

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт Архитектуры, строительства и энергетики им. Т.К Басенова

Кафедра "Инженерные системы и сети"

Мухамедьярова Мадина Өмірбекқызы

Проект реконструкции напорного бассейна ГЭС-2 каскада Алматинских  
гидроэлектростанции

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

Специальность 5В080500 - Водные ресурсы и водопользование

Алматы 2019

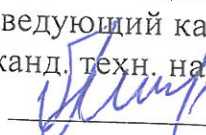
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт Архитектуры, строительства и энергетики им. Т.К Басенова

Кафедра "Инженерные системы и сети"

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой ИСиС  
канд. техн. наук, ассоц. проф  
 К.К. Алимова

" 30 " 04 2019 г.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

к дипломному проекту

На тему: Проект реконструкции напорного бассейна ГЭС-2 каскада  
Алматинских гидроэлектростанции


по специальности 5В080500 - Водные ресурсы и водопользование

Выполнила

Мухамедьярова М

Руководитель

д-р техн. наук, профессор

 Ж.К. Касымбеков

« 30 » 04 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К. И. Сатпаева

Институт Архитектуры, строительства и энергетики им. Т.К Басенова

Кафедра "Инженерные системы и сети"

5B080500 - Водные ресурсы и водопользование

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ИСиС  
канд. техн. наук, ассоц. проф  
*К.К. Алимova*  
К.К Алимova

" 5 " мая 2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающейся Мухамедьяровой Мадине Омірбекқызы

Тема: "Проект реконструкции напорного бассейна ГЭС-2 каскада  
Алматинских гидроэлектростанций"

Утверждена приказом Ректора Университета № 1210-6 от 30.10.2018г.  
Срок сдачи законченного проекта: 30 апреля 2019г.

Исходные данные к дипломному проекту: Параметры напорного бассейна  
(Расчетный расход 6,0м<sup>3</sup>/с, Минимальный расход ГЭС 0,42м<sup>3</sup>/с, Водовод из  
стального трубопровода диаметром 1,22м).

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) основной раздел
- б) технология строительства и эксплуатации проектируемого объекта  
водопользования
- в) предпроектный анализ(экономические показатели)

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных  
чертежей ): представлены 5 чертежей




Рекомендуемая основная литература: из 10 наименований

**ГРАФИК**  
подготовки дипломного проекта


Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
Основной раздел	12.02.2019-1.04.2019	выполнено
Технология строительства и эксплуатации проектируемого объекта водопользования	1.04.2019-20.04.2019	выполнено
Предпроектный анализ(экономические показатели)	16.04.2019-30.04.2019	выполнено

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технология строительства и эксплуатации проектируемого объекта водопользования	Ж.К.Касымбеков, д-р техн. наук, профессор	10.04.2019	
Предпроектный анализ(экономические показатели)	Ж.К.Касымбеков, д-р техн. наук, профессор	16.04.2019	
Нормоконтролер	А.Н.Хойшиев, канд.техн.наук, лектор.	10.04.2019	

Руководитель \_\_\_\_\_  Касымбеков Ж.К

Задание приняла к исполнению обучающаяся  Мухамедьярова М.

Дата " 20 " 04 2019г.

## **АНДАТПА**

Дипломды жобада Алматы су электр станциясы каскадының ГЭС-2 қысымды бассейнін қайта құру мәселесі қаралған.

Негізгі бөлім қысымды бассейн элементтерін ұтымды жобалауды, өнімділік және суды сөндіруді есептеуді, сондай-ақ жетілдірілген нұсқа параметрлерін таңдау бойынша жұмыстың нәтижелері ұсынылған. Құрылыс және жұмыс ұйымдастыру мәселелері қарастырылған. Жылдық пайдалану шығындары, өндірістік шығындар және экономикалық тиімділік көрсеткіштері талданған.

## **АННОТАЦИЯ**

В дипломном проекте рассмотрены вопросы разработки по реконструкции напорного бассейна ГЭС-2 каскада Алматинских гидроэлектростанции.

В основном разделе приведены результаты работы по выбору рациональной конструкции элементов напорного бассейна, расчета пропускной способности и гашения воды, а также параметры усовершенствованного варианта. Изложены вопросы по организации строительства и производства работ. Анализированы ежегодные эксплуатационные расход, себестоимость продукции и показатели экономической эффективности.

## **ABSTRACT**

In the thesis project addressed the development issues for the reconstruction of the pressure pool of HPP-2 of the cascade of Almaty hydroelectric station.

The main section presents the results of work on the choice of a rational design of the elements of the pressure pool, the calculation of throughput and water quenching, as well as the parameters of the improved version. Set out questions on the organization of construction and work. Analyzed the annual operating costs, production costs and indicators of economic efficiency.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	7
1 Основной раздел	8
1.1 Состав и компоновка сооружений ГЭС-2	8
1.2 Основные положения реконструкции напорного бассейна	9
1.3 Результаты расчета элементов напорного бассейна при реконструкции	11
1.4 Расчет гасителя в виде аванкамеры	12
1.5 Расчет гасителя колодезного типа	13
1.6 Расчет гасителя лабиринтного исполнения	14
1.7 Расчет пропускной способности автоматического водослива	16
1.8 Расчет пропускной способности основного затвора и холостого сброса	16
1.9 П отери напора по длине туннеля	16
1.10 Потери напора по длине турбинного водовода	17
1.11 Расчет потерь напора деривационного тракта	18
1.12 Расчет максимальной мощности ГЭС-2	19
2 Технология строительства и эксплуатация проектируемого объекта водопользования	21
2.1 Основные положения строительства ГЭС	21
2.2 Схема производства работ	21
3 Предпроектный анализ (экономические показатели)	23
3.1 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек	25
3.2 Финансовый анализ проекта	25
3.3 Техничко-экономические показатели	25
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	27
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	29
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	30

## ВВЕДЕНИЕ

Алматинский каскад ГЭС имеет комплексное назначение и используется для выработки электроэнергии и водоснабжения г. Алматы.

Он расположен в бассейне реки Большая Алматинка и начинается с Большого Алматинского озера, расположенного на отметке 2500м (система Балтийская). Отводящий тракт последней станции каскада ГЭС соединяется с отстойником Горводоканала.

Строительство сооружений каскада Алматинских ГЭС началось с середины прошлого столетия и каскад состоит из 10 станций деривационного типа с общей установленной мощностью 44.5МВт со среднегодовой выработкой 210.6млн.квт.ч.

В соответствии с Техническим заданием в качестве объектов реконструкции рассматриваются следующие узлы сооружения:

- 1) трубопровод холостого сброса ГЭС-5 от задвижки №1 до напорного бассейна;
- 2) напорный бассейн ГЭС-2;
- 3) трубопроводы холостого сброса ГЭС-8 от напорного бассейна до задвижек № 2 и № 3.

Основной целью рассматриваемой нами реконструкции является обеспечение расчетным расходом ГЭС-2, т.к. существующая конструкция напорного бассейна при работе холостого сброса не обеспечивает производительность указанного узла сооружения.

## 1 Основной раздел

### 1.1 Состав и компоновка сооружений ГЭС-2

Объект реконструкции (сооружения ГЭС-2) расположен в средней части каскада Алматинских ГЭС, на абсолютных отметках 1450÷1250м (рисунок 1).

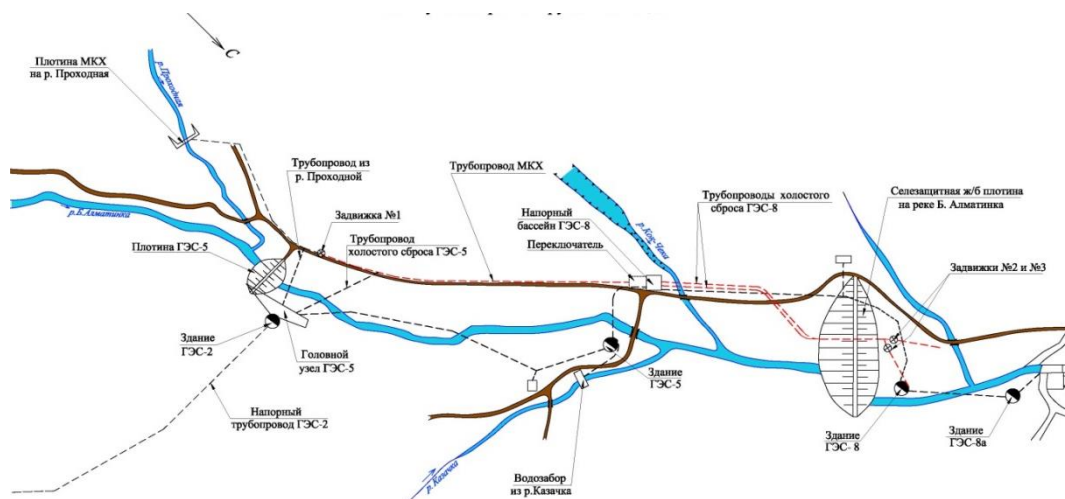


Рисунок 1 - Схема участка реконструкции каскада ГЭС

Так после селя 1977 года сооружения ГЭС-5 и ГЭС-8 были разрушены и водный тракт для водообеспечения части г. Алматы был нарушен.

