



**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА: «ГИДРАВЛИКА И ГИДРОЭНЕРГЕТИКА»

на правах рукописи

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА**

НА ТЕМУ:

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОПОТЕНЦИАЛОВ
ВОДОВЫПУСКНЫХ СООРУЖЕНИЙ**

**Для получения степени бакалавра по направлению
5520300 – «Гидроэнергетика»**

Зав.кафедрой:

д.т.н.,проф. Мухаммадиев М.М.

Руководитель:

ст.пр. Джураев К.С.

Выпускник:

Назаров З.А.

Ташкент – 2014 г.



ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

РЕЦЕНЗИЯ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

Выпускник: Назаров Эвгений Анварович

Тема выпускной работы: Технико-экономическое обоснование внедрения методов гидропоники в овощеводстве

Объем выпускной квалификационной работы: на 39 страниц

а) расчетно-поислотельная записка (кол-во страниц) 39

б) графическая часть (кол-во листов): 4

Заключение о степени соответствия выданному заданию и требованиям предъявляемым к выпускной работе:

Выпускная работа полностью выполнена в соответствии с требованиями ВУЗа

Краткое содержание расчетно-поислотельной записки и графической части

Выпускная работа посвящена работе в области внедрения разработанных методов для выращивания овощей парничком гидропоники в овощеводстве. В работе описаны методы выращивания овощей в гидропонике, обоснованы их на основе математического моделирования и использования процессов работы в условиях различных условий выращивания в Республике.

Положительные качества выпускной работе (с выделением элементов творчества):

Выпускная работа имеет оригинальную структуру и самостоятельную ценность, поставленную задачу

К работе имеются следующие замечания:

Книжка с графическими данными в записках

Заключение:

Выпускную квалификационную работу можно считать на "хорошо"

Рецензент



Док. Николай У. Зайков
"ТСУиФ" ТАСУ,
(Ф.И.О)

Число "28" 06 2014 год



О Т З Ы В

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

Выпускник: Назаров Зиётбек Анварович

На тему: Технико-экономические обоснование использования ширпотенциалов водовыпускных

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 49 стр. расчет пояснительной записки и 4 листов графической части в соответствии с полученным заданием и требованием ПУЭ, ПТЭ, ЕСКД и других руководящих указаний.

В выпускной работе имеются следующие разделы:

Введение, глава 1. Обзор водовыпускных сооружений водоканалов Республики Узбекистан.
Глава 2. Технико-экономические расчеты по использованию ширпотенциальной энергии на водовыпускных сооружениях водоканалов. Глава 3. Результаты исследований и разработка рекомендаций. Заключение.
Список используемой литературы.

При выполнении выпускной работы:

Выпускник в ВКР более подробно рассмотрел и решил вопросы использования ширпотенциала водовыпускных сооружений водоканалов Узбекистана.
Проверен accuracy решений работы водовыпускных сооружений и приняты рекомендации по использованию ширпотенциала водовыпускных сооружений.

Заключение: Выпускную работу Назарова Зиёта Анваровича оцениваю на "хорошо" и считаю что он достоин вручения ему квалификации бакалавра по направлению 5520300 - Геоинженерия

Число 08 июня 2014 год

Руководитель ВКР:



ст. прен. Давуров К.С.



ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
ГЛАВА 1. ОБЗОР ВОДОВЫПУСКНЫХ СООРУЖЕНИЙ ВОДОХРАНИЛИЩ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН.	
1.1. Назначение водовыпускных сооружений водохранилищ	
1.2. Анализ режимов работы водовыпускных сооружений водохранилищ с изучением их гидроэнергетического потенциала	
1.3. Низконапорные гидроэнергетические установки	
ГЛАВА 2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ВОДОВЫПУСКНЫХ СООРУЖЕНИЯХ ВОДОХРАНИЛИЩ.	
2.1. Техничко-экономическое обоснование параметров затвора гидротехнического сооружения с микроГЭС	
2.2. Программа расчёта технико-экономических параметров низконапорных гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях водохранилищ	
2.3. Математические зависимости определения гидроэнергетического потенциала водовыпускных сооружений водохранилищ.	
ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ.	
3.1. Методы расчёта стоимости возведения гидроэнергетического объекта	
3.2. Анализ результатов исследований и выбор оборудования ГЭУ для водовыпускных сооружений водохранилищ	
3.3. Рекомендации по выбору низконапорных гидроэнергетических установок для гидроэнергетического освоения ресурсов водовыпускных сооружений водохранилищ	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	



ВВЕДЕНИЕ

Валовое потребление первичных энергоресурсов с начала XX века возросло более чем в 10 раз. Вся большая часть человечества начинает осознавать конечность, исчерпаемость и невозобновляемость традиционных источников энергии (угля, нефти, газа), а также приносимый ущерб окружающей среде от их использования. По оценке ученых, нефти и газа хватит лишь на ближайшие несколько десятилетий, угля на 5 – 6 столетий. Доля этих источников в современном балансе энергопотребления составляет: нефти – 38 %, газа 20 %, угля – 27 %, т.е. в целом – 85 % от общего потребления. Становится очевидным, что с одной стороны необходимо всемирно экономить и снижать потребление энергии, а с другой – открывать и использовать новые источники энергии. [10,14]

И здесь взгляд, прежде всего, останавливается на возможностях использования источников, которые являются постоянно возобновляемыми частями энергетического баланса земли. Речь идет о приходящей от солнца энергии излучения, о приходящей из недр земли тепловой геотермальной энергии, гидравлической энергии рек и энергии от использования приливно–отливных явлений, порождаемых гравитационным взаимодействием Земли, Луны и Солнца.

Оценивая современное состояние технических средств использования возобновляемых источников энергии, (кроме гидравлической), не представляется возможным в энергоснабжении заменить имеющиеся традиционные источники энергии, возобновляемыми. По имеющимся данным на уровне 2010 года степень замещения возобновляемыми источниками традиционных способов в мировом энергоснабжении может составлять не более 6–12 %. Для Республик СНГ такая доля еще меньше. В тоже время использование возобновляемых источников для удовлетворения нужд мелкого, особенно изолированного потребителя, весьма эффективно и рентабельно [5,9,10,18,29].

На протяжении всей современной истории гидравлическая энергия играла заметную роль в развитии человечества. В общем, энергобалансе, как в мире, так и в странах СНГ гидроэнергетические установки занимают существенное место. Так общая установленная мощность ГЭС в мире в настоящее время, достигла 694 ГВт (без учета малых ГЭС) и они вырабатывают около 2203 ТВт·ч/год электроэнергии, что составляет – 16–17 % мирового технического потенциала гидравлической энергии. [10,14,22]

Однако в настоящее время приходится констатировать, что достижения крупной энергетики остались в прошлом и с завершением строительства некоторых крупных ГЭС в СНГ эта страница гидроэнергетики будет перевернута. Поэтому в крупной гидроэнергетике сейчас самой актуальной является проблема реконструкции и модернизации действующих ГЭС и НС. Для них требуется разработка качественной проектно–сметной документации, отражающей современные социально – экономические, экологические, технологические и



эксплуатационные требования к этим объектам, с учётом научно-технического прогресса. Также необходимо создание гидромашин для технического перевооружения, комплексной реконструкции и модернизации оборудования с учетом вписывания в существующие проточные части, отвечающие современным экологическим и режимным требованиям. Для этого требуется благоприятный инвестиционный климат, так как ясно, что инвестиции в эту отрасль – это несколько лет.

Учитывая, что ГЭС были самыми рентабельными предприятиями в составе Минэнерго, но в то же время самыми капиталоемкими, необходимо разработать специальные программы поэтапной реконструкции с нужными схемами финансирования и стимулирования (в т.ч. законодательного и налогового) этого процесса.

Однако, отмечая достоинства и место крупных ГЭС в мировой энергетике, нельзя забывать и о небольших ГЭС, работающих, не так заметно и может быть не с такой эффективностью, однако, работающих там и тогда, когда другого источника энергии просто нет. Это, нетрадиционный аспект гидроэнергетики, которому до недавнего времени уделялось совсем мало внимания. В России на долю малых ГЭС приходится –1% вырабатываемой энергии, в Узбекистане – 3– 4%, в Швеции –2,4%, во Франции–1%, а вот в Австрии – 10%, в Швейцарии –8,3%, в Китае – 7%. В целом интерес к малым ГЭС в мире весьма значителен и происходит непрерывный рост мощности в этом секторе гидроэнергетики. На уровне 1966 года мощность малых ГЭС составляла 26 млн. кВт, сейчас, очевидно, значительно больше.

Электроэнергетика Республики Узбекистан развивается согласно двум документам, утвержденным в 1993 году Кабинетом Министров Узбекистана, а именно: «Концепции развития электроэнергетики Узбекистана на период до 2010 года» (разработано Минэнерго Республики Узбекистан) и «Концепции развития малой гидроэнергетики в целях рационального использования гидроэнергетического потенциала малых рек, ирригационных каналов и водохранилищ» (разработано Минводхозом Республики Узбекистан). Согласно им развитие электроэнергетики Узбекистана предусматривает в перспективе обеспечение сбалансированности энергосистемы. При этом на весь рассматриваемый период до 2010 года, основой развития отрасли остается теплоэнергетика, базирующаяся на дальнейшем развитии ТЭС [1,2].

Развитие гидроэнергетики Узбекистана на период до 2010 года базируется в основном на использовании гидроэнергетического потенциала малых рек, ирригационных каналов и водохранилищ, предусмотренных «Программой развития малой гидроэнергетики Республики Узбекистан» утвержденной Постановлением Кабинета Министров Республики Узбекистана, №476 от 28.12.1995 года. Которое предусматривает развитие гидроэнергетики за счёт реализации потенциала малых рек, ирригационных каналов, водохранилищ водотоков на которых до 2010 года планируется, построит 141 малых и микро ГЭС установленную мощностью 1700 МВт, с выработкой электроэнергии до 8 млрд. кВт. час в год. В настоящее время в



Республике строится 8 малых ГЭС мощностью 340 МВт, проектируется мощностью 96 МВт.

Таким образом общий гидроэнергетический потенциал Узбекистана составит более 7 тыс. МВт мощности с выработкой 27 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

Этот интерес можно объяснить рядом причин:

1. Изменение представлений об экономических показателях: эффективности, рентабельности, заменяемых вариантах и т.д.

2. Изменение представлений о схемах энергоснабжения и прежде всего о росте понимания необходимости децентрализованного энергоснабжения, особенно отдаленных потребителей. С этим тесно связаны изменение прав собственности, рост частного сектора, фермерских хозяйств и т.д.

В этой связи, возникает необходимость, анализа режимов работы существующих ирригационных систем и водохранилищ, для разработки рекомендаций по режимам работы водных объектов с тем, чтобы они могли выполнять не только свои основные функции, но и могли участвовать в энергоснабжении страны, при регулировании и поддержании качества воды в водохранилищах и дополнительно вырабатывали электрическую энергию.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка научных методов определения основных параметров гидроэнергетического потенциала водовыпускных сооружений водохранилищ, обоснование их на основе математического моделирования и интеграции процессов на них для работы в условиях развития малой гидроэнергетики в Республике.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

– анализ современного состояния и режимов эксплуатации водовыпускных сооружений водохранилищ входящих в водохозяйственный комплекс Республики Узбекистан;

– разработать математические модели и алгоритм расчёта определения и обоснования технико-экономических параметров водовыпускных сооружений водохранилищ;

– разработать комплекс программ расчёта, задач по определению основных параметров водовыпускных сооружений водохранилищ оборудованных низконапорными гидроэнергетическими установками;

– разработать рекомендации по использованию низконапорных гидроэнергетических установок для гидроэнергетического освоения ресурсов водовыпускных сооружений водохранилищ.



ГЛАВА 1. ОБЗОР ВОДОВЫПУСКНЫХ СООРУЖЕНИЙ ВОДОХРАНИЛИЩ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН.

В настоящее время в Республике действуют более 54 водохранилищ общей емкостью свыше 23 миллиардов кубометров воды. Эксплуатируемые гидротехнические сооружения должны быть надёжны, экономичны и экологически безопасны. Для этого эксплуатацию гидротехнических сооружений необходимо строить на прогрессивных методах функционирования, используя при этом новейшие достижения науки и техники. Внедрение новых технологий в эксплуатацию гидротехнических сооружений, существенно повысит роль, значимость и ответственность гидроэнергетических объектов и откроет большие перспективы в использовании их энергетического потенциала.

1.1. Назначение водовыпускных сооружений водохранилищ

Водовыпускные сооружения водохранилищ, входящие в состав водопропускных гидротехнических сооружений, предназначены для пропуска воды из верхнего в нижний бьеф через специальные отверстия, водосливы, каналы, трубопроводы, туннели и другие сооружения. Для этой цели используются, в пределах относительно короткого участка, искусственного или естественного русла действующий напор.

Плановая и высотная компоновка, конструкции и состав водопропускных сооружений любого гидроузла определяется, их расчётными расходами, действующими напорами, рельефом и геологическим строением створа, а также требованиями условий строительства и эксплуатации [3,20,25].

Водопропускные сооружения речных напорных гидроузлов классифицируют по назначению: водосброс, водоспуск и водовыпуск.

Водосброс устраивают для пропуска (сброса) в период паводков излишков воды из водохранилища или подпёртого бьефа в нижний бьеф гидроузла (или в соседний речной бассейн).

Водоспуск предназначен для полного или частичного (аварийного, ремонтного, предпаводкового) опорожнения чаши водохранилища.

Водовыпуск предназначен для осуществления полезных пропусков воды из водохранилища в нижний бьеф или расположенный в одном из берегов русла реки в нижнем бьефе канна (трубопровод) оросительной системы, системы водоснабжения и других народнохозяйственных целей.

Параметры и отметки входных отверстий водовыпусков назначают таким образом, чтобы обеспечить с высокой надёжностью подачу воды потребителям.

Водовыпуски речных гидроузлов часто называют водозаборами, а их входные части – водоприемниками. Гидроузел может иметь несколько водовыпусков или вообще не иметь их.

При малых колебаниях уровня воды в водоеме, из которого воду забирают для потребителя, водоприемник устраивают непосредственно у уреза воды в виде обычного шлюза с затворами (рис. 1.1). Такой водоприемник (водозабор), имеющий поверхностное входное отверстие, называется открытым.

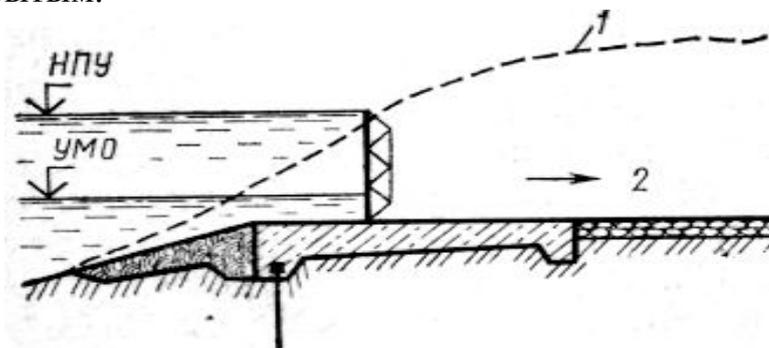


Рис. 1.1. Схема открытого водоприемника:

1–берег; 2–канал.

Если водозабор производится из водохранилища (рис.1.2), то сталкиваются с условиями, когда колебания уровня воды в нем (см. высоту Z полезного объема) оказываются достаточно большими. В этом случае устраивают, хозяйственный водоспуск (водовыпуск) закрытого типа с глубинным входным отверстием. Верхняя кромка, a водозаборного отверстия такого водовыпуска всегда находится под водой.

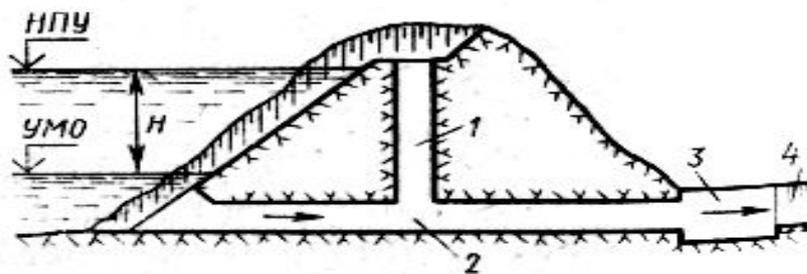


Рис. 1.2. Схема закрытого (глубинного) водовыпуска:

1–шахта; 2–затворная камера; 3–гашение энергии; 4–канал.

Различают два вида глубинных закрытых водовыпусков: 1) водоприемник в виде напорной трубы (или туннеля), подающей воду в напорную систему – в турбины ГЭС; 2) водовыпуск в виде напорной или безнапорной трубы (или туннеля), подающей воду в безнапорную систему, например в магистральный канал оросительной сети или непосредственно в русло нижнего бьефа.

