
- Длина без кабеля - 210 мм;
- Масса - 0,75 кг;
- Количество – 4 штук.

Датчики устанавливаются в 8 и 3 секцию, на 1575,00 отметке. От датчиков идет кабель канал, с выводом результатов на гребень плотины.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200084534>.
2. 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.
3. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/120004534534>.
4. Кисилев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам / П.Г. Кисилев [и др.] - Москва: Энергия, 1974. - 312 с.
5. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов: федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
6. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
7. Недрига, В.П. Гидротехнические сооружения: справ. Проектировщика / В.П. Недрига [и др.] - Москва: Стройиздат, 1983. - 543 с.
8. Чугаев Р.Р. Гидравлика: Учебник для ВУЗов. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982.
9. СНиП 2.06.04 – 82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46с. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200000256>.
10. Гришин М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.
11. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
12. СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения . Основные положения/ Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 24 с. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200035247>.
13. Телешев В.И. Организация, планирование и управление гидротехническим строительством (учебник для ВУЗов) М.: стройиздат, 1989. – 416 с.
14. СНиП 2.06.08-87 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9056424>.

15. Телешев В.И. Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть I: Теоретические основы требований к технологии бетонных работ (учебное пособие). СПбГТУ, 1992. 108 с.
16. Галузин В.М., Комаринский М.В., Телешев В.И. – Выбор машин и оборудования для производства бетонных работ (учебное пособие) СПбГТУ, 1995. 80 с.
17. Производство гидротехнических работ (учебник) под общей редакцией Чуракова А.И.- М. стройиздат, 1985 -623 с.
18. Судаков В.Б., Толкачев Л.А. – Современные методы бетонирования высоких плотин (учебное пособие) М. энергоатомиздат, 1988. 256 с.
19. СНиП IV.06.08-87 – Сборники единых районных единичных расценок на строительные работы – сборник 37 - Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/90568724>.
20. «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.
21. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
22. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
23. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
24. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс] : федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Исходные данные

Таблица А.1 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений за 50 лет

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1955	40	42	45	46	60	62	77	56	50	45	30	28	48
1956	18	25	50	55	82	105	120	83	69	50	30	20	59
1957	27	36	46	55	71	90	104	81	60	50	35	20	56
1958	32	37	49	50	90	101	110	80	64	50	25	25	59
1959	30	35	40	45	61	84	110	55	51	30	13	15	47
1960	16	20	26	30	54	80	85	60	43	25	17	15	39
1961	34	36	46	50	60	90	100	60	55	42	39	35	54
1962	44	45	49	53	68	90	105	70	57	35	25	20	55
1963	35	36	50	55	65	95	115	67	60	35	34	25	56
1964	30	40	45	55	66	70	108	63	53	32	28	30	51
1965	28	36	46	50	75	80	95	63	58	41	31	31	53
1966	33	38	40	49	58	99	105	67	52	30	25	25	52
1967	40	52	60	86	134	180	190	93	86	42	36	34	86
1968	31	41	48	51	64	90	103	66	52	31	30	15	52
1969	33	36	53	56	80	100	105	70	59	34	35	25	57
1970	28	36	46	50	90	90	130	68	59	30	19	20	55
1971	21	34	44	50	112	115	116	60	57	26	25	20	57
1972	36	40	47	50	71	88	110	68	59	43	45	33	57
1973	40	40	48	50	65	100	110	76	65	55	45	45	62
1974	34	45	49	50	68	87	100	63	56	40	35	36	55
1975	38	46	51	60	127	140	155	95	80	50	45	42	77
1976	31	35	44	58	80	105	110	66	64	50	45	33	60
1977	36	37	45	50	75	85	99	63	55	40	35	25	54
1978	12	21	29	50	99	103	185	77	65	37	34	32	62
1979	27	36	47	55	94	155	173	74	72	49	50	32	72
1980	9	20	30	35	62	75	80	60	41	30	24	25	41
1981	33	36	48	55	104	135	150	75	70	40	35	30	67
1982	29	35	55	60	80	107	122	75	69	45	40	30	62
1983	33	37	47	58	95	125	130	70	67	45	35	20	63
1984	34	37	50	55	115	118	135	79	76	36	35	30	67
1985	33	49	60	80	137	175	195	91	97	58	47	41	88
1986	47	51	82	90	144	195	210	103	101	70	57	54	100
1987	41	45	49	70	110	112	120	81	75	52	45	39	70
1988	19	32	51	69	119	130	135	74	71	50	45	36	69
1989	35	45	53	60	103	116	120	71	63	30	29	25	62
1990	39	38	55	58	91	100	110	70	61	39	39	34	61
1991	35	37	43	50	61	100	110	70	59	40	35	30	56

## Продолжение приложения А

### Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1992	32	36	46	60	106	119	200	73	71	34	29	30	70
1993	35	35	45	47	91	90	100	59	52	35	25	10	52
1994	32	37	48	60	105	108	110	76	65	45	36	33	63
1995	32	36	46	52	80	84	86	70	52	35	30	25	52
1996	34	34	46	55	87	99	104	68	65	45	40	35	59
1997	33	37	47	68	73	93	116	71	63	38	35	30	59
1998	32	34	36	50	98	100	105	72	67	42	35	25	58
1999	30	42	47	50	58	80	94	69	50	35	30	21	30
2000	32	35	44	55	83	110	115	61	57	35	24	20	56
2001	32	37	48	51	93	105	115	85	62	35	30	30	60
2002	43	44	50	60	116	135	140	79	69	50	40	30	71
2003	41	38	49	60	93	108	110	89	77	55	50	35	67
2004	40	43	55	55	70	90	110	81	61	40	37	33	60