Для восстановления водоснабжения г. Алматы в аварийном порядке был построен водовод с водозабором на р. Пролодной до створа селезащитной плотины и соединен с существующим трубопроводом водоснабжения.

Рассматриваемый нами напорный бассейн ГЭС-2 расположен вдоль левой обочины автодороги Алматы–Алма-Арасан, в 150м выше моста через р. Кок-Чека и представляет монолитную подземную железобетонную коробчатую конструкцию с размерами 6.5×14.5×5.0 метров и полностью перекрыт монолитным железобетонным перекрытием (рисунок 2).

Основанием здания служат железобетон стены подземной части напорного бассейна. Размеры в плане соответствуют размерам подземной части (20.61×7.26), высота помещения 5.5м.

Наружные стены и перекрытие монолитные железобетонные. Кровля рулонная, совмещенная с защитным слоем из гравия.

В плане напорный бассейн разделен автоматическим водосбросом – водосливом на два отсека: отсек напорного трубопровода и отсек холостого сброса. Гребень водосливного фронта расположен на отметке 1315.50м. Нормальный горизонт воды в напорном бассейне 1315.34м, максимальный уровень воды 1316.10м. Напорный отсек перед входом в напорный трубопровод оборудован плоскими ремонтным и рабочим затворами.

Трасса водовода на большей своей длине проходит вдоль автодороги Алматы–Алма-Арасан и только в концевой части пересекает ложе селохранилища и тело селезащитной плотины.



Этот участок водовода используется как холостой сброс ГЭС-2 (рисунок 2).

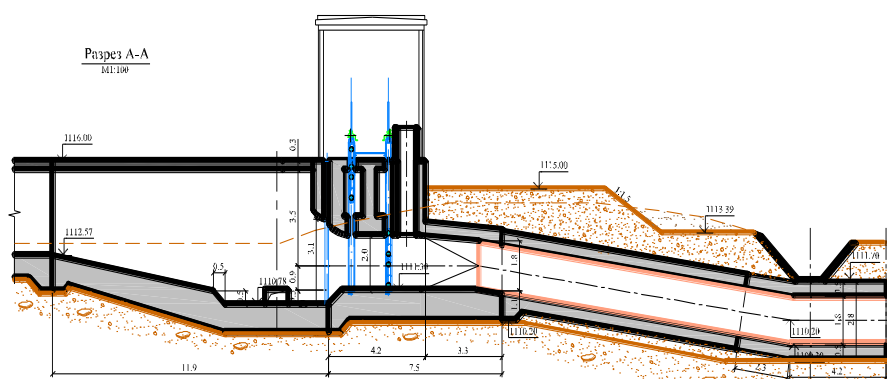


Рисунок 2- Вид напорного бассейна ГЭС-2

Восстановленные в период 1978÷1980гг. сооружения ГЭС-2 и ГЭС-8, эксплуатируются до настоящего времени.

За более чем 25-летний период эксплуатации наблюдались протечки по трубопроводам холостого сброса ГЭС-2, ГЭС-8. Существующая конструкция напорного бассейна при работе холостого сброса ГЭС-2 не обеспечивает расчетным расходом последующие сооружения.

Выполненные изменения объединили трубопровод МКХ и сооружения ГЭС в единое целое сооружение, что позволило обеспечить дублирующий водный тракт.

Холостой сброс ГЭС трубопровод, соединяющий отстойник ГЭС-2 с трубопроводом МКХ, далее сам трубопровод МКХ длиной 1470м до напорного бассейна ГЭС-8. Общая длина трубопровода составляет 1760м, из которых на длине 1620м, он выполнен из секции металлических труб диаметром 1200÷1400мм и только перед напорным бассейном на длине 140м выполнен из железобетонных труб диаметром 1000мм .

## 1.2 Основные положения реконструкции напорного бассейна

В существующем рабочем проекте несколько скорректированы решения по напорному бассейну ГЭС-2 без изменения общей гидравлической схемы. Эти изменения заключаются в усовершенствовании конструкции гасителя и установке в напорном бассейне системы затворов, позволяющих отключать для осмотров и ремонтов любой участок водоподачи без остановки ГЭС (рисунок 3)

Гаситель выполнен в виде переходного участка, снижающего скорости на входе в напорный бассейн до величины 1.6м/с, что ниже критической (равной 3.1м/с) и обеспечивает безпрыжковый вход в отсеки напорного бассейна. При этом длина напорного бассейна увеличивается до 20.6м.

В связи с тем, что из реки Проходной могут попадать наносы в холостой сброс, на входе в напорный бассейн предусмотрена гравиеловка с промывкой наносов в р.Кок-Чека.

Сопряжение трубопровода с напорным бассейном выполняется переходным участком. Это позволяет снизить скорости движения воды до величины ниже критической и обеспечить выход воды в напорный бассейн спокойным потоком. Средние скорости воды на этом участке изменяются от 5.3м/с в начальном сечении до 1.5м/с в выходном сечении. Максимальная скорость осевой струи составит 2.24м/с.

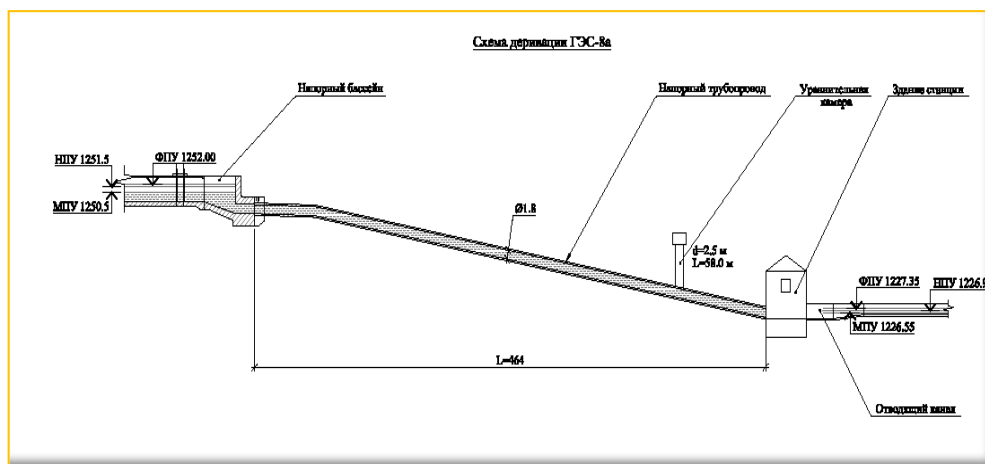


Рисунок 3 - Общая компоновочная схема напорного бассейна ГЭС-2

Трубопровод пересекает р.Кок-Чека, дорогу Алматы - Алма-Арасан и по ложу селехранища доходит до селезащитной плотины, где под телом плотины соединяется с существующим трубопроводом Ду 1200.

Для того, чтобы проложить трубопровод на участке напорный бассейн ГЭС-8 – селезащитная плотина, частично разбирается существующий трубопровод из железобетонных труб.

В связи с переустройством сопряжения холостого сброса ГЭС-5 с напорным бассейном в плане, подземная часть его по длине увеличивается с 14м до 22м.

Для отвода воды из отсека холостого сброса, два существующих железобетонных трубопровода диаметром 1000мм и 700мм заменяются одним стальным Ду1200. Для замены оголовки железобетонных трубопроводов разбираются и устраивается оголовок стальной трубы.

Для замены участка трубопровода под селезащитной плотиной, в теле плотины предусмотрена проходка туннеля длиной 35м пролетом 2.5м и высотой 2.5м и высотой 2.5м со сводом кругового очертания. Проходка туннеля предусмотрена с устройством временной арочной крепи из стального двутавра, с последующей обетонировкой. Ниже стыка трубопроводов под плотиной, участок холостого сброса сохраняется в существующем состоянии.