Основное требование, которому должен удовлетворять хозяйственный водоспуск (водовыпуск) это:

1) пропускная способность водовыпуска должна быть такой, чтобы при любом уровне воды в верхнем бьефе, находящемся не ниже УМО (уровня



мертвого объема), водовыпуск мог забирать из водохранилища требуемое потребителям количество воды;

- 2) в водоприемник не должен попадать сор, увлекаемый водой;
- 3) на случай какой-либо аварии должны быть предусмотрены устройства для быстрого закрытия водовыпуска;
- 4) при выпуске воды из верхнего бьефа в канал или русло реки, вода не должна размывать берега и дно канала или русла реки (в связи, с чем за рассматриваемым водовыпуском, как правило, приходится предусматривать гашение энергии потока, а также устраивать крепление канала или русла реки;
- 5) в соответствующих случаях водовыпуск должен быть приспособлен для пропуска строительного расхода воды.

В качестве основного оборудования хозяйственного водоспуска предусмотрено следующее:

- 1) основные затворы (глубинного типа) для регулирования расхода воды, пропускаемой в нижний бьеф, и для полного закрытия водовыпуска;
- 2) верховые ремонтно-аварийные затворы или заграждения, а также низовые, устраиваемые в тех случаях, когда водовыпуск затопляется нижним бьефом;
- 3) грубые сорозадерживающие решетки для предохранения водовыпуска от попадания в него плавающих тел, топляков и т.п.;
- 4) подъемно-спускные механизмы для основных и ремонтно-аварийных затворов и решеток;
- 5) решеткоочистные механизмы.

Следует различать водовыпуски, устраиваемые вне тела плотины и в теле бетонной плотины.

Такие водовыпуски классифицируют по следующим признакам:

– по способу производства работ: а) *туннельного типа*, устраиваемые в основании плотины или берегах (обычно в скальном грунте; рис. 1.3, а); б) в виде *бетонных труб*, строящихся в открытых выемках под плотиной (рис. 1.3, б);

– по основным конструктивным признакам: а) в виде *напорного* или *безнапорного туннеля* (или трубы); б) в виде *сухого туннеля* (или трубы), в котором проложены стальные напорные трубы; в) *комбинированного типа*, когда одна часть водоприемника осуществляется, как указано в п. а, а другая — в п. б;

– по расположению затворов (основных): а) с затворами, расположенными в *начале водопропускного тракта*; эти водовыпуски могут быть башенного типа (рис. 1.4) – затворы располагают в специальной башне, устроенной в водохранилище; безбашенного типа – вместо башни предусматривают затворную камеру; для управления затворами в эту камеру проходят со стороны нижнего бьефа (по туннелю или трубе); б) с затворами, расположенными в *средней части пропускного тракта*; в этом случае для обслуживания затворов предусматривают обычно шахту I (см. рис. 1.1); в) с затворами, расположенными в *конце водопропускного тракта*.

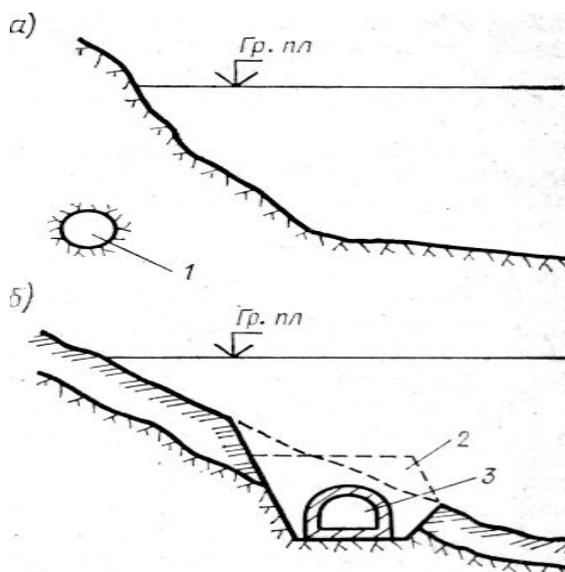


Рис. 1.3. Водовыпуски туннельный (а) и в виде трубы (б):
1–туннель; 2–грунт, тщательно уплотнённый; 3–труба.

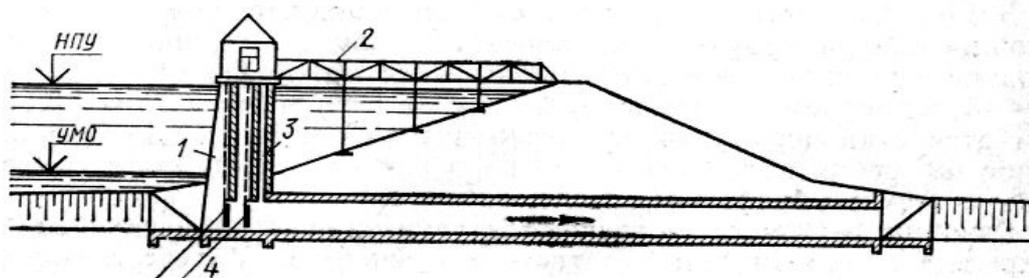


Рис. 1.4. Схема глубинного водовыпуска башенного типа:
1–башня; 2–мост; 3–воздухоподводящая шахта; 4–затворы.

Аварийный водоспуск отличается от хозяйственного только своим назначением, а также еще тем, что входной порог его расположен на уровне дна водохранилища. Что касается конструкции и расчета аварийного водоспуска, то в этом отношении он не имеет существенного отличия от хозяйственного водоспуска. Поэтому далее рассматривается только хозяйственный водоспуск, имея в виду, что все сказанное о нем относится в равной мере и к аварийному водоспуску.

1.2. Анализ режимов работы водовыпускных сооружений водохранилищ с изучением их гидроэнергетического потенциала

В настоящее время Водное хозяйство в Республике Узбекистан – является базовой отраслью экономики, обеспечивающая водой сельское хозяйство, водоснабжение промышленных объектов, коммунальное хозяйство многочисленных городов и поселков, гидроэнергетику, рыбное хозяйство, является государственным органом управления водными ресурсами, планирования и распределения их по отраслям народного хозяйства и областям республики, а также ведет учет их рационального

использования. Современное водное хозяйство Узбекистана—высокоразвитая отрасль, имеющая 250 оросительных систем, оборудованных водозаборными сооружениями. Протяженность оросительной сети составляет 192 тысячи км. В том числе, более 27 тысяч межхозяйственных каналов. Протяженность коллекторно—дренажной сети составляет 149,3 тыс.км, в том числе закрытой горизонтальной 37,2 тыс.км [30]. В последнее время большое внимание уделялось эксплуатации мелиоративных систем с применением автоматизации и телемеханизации распределения воды: охвачено системами телемеханики и автоматики 134 объекта, общая протяженность каналов с системами телемеханики 1500 км, контролируется 2470 гидростов и подъемников на магистральных каналах и водохранилищах, количество водохранилищ, имеющих телемеханизированный контроль – 14 штук. Одна из главных задач – гарантированное обеспечение орошаемого земледелия и всех отраслей народнохозяйственного комплекса доброкачественной водой.

Рассмотрим ряд водохранилищ ирригационного назначения.

Кассансайское водохранилище

Водохранилище расположено в урочище Урта–Токай, представляющем собой долину горного участка реки Кассансай в 99 км от г. Намангана. Строительство плотины велось с 1941 по 1952 г. Водохранилище в плане имеет вид озера, в которое впадает р. Кассансай (рис. 1.5).



Рис. 1.5. Кассансайское водохранилище на р. Кассансай.

Водохранилище было построено для зарегулирования стока реки Кассансай в целях улучшения водообеспеченности 19 тыс. га земель, орошавшихся реками Кассансай, Алабукасай и Сумсарсай, а также для

получения прироста орошаемых земель на площади 12 тыс. га в этих районах.

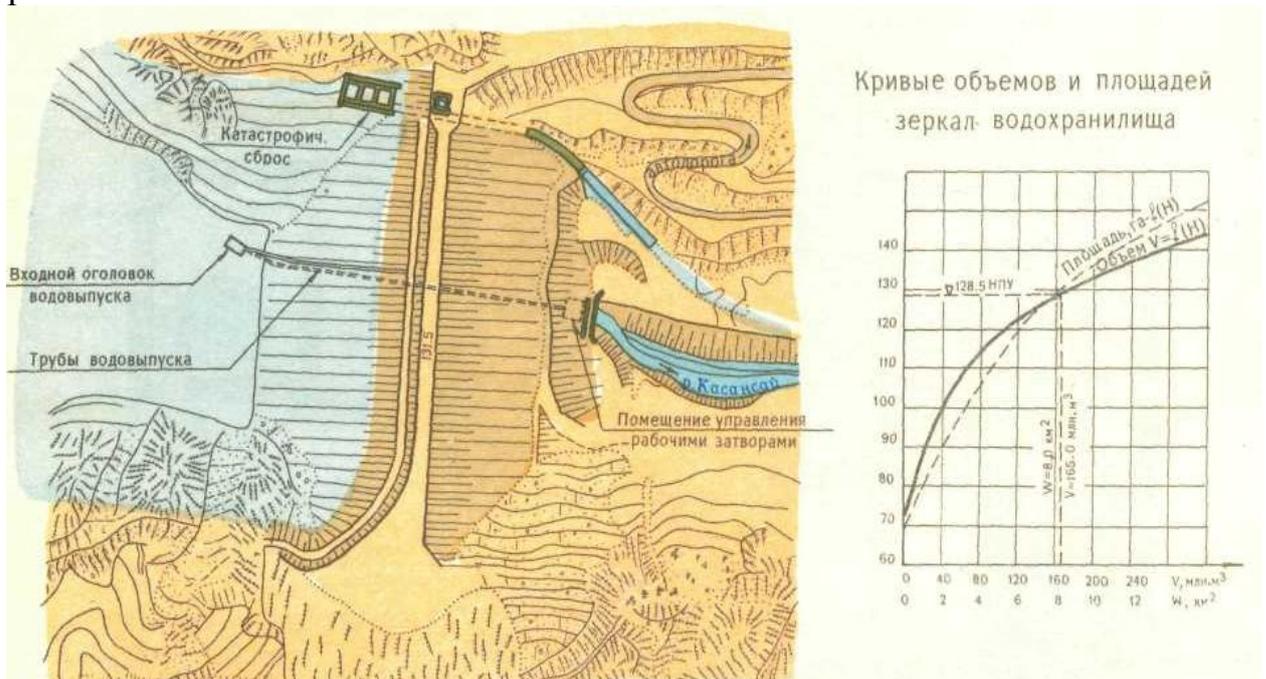


Рис. 1.6. План узла Касансайского водохранилища.

Водовыпуск водохранилища запроектирован на максимальный расчетный расход $26 \text{ м}^3/\text{сек}$ при напоре 46 м и на $22 \text{ м}^3/\text{сек}$ при минимальном горизонте воды в водохранилище. Порог водовыпуска расположен ниже Н.П.Г. на 43 м , чему соответствует объем водохранилища порядка 300 тыс. м^3 . Конструкция водовыпуска показана на рисунке 1.7.

Входной оголовок водовыпуска расположен на наклонной плоскости, параллельной откосу, и соединен с трубой шахтой. Отверстие оголовка размером $2,5 \times 2,6 \text{ м}$ оборудовано плоским щитом, скользящим по откосу.

Маневрирование щитом осуществляется через тяговую (трубчатую) линию подъемником, расположенным на гребне плотины. Такое устройство верхового оголовка позволяет в любое время ремонтировать трубу и щиты выходного оголовка.

Максимальная расчетная скорость в трубопроводе достигает $4,7 \text{ м/сек}$, причем в начальной части (выше сегментного затвора) она равна $3,47 \text{ м/сек}$.

Водовыпуск, как и плотина водохранилища, строился очередями. В первую очередь в соответствии с решением о создании водохранилища на емкость в 30 млн. м^3 была выполнена труба сечением $3 \times 2,5 \text{ м}$, длиной $117,97 \text{ м}$. Боковые стенки и потолок трубы имеют толщину $0,7 \text{ м}$, пол трубы на первых 30 м выполнен толщиной $0,7 \text{ м}$, далее в конце трубы первой очереди $-0,5 \text{ м}$. Вся труба целиком размещена в скальной траншее, боковые стенки которой забетонированы в распор без опалубки для надежного сцепления бетона со скалой.

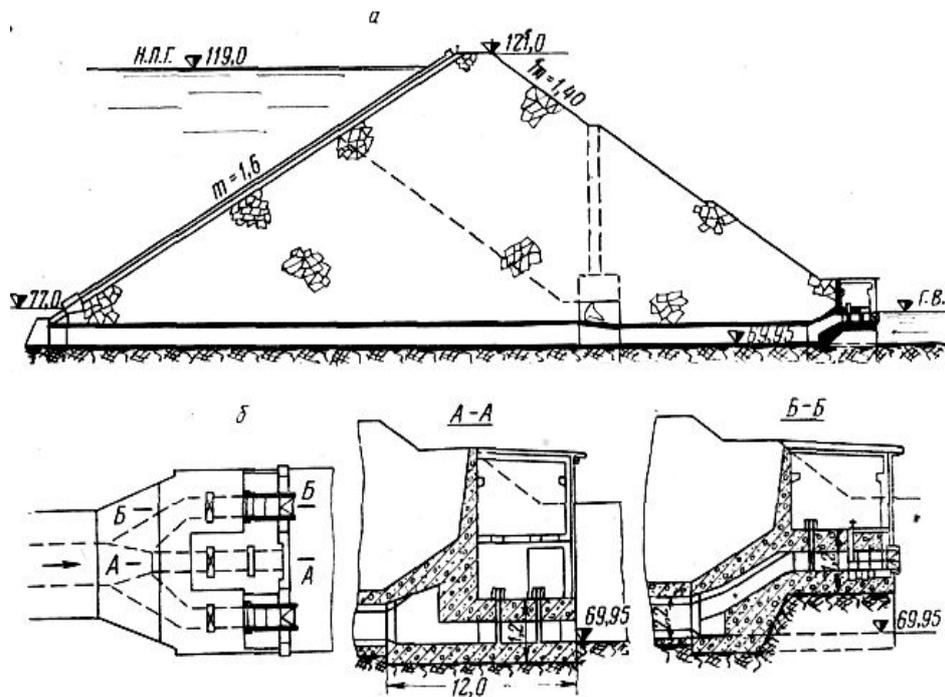


Рис. 1.7. Конструкция водовыпуска Кассансайского водохранилища:

a — продольный разрез водовыпуска; *б* — план входного участка.

Участок первой очереди трубы заканчивался щитовой камерой, перекрытой сегментным щитом и облицованной стальными листами толщиной 1 см. На период строительства второй очереди трубы сегментный щит, перекрывая отверстие, позволял одновременно со строительством трубы накапливать воду в водохранилище.

Вторая очередь трубы для емкости водохранилища 100 млн. м³ имеет длину 33,84 м и сечение 2,5 X 2,23 м. Толщина стенок 0,75 м; толщина перекрытия также 0,75 м, за исключением участка, примыкающего к щитовой камере, где толщина перекрытия принята равной 0,8 м; толщина пола 0,5 м.

Труба водовыпуска подходит к выходному оголовку на отметке ниже порога на 7,05 м и здесь делится на три рукава. Средний рукав прямоугольного сечения 1,2 X 1,2 м является продолжением трубы водовыпуска и выходит наружу при той же отметке дна. Два боковых, симметрично расположенных рукава поворачивают от оси трубы: один влево и вверх, другой вправо и вверх и выходят наружу на отметку ниже дна порога на 3,75 м.

Боковые рукава на длине 5,86 м на переходном криволинейном повышающемся участке и выходном прямолинейном имеют прямоугольное сечение 1,2 x 1,2 м. Расстояние между осями рукавов 6 м. На выходе трубы имеют круглое сечение.



Конец основной трубы на протяжении 0,5 м и все три выходных рукава вместе с их чугунными и стальными облицовками служат фундаментом для служебного здания выходного оголовка.

Средний рукав перекрыт одним аварийным и одним рабочим литыми скользящими затворами, расположенными на расстоянии 2,4 м друг от друга вдоль оси трубы. При подъеме щиты входят в стальные литые кожухи, закрытые сверху литыми стальными крышками. Подъем осуществляется одновинтовыми подъемниками грузоподъемностью 30 т, установленными на крышке кожуха. Кроме электромоторов, подъемники имеют запасной ручной привод. Участки трубы длиной 1 м перед аварийным затвором и 1,2 м позади рабочего, а также между обоими затворами облицованы чугунными ребристыми плитами. На боковых рукавах установлены также по два затвора: в сторону верхнего бьефа — ремонтные скользящие, в сторону нижнего бьефа — рабочие конусные. Участки трубы на 1,2 м впереди ремонтных затворов облицованы чугунными ребристыми плитами, а между ремонтными затворами, обеспечивающими переход от квадратного сечения к круглому, протяжением 2,4 м облицованы обшивкой из листовой стали.