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Суточные график нагрузки

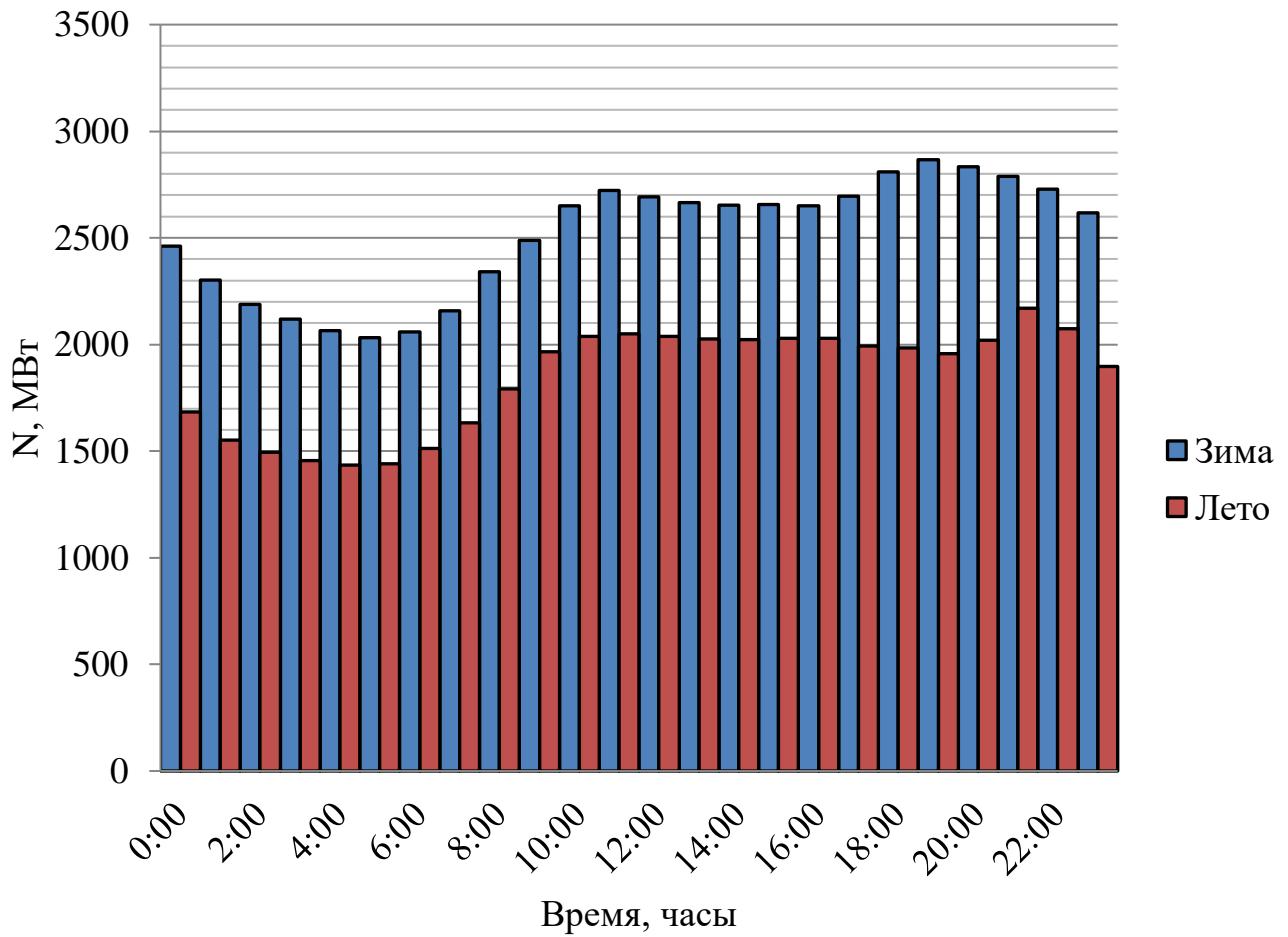


Рисунок Б.1 – Суточные графики нагрузки за зимний и летний период

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Годовые графики нагрузки**

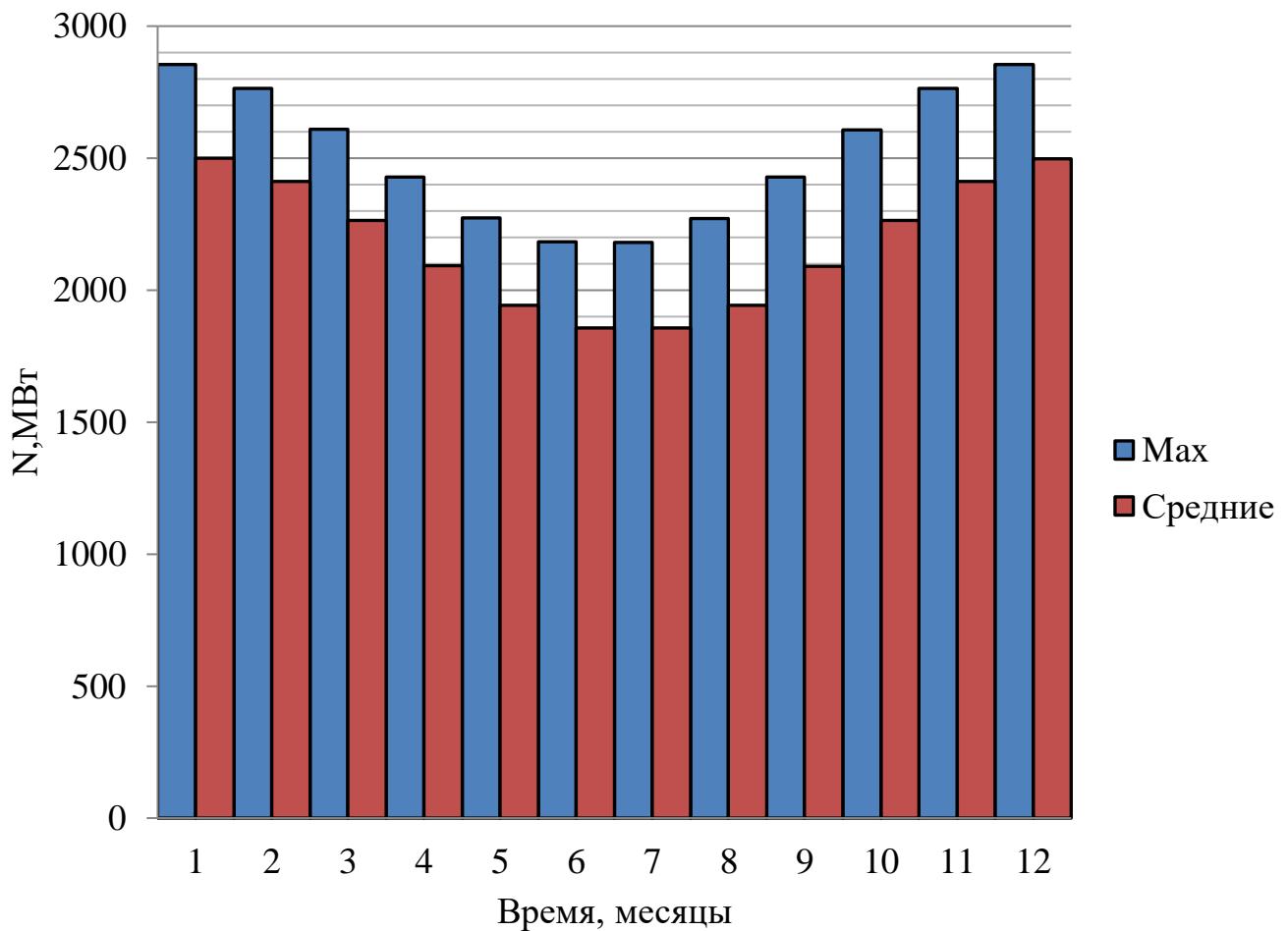


Рисунок В.1 – Годовой график потребления Северо – Кавказского РДУ по максимальным и средним значениям