### 1.3 Результаты расчета элементов напорного бассейна при реконструкции

Как было указано выше, в существующей схеме напорного бассейна холостой сброс воды осуществлялся по пряморасположенному трубопроводу без гасителя. Это привело к значительной потере и нехватке воды для подачи в здание ГЭС из-за переливания через водослив.

Чтобы положительно решить данную проблему предложено предусмотреть в составе бассейна водобойный колодец лабиринтного типа взамен первого варианта в виде аванкамеры. Недостатком существующего является то, что он сложен в конструкции и ему присуще низкая гасительная способность. А в предложенном варианте степень гашения значительно повышается за счет наличие дополнительных препятствии в виде стенок.

При этом предусматривается автоматический водослив, который срабатывает в аварийных ситуациях.

Исходя из этого положения нами при расчете были рассмотрены следующие три варианта гасителей напорного бассейна. Это- *классический вариант в виде аванкамеры, вариант колодезной формы и лабиринтного исполнения* (рисунки 4-6).

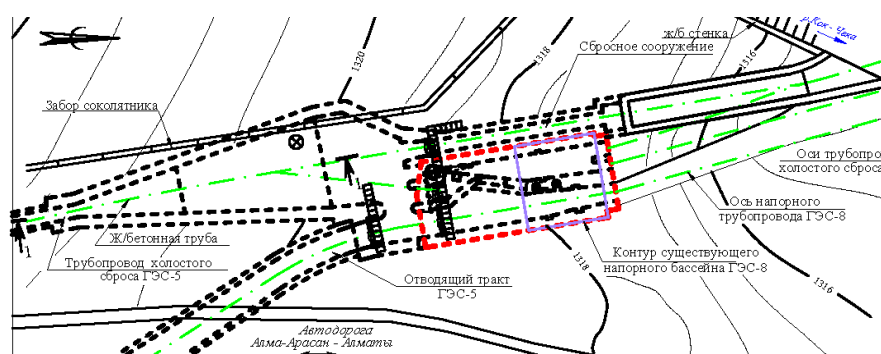


Рисунок 4 - Схема напорного бассейна с гасителем в виде аванкамеры

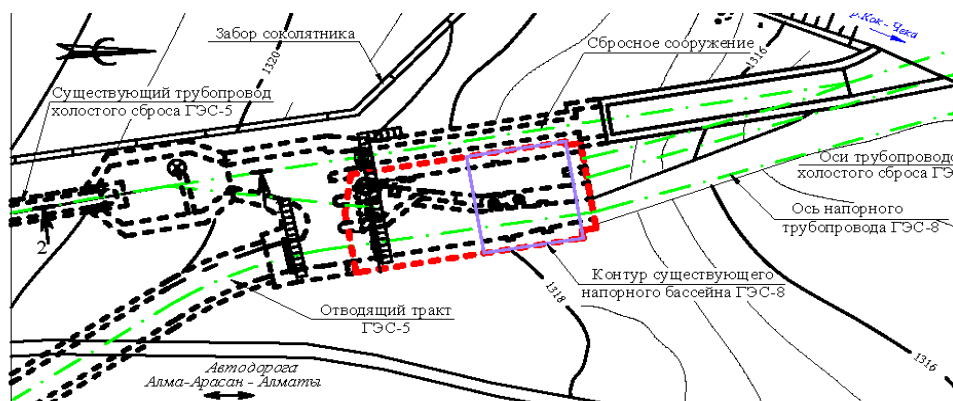


Рисунок 5 - Схема напорного бассейна с гасителем колодезного типа

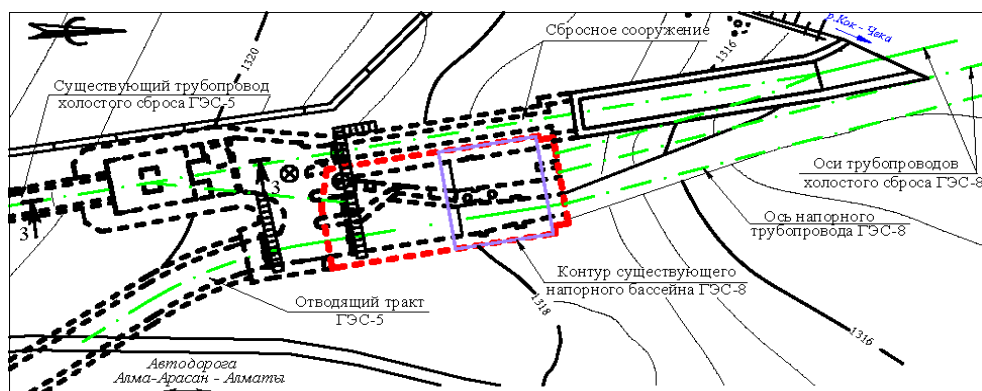


Рисунок 6 - Схема напорного бассейна с гасителем лабиринтного исполнения

#### 1.4 Расчет гасителя в виде аванкамеры

На рисунке 7 изображено расчетная схема гасителя в виде аванкамеры

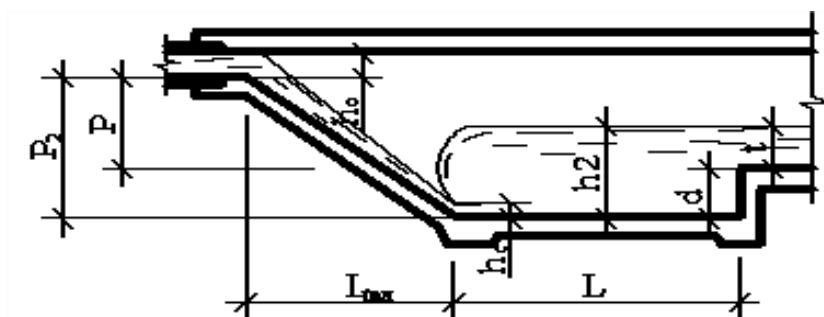


Рисунок 7 - Расчетная схема гасителя в виде аванкамеры

Исходные данные к расчету ;расход воды  $6\text{ м}^3/\text{с}$ ;коэффициент кориолиса  $\alpha=1.1$ ;ширина на входе  $B=1.2\text{ м}$ ;бытовая глубина  $t=0.5\text{ м}$ ;глубина  $h_1$  на входе  $0,76\text{ м}$

Число фруда

$$Fr = \frac{\alpha \cdot V^2}{9.81 \cdot h_1} = \frac{1.1 \cdot 6.6^2}{9.81 \cdot 0.76} = \frac{47.9}{7.45} = 6.42, \quad (1)$$

где  $V=6.6\text{ м/с}$ -скорость воды в подводящем водоводе.

Функция фруда  $f(Fr)$

$$f(Fr) = 10.3 \cdot (\sqrt{Fr} - 1)^{0.81} = 10.3 \cdot (1.53)^{0.81} = 14.5. \quad (2)$$

Длина прыжка  $L$

$$L = h_1 \cdot f(Fr) = 0.76 \cdot 14.5 = 11.2 \text{ м}. \quad (3)$$

Вторая сопряженная глубина

$$h_2 = \frac{h_1}{2} \cdot (\sqrt{1 + (8 \cdot Fr)} - 1),$$

$$h_2 = \frac{0.76}{2} \cdot (\sqrt{1 + (8 \cdot 6.42)} - 1) = 0.38 \cdot 6.23 = 2.37 \text{ м.} \quad (4)$$

Ширина колодца  $B_2$

$$B_2 = B_1 + (2 \cdot L \cdot t) = 1.2 + (2 \cdot 11 \cdot 0.4) = 10 \text{ м.} \quad (5)$$

### 1.5 Расчет гасителя колодезного типа (рисунок 8)

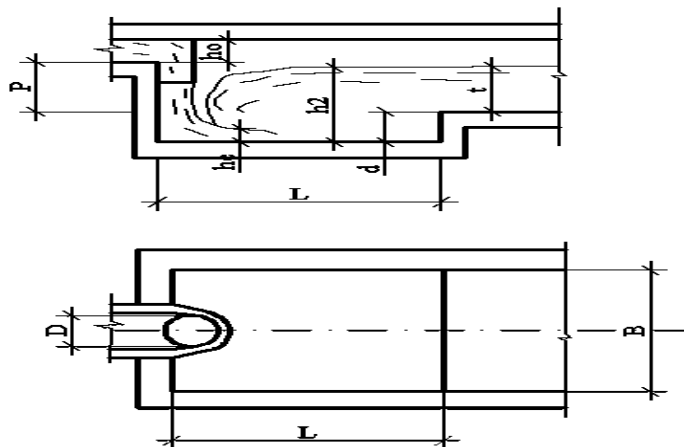


Рисунок 8 - Расчетная схема гасителя колодезного типа

Исходные данные к расчету: Диаметр трубопровода  $D=1.2\text{ м}$ ; Ширина гасителя принимается конструктивно  $B=5\text{ м}$ ; Скорость потока выходящего из стояка  $V=7\text{ м/с}$ ; Расход воды  $Q=6\text{ м}^3/\text{с}$ ; Коэффициент Кориолиса  $\alpha=1,1$ ; Глубина  $h_0=1.2\text{ м}$ ; Перепад  $P=4\text{ м}$ ; Бытовая глубина  $t=0.5\text{ м}$