Конусные затворы имеют диаметр 1,2 м и ход затвора 0,7 м. Они приводятся в движение двухвинтовыми подъемниками с электрическим и запасным ручным приводами. Все перечисленные затворы и их подъемники размещаются в специальном служебном здании из железобетона, верхняя часть которого оформлена в виде машинного зала. Здесь размещены крышки кожухов ремонтных затворов верхних рукавов с установленными на них подъемниками и открывающие механизмы конусных затворов. Сообщение между нижней и верхней частью здания осуществляется через люки, устроенные в полу машинного зала. В машинном зале для монтажа, ремонта и обслуживания затворов установлен мостовой кран грузоподъемностью 5 т с ручным приводом.

Вода через затворы выпускается непосредственно в скальное русло р. Кассансай. Это русло при описанном выше взрыве было частично завалено и при строительстве полностью не расчищено, поэтому наблюдаются подпор и подтопление нижнего отверстия трубы.

На рис. 1.8 представлены продольные разрезы по оси водовыпуска и катастрофического сброса.

Катастрофический сброс рис. 1.8., водохранилища расположен слева от плотины и состоит из траншейного водослива и отводящего канала. Гребень водослива длиной 18 м расположен на 3,5 м ниже отметки Н.П.Г. и имеет три пролета, перекрытые плоскими металлическими щитами размером 6 X 2,75 м. Расчетный расход водослива $105 \text{ м}^3/\text{сек}$. Сброс включен в работу в 1958 г., тогда через него сбрасывалось до $40 \text{ м}^3/\text{сек}$ в течение месяца; до этого сбросные расходы пропускались через трубы. Сбрасываемый через водослив расход поступает в траншею, высеченную в скале и облицованную железобетоном на всю высоту. Длина траншеи 10 м, ширина по дну 5 м. Из траншеи вода через стрельчатую трубу (под

плотиной) поступает в отводящий канал, заканчивающийся быстротоком. Скорость в лотке быстротока составляет 16—20 м/сек.

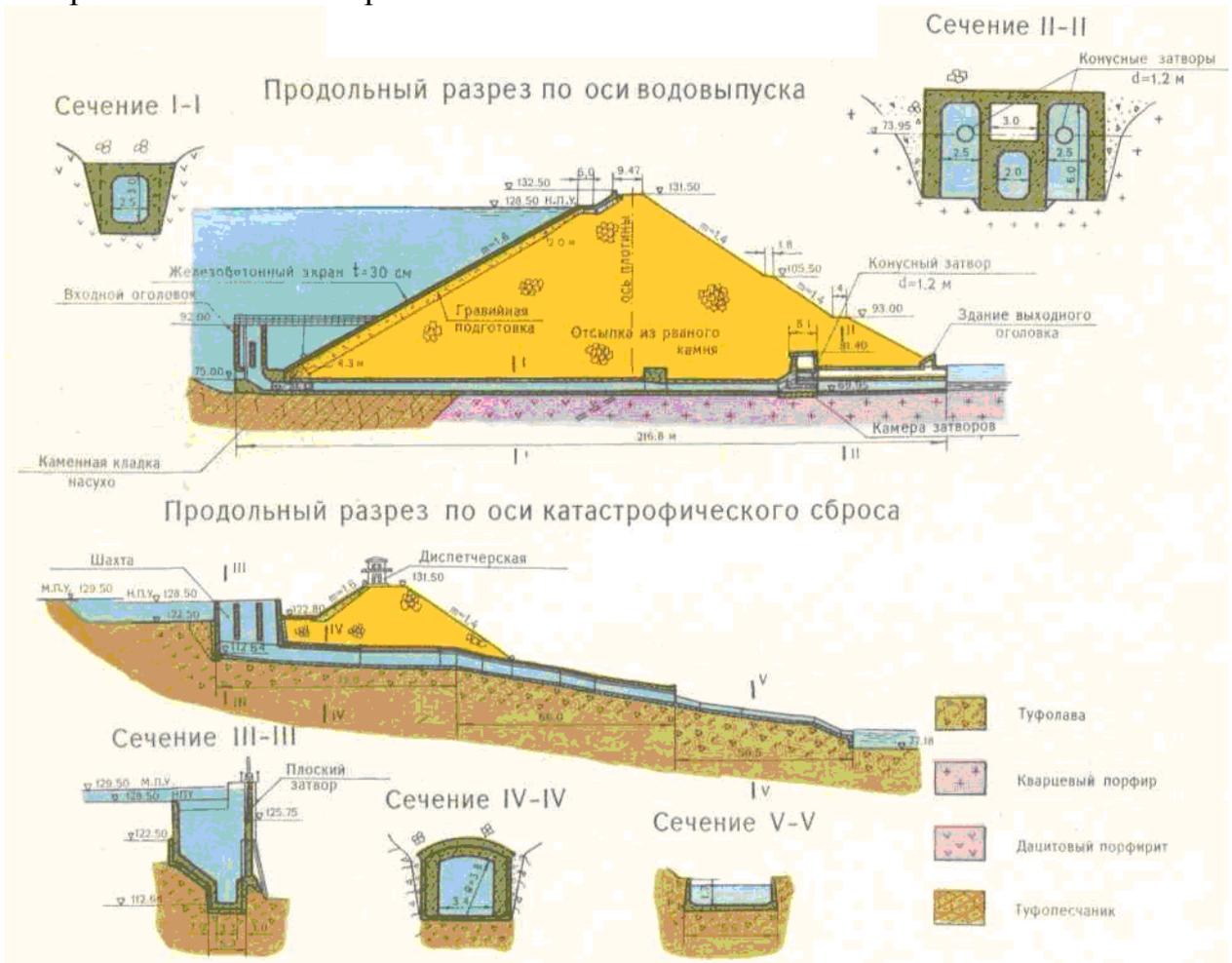


Рис. 1.8. Продольные разрезы по оси водовыпуска и катастрофического сброса

В результате постройки водохранилища увеличилась орошаемая площадь на 7560 га, а с учетом 2130 га земель, ранее питавшихся из р. Сумсарсай, общий прирост орошаемых земель составил 3690 га.

Каттакурганское водохранилище.

Развитие орошения в долине р. Зеравшан требовало повышения водообеспеченности оросительных систем Зеравшанской долины.

Режим основного источника орошения долины р. Зеравшан характеризовался весенне-летней нехваткой воды и осенне-зимними излишками в объеме 1463,4 млн. м³ (для года 75% обеспеченности), которые могли быть использованы для наполнения водохранилища сезонного регулирования.

Под чашу водохранилища использована небольшая котловина с плоским дном, образованная эрозийной деятельностью двух саев (восточного Шурчи и западного Атчевар) в районе г. Каттакурган. Строительство плотины было начато в 1941 г. и закончено в 1953 г.

Полная емкость водохранилища по проекту 662 млн. м³, в том числе полезная 638 млн. м³, мертвый объем — 24 млн. м³. Высота призмы



сработки 18 м. Следовательно, коэффициент полезной емкости водохранилища

$$\alpha = \frac{V_{\text{полез}}}{V_{\text{полн.}}} = \frac{638}{662} = 0,96$$

Коэффициент регулирующего действия по году 75% обеспеченности

$$\beta_p = \frac{638}{1463,4} \approx 0,44$$

и по году 50% обеспеченности

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{638}{2115,8} \approx 0,30$$

Расчетный срок службы водохранилища 100 лет.

Водоохранилище образовано путем устройства земляной водоудерживающей плотины длиной по гребню 3,9 км. Превышение гребня плотины над нормальным подпертым горизонтом воды 2,5 м. Высота плотины в наиболее пониженной точке 28,6 м, верховой откос плотины вымощен рваным камнем. Низовой откос плотины защитной одежды не имеет. Для отвода талых и ливневых вод вдоль наружного откоса плотины устроены водосборные каналы в несколько ярусов.

Чаша водохранилища имеет форму веера, обращенного основанием на север с рядом длинных заливов, вытянутых радиально на юг (рис. 1.9).

Наибольшая длина водохранилища в восточной части доходит до 15 км, в западной — до 13 км. Наибольшая ширина основной чаши (исключая заливы) между восточным и западным берегами 7 км. Длина заливов от 1 до 2—3 км, а наибольших до 6—7 км. Общая площадь водохранилища при наполнении до н. п. г. составляет 62,7 км². Длина береговой линии при н. п. г. 157 км.

Наибольшая глубина в водохранилище вблизи плотины, у ее центральной части и достигает 24,9 м, средняя глубина водохранилища 10 м. Дно водохранилища имеет равномерный уклон $i = 0,002$ в сторону плотины. Оно сложено уплотненным лёссовидным суглинком, а в районе подводящего канала встречается вязкий ил черного оттенка мощностью слоя более 1 м.

Берега водохранилища имеют уклон около 0,03—0,05 и сложены засоленными лёссовидными суглинками.

Наполнение водохранилища начинается осенью, в сентябре, октябре или ноябре, а заканчивается в мае, если горизонт воды в нем достигает проектных отметок. Опорожнение водохранилища начинается в конце мая сначала выпуском незначительных расходов, которые к концу июля и в августе сильно увеличиваются. С окончанием поливов (в сентябре) выпуск воды прекращается, горизонт воды в водохранилище достигает минимума.

Ёмкость водохранилища увеличена до 900 млн. м³, в том числе полезная до 880 млн. м³. Увеличение емкости было предусмотрено за

счет увеличения высоты плотины, крутизны низового откоса (с $m = 2,45$ до $m = 2,0$) и сокращения ширины нижней бермы.

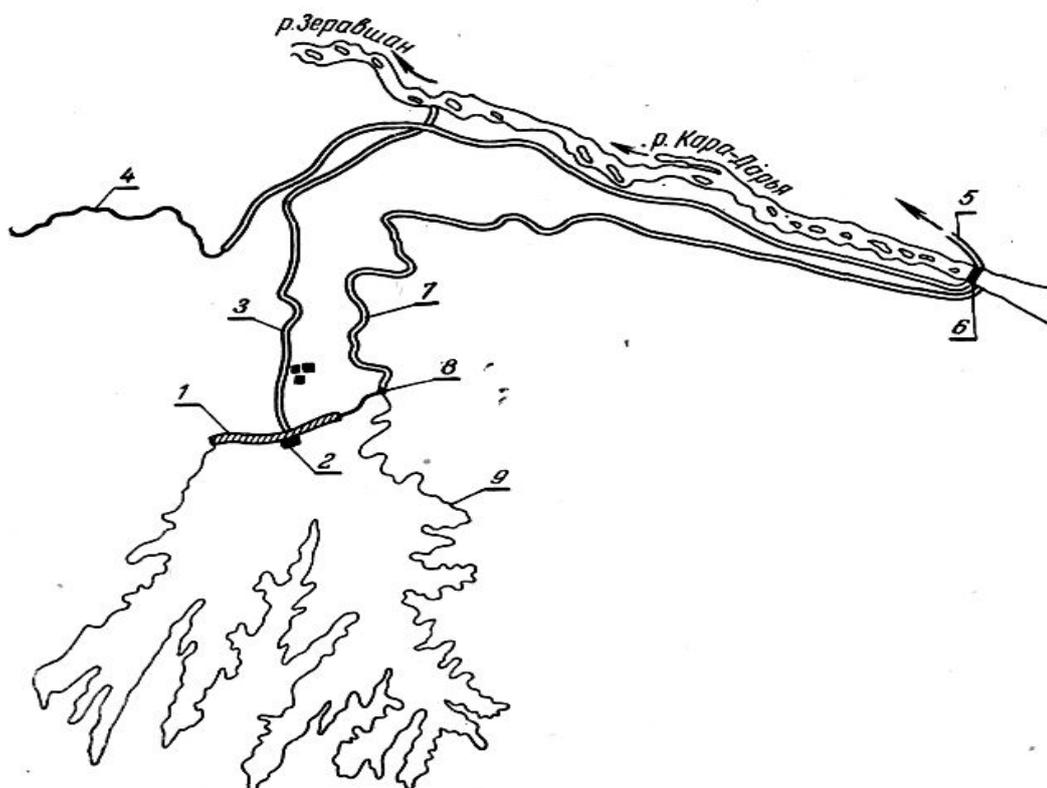


Рис. 1.9. Схема Каттакурганского водохранилища:

- 1 – плотина; 2 – башня водовыпуска; 3 – отводящий канал;
4 – канал Нарпай; 5 – канал Ходжа-Хатырчи; 6 – Дам-Ходжинский водозаборный узел; 7 – подводящий канал; 8 – концевое сооружение;
9 – урез воды водохранилища при н. п. г.

Выпуск воды из водохранилища осуществляется через башенный водовыпуск с выносом башни в верхний бьеф на 86 м от верхней бровки плотины около центральной ее части. Высота башни 43 л. В плане башня имеет прямоугольное сечение размером 10,63 X 3,95 м и разделена на три отсека. Водоприемные отверстия размером 2,7 X 2,75 м расположены в один ярус внизу башни на противоположных сторонах отсека и перекрываются с внутренней стороны одним уравновешенным затвором, а с наружной двумя отдельными плоскими аварийными затворами. Энергия впускаемой воды гасится ударом встречных струй в отверстиях водовыпуска, а также в специальном балочном гасителе и колодце перед отводящей трубой.

От башни под телом плотины отходит водоотводящая безнапорная трехочковая труба с сечением очка 3 X 3,7 м, состоящая из 18 звеньев по 13 м каждое (рис. 1.10).

Максимальная скорость течения в трубе достигает $V_{\text{макс}} = 5,2$ м/сек. Выходная часть трубы заканчивается распылителем длиной 42,4 м. Общая длина водовыпуска 321,4 м (башня, переходное звено, труба, распылитель).

Пропускная способность башни $126 \text{ м}^3/\text{сек}$. Напор над порогом водослив $19,3 \text{ м}$. Сопряжение трубы с отводящим каналом осуществлено с помощью направляющих стенок и колодца. Выпускаемая из водохранилища вода через трубу водовыпуска поступает в канал и отводится в р. Карадарью, часть расходов до 25 % через специальный вододелитель на 15-м километре канала — в канал Нарпай. Ширина отводящего канала по дну до 30 м .

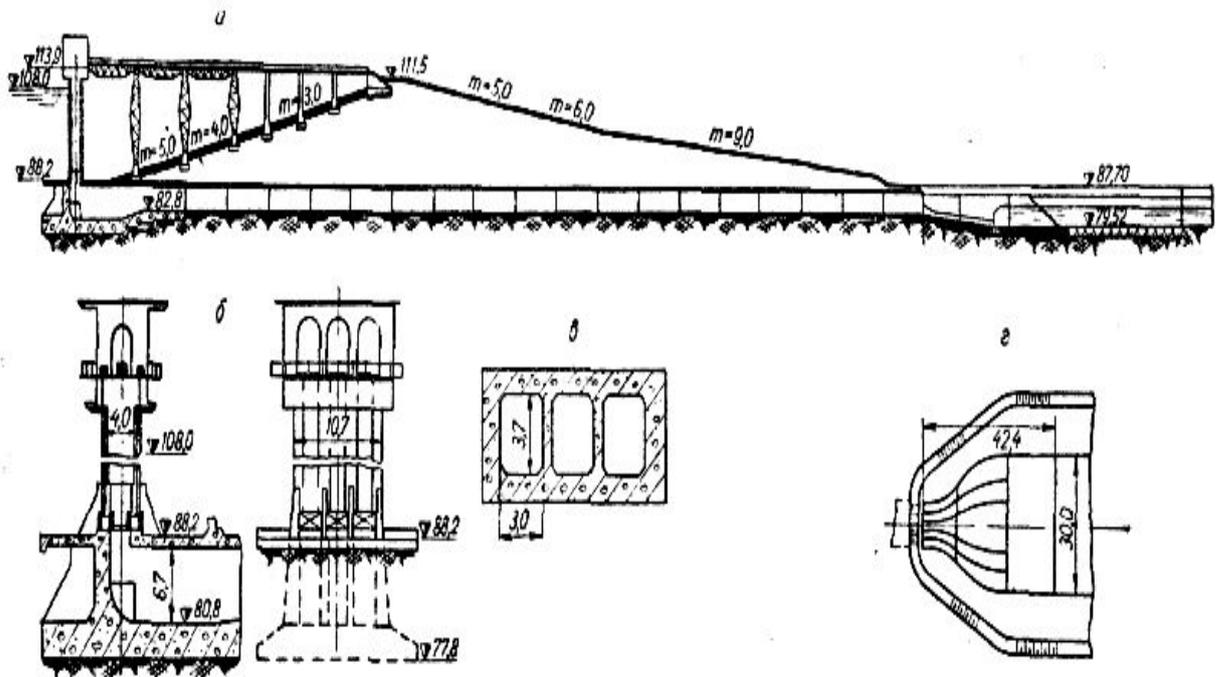


Рис. 1.10. Водовыпуск Каттакурганского водохранилища:

а – продольный разрез водовыпуск; *б* – башня управления затворами; *в* – поперечный разрез трубопровода; *г* – план выхода водовыпуска.