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Баланс Энергии

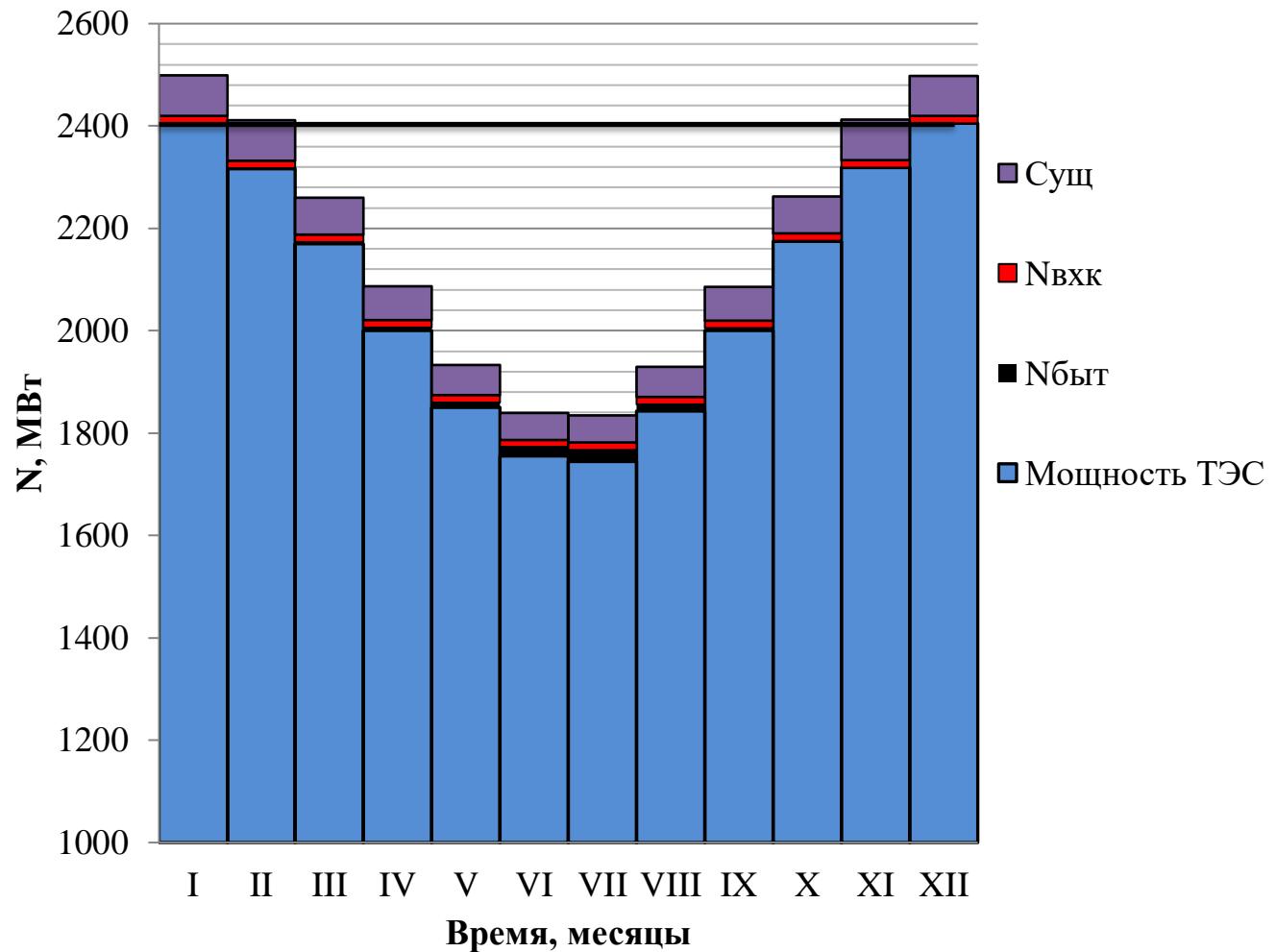


Рисунок Г.1 – Баланс энергии

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д**  
**ВЭР Маловодного года**

Таблица Д.1 – ВЭР маловодного года с обеспеченностью годового стока 90%

Месяц	Q <sub>пол</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>н.б</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вхк</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вдхр</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>х.сб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>гэс</sub> , м <sup>3</sup> /с	V <sub>нач</sub> , км <sup>3</sup>	dV, км <sup>3</sup>	V <sub>кон</sub> , км <sup>3</sup>	Z <sub>нач</sub> , м	Z <sub>ср</sub> , м	Z <sub>кон</sub> м	Z <sub>н.б</sub> , м	H <sub>гэс</sub> , м	N <sub>гэс</sub> , МВт	N <sub>гар</sub> МВт
12	18	126	33	107	0	125	0,85	0,28	0,57	1586,0	1585,0	1584,0	1538,63	45,39	50,0	50
1	26	133	33	106	0	132	0,57	0,27	0,30	1584,0	1582,8	1581,5	1538,64	43,13	50,0	50
2	38	33	33	-6	0	32	0,30	-0,02	0,31	1581,0	1581,6	1581,7	1537,18	43,42	12,2	BXK
3	43	33	33	-11	0	32	0,31	-0,03	0,34	1581,7	1581,9	1582,0	1537,18	43,67	12,3	BXK
4	48	33	33	-16	0	32	0,34	-0,04	0,38	1582,0	1582,2	1582,4	1537,18	44,05	12,4	BXK
5	58	33	33	-26	0	32	0,38	-0,07	0,45	1582,4	1582,7	1583,1	1537,18	44,57	12,5	BXK
6	77	33	33	-45	0	32	0,45	-0,12	0,57	1583,1	1583,5	1584,0	1537,18	45,34	12,7	BXK
7	90	33	33	-58	0	32	0,57	-0,15	0,72	1584,0	1584,5	1585,1	1537,18	46,36	13,0	BXK
8	66	33	33	-34	0	32	0,72	-0,09	0,81	1585,1	1585,4	1585,7	1537,18	47,22	13,3	BXK
9	47	33	33	-15	0	32	0,81	-0,04	0,84	1585,7	1585,7	1585,7	1537,18	47,54	13,3	BXK
10	34	33	33	-2	0	32	0,84	0,00	0,849	1585,7	1585,8	1585,9	1537,19	47,63	13,5	BXK
11	32	33	33	0	0	32	0,85	0,00	0,85	1585,9	1586,0	1586,0	1537,18	47,78	13,4	BXK