Величина требуемого напора

$$H = \frac{(h_0 + V^2)}{2 \cdot g} = \frac{1.2 + 7^2}{2 \cdot 9.81} = 2.5 \text{ м.} \quad (7)$$

Критическая глубина

$$h_{кр} = \left( \frac{\alpha \cdot q^2}{9.81} \right)^{0.333} = \left( \frac{1.1 \cdot 5^2}{9.81} \right)^{0.333} = 2.8^{0.333} = 1.4 \text{ м.} \quad (8)$$

Первая сжатая глубина

$$H_c = \frac{q}{0.9 \cdot \sqrt{2 \cdot q \cdot (p + H_0)}} = \frac{5}{0.9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot (4 + 2.55)}} = \frac{5}{0.9 \cdot 11.33} = \frac{5}{10.2} = 0.49 \text{ м.} \quad (9)$$

Число фруда

$$Fr = \frac{\alpha \cdot V^2}{9.81 \cdot hc} = \frac{1.1 \cdot 7^2}{9.81 \cdot 0.49} = \frac{53.9}{4.8} = 11.2. \quad (10)$$

Функция фруда

$$f(Fr) = 10.3 \cdot (\sqrt{Fr} - 1)^{0.81},$$

$$f(Fr) = 10.3 \cdot (\sqrt{11.2} - 1)^{0.81} = 10.3 \cdot 1.99 = 20.5. \quad (11)$$

Вторая сопряженная глубина  $h_2$

$$h_2 = \frac{hc}{2} \cdot (\sqrt{1 + (8 \cdot Fr)} - 1), \quad (12)$$

$$h_2 = \frac{0.49}{2} \cdot (\sqrt{1 + (8 \cdot 11.2)} - 1) = \frac{0.49}{2} \cdot 8 = 2.08 \text{ м.} \quad (13)$$

Глубина колодца

$$D = h_2 - t = 2.08 - 0.5 = 1.58 \text{ м.} \quad (14)$$

Длина колодца

$$L = hc \cdot f(Fr) = 0.49 \cdot 20.5 = 10 \text{ м.} \quad (15)$$

## 1.6 Расчет гасителя лабиринтного исполнения

На рисунке 9 показано расчетная схема гасителя

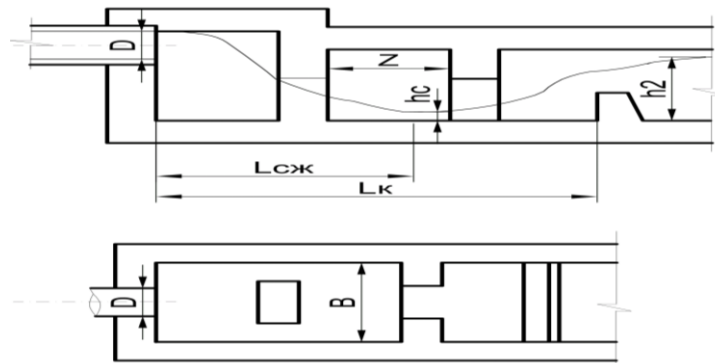


Рисунок 9 - Расчетная схема гасителя лабиринтного исполнения

Исходные данные к расчету:  $Q=6 \text{ м}^3/\text{с}$ -расход воды; Ширина колодца  $B=3,4\text{м}$ ; Коэфф. Кориолиса  $a=1,1$

Удельный расход воды

$$q = \frac{Q}{B} = \frac{6}{3.4} = 1.76 \text{ м}^2/\text{с} . \quad (16)$$

Шаг ступеней  $Z$

$$Z = 1.7 \cdot q^{0.666} = 1.7 \cdot 1.76^{0.666} = 2.4 \text{ м} . \quad (17)$$

Скорость потока на выходе со ступеней  $V$

$$V = K_v \cdot q^{0.333} = 5.5 \cdot 1.76^{0.333} = 6.64 \text{ м/с} . \quad (18)$$

Первая сопряженная глубина  $h_c$

$$h_c = \frac{q}{v} = \frac{1.76}{6.64} = 0.26 \text{ м} . \quad (19)$$

Критическая глубина  $h_{кр}$

$$h_{кр} = \left(\frac{a \cdot q^2}{9.81}\right)^{0.333} = \left(\frac{1.1 \cdot 1.76^2}{9.81}\right)^{0.333} = 0.7 \text{ м} . \quad (20)$$

Расстояние сжатия потока  $L_{сж}$

$$L_{сж} = 0.5 \cdot B = 0.5 \cdot 3.4 = 1.7 \text{ м} . \quad (21)$$

Вторая сопряженная глубина

$$h_2 = \left(\frac{h_c}{2} \cdot \sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h_c}\right)^3} - 1\right) = \frac{0.26}{2} \cdot \sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{0.7}{0.26}\right)^3} - 1 = 1.49 \text{ м} . \quad (22)$$

Длина колодца

$$L_k = L_{сж} + 2.7 \cdot h_2 = 1.7 + 3.7 \cdot 1.49 = 7.2 \text{ м} . \quad (23)$$

Для сброса излишнего расхода воды предусмотрен автоматический водослив пролетом  $B=3.46\text{м}$ .

## 1.7 Расчет пропускной способности автоматического водослива

Пропуск необходимого расхода воды через напорный бассейн лабиринтного исполнения с автоматическим водосливом

$$Q = h^{1.5} \cdot \mu \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g} \quad , \quad (24)$$

$$Q = 1^{1.5} \cdot 0.42 \cdot 3.46 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81} = 1 \cdot 1.4 \cdot 4.43 = 6.3 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $B=3.46\text{м}$

$\mu=0,42$ -коэффициент расхода

$h=1\text{м}$  –высота водослива

## 1.8 Расчет пропускной способности основного затвора и холостого сброса

Холостой сброс напорного бассейна состоит из двух участков.

Расход воды находим по формуле

$$Q = \mu \cdot w \cdot \sqrt{2gH} = 0.6 \cdot 3 \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 0.8} = 7.13 \text{ м}^3 \quad . \quad (25)$$

где  $\mu = 0,6$  – коэффициент расхода;

$W=b \cdot h=2 \cdot 1.5=3\text{м}^2$ - площадь отверстия;

$H=0.8\text{м}$  - напор воды.

Для обеспечения надежности эксплуатации напорного бассейна был предусмотрен дополнительный затвор, который обеспечивает ручной сброс излишки воды в канал холостого сброса.

Его пропускная способность:

$$Q = 0.6 \cdot 2.5 \cdot 1.2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 1} = 7 \text{ м}^3/\text{с} \quad . \quad (26)$$

## 1.9 Потери напора по длине туннеля

Определяем потерю напора по формуле

$$h_L = \frac{L \cdot V^2}{C^2 \cdot R} \quad , \quad (27)$$

где  $C = \frac{1}{n} \cdot R^{\frac{1}{6}}$  – коэффициент Шези;

$n = 0.015$  – коэффициент шероховатости внутренней поверхности туннеля.



$R$  – гидравлический радиус, в нашем случае круглого туннеля

$$R = \frac{d_p}{4}.$$

В этом случае:

для участка туннеля  $d_p = 2.2$  м:

$$C_1 \frac{1}{0.015} \cdot \left(\frac{d_p}{4}\right)^{0.167} = 60.332, \quad (28)$$

для участка туннеля  $d_p = 2.0$  м:  $C_2 = \frac{1}{0.015} \cdot \left(\frac{d_p}{4}\right)^{0.167} = 59.279$  м

С учетом того, что  $V = \frac{Q}{F}$ , значение  $h_L$  для туннеля определится по формуле:

$$h_L \frac{L}{F^2 \cdot C^2 \cdot R} \cdot Q^2, \quad (29)$$

$$A = \frac{L}{F^2 \cdot C^2 \cdot R}, \quad (30)$$

$$A_1 = \frac{2115}{3.8^2 \cdot 60.332^2 \cdot 0.55} = 0.07316. \quad (31)$$

Для участка туннеля  $d_p = 2.2$  м и  $L = 2115.0$  м

$$F = 0.785 \cdot d_p^2 = 0.785 \cdot 4.84 = 3.14 \text{ м}^2; R = \frac{d_p}{4} = \frac{2.2}{4} = 0.55 \text{ м}. \quad (32)$$

Для участка туннеля  $d_p = 2.0$  м и  $L = 3735.0$  м

$$F = 0.785 \cdot d_p^2 = 0.785 \cdot 4.84 = 3.14 \text{ м}^2; R = \frac{d_p}{4} = \frac{2.0}{4} = 0.50 \text{ м}. \quad (33)$$

В собокупности  $A_1 = \frac{3735}{3.14^2 \cdot 59.379^2 \cdot 0.50} = 0.2149$ .