Чимкурганское водохранилище на реке Кашкадарья.

Чимкурганское водохранилище построено и введено в эксплуатацию с 1962 г. Основное назначение регулирование стока р. Кашкадарья. Водоохранилище позволило увеличить площади орошения (с учетом подачи дополнительной воды из р. Зеравшан по каналу Иски–Ангор) до 77 тыс. га. Гидрологические условия водохранилища характеризуются следующими данными:

среднемноголетний годовой сток реки, створ ст. Чиракчи.....	800 млн. м^3
среднемноголетний расход	$25 \text{ м}^3/\text{сек}$
максимальный наблюденный расход	$338 \text{ м}^3/\text{сек}$
расчетные паводковые расходы обеспеченностью 2%	$416 \text{ м}^3/\text{сек}$
расчётные паводковые расходы обеспеченностью 1%	$568 \text{ м}^3/\text{сек}$
расчётные паводковые расходы обеспеченностью 0,1%	$855 \text{ м}^3/\text{сек}$

Борта створа плотины сложены суглинками и лессовидными суглинками, а дно – гравийно–песчаными грунтами. Сейсмичность района –6 баллов.

Водохранилище запроектировано с полной емкостью 500 млн. m^3 , том числе: полезный объем 450 млн. m^3 , мертвый объем 50 млн. m^3 , площадь зеркала водохранилища при н. п. г. 49,2 км².

Отметка ФПУ на 1,05 м выше отметки НПУ а отметка УМО на 17,2 м ниже.

Плотина земляная, укатанная из разнородных грунтов: ядро из суглинка, боковые призмы из гравелисто-песчаного грунта.

Длина плотины по гребню 750 м. Наибольшая высота плотины 34 м при превышении гребня над НПУ 3,2 м (исходя из расчетной высоты волны 2м). Мокрый откос укреплен для защиты от размыва волнами армобетонными плитами толщиной 25 см.

Выпуск воды и сброс расходов катастрофического паводка предусматриваются через башенный водовыпуск, совмещенный с катастрофическим сбросом (водосливом); конструкция водовыпуска показана на рисунке 1.11.

Расход трех отверстий донной трубы при НПУ составляет 330 $m^3/сек$. Расчетный расход водовыпуска 80 $m^3/сек$, сброса 250 $m^3/сек$, напор 31 м.

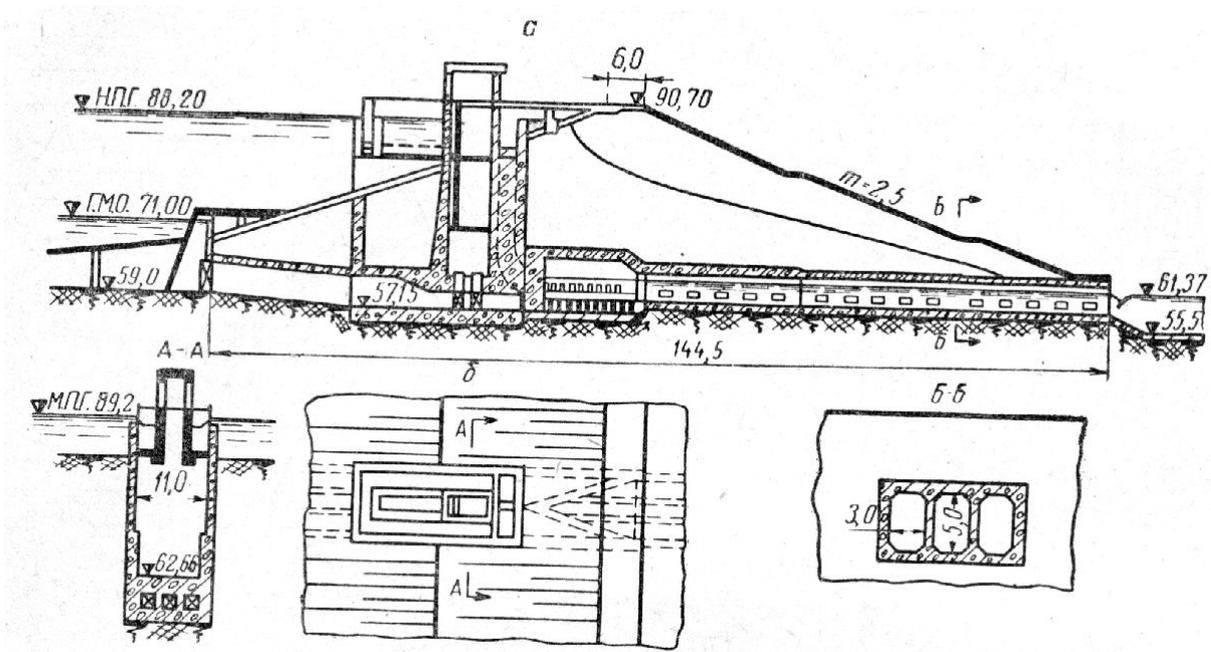


Рис. 1.11. Водовыпуск Чимкурганского водохранилища:

а — продольный разрез; *б* — план.

Максимальная скорость в безнапорной части при сбросе 250 $m^3/сек$ равна 7,9 м/сек. В напорной части скорость значительно меньше.

Энергия гасится ударом встречных струй. Вокруг башни на уровне н. п. г. устроен водослив, через который сбрасываются паводковые расходы при переполнении водохранилища.

Вода по боковым галереям попадает в трубопровод ниже затворов, чем обеспечивается автоматичность отвода. Расход катастрофического водослива при НПУ 127 $m^3/сек$, трубы прямоугольного сечения размером



2,3 X 3,3 м, длина трубы 12 м. Водовыпуск имеет рабочие, аварийные и ремонтные затворы. Ремонтные затворы расположены у входного оголовка трубы и имеют размеры 3 X 3 м. Рабочие и аварийные затворы расположены в башне и имеют размеры 2 X 3 м.

Длина подводящего русла 316 м при ширине по дну 20 м, отводящего русла — 180 м при ширине по дну 56 м.

В период строительства расходы пропускались через башенный водовыпуск (проектом учитывался подъем горизонта воды в верхнем бьефе при пропуске расхода $168 \text{ м}^3/\text{сек}$ на 12,3 м над дном чаши).

Стоимость строительства около 18 млн. руб., в том числе: плотины — 12 млн. руб. и башенного водовыпуска — 700 тыс. руб. по ценам 1961 года.

Андижанское водохранилище.

Андижанское водохранилище является крупнейшим и уникальнейшим объектом республики и Средней Азии. На рис. 1.12 представлена чаша Андижанского водохранилища. Назначение водохранилища — дальнейшее развитие орошаемого земледелия в Ферганской долине, дающее в настоящее время стране около 15% валового сбора хлопка-сырца. Возведенная плотина представляет собой массивно-контрфорсную конструкцию высотой 115,5 м и образует водохранилище емкостью 1,75 млрд. м³. Плотина криволинейна в плане, с радиусом оси 1000 м. что обусловлено выбором наиболее сохранных участков скального основания. На рис. 1.13 представлен план плотинного узла Андижанского водохранилища. Длина плотины по гребню составляет 1020 м. (Плотина состоит из 33 отдельных секций и двух бортовых устоев. Секции пустотелые с двумя полостями: межсекционной и внутренней. Ширина стенки контрфорса 5 м, общая ширина секции по оси плотины — 25 м. Верховая и низовая грани плотины имеют заложения откоса 0,5; ширина плотины по гребню 14 м, по основанию — 125 м. В основании плотины под верховым оголовкам секций предусмотрена цементационная завеса из двух рядов скважин глубиной 35 м, а по подошве/основания — контактная цементация. За цементационной завесой предусмотрено устройство двух линий дренажных скважин глубиной 30 и 20 м. На левом берегу к устью примыкает земляная плотина длиной 100 м с центральным суглинистым ядром и боковыми галечниковыми призмами с креплением верхового откоса бетонными плитами. Андижанское водохранилище позволило не только повысить водообеспеченность земель существующего орошения, но и дополнительно освоить 44,3 тыс. га новых земель. Только за счет роста водообеспеченности земель урожайность хлопчатника повысилась в среднем на 4 ц/га, что равносильно дополнительному производству 100 тыс. т хлопка.

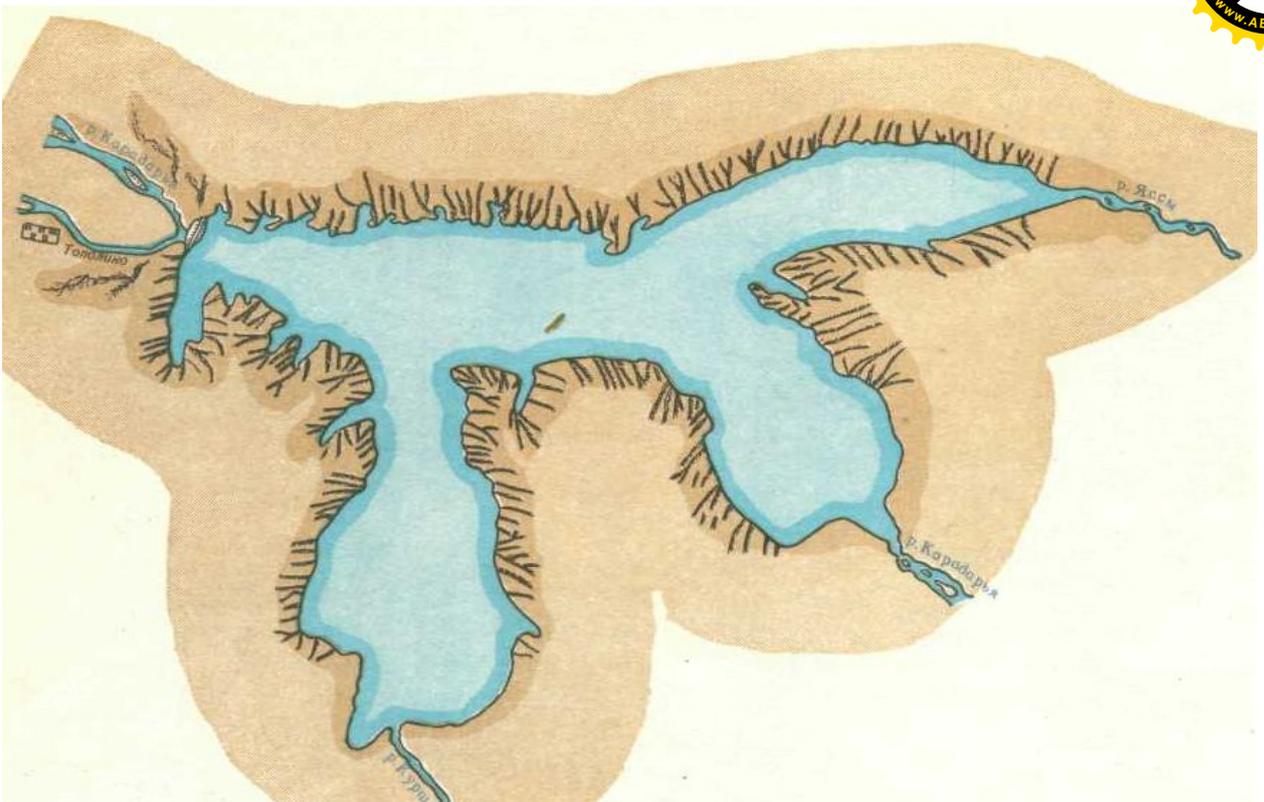


Рис. 1.12. Андижанское водохранилище на реке Карадарье.

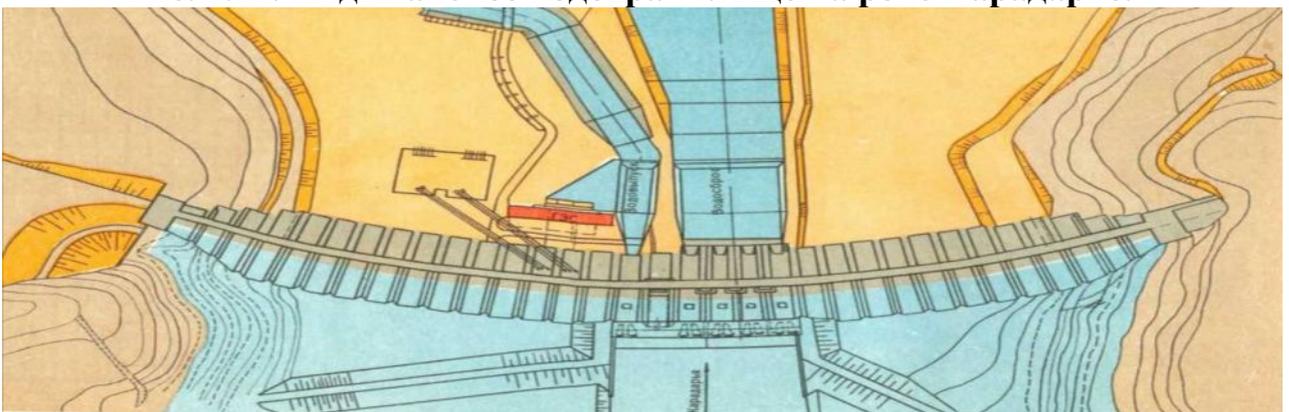


Рис. 1.13. План плотинного узла Андижанского водохранилища.

Водовыпускные сооружения располагаются в теле плотины во внутренних полостях пяти секций тремя ярусами. Первый ярус имеет три временных отверстия в секциях 18–20 для пропуска строительных расходов и два постоянных в секциях 16 и 21 с отметкой порога 807,5 м. Второй ярус имеет пять глубинных, постоянных отверстий с отметкой порога 845 м, из них одно водовыпускное и четыре водосбросных, третий ярус – три водосливных отверстия шириной по 10 м, расположенных на водосбросе между секциями 18–19, 19–20 и 20–21. отметка порога водослива 901 м.

Расчетный расход водовыпускных отверстий в подводящий канал 230 м³/сек, а водосбросных, для сброса излишков воды в р. Карадарью, –1700 м³/сек. Пропуск воды через водовыпуск осуществляется только в летний период, при расходе водопотребления, превышающем расход ГЭС, равный 136 м³/сек. Необходимо отметить, что ГЭС работает в ирригационном режиме.

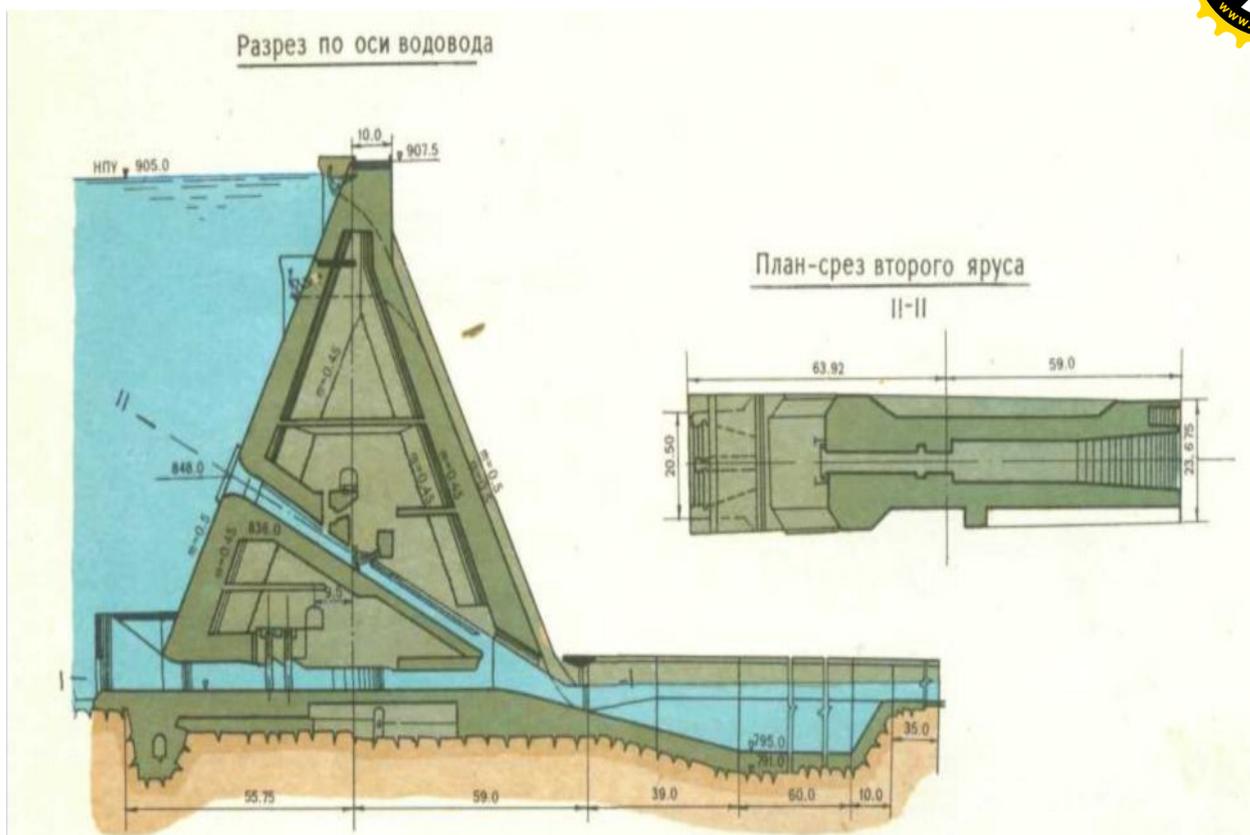


Рис. 1.14. Водовыпускное сооружение Андижанского водохранилища.