**ПРИЛОЖЕНИЕ Е**  
**ИКН для Января и Декабря**

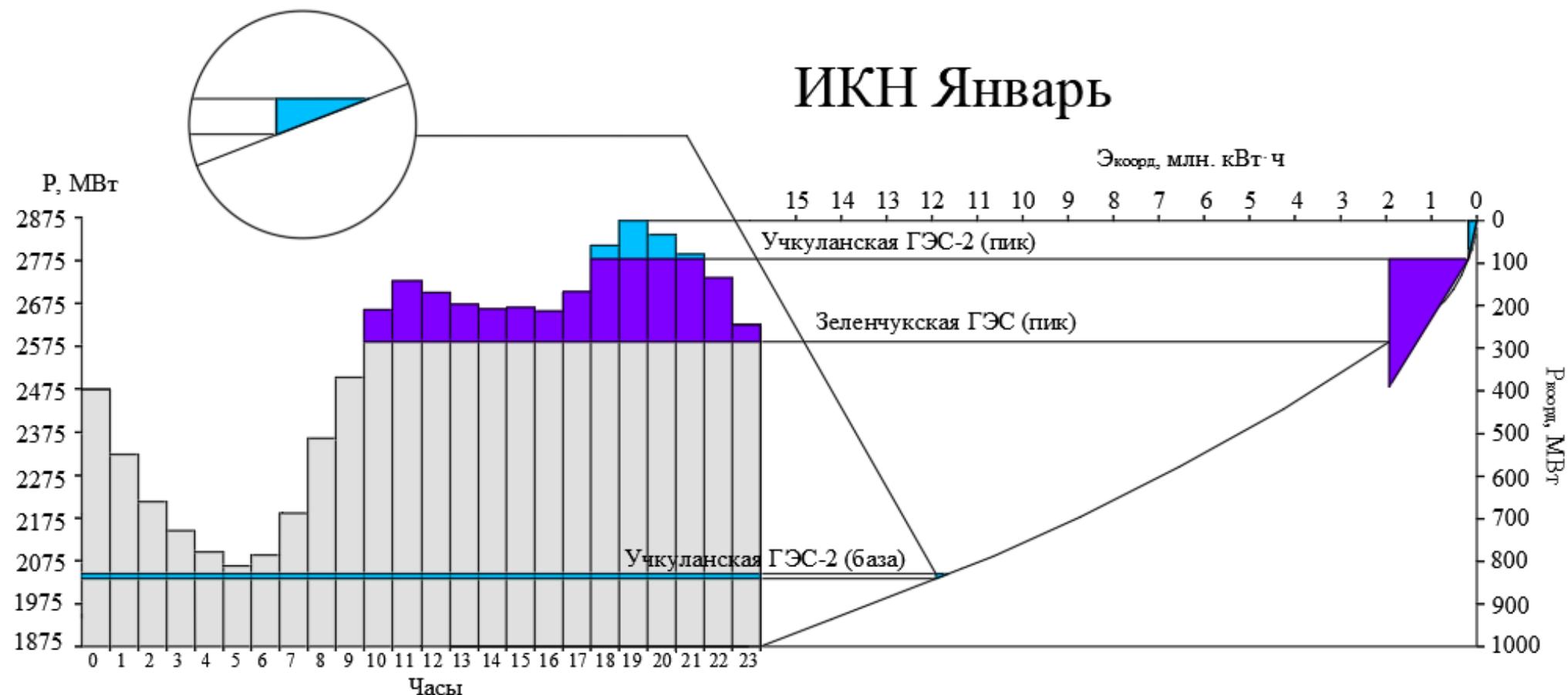


Рисунок Е.1 – ИКН для Января и Декабря

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Баланс Мощности

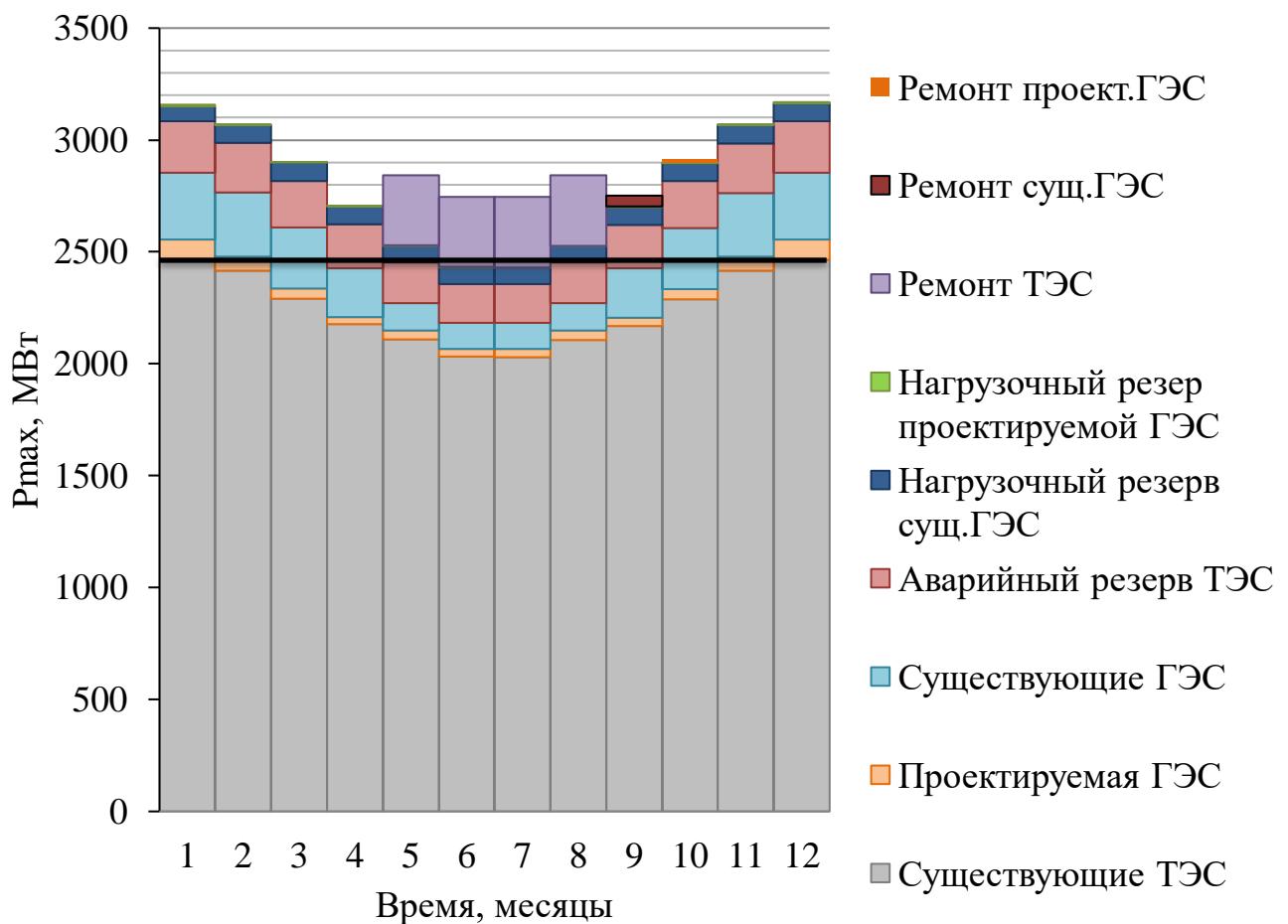


Рисунок Ж.1 – Баланс мощности

**ПРИЛОЖЕНИЕ И**  
**Режимное поле**

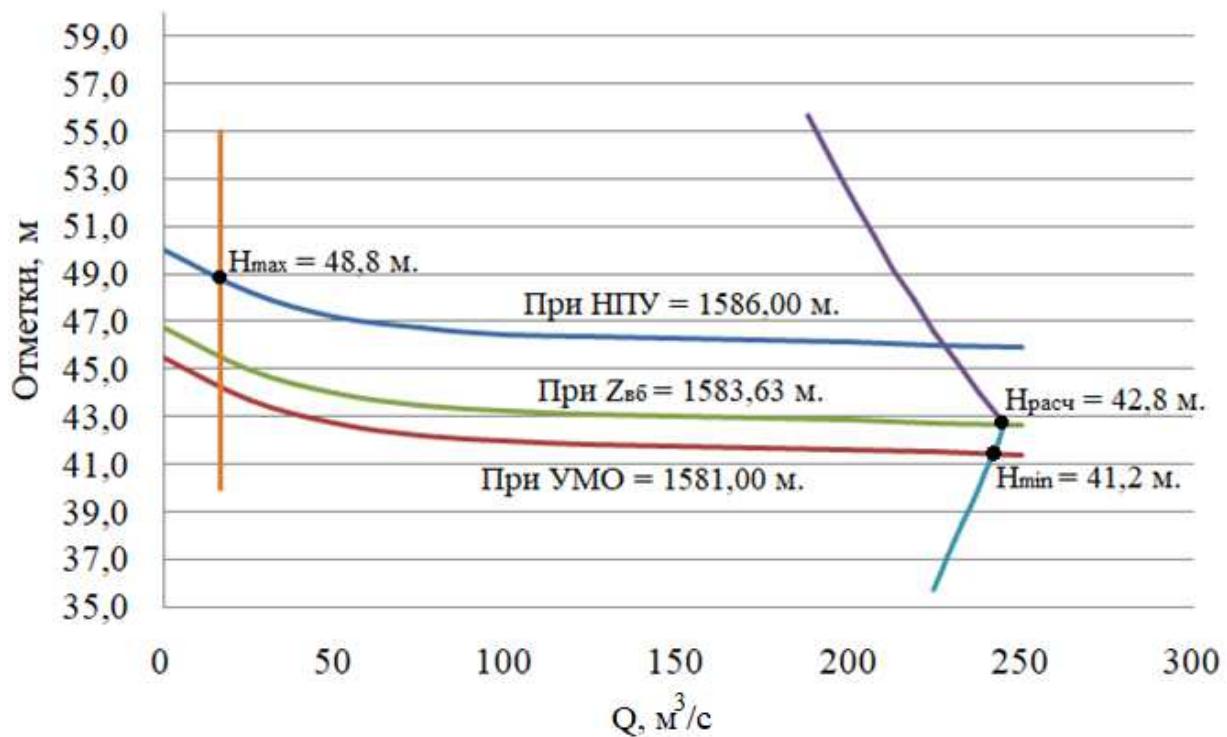


Рисунок И.1 – Режимное поле

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

### Параметры моделей гидротурбин

Таблица К.1 – Параметры моделей гидротурбин

	ПЛ 50-В	ПЛД 50-В
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	50	50
$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5
$n_{I\text{opt}}, \text{мин}^{-1}$	116	113
$Q_{I\text{opt}}, \text{л/c}$	1,52	1,7
$\eta_{M\text{opt}}$	0,916	0,91
$D_{I\text{opt}}, \text{м}$	0,46	0,35
$H_{\text{MOD}}, \text{м}$	12	5
$t_{\text{MOD}}, ^\circ C$	21	16
$v_{\text{MOD}} \cdot 10^{-6}, \text{м}^2/\text{с}$	0,988	1,11

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