Потери напора для всего туннеля:

$$\sum h_1 = 0.88 \cdot Q^2. \quad (34)$$

### 1.10 Потери напора по длине турбинного водовода

$$h_L = 0.00107 \cdot \frac{L \cdot V^2}{d_p^{1.3}}, \quad (35)$$

которая для каждого из расчетных участков преобразуется к виду:

$$h_L = 0.00107 \cdot \frac{L}{F^2 \cdot d_p^{1.3}} \cdot Q^2. \quad (36)$$

Для участка водовода  $d_p = 1.32\text{м}$  и  $L = 287.37\text{м}$

$$F = 0.785 \cdot d_p^2 = 1.368 \text{ м}^2,$$

$$h_{L1} = 0.00107 \cdot \frac{287.37}{1.368^2 \cdot 1.32^{1.3}} \cdot Q^2 = 0.1145 \cdot Q^2. \quad (37)$$

Для участка водовода  $d_p = 1.22\text{м}$  и  $L = 316.60\text{м}$

$$F = 0.785 \cdot d_p^2 = 1.168 \text{ м}^2, \quad (38)$$

$$h_{L2} = 0.00107 \cdot \frac{316.60}{1.168^2 \cdot 1.22^{1.3}} \cdot Q^2 = 0.1917 \cdot Q^2. \quad (39)$$

Для участка водовода  $d_p = 1.12\text{м}$  и  $L = 210.26\text{м}$

$$F = 0.785 \cdot d_p^2 = 0.985 \text{ м}^2, \quad (40)$$

$$h_{L2} = 0.00107 \cdot \frac{210.26}{0.985^2 \cdot 1.12^{1.3}} \cdot Q^2 = 0.200 \cdot Q^2. \quad (41)$$

Для участка водовода  $d_p = 0.97\text{м}$  и  $L = 263.20\text{м}$

$$F = 0.785 \cdot d_p^2 = 0.739 \text{ м}^2, \quad (42)$$

$$h_{L2} = 0.00107 \cdot \frac{263.2}{0.739^2 \cdot 0.97^{1.3}} \cdot Q^2 = 0.5365 \cdot Q^2, \quad (43)$$

Для всего турбинного водовода  $\Sigma h_L = 1.0427 \cdot Q^2$ .

Потери напора для ГЭС-2

### 1.11 Расчет потерь напора деривационного тракта

$$\Delta h = h_L + h_M, \quad (44)$$

где  $\Delta h$  – потери напора деривационного тракта, м,

$h_L$  – потери напора по длине,

$h_M = 0.08 \cdot h_L$  – местные потери.

Результаты расчетов заносим в таблицу 10.

Таблица 1 - Потери напора по длине туннеля и тракта

Q, м <sup>3</sup> /сек	Потери по длине, h <sub>L</sub> , м		Σ h <sub>L</sub> , м	h <sub>м</sub> , м	ΔH, м
	туннель	тракта			
	Ø2.2м÷Ø2.0м	Ø1.32м÷Ø0.97м			
0.5	0.07	0.261	0.331	0.03	0.36
1.0	0.288	1.043	1.331	0.11	1.44
1.5	0.648	2.346	2.994	0.24	3.23
2.0	1.152	4.171	5.323	0.43	5.75
2.5	1.80	6.517	8.317	0.66	8.98
3.0	2.592	9.384	11.976	0.96	12.94
3.5	3.528	12.773	16.301	1.30	17.60
4.0	4.608	16.683	21.291	1.70	22.99
4.5	5.83	21.115	26.945	2.16	29.11
5.0	7.20	26.067	33.267	2.66	35.93
5.5	8.712	31.541	40.253	3.22	43.47

Графическая форма функции  $\Delta H = f(Q)$  для ГЭС-2 представлена на (рисунок 10)

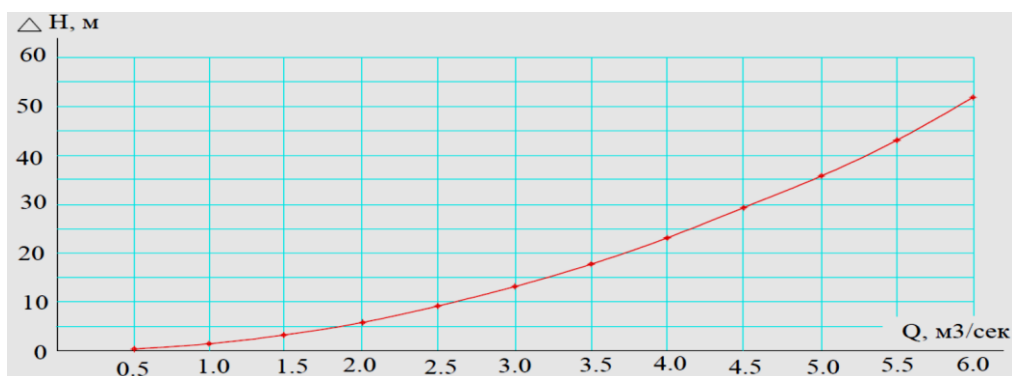


Рисунок 10 - График функции  $\Delta H = f(Q)$  для ГЭС-2

### 1.12 Расчет значений максимальной мощности ГЭС-2

Находим мощность станции ГЭС-2, Мвт по формуле

$$N = 0.00847 \cdot Q \cdot H_{\phi}, \text{ Мвт}, \quad (45)$$

Все данные расчетов приведены в таблице 2

Таблица 2 - Основные характеристики ГЭС

Q, м <sup>3</sup> /сек	Макс. Н <sub>ст</sub> , м	ΔН, м	Н <sub>ф</sub> , м	N, МВт
0.5	516.55	0.36	516.19	2.186
1.0	516.55	1.44	515.11	4.363
1.5	516.55	3.23	513.32	6.522
2.0	516.55	5.75	510.80	8.653
2.5	516.55	8.98	507.57	10.748
3.0	516.55	12.94	503.61	12.797
3.5	516.55	17.60	498.95	14.791
4.0	516.55	22.99	493.56	16.722
4.5	516.55	29.11	487.44	18.579
5.0	516.55	35.93	480.62	20.354
5.5	516.55	43.47	473.08	22.038
6.0	516.55	51.74	464.81	23.622

## **2 Технология строительства и эксплуатация проектируемого объекта водопользования**

### **2.1 Основные положения строительства ГЭС**

Площадка строительства расположена в Алматинской области в нижнем течении реки Большая Алматинка в 1000м выше селезащитной плотины на абсолютных отметках 1450.0÷1250.0м.

В непосредственной близости проходит автодорога Алматы – Алма-Арасан с асфальтобетонным покрытием, соединяющая объект с городом Алматы.

Поставка строительных материалов, металлоконструкций и других изделий предусматривается с предприятий г.Алматы. Энергоснабжение строительной площадки осуществляется от ЛЭП питающий механизмы затворов на напорном бассейне. Источником технического водоснабжения является река Большая Алматинка. Снабжение строительства сжатым воздухом обеспечивается от передвижных компрессоров.

Для ведения строительных работ необходимо организовать строительный участок у напорного бассейна с противоположной стороны автодороги Алматы - Алма-Арасан на землях каскада ГЭС. Здесь же располагается временный кавальер, откуда после окончания бетонных работ и монтажа трубопроводов грунт будет перевезен для обратной засыпки и планировочных работ.

Основной объем строительно-монтажных работ сосредоточен в непосредственной близости от строительного участка. Максимальное удаление мест ведения строительных работ от строительного участка 500м. Строительство будет осуществляться в одну удлиненную смену с ежесуточным заездом бригад.

Для организации работ по замене концевого участка трубопровода холостого сброса ГЭС-5 необходимо строительство временной объездной дороги, начиная от напорного бассейна ГЭС-8 до кафе «Сарбаз», протяженностью около 200м.

Перед производством земляных работ под котлованы трубопровода существующее асфальтовое покрытие разбирается в пределах границ производства работ с последующим восстановлением.