Водобой водовыпускных сооружений выполняется в виде гидравлического колодца, заглубленного в скальное основание до отметки 795 м. в период строительства пропуск расходов р. Карадарьи производится через отверстия первого яруса водопропускных сооружений. Учитывая небольшую рыбопродуктивность водохранилища, специфику его работы, а также природный состав промысловых рыб, рыбозаградителей в плотинном узле сооружений не предусмотрели.

Каркиданское водохранилище.

Каркиданское водохранилище на р. Кувасае. Под чашу водохранилища использовано естественное расширение долины Кувасая между адырами гор Назарата, в 4 км южнее селения Талмазар Кувинского района Ферганской области. Наполнение водохранилища производится за счет Исфайрамса в объеме до 75 млн.м³ и за счет Карадарьи в объеме до 160 млн.м³, для чего на левом берегу Южно Ферганского Канала, чуть выше селения Мархамат, построены головной регулятор и Каркиданский подпитывающий канал на расход 18 м³/сек, длиной 26 км.

Строительство водохранилища практически полностью обеспечило водой подкомандные, Южно Ферганского Канала, поливные земли Андижанской и Ферганской областей с площадью 69 тыс. га, а на землях, подкомандных Исфайрамсаю в Ферганской области и Республики Киргизстан, на площади 43 тыс, га дефицит воды уменьшился со 192 до 96 млн. м³ за счет использования воды Исфайрамсаю выше Южно Ферганского

Канала. Таким образом, водообеспеченность и на этих землях повысилась 70 до 85 %.

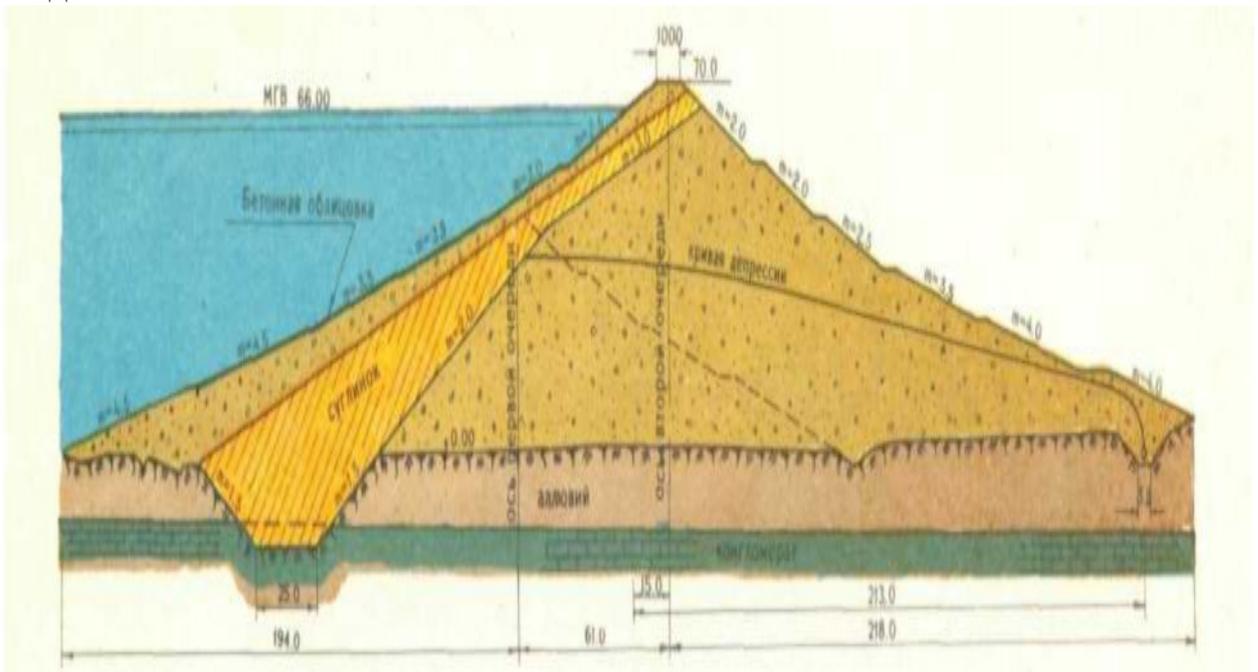


Рис. 1.15. Поперечный разрез плотины Каркиданского водохранилища.

Полная емкость Каркиданского водохранилища составляет 218,4 млн. м³, проектная полезная емкость – 211,4 млн. м³. максимальная площадь зеркала воды 9,65 км². мертвый объем, соответствующий отметке порога водовыпуска 577 м, равен около 5 млн. м³.

Плотина земляная, смешанного типа, длина ее по гребню 420 м. полная высота плотины 70 м, максимально допустимый напор воды на плотину 66 м.

В нижнем бьефе плотины и бортах имеется система дренажных устройств с отводом выклинивающихся вод по трубам. Через тело плотины проходит железобетонная галерея водовыпуска, частично врезанная в конгломераты правого борта. Галерея прямоугольного поперечного сечения имеет в свету высоту 5,50 м и ширину 4,30 м. в галерее уложен напорный металлический трубопровод, имеющий внутренний диаметр 2440 мм и в конце разветвляющийся на два трубопровода диаметром 2200 мм каждый. Общая длина трубопровода 340 м (рис.1.16). Внутри галереи установлена принудительная вентиляция.

Линия затворов, трубчатого водовыпуска тройная. Во входной части галереи, выполненной в виде подводной камеры, установлен аварийный плоский затвор из стального литья высотой 2,20 м и шириной 1,50 м. На выходном оголовке водовыпуска на каждой ветви установлено по одному плоскому литому затвору, такому же, как аварийный, и по одному рабочему конусному затвору (2200 мм) на конце трубопровода. Все затворы рассчитаны на напор 51 м. максимальная пропускная способность каждого конусного затвора 25 м³/сек.

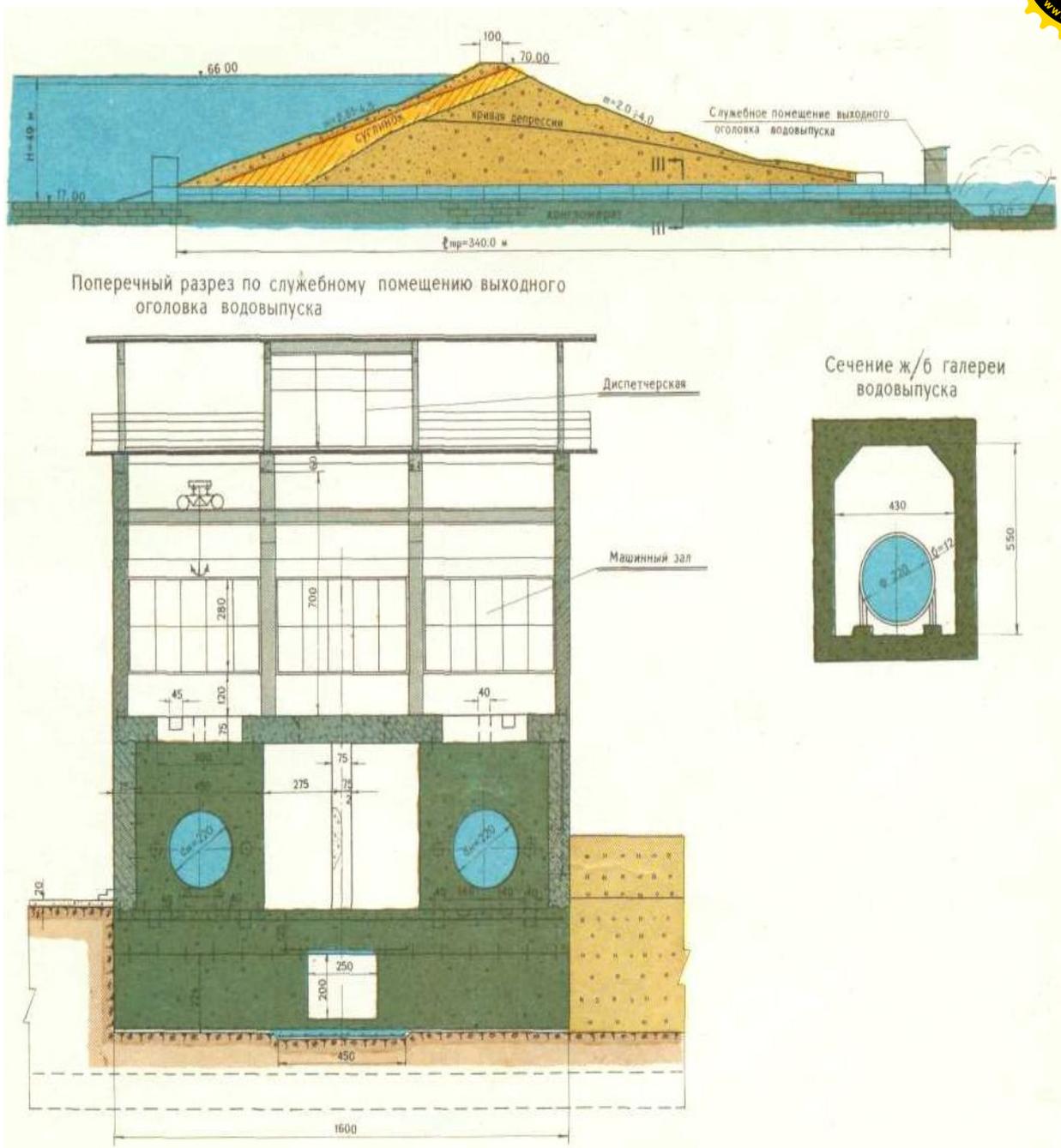
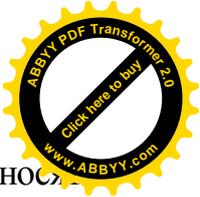


Рис. 1.16. Поперечный разрез плотины по оси водовыпуска.

Из конусных затворов вода попадает в успокоительный бассейн, откуда по быстротоку повышенной шероховатости поступает в бетонированный отводящий канал длиной 2,7 км, пропускной способностью $50 \text{ м}^3/\text{сек}$, и затем в Южный Ферганский канал, сопрягаясь с последним бетонным перепадом.

1.3. Низконапорные гидроэнергетические установки

В настоящее время существует большое количество гидроэлектростанций, использующих для выработки электричества преимущественно потенциальную энергию рек. В основном это достаточно крупные и мощные станции. Вопросы их проектирования, строительства и



эксплуатации разработаны довольно подробно. Поэтому многие авторы относят эти объекты к традиционным энергоустановкам, работающим на возобновляемой энергии.

Вместе с тем, имеется большое количество источников низкопотенциальной гидравлической энергии, использование которой на современном этапе развития энергетики приобретает хозяйственную значимость. Разговор идёт о строительстве малых ГЭУ, на этих источниках.

Способы использования этих источников находятся в большинстве случаев лишь на начальной стадии разработки.

Имеется бесчисленное множество конструктивных разработок по низконапорным энергоустановкам, позволяющим использовать нетрадиционные гидравлические источники энергии. Тем не менее, в целях систематизации их можно разделить на две группы:

- а) реализующие гидростатическое давление водных масс;*
- б) использующие кинетическую энергию потоков.*

В настоящее время все большее распространение получают низконапорные гидроэнергетические установки. Эти станции, в основном, используют гидростатическое давление воды. К ним относятся гидравлические энергетические установки мощностью менее 30 МВт при мощности одного агрегата, не превышающей 10 МВт. Считается, что число агрегатов в низконапорных гидроэнергетических установках составляет не более трех и их диаметр не превышает 3 м. Понятие "малая" относится также и к строительной конструкции, и к капитальным вложениям.

Малые ГЭС, по сравнению с крупными и средними, оказывают существенно меньшее влияние на окружающую природную среду, позволяют использовать унифицированные строительные конструкции, а также обеспечить полную автоматизацию процесса эксплуатации.

Низконапорные гидроэнергетические установки могут освоить гидроэнергетический потенциал малых рек страны, к которым относятся реки площадью водосбора до 5 тыс. км² и длиной до 200 км, и средних, для которых эти показатели соответствуют 80 тыс. км² и 700 км. Из учтенного числа рек к малым причисляется 80 %, а к средним – 15 %. Технический потенциал этих рек весьма большой и для Европейской части оценивается в 100 млрд. кВт·ч.

Кроме отмеченного, низконапорные гидроэнергетические установки могут сооружаться:

– при существующих водохранилищах неэнергетического назначения. Величина этого технического потенциала составляет более 3 млрд. кВт·ч. При этом возможно построить более 25 станций;

– на перепадах каналов. Здесь можно получить около 1.5 млрд. кВт·ч и возвести 125 станций.

Институтом Гидропроект составлена программа развития малой гидроэнергетики на период до 2010 г. В соответствии с этой программой предусматривался ввод малых ГЭС общей мощностью 1750 МВт с использованием низконапорных гидроэнергетических установок.



Низконапорные гидроэнергетические установки классифицируются по многим признакам [6,7,8,17,19].

1. По схемам создания напора:
 - русловые, располагаемые в русле реки;
 - безнапорные, окруженные по деривационной или приплотинной схеме.
2. По напору:
 - низконапорные с $H < 20$ м;
 - средненапорные с $H = 20 - 75$ м;
 - высоконапорные с $H > 75$ м.
3. По режиму работы:
 - работающие низконапорные гидроэнергетические установки параллельно с энергосистемой;
 - на изолированного потребителя;
 - на изолированного потребителя совместно с другими.
4. По степени автоматизации:
 - автоматизированные;
 - полуавтоматизированные при наличии дежурного персонала.

Здание станций низконапорных гидроэнергетических установок классифицируют [6,7,8,9,17,20]:

1. По виду гидросилового силового оборудования:
 - с реактивными гидротурбинами;
 - с активными гидротурбинами.
2. По компоновке гидроагрегата:
 - с вертикальным расположением агрегата;
 - с горизонтальным;
 - с наклонным.
3. По виду гидротурбин:
 - с осевыми турбинами;
 - с поворотно–лопастными;
 - с трубчатыми;
 - с капсульными;
 - с прямоточными;
 - с радиально–осевыми;
 - с ортогональными и др.
4. По конструкции подвода воды:
 - с открытой турбинной камерой;
 - с напорной турбинной камерой;
 - с трубчатым фронтальным подводом;
 - с камерным подводом;
 - с кожуховым фронтальным подводом;
 - с кожуховым радиальным подводом;
 - со спиральной турбинной камерой.
5. По конструкции отсасывающей трубы:
 - с прямоосной конической,

- с изогнутой,
- с коленчатой;
- с 3-образной трубой.

Широкий диапазон единичных мощностей гидроагрегатов низконапорных гидроэнергетических установок и специфические топографические и геологические условия районов их строительства обусловили большое разнообразие конструктивных решений по зданиям станций. Однако если мощность низконапорной гидроэнергетической установки не ниже 0.5 – 1.0 МВт, то при их проектировании можно придерживаться следующих рекомендаций, обеспечивающих минимум строительных объемов и стоимости.

Русловые низконапорные гидроэнергетические установки с реактивными гидротурбинами обычно имеют традиционную конструкцию агрегатного здания с проточной частью, состоящей из водоприемника, турбинной камеры и отсасывающей трубы.