### Рассчитанные параметры гидротурбин

Таблица Л.1 – Параметры гидротурбины ПЛД 50-В

$D_1$ , м	2,5	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75
$\eta_{\text{Турб}}$	0,939	0,940	0,940	0,941	0,941	0,942	0,942
$N_{\text{арп}}'$ , МВт	23,68	33,37	38,33	42,28	47,84	53,74	60
$z_a'$	3,9	2,8	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5
$z_a$	4	3	2	2	2	2	2
$N_a$ , МВт	23	31	46	46	46	46	46
$m(\Delta 1)$	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
$n'_c$	317,1	267,4	249,7	237,8	223,7	211,1	199,9
$n_{\text{синхр}}$	333	273	250	250	231	214	200
$nI'H_{max}$	111,14	108,03	105,97	11,24	109,29	107,27	105,88
$nI'H_p$	118,68	115,35	113,15	118,79	116,70	114,54	113,05
$nI'H_{min}$	120,96	117,57	115,33	121,07	118,94	116,74	115,23
$QI \cdot \eta_p$	1,54	1,46	1,91	1,73	1,53	1,36	1,22
$QI \cdot \eta_{max}$	1,27	1,20	1,57	1,42	1,26	1,12	1
$Q_{min}$	0,419	0,297	0,259	0,235	0,208	0,185	0,431
$Q_{max}$	0,456	0,324	0,252	0,256	0,226	0,201	0,464