Свободное от работы время на строительной площадке присутствуют только дежурный и охранный персонал, который размещается в передвижном вагончике.

### **2.2 Схема производства работ**

Все работы должны проводиться в соответствии с действующими нормативными материалами Республики Казахстан на проведение

строительных работ и проектной документации при сопровождении авторского и технического надзора.

Расположение и состав реконструируемых сооружений позволяют выделить три независимых участка для самостоятельного ведения работ. Это холостые сбросы ГЭС-2 и ГЭС-8 и напорный бассейн ГЭС-2.

Для снижения потерь выработки электроэнергии в период строительства, последовательность переустройства сооружений должна быть организована по принципу: минимум простоя станций.

Сокращение простоя станций возможно при концентрации усилий строителей на переустройстве напорного отсека напорного бассейна ГЭС-8, включающего устройство раздельной стенки и монтаж затвора ПСЗ×2. При этом выполняются земляные работы, разборка бетона, бетонирование стен и днища и перекрытия напорной секции.

Учитывая, что при выводе на реконструкцию напорного бассейна, прекращает работу вся гидросистема, можно одновременно проводить замену трубопроводов холостых сбросов, а также проходку туннеля в плотине для стыковки трубопроводов.

#### *Бетонные работы*

Бетонированию конструкций напорного бассейна должны предшествовать работы по разборке намеченных проектом объемов существующих конструкций, работы по установке опалубки и арматуры, с одновременной установкой закладных деталей затворов. После завершения бетонных работ и снятия опалубки, выполняется окрасочная гидроизоляция битумом наружных бетонных поверхностей и обратная засыпка пазух.

*Земляные работы* выполняются при вскрытии заменяемых трубопроводов и устройстве котлована напорного бассейна. На выемках целесообразно использовать экскаваторы емкостью ковша до 1м<sup>3</sup> с погрузкой в автосамосвалы и транспортом грунта в резерв. Обратная засыпка пазух и траншей трубопроводов производится из резерва с уплотнением грунта до естественной плотности.

Разборку железобетонных труб следует производить механизмами (вибробетонолом, автокран) с вывозом материала разборки.

При разборке конструкций напорного бассейна механизированным способом, можно разбирать бетон, оставляя запас от проектной линии 0.2м. Запас (защитный слой) удаляется отбойными молотками для недопущения трещинообразования на контакте старого и нового бетона.

*Демонтаж трубопровода холостого сброса ГЭС* выполняется после вскрытия траншеи – грунт до уровня шельги трубы удаляется экскаватором, а далее – вручную до ее оси. Труба демонтируется либо автокраном, либо экскаватором в зависимости от заинтересованности Подрядчика в ее сохранности. Грунт из траншей транспортируется в резерв.

Трубопровод холостого сброса ГЭС-8 (в железобетонной рубашке) разбирается отбойными молотками на отдельные блоки, которые вывозятся на свалку строительных отходов.

Освобожденные от старых труб траншеи зачищаются экскаватором и затем выравниваются вручную. Стальной трубопровод укладывается на песчано-гравийную подготовку. Для сварки стыков труб устраиваются прямки. Сварку труб должны выполнять дипломированные сварщики, имеющие допуск к работе с резервуарами, работающими под давлением.

После сварки участок трубопровода необходимо подвергнуть гидравлическим испытаниям.

После испытания трубопровод засыпается. До осевой линии производится подбивка грунта засыпки (обычно, песчаный), остальная часть засыпается бульдозером. Грунт доставляется автотранспортом из резерва.

Таблица 3 - Потребность в строительных материалах

Наименование материалов	Един. изм.	Кол-во	Примечание
Цемент	т	134.0	
Сталь арматурная или профильная	т	29.92	
Бетон	м <sup>3</sup>	283.0	
Демонтаж металлического трубопровода Ø1200мм, δ=10мм	п.м/т	905.0/430.0	
Электроды Э-48	кг	430.0	

### 2.3 Обслуживание гидротехнических сооружений проектируемой ГЭС

Основной задачей является поддержание гидротехнических сооружений и производственных зданий в состоянии, обеспечивающем их безаварийную и надежную работу в период эксплуатации гидро-электростанций; осуществление мероприятий, направленных на повышение эффективности использования зданий и сооружений и производительности труда эксплуатационно-ремонтного персонала.

В своей деятельности ремонтная группа должна руководствоваться «Правилами технической эксплуатации», «Руководством по наблюдению за гидротехническими бетонными, железобетонными, земляными сооружениями гидроэлектростанций», «Типовой инструкцией по эксплуатации гидротехнических сооружений деривационных гидроэлектростанций ТИ 34-70-016-82».

Основными функциями ремонтной группы являются:

- эксплуатационное обслуживание гидротехнических сооружений и механического оборудования, производственных зданий, поддержание их в надлежащем состоянии, обеспечение противопожарной безопасности;

- систематическое обследование и наблюдение за гидротехническими сооружениями и производственными зданиями;
- контроль за состоянием и работой контрольно-измерительной аппаратуры гидросооружений и организация ее наладки, ремонта и реконструкции, а также установка новой аппаратуры;
- выявление необходимости ремонтов и реконструкции гидротехнических сооружений и зданий, определение объема ремонтных работ, методов и сроков производства ремонта и реконструкций, определение потребности в основных материалах;
- проведение реконструкции и ремонтных работ на гидросооружениях и производственных зданиях; технический контроль за работами, выполняемыми подрядными организациями;
- ведение документации по гидросооружениям и производственным зданиям, обработка и систематизация материалов, обобщение опыта эксплуатации;
- организация испытаний и исследований гидротехнических сооружений;
- составление и периодический пересмотр должностных и производственных инструкций по надзору и уходу за гидросооружениями и зданиями;
- инструктаж и обучение персонала ГЭС в части надзора и ухода за гидросооружениями и производственными зданиями;
- получение и анализ гидрологических и метеорологических сведений от органов Гидрометслужбы и Каратальской ГЭС;
- разработка и внедрение мероприятий по эксплуатации гидросооружений в зимний период, в период пропуска паводка и подготовки к этим периодам,
- составление соответствующих инструкций.

Все гидротехнические сооружения должны регулярно подвергаться периодическим техническим осмотрам с целью проверки их состояния. Технические осмотры сооружений могут быть общими и частными. Общие осмотры (обследуются все сооружения в целом) следует проводить 2 раза в год.

Общий весенний осмотр сооружений имеет своей целью проверку их состояния после эксплуатации в зимний период. При этом осмотре определяются объемы работ по текущему ремонту перед пропуском половодья, уточняются объемы работ по текущему ремонту сооружений, выполняемому в летний период текущего года, и выявляются объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года.

Общий осенний осмотр проводится с целью проверки подготовки гидротехнических сооружений к зиме. К осмотру должны быть закончены все летние работы по ремонту.



### 3 Предпроектный анализ (экономические показатели)

#### 3.1 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек

Эксплуатационные расходы в финансовом расчете учтены только по изменяющейся части расходов при осуществлении реконструкции. Увеличение эксплуатационных расходов произойдет за счет увеличения амортизационной составляющей на вновь введенные фонды, а также за услуги по водопользованию и услуги по диспетчеризации за счет увеличения выработки электроэнергии на ГЭС-5, 6, 7, 8.

Амортизационные отчисления в соответствии с расчетным периодом в 25 лет, приняты в размере 4%. Плата за водопользование принята согласно существующему тарифу 0.0101 тенге за 1кВтч произведенной электроэнергии.

Реализация проекта позволит уменьшить расходы, связанные с осуществлением текущих ремонтов трубопроводов холостого сброса. Так как выделить эту составляющую затрат из общих эксплуатационных расходов каскада ГЭС не представляется возможным в расчетах это уменьшение затрат не учитывалось.

Дополнительные ежегодные издержки по ГЭС при осуществлении реконструкции на начало эксплуатации приведены в таблице 8.

Таблица 4 - Ежегодные издержки по ГЭС при осуществлении реконструкции

Наименование	2018 год
Амортизация зданий, сооружений и оборудования (4%), млн.тенге	10.2
Амортизация на капитальный ремонт, млн.тенге	3.8
Затраты на текущий ремонт, млн.тенге	1.9
Налог на имущество (1%), млн.тенге	2.5
Услуги и прочие затраты, млн.тенге	0.9
Эксплуатационные расходы, млн.тенге	19.3

#### 3.2 Финансовый анализ проекта

Оценка эффективности реконструкции трубопровода холостого сброса ГЭС-2 и ГЭС-5 каскада ГЭС с устройством гасителя выполнена в соответствии с:

- «Правилами разработки, согласования, утверждения и состава технико-экономических обоснований на строительство инвестиционных проектов» СП РК 1.02-21-2007 №163 от 29.05.2007г.,
- «Требованиями к технико-экономическому обоснованию бюджетных инвестиционных проектов» от 30.09.2004г. №144.