Если диаметр рабочих колес не превышает 1 м, а напор составляет 2 – 4 м, то наиболее целесообразно использовать конструкцию здания с вертикальными агрегатами, открытой прямоугольной турбинной камерой и изогнутой или прямоосной отсасывающей трубой.

Пример такой гидроэнергетической установки приведен на рис. 1.17.

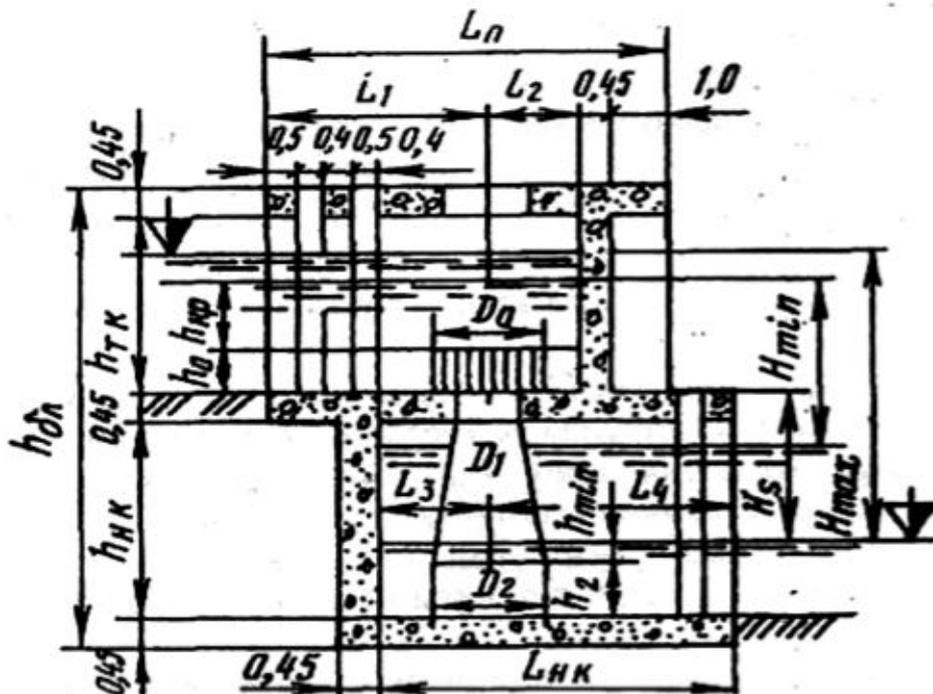


Рис. 1.17. Схема гидроэнергетической установки с открытой турбинной камерой.

При больших напорах ($H = 6 - 10$ м) вал гидротурбины становится чрезмерно длинным, поэтому экономичнее применять закрытые (напорные) турбинные камеры.

Если напор превышает 10 м, то необходимо переходить к бетонным спиральным камерам.

Для диаметров рабочего колеса, равных 2 м, в диапазоне напоров от до 12 м преимуществами по удельному расходу бетона обладают здания низконапорных гидроэнергетических установок с горизонтальными прямоосными и капсульными агрегатами. Однако из-за большой их металлоемкости и более сложной эксплуатации чаще в этих условия вменяются здания с горизонтальными трубчатыми гидроагрегатами с 3-образной отсасывающей трубой (рис. 1.18).

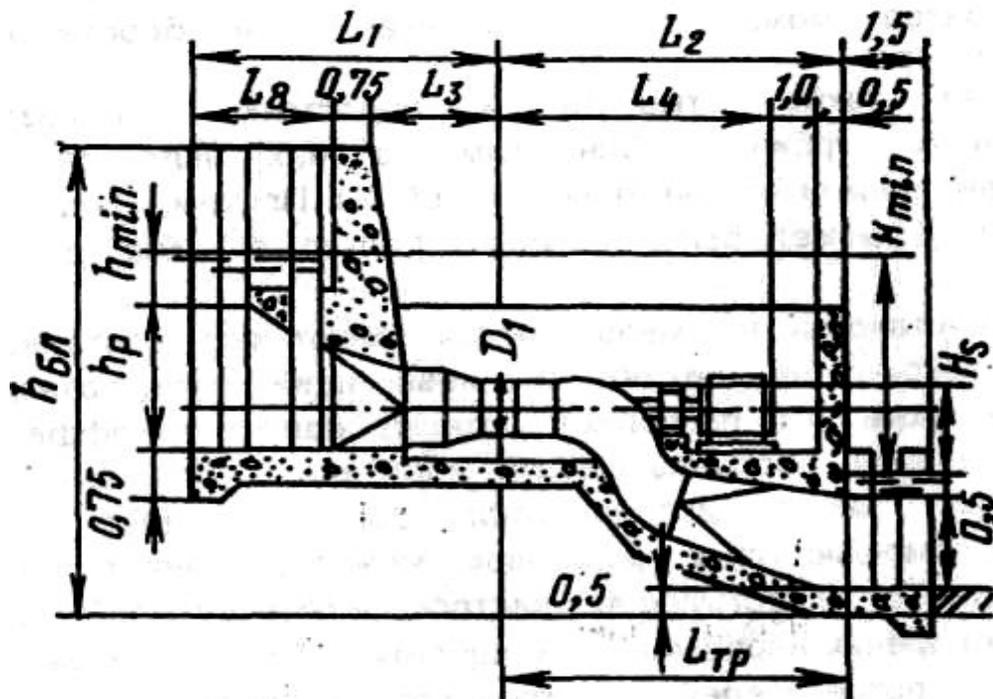


Рис. 1.18. Схема гидроэнергетической установки с 3-образной отсасывающей трубой.

При диаметрах рабочего колеса 3 м наиболее экономичными в интервале напоров 6 – 10 м являются также здания с горизонтальными трубчатыми или капсульными гидроагрегатами и 3-образной отсасывающей трубой, а при больших напорах – классическая компоновка с вертикальными агрегатами, спиральными камерами и изогнутыми отсасывающей трубами.

Безнапорные гидроэнергетические установки имеют агрегатные здания, не воспринимающие напор, что позволяет выполнить их в виде облегченной конструкции. Особенностью таких низконапорных гидроэнергетических установок, является также и то, что они имеют напоры не менее 50 – 60 м, что при их ограниченной мощности приводит к уменьшению турбинных расходов воды и, следовательно, максимальных диаметров рабочих колес до 3 м. В результате этих особенностей (как показал анализ существующих электростанций) конструкция здания низконапорных гидроэнергетических установок, определяется в основном компоновкой агрегатов и схемой подвода воды.

При диаметре рабочего колеса, равном 0.5 м, в диапазоне напоров 10 – 30 м по строительным объемам наиболее эффективным является здание с

вертикальными агрегатами с кожуховыми фронтальными подводами изогнутыми отсасывающими трубами.

В интервале напоров от 30 до 100 м рекомендуется использовать горизонтальные радиально–осевые гидротурбины с кожуховыми радиальными подводами воды и коленчатыми трубами.

Для больших напоров преимуществом обладают здания с такими же агрегатами, но спиральными турбинными камерами и прямоосными отсасывающими трубами.

Если диаметр рабочего колеса составляет 1.0 м, то при изменении напоров от 10 до 30 м эффективнее применять наклонные гидроагрегаты с осевыми турбинами, кожуховыми фронтальными подводами и изогнутыми отсасывающими трубами (рис. 1.19).

Для напоров 30 – 400 м предпочтение следует отдавать горизонтальным агрегатам с радиально–осевыми турбинами, металлическими камерами и прямоосными коническими трубами.

При диаметре рабочего колеса турбины 3.0 м и напорах до 30 м также рекомендуются наклонные агрегаты с осевыми турбинами, с кожуховыми подводами и коленчатыми отсасывающими трубами. Но в связи с большой металлоемкостью и более сложной эксплуатацией чаще в этих условия применяются здания с горизонтальными трубчатыми гидроагрегатами и с 3–образной отсасывающей трубой (рис. 1.18).

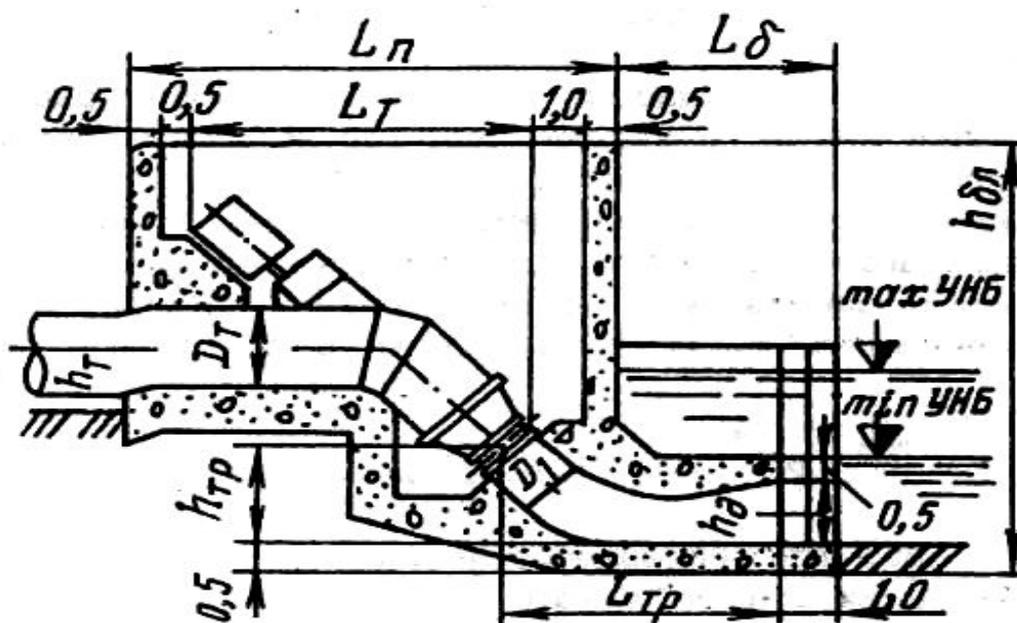


Рис. 1.19. Схема гидроэнергетической установки с наклонными агрегатами и изогнутыми отсасывающими трубами.

При диаметрах рабочего колеса 3 м наиболее экономичными, в интервале напоров 6 – 10 м, являются также здания с горизонтальными трубчатыми или капсульными гидроагрегатами и 3–образной отсасывающей трубой, а при больших напорах – применяется классическая компоновка с

вертикальными агрегатами, спиральными камерами и изогнутыми отсасывающими трубами.

Выполненные исследования, показали эффективность использования для низконапорных гидроэнергетических установок, агрегатов с ортогональными турбинами. Схема такой конструкции приведена на рис. 1.20.

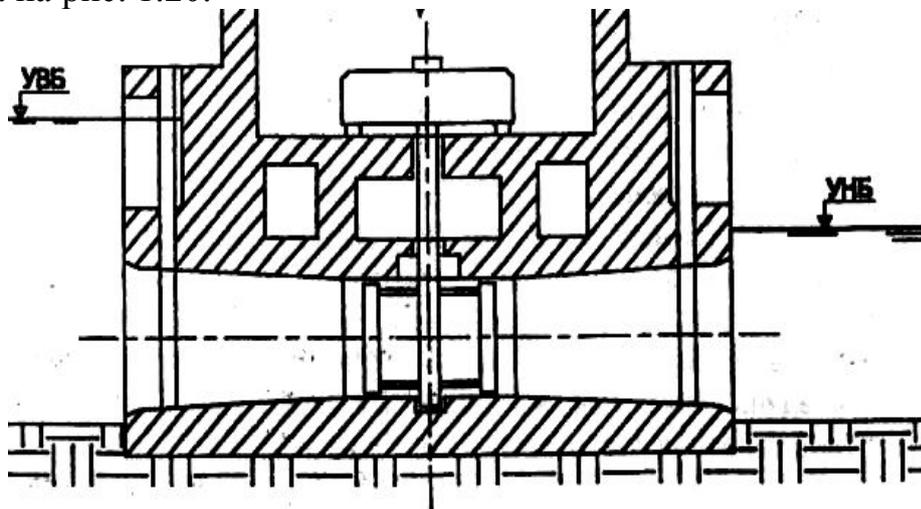


Рис. 1.20. Схема гидроэнергетической установки с ортогональной гидротурбиной.

По сравнению с применением капсульных агрегатов, такое исполнение имеет ряд преимуществ:

- в них водовод может быть выполнен прямоугольного поперечного сечения, который менее сложен в изготовлении;
- требуется меньшая длина блока за счет исключения участка водовода, на котором обычно размещается капсула;
- водовод имеет симметричное очертание и не меняет энергетических характеристик в зависимости от направления течения воды;
- лопасти выполняются одинакового профиля по длине, а следовательно, рабочее колесо дешевле в изготовлении;
- требуется меньший расход металла, поскольку нет необходимости в устройстве металлической капсулы и облицовке проточного тракта;
- устраняются сложности размещения гидрогенератора, да и сам генератор может быть выполнен низкооборотным без мультипликатора.

Следует также отметить и недостатки использования ортогональных турбин. Основным из них является низкий коэффициент полезного действия (60 – 65 %). Причем максимальное значение КПД может быть получено только в узком диапазоне напоров.

Низконапорные энергоустановки имеют ряд достоинств в частности [11,13,14,20,21,22,23]:

- требуют меньших объемов инвестиций;



- могут возводиться в короткие сроки, что позволяет ускорить получение эффекта и сократить период оборачиваемости капитала;
- для выполнения строительных работ используются только местные трудовые ресурсы;
- с помощью таких установок можно обеспечить энергией изолированных от существующей электросети потребителей и др.

С точки зрения наращивания мощности при помощи существующих водохранилищах неэнергетического назначения и обеспечения потребителей дополнительной электроэнергией можно заключить, что наиболее быстрое увеличение объема вырабатываемой энергии можно достичь в результате строительства малых ГЭС.

Для этого вполне производственных мощностей и трудовых ресурсов в Республике.

Однако такие гидроэнергетические установки очень редко будут располагаться вблизи потребителей, а это означает необходимость строительства ЛЭП, затраты на которые резко снизят эффективность гидроэнергетических установок.

В качестве недостатков низконапорных ГЭУ можно отметить также и такие, как резкое сокращение водного стока в зимний период, значительные капитальные удельные вложения и другие факторы.

ВЫВОДЫ.

Проведенные исследования, представленные в первой главе, позволяют сделать следующие выводы.

1. Результаты исследований показывают, что существующие и действующие водохранилища ирригационного назначения, в основном имеют низкий и средний напор.
2. Водоохранилища имеют незадействованные, в энергетическом плане, водовыпускные, водосбросные сооружения, как открытого, так и закрытого типа.
3. Современное развитие науки и техники, на данном этапе, открывают большие возможности использования этого гидроэнергетического потенциала, с помощью низконапорных гидроэнергетических установок.



ГЛАВА 2. ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ВОДОВЫПУСКНЫХ СООРУЖЕНИЯХ ВОДОХРАНИЛИЩ.

В условиях развития малой гидроэнергетики Республики Узбекистан, одно из важных мест занимает использование энергетического потенциала водохранилищ ирригационного назначения. Использование гидравлической энергии водовыпускных сооружений, открывает большие возможности в выработке электроэнергии. Строительство низконапорных гидроэнергетических установок, на таких объектах, не потребует больших материальных затрат, поэтому открывает большие перспективы этого направления. Одним из важных аспектов в проведении анализа гидроэнергетического потенциала водовыпускных сооружений водохранилищ ирригационного назначения является, разработка методики определения гидроэнергетических параметров водохранилища, с учётом их назначения и сезонного регулирования.

2.1. Техничко-экономическое обоснование параметров затвора гидротехнического сооружения с микроГЭС

По результатам исследований были разработаны методика расчета технико-экономического обоснования микроГЭС установленного на затворе гидротехнического сооружения и создана программа для определения основных параметров гидроэнергетических установок. Данная программа включает в себе определение технико-экономических параметров микроГЭС установленного в затворе гидротехнического сооружения [15,16].