Таблица Л.2 – Параметры гидротурбины ПЛ 50-В

$D_1$ , м	2,36	2,65	3	3,15	3,35	3,55	3,75
$\eta_{\text{Турб}}$	0,935	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939	0,939
$N_{\text{арп}}'$ , МВт	21,21	26,78	34,35	37,89	42,88	48,17	53,78
$z_a'$	4,3	3,4	2,7	2,4	2,1	1,9	1,77
$z_a$	4	3	3	2	2	2	2
$N_a$ , МВт	23	31	31	46	46	46	46
$m(\Delta 1)$	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03
$n'_c$	325,0	289,6	255,9	243,8	229,3	216,4	204,9
$n_{\text{синхр}}$	333	300	250	250	231	214	200
$nI'H_{max}$	111,31	112,54	106,12	111,40	109,44	107,41	106,02
$nI'H_p$	118,86	120,17	113,31	118,95	116,86	114,69	113,20
$nI'H_{min}$	121,14	122,49	115,49	121,24	119,11	116,90	115,38
$QI \cdot \eta_p$	1,54	1,63	1,24	1,73	1,53	1,36	1,22
$QI \cdot \eta_{max}$	1,27	1,34	1,05	1,42	1,26	1,12	1,00
$Q_{min}$	0,42	0,33	0,26	0,24	0,21	0,19	0,17
$Q_{max}$	0,46	0,36	0,28	0,26	0,23	0,20	0,18