Расчеты эффективности инвестиций ограничены горизонтом расчета в 26 лет (4 месяца - период строительства, 25 лет – период эксплуатации).

Тариф на электроэнергию в финансовых и экономических расчетах принят по данным заказчика в размере 4.38 тенге за 1кВтч.

Расчеты выполнены с учетом инфляции в размере 7%.

*Расчет доходов.* Доход в первый год эксплуатации ГЭС рассчитан по современному отпускному тарифу и дополнительной выработке электроэнергии в размере 8.29млн. кВтч, получаемой в результате осуществления реконструкции. На последующие годы расчетного периода на отпускной тариф введен среднегодовой коэффициент инфляции в размере 7%. Начиная с первого года эксплуатации, чистая прибыль имеет положительное значение.

*Сводный расчет потока денежных средств и анализ эффективности инвестиций.* Сводный расчет потока денежных средств отражает операционную, инвестиционную и финансовую деятельность проекта за расчетный период.

Из таблицы 5 видно, что ежегодный приток денежных средств на протяжении всего расчетного периода превышает ежегодные расходы, что указывает на целесообразность осуществления проекта.

Для характеристики эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС выполнен расчет простых экономических показателей (срока окупаемости, рентабельности).

Таблица 5 - Показатели простой финансовой оценки

Наименование	Величина
Простой срок окупаемости*, лет	10/9
Рентабельность производства, %	20.8
Рентабельность продукции, %	57.8

Дисконтированные показатели представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Дисконтированные показатели эффективности

Наименование	Величина
Чистый дисконтированный доход, млн.тенге (NPV)	53.6
Внутренняя норма прибыли (IRR)	12.1
Индекс доходности капвложений	1.23
Дисконтированный срок окупаемости (с начала строительства)	19

Из таблицы следует, что проект реконструкции трубопровода холостого сброса имеет положительное значение ЧДД, значение внутренней нормы

прибыли выше нормативной, что указывает на эффективность реализации проекта.

В результате проделанных расчетов получены следующие показатели, приведенные в таблице 7

Таблица 7 - Результаты анализ чувствительности дохода от реализации

Доход от реализации, млн.тенге	Доход от реализации, %	ВНД,%	ЧДД, млн.тенге	ИД
73.5	80	9.39	-14.4	0.94
91.9	100	12.1	53.6	1.23
Инвестиции, млн.тенге	Инвестиции, %	ВНД,%	ЧДД, млн.тенге	ИД
254.43	100	12.1	53.6	1.23
305.3	120	9.94	-2.0	0.99

Из таблицы видно, что уменьшение дохода от реализации на 20% или увеличение инвестиций на 20% делает проект неэффективным, предельное уменьшение дохода от реализации составляет 16%., предельное увеличение для инвестиций – 19%.

Инвестиционные расходы по проекту составят 254.43 млн.тенге. По данным АО «АлЭС» строительство будет осуществлено за счет инвестиционных средств АО «АлЭС».

### 3.3 Техничко-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели и результаты финансовых расчетов приведены в таблице 8. Выполненный анализ оценки финансовой эффективности проведения реконструкции трубопровода холостого сброса ГЭС-5 и ГЭС-2 каскада ГЭС с устройством гасителя имеет положительные показатели доходности за рассматриваемый период. Проект является привлекательным для вложения инвестиций.

Для показателей дохода от реализации и инвестиционных издержек был выполнен анализ чувствительности. Он проведен для дохода от реализации на 20 процентов в сторону снижения, для инвестиции-при изменении на 20 процентов в сторону увеличения.

Таблица 8 - Технико-экономические показатели реконструкции ГЭС-5, ГЭС-8

Наименование	Ед.изм	Показатели
Дополнительная выработка электроэнергии ГЭС-	ГВтч	8.29
Тариф на электроэнергию	тенге/кВтч	4.38
Сметная стоимость строительства	млн. тенге	254.43
Продолжительность строительства	мес	4
Расчетный период эксплуатации	лет	25
<b>Среднегодовые показатели за расчетный период:</b>		
Доход от реализации	млн. тенге	91.9
Суммарные ежегодные затраты за расчетный	млн. тенге	28.3
Прибыль	млн. тенге	53.0
Чистая прибыль	млн. тенге	37.1
Простой срок окупаемости	лет	10(9)
Доход бюджета	млн. тенге	29
<b>Дисконтированные показатели:</b>		
Дисконт	%	10
Чистый дисконтированный доход	млн. тенге	53.6
Индекс доходности		1.23
Внутренняя норма доходности	%	12.1
Дисконтированный срок окупаемости	лет	19

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Алматинский каскад ГЭС имеет комплексное назначение и используется для выработки электроэнергии и водоснабжения г.Алматы.

В соответствии с Техническим заданием в качестве объектов реконструкции рассматривается реконструкция напорного бассейна ГЭС-2 каскада.

Холостой сброс воды в существующей схеме напорного бассейна приводит к значительной потере и нехватке воды для подачи в здание ГЭС из-за переливания через водослив. Чтобы положительно решить данную проблему предложено предусмотреть в составе бассейна водобойный колодец лабиринтного типа взамен первого варианта в виде аванкамеры. Недостатком существующего является также то, что он сложен в конструкции и ему присуще низкая гасительная способность.

При этом предусматривается автоматический водослив, который срабатывает в аварийных ситуациях.

Выполненный анализ оценки финансовой эффективности проведения реконструкции трубопровода холостого сброса ГЭС-2 каскада с устройством гасителя лабиринтного типа имеет положительные показатели доходности за рассматриваемый период. Проект является привлекательным для вложения инвестиций.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Каскад ГЭС на р.Большая Алматинка //Технико-экономические предложения, Общая пояснительная записка ,Арх.№ 13-2013- П. -Алматы, ТОО "Казгидро", 2014. - 103с.
- 2 Использование водной энергии: Учебник для вузов. /Под. Ред. Ю.С. Васильева – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1995.- 608 с.
- 3 Касымбеков Ж.К. Проектирование и строительство малых гидроэлектростанции //Уч. пособие. –Алматы, Изд-во КазНИТУ,2017.- 180с.
- 4 Руководство по гидравлическим и русловым расчетам речных гидроузлов. – М.: 1980. 99с.
- 5 Рекомендации по расчету потерь напора по длине водоводов гидроэлектростанций. П-91-80/ВНИИГ.-Л.:ВНИИГ, 1981, 24с.
- 6 РД 153-34.2-31.401-2002 «Типовые технические требования к гидротурбинному оборудованию,поставляемому заводами – изготовителями на ГЭС».-М.:2003.
- 7 Александров В.П., В.А. Фильков. Технология и организация строительных и гидротехнических работ.- М.,Транспорт,1980.-278с.
- 8 Строительство гидроэлектростанций и монтаж оборудования //Экспресс – информация.-М.,1982, -13с.
- 9 Организация эксплуатации гидротехнических сооружений ГЭС и ГАЭС// Стандарт ОАО «СО ЕЭС».-М.,2008. – 193 с.
- 10 Технико-экономический анализ проекта строительства Исыкской ГЭС //ТОО ЭнергоАлем.-Алматы,2005.
- 11 Положение о порядке определения экономической эффективности научно-исследовательских работ в области мелиорации и водного хозяйства. – М., 1987. – 156с

## ПРИЛОЖЕНИЯ

## Приложение А

### Основные параметры ГЭС-2 после реконструкции

Основные параметры ГЭС-2 после реконструкции приведены в таблице А1 Основного поставщика гидросилового оборудования предполагается выбрать на следующей стадии проектирования. Наиболее подходящими к условиям ГЭС-2 являются: Корпорация «Hunan Sunny Hydropower Equipment Corporation» таблица 2.2, и «ČKD Blansko SMALL HYDRO, Ltd.». Параметры оборудования приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 Основные параметры ГЭС

Наименование характеристик		Ед. изм.	Показатели
Наименование ГЭС		-	ГЭС-2
Наименование предприятия департамента		-	Каскад ГЭС АО "АлЭС"
Место расположения ГЭС		-	Каскад Алматинских ГЭС
Вид строительства		-	Реконструкция и модернизация
Тип ГЭС		-	деривационная
Режим работы ГЭС (по водотоку, на ирригационных попусках и т.п.)		-	на попусках ГЭС-1 и водозабору Кумбельсу
Расчетный расход ГЭС		м <sup>3</sup> /с	4.0
Минимальный расход ГЭС		м <sup>3</sup> /с	0.42
Мощность ГЭС при работе с расчетным расходом ГЭС		кВт	16 940
Установленная мощность ГЭС		кВт	18 960
Стальной трубопровод	длина общая	м	1 174
	диаметр	м	1.3÷0.95
Количество агрегатов		шт.	3
Номинальный расход одного агрегата		м <sup>3</sup> /с	1.4
Расчетные уровни в напорном бассейне	наибольший (ФУ)	м	1 930.2
	нормальный НПУ	м	1 929.5
	УМО наименьший	м	-
Расчетные уровни в нижнем бьефе здания ГЭС	при расчетном расходе ГЭС	м	1409
Статические	макс.	м	516.45
	мин	м	515.75



## Приложение Б

### Рельеф и гидрография

Бассейн реки Большая Алматинка расположен в центральной части северного склона хребта Заилийского Алатау.