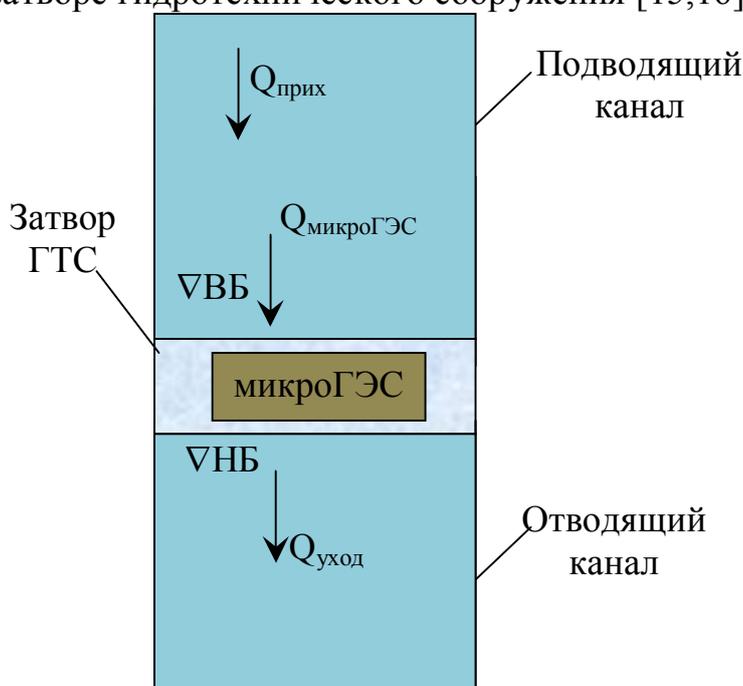


Рис. 2.1. Схема использования затвора ГТС с микроГЭС

$Q_{\text{прих}}$ – расход приходящая воды по подводящему каналу; $Q_{\text{микроГЭС}}$ – расход ГЭС; $Q_{\text{уход}}$ – расход уходящая воды по отводящему каналу.



Напор в микроГЭС определяется:

$$H = \left(\nabla ВВ + \frac{Q_{прих} \cdot t}{S_{дно_вб}} - \frac{Q_{микроГЭС} \cdot t}{S_{дно_нб}} \right) - \left(\nabla НБ - \frac{Q_{уход} \cdot t}{S_{дно_нб}} + \frac{Q_{микроГЭС} \cdot t}{S_{дно_нб}} \right) - h_w = [M].$$

где $\nabla ВВ$ – отметка воды до затвора, т.е. отметка верхнего бьефа микроГЭС, м; $\nabla НБ$ – отметка воды после затвора, т.е. отметка нижнего бьефа микроГЭС, м; $S_{дно_вб}$ и $S_{дно_нб}$ – площади дна верхнего и нижнего бьефа, м²; h_w - потеря напора водопроводящего тракта микроГЭС, м; t – время работы микроГЭС, сек.

Потеря напора в водопроводящем тракте микроГЭС определяется:

$$h_{w_{x.вс}} = 1,1 \cdot \lambda \frac{L}{D} \cdot \frac{16 \cdot Q_{x.вс.}^2}{\pi^2 g \cdot D^4} = 0,182 \cdot \lambda \cdot \frac{L \cdot Q_{x.вс.}^2}{D^5} = [M].$$

где L – длина водопроводящего тракта микроГЭС, м; D – диаметр водопроводящего тракта микроГЭС, м; λ - коэффициент гидравлического трения и определяется:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta_s}{D} \right).$$

где Δ_s - коэффициент шероховатости стенок.

Сходя, что приходящее расход равна уходящему расходу $Q_{микроГЭС} = Q_{уход}$ тогда, напор в холостом водосбросе примет такую форму:

$$H = \left(\nabla ВВ + \frac{Q_{прих} \cdot t}{S_{дно_вб}} - \frac{Q_{микроГЭС} \cdot t}{S_{дно_вб}} \right) - \left(\nabla НБ - \frac{Q_{уход} \cdot t}{S_{дно_нб}} + \frac{Q_{микроГЭС} \cdot t}{S_{дно_нб}} \right) - h_w =$$

$$= \nabla ВВ - \nabla НБ + \frac{1}{S_{дно_вб}} (Q_{прих} \cdot t - Q_{микроГЭС} \cdot t) - h_w = [M]$$

Будем рассматривает, что $t=1$ сек, потому что единица измеренные расхода м³/сек и $Q \cdot t = W = м^3$ даёт объем, в этом случаи напор в холостом водосбросе определяется по формуле:

$$H = \nabla ВВ - \nabla НБ + \frac{1}{S_{дно_вб}} (W_{прих} - W_{микроГЭС}) - h_w = [M]$$

Полная мощность микроГЭС:

$$N_{микроГЭС} = 9,81 \cdot Q_{микроГЭС} \cdot H_z = [кВт],$$

где H_z - геометрический напор микроГЭС, который определяется по следующей формуле:

$$H = \nabla ВВ - \nabla НБ + \frac{1}{S_{дно_вб}} (W_{прих} - W_{микроГЭС}) = [M]$$

Мощность микроГЭС:

$$N_{ГЭС} = 9,81 \cdot Q_{ГЭС} \cdot H \cdot \eta_{ГА} = [кВт].$$



где $\eta_{ГА}$ – коэффициент полезного действия гидроагрегата ГЭС, %.
 Если микроГЭС пропускает всю приходящую расход через микроГЭС
 ($Q_{\text{микроГЭС}} = Q_{\text{прих}}$), тогда мощность микроГЭС будет равна:

$$N_{\text{микроГЭС}} = 9,81 \cdot Q_{\text{прих}} \cdot H \cdot \eta_{ГА} = [\text{кВт}].$$

Капитальное вложение для создание микроГЭС на имеющемся затворе ГТС определяется по следующему пути:

$$K_{\text{микроГЭС}} = N_{\text{микроГЭС}} \cdot k_{\text{уд}} = [\text{сум}],$$

$k_{\text{уд}}$ - удельная капиталовложения на 1 кВт, $\frac{\text{сум}}{\text{кВт}}$.

Ежегодная вырабатываемая электроэнергия микроГЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{микроГЭС}} = N_{\text{микроГЭС}} \cdot T = 9,81 \cdot Q_{\text{микроГЭС}} \cdot H \cdot \eta_{ГА} \cdot T = [\text{кВт} \cdot \text{час}]$$

T – время использования микроГЭС течение года.

Эксплуатационные затраты по микроГЭС определяется:

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 = [\text{сум}].$$

Z_1 – амортизационные расходы;

$$Z_1 = 0,029 \cdot K = [\text{сум}].$$

Z_2 – ремонтные работы

$$Z_2 = 0,03 \cdot K = [\text{сум}].$$

Z_3 – годовая заработная плата,

$$Z_3 = m \cdot Z \cdot 12 = [\text{сум}].$$

m – количество работников, $m = 2, 3$ – месячная заработная плата, сум.

Цена выработанной электроэнергии микроГЭС:

$$C = \mathcal{E}_{\text{микроГЭС}} \cdot \beta = \cdot T = [\text{сум}]$$

β – стоимость 1 кВт·час электроэнергии, сум/ кВт·час.

Экономия условного топлива:

$$P_{\text{топливо}} = \mathcal{E}_{\text{микроГЭС}} \cdot G = [\text{кг}],$$

G - удельные расход условного топлива, кг/(кВт·ч).

Доход от экономия условного топлива:

$$D_{\text{топливо}} = P_{\text{топливо}} \cdot C_{\text{топливо}} = [\text{сум}].$$

$C_{\text{топливо}}$ – средняя цена 1 кг условного топлива, сум/кг.

Чистая прибыль:

$$C_n = C + D_{\text{топливо}} - Z = [\text{сум}].$$

Сопоставительный экономический коэффициент эффективности

$$E = C_n / K.$$

Срок окупаемости $T_{\text{ок.}} = 1/E = [\text{лет}].$

Исходя из выше изложенного можно сказать, что с помощью микроГЭС можно решить вопрос энергообеспечения, энергоресурсосбережения, улучшения режимов работы энергосистемы, сохранение экологической чистоты и т.д.

На основе исследований была создана методика и программа расчета по технико-экономическому обоснованию использования микроГЭС на затворе ГТС и получены результаты приведены в таблице 2.1.



На рисунках 2.2 и 2.3 приведены характеристики по полученным результатам.

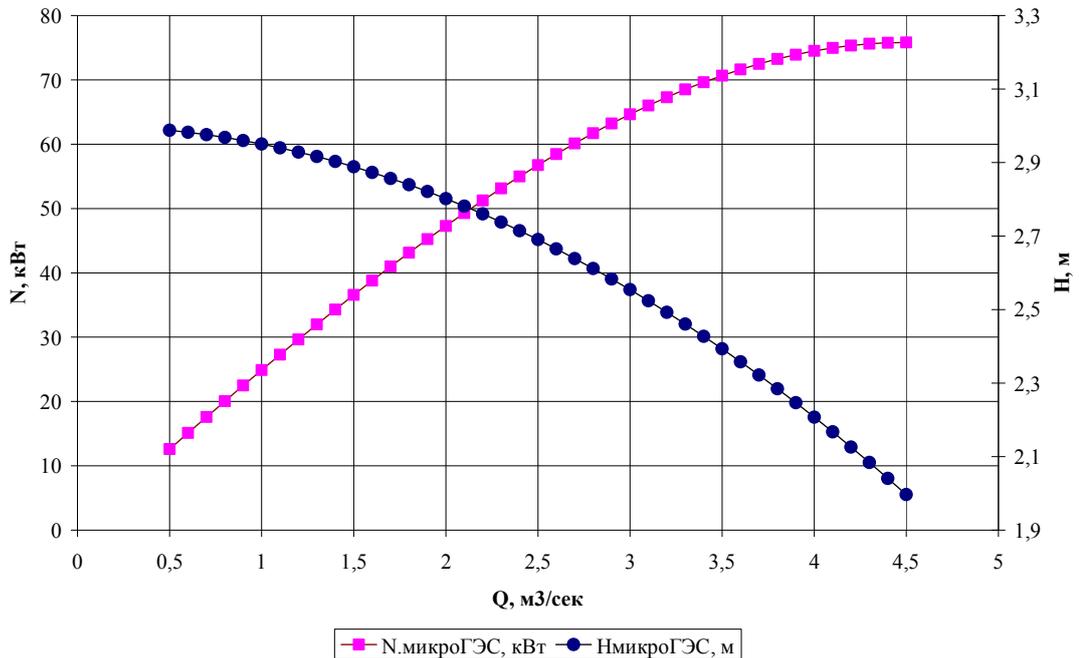


Рис. 2.2. График зависимости напора и мощности микроГЭС от расхода

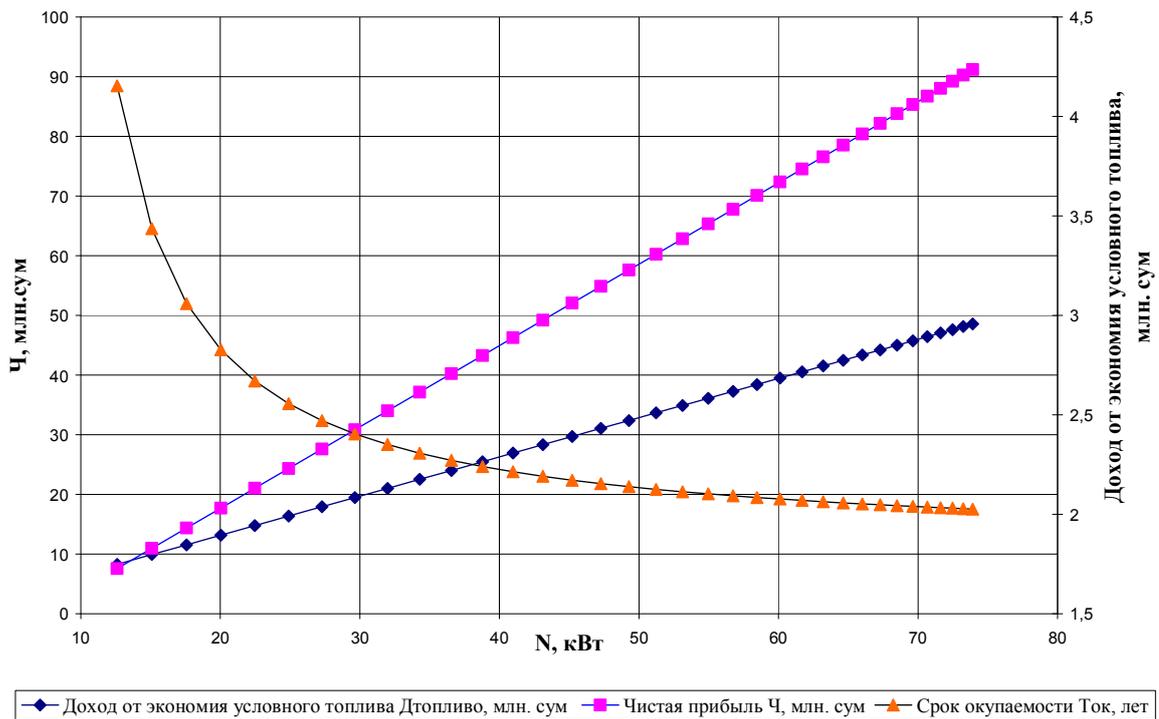


Рис. 2.3. График зависимости чистого прибиля, дохода от экономии условного топлива и срок окупаемости от мощности микроГЭС



Таблица 2.1. Получены результаты программы расчета по технико-экономическому обоснованию использования микроГЭС на затворе ГТС.

№	$Q_{\text{микроГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{сек}$	$N_{\text{микроГЭС}},$ кВт	$K_{\text{микроГЭС}},$ млн.сум	$\mathcal{E}_{\text{микроГЭС}},$ кВт*час	Эксплуата- ционные затраты по микроГЭС $Z,$ млн.сум	Цена вырабо- танной электро- энергии микроГЭС $C,$ млн.сум	Экономия условного топлива $P_{\text{топливо}},$ кг.у.т.	Доход от экономи услов- ного топлива $D_{\text{топливо}},$ млн. сум	Чистая прибыль $\mathcal{C},$ сум	Срок окупа- емости $T_{\text{ок}},$ лет
1.	0,4	10,1	25,24	88451,21	11,08	8,62	13267,7	6,63384	4,17	6,05564
2.	0,5	12,6	31,50	110399,3	11,45	10,76	16559,9	8,27994	7,59	4,15382
3.	0,6	15,1	37,73	132237,5	11,82	12,89	19835,6	9,91781	10,98	3,4357
4.	0,7	17,6	43,93	153943,8	12,19	15,0	23091,6	11,5458	14,36	3,05877
5.	0,8	20,0	50,08	175496,5	12,55	17,11	26324,5	13,1622	17,72	2,82674
6.	1	24,9	62,22	218052,5	13,27	21,26	32707,9	16,3539	24,34	2,55642
7.	1,2	29,7	74,12	259729,8	13,97	25,32	38959,5	19,4797	30,83	2,40427
8.	1,5	36,6	91,38	320213,7	14,99	31,22	48032	24,016	40,25	2,27071
9.	1,8	43,1	107,80	377731,8	15,96	36,82	56659,8	28,3299	49,20	2,19113
10.	2	47,3	118,19	414136,7	16,57	40,37	62120,5	31,0603	54,87	2,15418
11.	2,3	53,1	132,81	465394	17,43	45,37	69809,1	34,9045	62,84	2,11345
12.	2,5	56,7	141,85	497075,7	17,96	48,46	74561,4	37,2807	67,78	2,09307
13.	2,8	61,7	154,23	540424,4	18,69	52,69	81063,7	40,5318	74,52	2,06956
14.	3	64,6	161,61	566284,6	19,13	55,21	84942,7	42,4713	78,55	2,05745
15.	3,2	67,3	168,24	589508,6	19,52	57,47	88426,3	44,2131	82,16	2,04759
16.	3,4	69,6	174,06	609920,7	19,87	59,46	91488,1	45,744	85,34	2,03962



2.2. Программа расчёта технико–экономических параметров низконапорных гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях водохранилищ

Программа расчёта технико–экономических параметров низконапорных гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях водохранилищ предусматривает, использование уже действующих водовыпусков ирригационного назначения в выработке электроэнергии. На основании результатов проведённых исследований, установлено, что практически, вода из водохранилища используется на орошение в течении 10 календарных месяцев. При этом расходы воды регламентируются в соответствии с графиком водопотребления сельскохозяйственных объектов.

Разработанная программа расчётов, предусматривает колебание уровней воды в верхнем бьефе плотины водохранилища, изменений расходов воды через водовыпуск, время работы в году, основные технические параметры водовыпусков, гидравлические потери энергии в водоводах водовыпуска с учетом конструкции сооружений и т.д.

Основные исходные данные:

- время работы водовыпуска и турбины;
- имеющийся напор;
- длина водовыпуска;
- приведённый коэффициент гидравлического трения;
- стоимость одного кВт. час электроэнергии;
- диаметр водовыпускного сооружения;
- площадь поперечного сечения водовыпускного сооружения.

Алгоритм расчёта программа расчёта технико–экономических параметров низконапорных гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях водохранилищ.

В соответствии с графиком водоподачи определяется объём воды необходимый для нужд хозяйствующих объектов, по формуле:

$$W = Q \cdot t,$$

где: Q – расход пропускаемый через водовод м³/с;
 t – время работы водовыпускного сооружения.