## ПРИЛОЖЕНИЕ М

### Главная универсальная характеристика турбины ПЛД 50-В

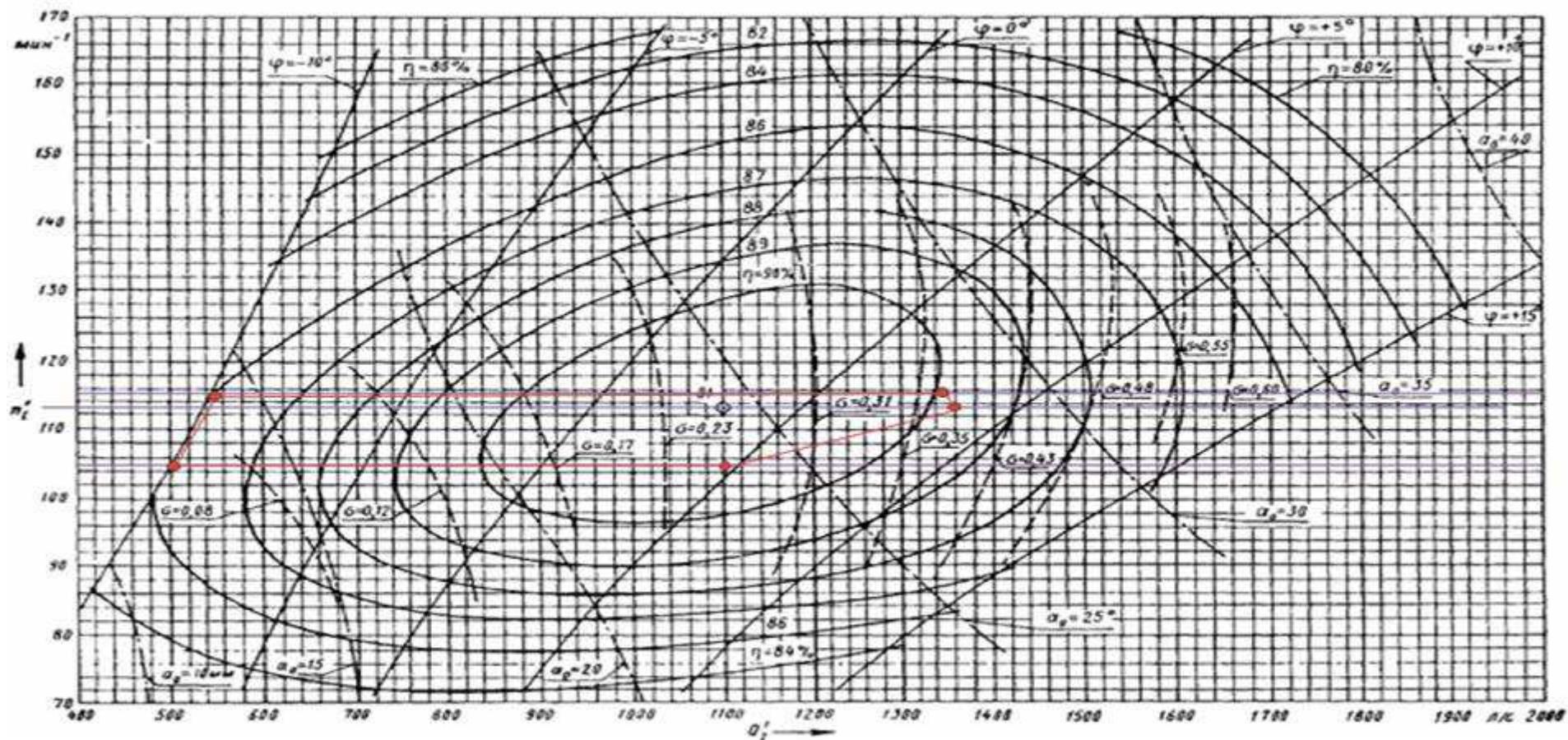


Рисунок М.1 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛД 50-В

## ПРИЛОЖЕНИЕ Н

### Сpirальная камера

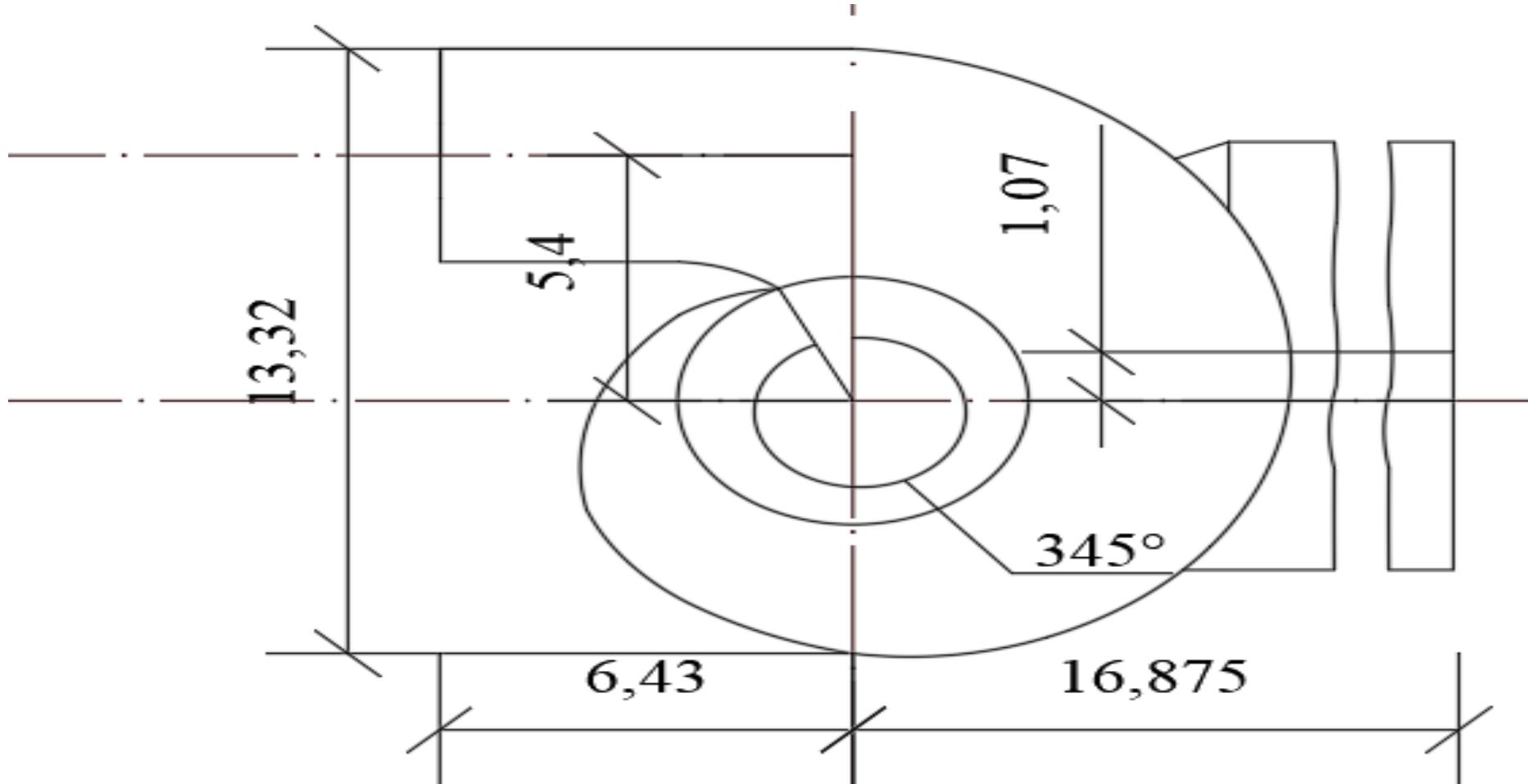


Рисунок Н.1 – Спиральная камера

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
А.А. Андрияс  
подпись инициалы, фамилия  
« 02 » 07 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство  
код - наименование направления

**Проектирование Учкуланской ГЭС-2 на реке Учкулан.  
Методы контроля параметров фильтрационного потока в бетонных  
плотинах при эксплуатации гидротехнических сооружений**

тема

Руководитель

  
подпись, дата

Ведущий инженер СМГТС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
- «Саяно Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожнегого»  
должность, ученая степень

Е.Н. Решетникова  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

О.Д. Голубев  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Учкуланской ГЭС-2 на реке Учкулан. Методы контроля параметров фильтрационного потока в бетонных плотинах при эксплуатации гидротехнических сооружений»

Консультант по разделам:

Консультант:

Валерий 02.07.20 В.Б. Затеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты:

Затеев 28.06.20 Е.Ю. Затеева  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование:

А.А. Масленникова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла:

Е.В. Ририцак  
подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ:

Т.Ю. Толошикова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда :

В.Б. Затеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды:

В.А. Кадыров  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование:

В.В. Лапасова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер:

А.А. Чабанова  
подпись, дата инициалы, фамилия