Длина реки до створа селезащитной плотины, выше которой расположен рассматриваемый участок, равна 38км, площадь водосбора – 278км<sup>2</sup>, средний уклон реки – 0.091.

Рассматриваемый участок расположен на левом берегу р.Большая Алматинка и начинается от места впадения в нее р.Проходной до селезащитной плотины включительно. Объект реконструкции трубопроводов холостого сброса ГЭС-5, ГЭС-8 и напорный бассейн ГЭС-8 расположен на отметке 1250÷1400м (система Балтийская).

Русло реки Большой Алматинки в районе напорного бассейна имеет ширину около 10м и сложено валуно–галечником.

*Климат. Температура воздуха.* Среднегодовая температура воздуха по данным измерений равна 8.1°÷8.7°С. Наиболее жарким месяцем является июль (20.7°÷23.3°); наиболее холодным - январь(-3.8°÷7.4°), абсолютный минимум - в феврале (-33°÷-38°). Переход температуры воздуха через 0° проходит весной в первой декаде марта, а осенью - конце ноября. Зима обычно характеризуется частыми оттепелями и явлением инверсии, когда с увеличением высоты местности наблюдается повышение температуры воздуха. Расчетная температура самой холодной пятидневки изменяется от -25°С до -22°.

*Влажность воздуха.* Средняя влажность воздуха равна 7.3мб. Наибольшее значение среднемесячной абсолютной влажности воздуха отмечается летом □ 11.2÷12.6мб., наименьшее - зимой 3.0÷3.4мб. Средний годовой недостаток насыщения воздуха равен 7.6мб. Внутригодовой ход недостатка насыщения повторяет изменение температуры и абсолютной влажности воздуха, наибольшие значения отмечаются летом (13.5÷17.7мб), а наименьшие – зимой (1.3÷1.4мб). Внутригодовой ход относительной влажности воздуха обратен ходу температуры воздуха. Наибольшие значения относительной влажности воздуха отмечаются зимой (13÷14%), а наибольшие – июле-сентябре (44÷46%).

*Осадки.* Годовая сумма осадков весьма значительно зависит от высоты местности. Диапазону высот, в котором расположен рассматриваемый участок реки, соответствует годовая сумма осадков, равная 800÷900мм. Наиболее дождливыми являются весенние месяцы (100÷150мм за месяц), наиболее засушливыми – август и сентябрь (30÷40мм). Наблюденный суточный осадок - максимум суточных осадков зарегистрирован 12 июля 1942г. и равен 74мм. Устойчивый снежный покров образуется обычно в начале декабря. Наибольшая высота снежного покрова отмечается в начале февраля, в среднем она равна 34мм, наибольшая за период наблюдений – 54мм. Разрушение снежного покрова происходит во второй декаде марта; полное очищение поверхности земли от снега – в первой декаде апреля.

## *Продолжение приложения Б*

*Ветер.* Средние месячные и годовая скорости ветров невелики. Они изменяются от 1.1÷1.2м/сек зимой, до 2.2м/сек в летние месяцы: средняя годовая скорость ветра равна 1.7м/сек. В ветровом режиме четко выражена горно-долинная циркуляция с правильной полусуточной сменой направления ветра. После захода солнца и до восхода, дует ветер с гор, днем господствуют ветры из долины, т.е. преобладающими в районе рассматриваемого участка являются ветры южного и северного румбов, совпадающие с ориентацией долины реки. Число дней с сильным ветром (>15м/сек) не велико и составляет от 2 до 6 в год.

*Топографические условия.* На рассматриваемом участке в 2003г. ЗАО «КазГИИЗ» были выполнены мензульные съемки М 1:1000 полосы под трубопроводы холостого сброса и М 1:500 участка под напорный бассейн с регистрацией планового расположения подземных трубопроводов. По напорному бассейну были частично выполнены обмерные работы. Инженерно-геологические условия Настоящий раздел составлен на основании рекогносцировочного обследования проектируемой трассы трубопроводов холостых сбросов ГЭС-5, ГЭС-8 и изучения фондовых материалов по трассе каскада ГЭС, исследования по которому проводились поэтапно, по мере их сооружения и реконструкции в период 1969÷1992гг.

## Приложение В

### Предварительная оценка воздействия на окружающую среду

Каскад Алматинских ГЭС кроме энергетического назначения служит водным трактом для водообеспечения Юго-Западной части города Алматы. Строительство его сооружений началось с середины прошлого столетия, а реконструкция рассматриваемого участка каскада выполнялась в конце семидесятых годов, после прохождения разрушительного селевого потока по реке Большая Алматинка в 1977г. Необходимость настоящей реконструкции - обеспечение надежности сооружения каскада ГЭС для выработки электроэнергии и водообеспечения города Алматы.

Рассматриваемый объект расположен в Большом Алматинском ущелье на территории Иле-Алатауского Государственного Национального Природного Парка, созданного Постановлением Правительства Республики Казахстан от 22 февраля 1996г.

Государственный национальный природный парк – это особо охраняемая природная территория, предназначенная для сохранения, восстановления и многопрофильного использования природных комплексов, имеющих особую экологическую, рекреационную и научную ценность.

Строительство (реконструкция) объекта в соответствии с технологией производства и основными объемами работ рассчитано на 120 дней. Обслуживание техники, приготовление бетонных смесей, изготовление металлоконструкции предусматривается на предприятиях города Алматы. Выполнение работ непосредственно на строительной площадке сведено до минимума. Вывоз строительного мусора, твердых бытовых отходов и фекальных стоков будет осуществляться строительным подрядным организацией по договорам со специализированными коммунальными предприятиями.

Ожидаемые максимальные приземные концентрации всех рассматриваемых ингредиентов в районе расположения объекта не превысят нормируемых критериев для предприятий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха, т.е. 0.8 ПДК, установленных для населенных мест, качество атмосферного воздуха района расположения реконструируемого объекта практически сохранится на прежнем уровне.

Выброс загрязняющих веществ за период строительства составит 8.492 тонны.

В валовом выбросе от всех источников основная доля приходится на:

- углерода оксид - 36.4%;
- азота диоксид - 22.04%;
- углеводороды предельные (C12-C19) - 14.6%;
- пыль неорганическая - 10.45%;
- серы диоксид - 6.63%;

## *Продолжение приложения Г*

- азота оксид - 1.75%;

Расчет платежей за нанесение ущерба окружающей среде выполнен по региональным нормативам платы, утвержденным Маслихатом Алматинской области.

Плата за выбросы составляет 75 558 тенге.

В соответствии с выполненной предварительной оценкой воздействия на окружающую среду проектных решений по реконструкции объекта, а также с учетом предусмотренных мероприятий по снижению вредного воздействия на компоненты окружающей среды, можно считать рассматриваемый объект с одной стороны экологически безопасным и оказывающим незначительное воздействие на окружающую среду на период строительства.

С другой стороны реконструкция необходима для нормального и безаварийной эксплуатации действующего каскада ГЭС и снабжения города Алматы водой питьевого качества.

Охрана окружающей среды с элементами оценки воздействия (ОВОС) при реконструкции гидросооружений ГЭС-5 и ГЭС-8 приведена в книге 07К0782Р-ОВОС.

Замена железобетонных трубопроводов холостых сбросов на стальные - повышает их надежность.

Переустройство напорного бассейна не снижает его надежности против разрушения, так как геометрические размеры элементов конструкции приняты по аналогии с существующими, но для них приняты материалы более высоких марок.

Общая схема сооружений, технология их работы сохранены. Практика показывает, что ситуаций, представляющих угрозу людям и окружающим нет.