Площадь поперечного сечения круглого водовыпускного сооружения, определяется, для водоводов использующегося в нём, по зависимости:

$$\omega_d = \frac{\pi \cdot D^2}{4},$$

где: D – внутренний диаметр водовода водовыпускного сооружения, м.

Гидравлические потери энергии в напорных водоводах, складываются из потерь на входе в водовод, местных потерь – в затворе, решётке, сужении, расширении, на выходе и потерь энергии потока по длине водовода. С учётом этих условий были проведены расчёты потерь энергии потока, с целью установить и принять средневзвешенное значение этих потерь, в



зависимости от режимов эксплуатации сооружения. На основе проведённых теоретических исследований был принят единый приведённый коэффициент гидравлического трения для водоводов водовыпускных сооружений большого диаметра $\lambda = 0,0107$.

Следовательно, гидравлические потери энергии, определяются по формуле Дарси–Вейсбаха:

$$h_w = 1,05 \cdot \lambda \cdot l \cdot Q^2 / 2 \cdot g \cdot D \cdot \omega_d^2,$$

где: 1,05 – коэффициент неучтённых потерь энергии;

l – длина напорного водовода водовыпускного сооружения, м;

Q – расход пропускаемый через водовод м³/с;

g – ускорение свободного падения;

D – внутренний диаметр водовода водовыпускного сооружения, м;

ω – площадь поперечного сечения водовода водовыпускного сооружения, м².

Напор воды на выходе из водовыпускного сооружения, определяется по зависимости:

$$H = H_z - h_w.$$

Мощность потока водовыпускного сооружения водохранилища, определяется по формуле:

$$N_{nom} = 9,81 \cdot Q \cdot H_z.$$

Мощность на валу турбины, определяется по формуле:

$$N_m = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_m.$$

η_m – коэффициент полезного действия гидротурбины, $\eta_m = (85 \div 93) \%$.

Мощность агрегата определяется по зависимости:

$$N_{ag} = \eta_{ген} \cdot N_m.$$

$\eta_{ген}$ – коэффициент полезного действия гидрогенератора, $\eta_{ген} = (94 \div 97) \%$.

Возможная выработанная электроэнергия, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ag} = N_{ag} \cdot t.$$

t – время работы водовыпускного сооружения.

Стоимость выработанной электроэнергии определяется согласно действующего тарифа, в данном случае $\beta = 131,4$ сум/кВт·час, по зависимости:

$$S = \mathcal{E}_{ag} \cdot \beta.$$

На рисунке 2.4 представлена блок схема программы расчёта.

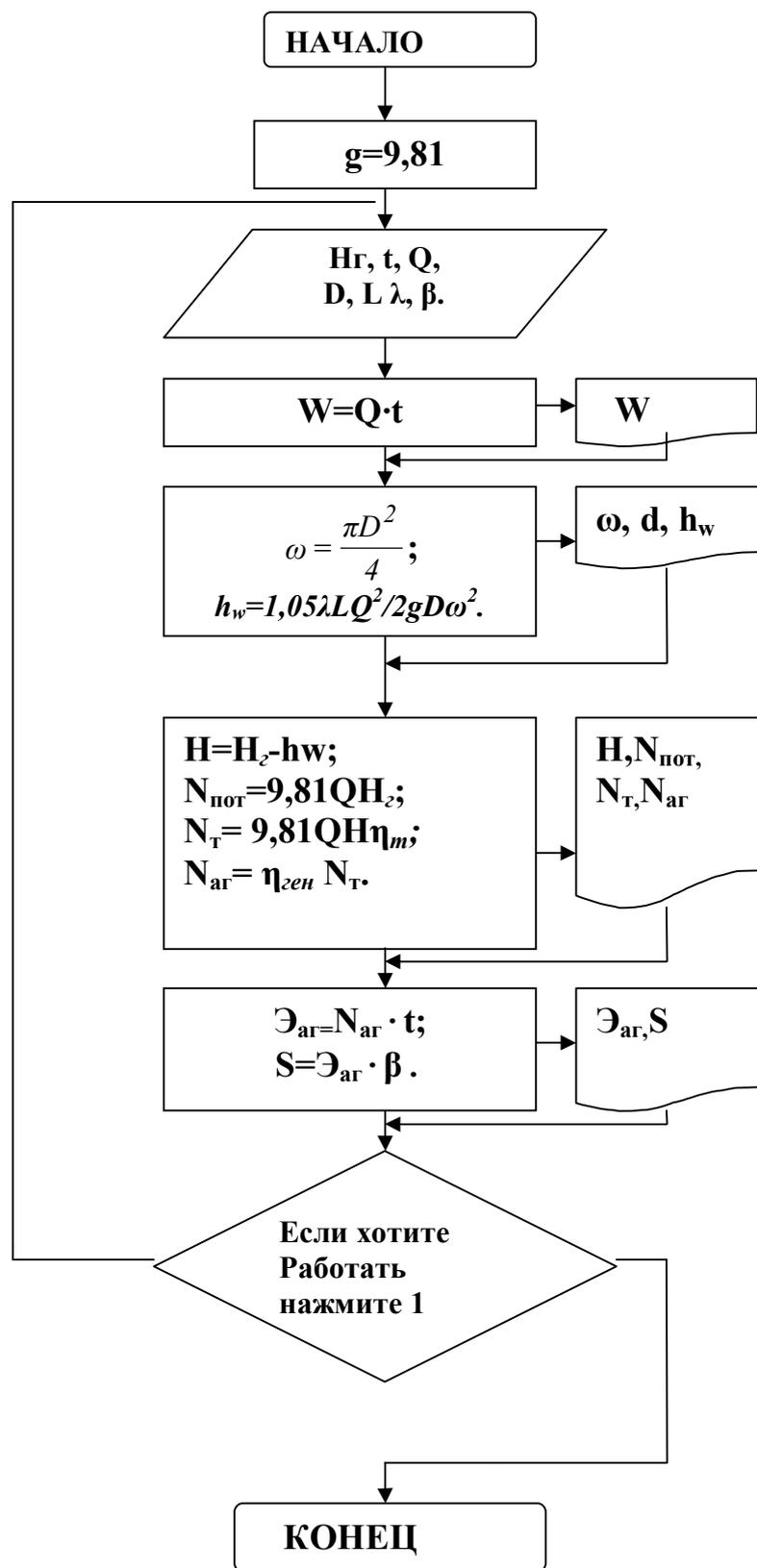


Рис. 2.4. Блок схема программы расчёта технико-экономических параметров низконапорных гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях водохранилищ.



Программа расчёта технико-экономических параметров низконапорных гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях водохранилищ.

```
uses crt;
label voz;
const g=9.81;
var VB,NB,t,W,Q,Hg,H,hw,N_pot,N_t,N_ag,E_ag,S,D,L,lam,b,w_d:real;
begin voz:clrscr;
  writeln("");
  write('Geometricheski napor Hg='); read(Hg);
  {write('Uroven NB='); read(NB);}
  write('Vremya raboti vodovipuska t='); read(t);
  write('Rasxod vodi v vodovipuske Q='); read(Q);
  write('diametr vodovipuska D='); read(D);
  write('Dlina vodovipuska L='); read(L);
  write('Koeffisien gidravlicheskogo treniya Lam='); read(lam);
  write('Stoimost 1 kVt*chas b='); read(b);
  writeln;

writeln;
W:=Q*(3600*t);
  writeln('Obem propushenny vodi na vodovipuske W=',W:0:3,'kub.m');
w_d:=(pi*D*D)/4;
  writeln('Ploshad vodovipuskhnogo tunnelya w_d=',w_d:0:3,'kv.m');
hw:=(1.05*lam*L*Q*Q)/(2*g*D*w_d*w_d);
{hg:=VB-NB;
  writeln('Geometricheski napor Hg=',Hg:0:3,'m');}
  writeln('Poteriya napora hw=',hw:0:3,'m');
H:=Hg-hw;
  writeln('Hapor H=',H:0:2,'m');
N_pot:=9.81*Q*H;
  writeln('Moshnost potoka na vodovipuske N_pot=',N_pot:0:2,'kVt');
N_t:=N_pot*0.91;
  writeln('Moshnost turbini N_t=',N_t:0:2,'kVt');
N_ag:=N_t*0.95;
  writeln('Moshnost agregata N_ag=',N_ag:0:2,'kVt');
E_ag:=N_ag*t;
  writeln('Virabativaemaya energiya E=',E_ag:0:2,'kVt*chas');
S:=E_ag*b/1000000;
  writeln('Stoimost virabotanniy energi S=',S:0:3,'mln.sum');
  writeln;
  writeln('Esli eshe hotite rabotat najmite "1"');
  readln(b);
  if b=1 then goto voz;
end.
```



**Результаты расчётов по математической программе определения
технико-экономических параметров низконапорных
гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях
водохранилищ.**

Таблица 2.2.

Исходные данные: $t=2$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час; $D = 3,6$ м;

$H_r,$ м	$Q,$ м ³ /с	$W,$ м ³	$h_w,$ м	$H,$ м	$N_{пот},$ кВт	$N_r,$ кВт	$N_{ар},$ кВт	$\Sigma,$ кВт·час	$S,$ млн. сум
20	60	432000	0,553	19,45	11446,68	10416,48	98952,66	19791,32	0,712
20	80	576000	0,983	19,02	14924,88	13581,64	12902,56	25805,12	0,929
20	100	720000	1,535	18,46	18113,91	16483,66	15659,48	31318,95	1,127
30	60	432000	0,553	29,45	17332,68	15772,74	14984,11	19968,21	1,079
30	80	576000	0,983	29,02	22772,88	20723,32	19687,16	39374,31	1,417
30	100	720000	1,535	28,45	27923,91	25410,76	24140,22	48280,44	1,738
40	60	432000	0,553	39,45	23218,68	21129,00	20072,55	40145,11	1,445
40	80	576000	0,983	39,02	30620,88	27865,00	26471,75	52943,51	1,906
40	100	720000	1,535	38,46	37733,98	34337,86	32620,97	65241,93	2,349
50	60	432000	0,553	49,45	29104,68	26485,26	25161,00	50332,00	1,812
50	80	576000	0,983	49,02	38468,88	35006,68	33256,35	66512,70	2,394
50	100	720000	1,535	48,46	47543,91	43264,96	41101,71	82203,42	2,959
60	60	432000	0,553	59,45	34990,68	31841,52	30249,45	60498,89	2,178
60	80	576000	0,983	59,02	46316,88	42148,36	40040,94	80081,89	2,883
60	100	720000	1,535	58,46	57353,91	52192,06	49582,46	99164,91	3,570

Таблица 2.3.

Исходные данные: $t=2$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час; $D = 4,2$ м;

$H_r,$ м	$Q,$ м ³ /с	$W,$ м ³	$h_w,$ м	$H,$ м	$N_{пот},$ кВт	$N_r,$ кВт	$N_{ар},$ кВт	$\Sigma,$ кВт·час	$S,$ млн. сум
20	60	432000	0,256	19,74	11621,5	10575,6	10046,8	20093,6	2,64
20	80	576000	0,455	19,55	15339,2	13958,7	13260,8	26521,5	3,48
20	100	720000	0,71	19,29	18923,2	17220,1	16359,1	32718,2	4,30
20	200	1440000	2,841	17,16	33665,5	30635,6	29103,8	28207,6	3,71
30	60	432000	0,256	29,74	17507,5	15931,8	15135,2	30270,5	3,98
30	80	576000	0,455	29,55	23187,2	21100,4	20045,4	40090,7	5,27
30	100	720000	0,71	29,29	28733,2	26147,2	24839,8	49679,7	6,53
30	200	1440000	2,841	27,15	53285,5	48489,8	46065,3	92130,6	12,11
40	60	432000	0,256	39,74	23393,5	21288,1	20223,7	40447,3	5,31
40	80	576000	0,455	39,55	31035,2	28242,1	26830	53659,9	7,05
40	100	720000	0,71	39,29	38543,2	35074,3	33320,6	66641,2	8,76
40	200	1440000	2,841	37,16	72905,5	66350	63026,8	126054	16,56
50	60	432000	0,256	49,74	29279,5	26644,3	25312,1	50624,2	6,65
50	80	576000	0,455	49,55	38883,2	35383,7	33614,6	67229,1	8,83
50	100	720000	0,71	49,29	48353,2	44001,4	41801,3	83602,7	10,99
50	200	1440000	2,841	47,16	92525,5	84198,2	79988,3	159977	21,02
60	60	432000	0,256	59,74	35165,5	32000,6	30400,6	60801,1	7,99
60	80	576000	0,455	59,55	46731,2	42525,4	40399,2	80798,3	10,62
60	100	720000	0,71	59,29	58163,2	52928,5	52282,1	100564	13,21
60	200	1440000	2,841	57,16	112154	102052	96949,8	193900	25,48



Таблица 2.

Исходные данные: t=2 час; L=100 м; λ=0,0107; β=131,4 сум/кВт·час; D = 6,0 м;

H _г , м	Q, м ³ /с	W, м ³	h _w , м	H, м	N _{пот} , кВт	N _г , кВт	N _{ар} , кВт	Э, кВт·час	S, млн. сум
20	60	432000	0,043	19,96	11746,70	10689,50	10155,03	20310,05	2,67
20	80	576000	0,076	19,92	15636,04	14228,79	13517,35	27034,71	3,55
20	100	720000	0,119	19,88	19502,89	17747,63	16860,25	33720,49	4,43
20	200	1440000	0,478	19,52	38303,09	34855,81	33113,02	66226,05	8,70
20	300	2160000	1,074	18,93	55697,93	50685,12	48150,86	96301,73	12,65
20	400	2880000	1,910	18,09	70984,73	64596,11	61366,30	122732,61	16,13
20	500	3600000	2,985	17,02	83460,81	75949,34	72151,87	144303,74	18,96
20	800	5760000	7,640	12,36	96997,87	88268,06	83854,66	167709,32	22,04
20	1000	7200000	11,938	8,06	79086,47	71968,69	68370,25	136740,51	17,97
30	60	432000	0,043	29,96	17632,70	16045,76	15243,47	30486,94	4,01
30	80	576000	0,076	29,92	23484,04	21370,47	20301,95	40603,90	5,34
30	100	720000	0,119	29,88	29312,89	26674,73	25340,99	50681,98	6,66
30	200	1440000	0,478	29,52	57923,09	52710,01	50074,51	100149,03	13,16
30	300	2160000	1,074	28,93	85127,93	77466,42	73593,10	147186,20	19,34
30	400	2880000	1,910	28,09	110224,73	100304,51	95289,28	190578,57	25,04
30	500	3600000	2,985	27,02	132510,81	120584,84	114555,59	229111,19	30,11
30	800	5760000	7,640	22,36	175477,87	159684,86	151700,62	303401,24	39,87
30	1000	7200000	11,938	18,06	177186,47	161239,69	153177,70	306355,41	40,26
40	60	432000	0,043	39,96	23518,70	21402,02	20331,92	40663,84	5,34
40	80	576000	0,076	39,92	31332,04	28512,15	27086,55	54173,09	7,12
40	100	720000	0,119	39,88	39122,89	35601,83	33821,74	67643,47	8,89
40	200	1440000	0,478	39,52	77543,09	70564,21	67036,00	134072,01	17,62
40	300	2160000	1,074	38,93	114557,93	104247,72	99035,33	198070,67	26,03
40	400	2880000	1,910	38,09	149464,73	136012,91	129212,26	258424,53	33,96
40	500	3600000	2,985	37,02	181560,81	165220,34	156959,32	313918,64	41,25
40	800	5760000	7,640	32,36	253957,87	231101,66	219546,58	439093,16	57,70
40	1000	7200000	11,938	28,06	275286,47	250510,69	237985,15	475970,31	62,54
50	60	432000	0,043	50	29404,70	26758,28	25420,37	50840,73	6,68
50	80	576000	0,076	50	39180,04	35653,83	33871,14	67742,29	8,90
50	100	720000	0,119	50	48932,89	44528,93	42302,48	84604,96	11,12
50	200	1440000	0,478	49,5	97163,09	88418,41	83997,49	167994,99	22,07
50	300	2160000	1,074	48,93	143987,93	131029,02	124477,57	248955,14	32,71
50	400	2880000	1,910	48,09	188704,73	171721,31	163135,24	326270,49	42,87
50	500	3600000	2,985	47,02	230610,81	209855,84	199363,04	398726,09	52,39
50	800	5760000	7,640	42,36	332437,87	302518,46	287392,54	574785,08	75,53
50	1000	7200000	11,938	38,06	373386,47	339781,69	322792,60	645585,21	84,83
60	60	432000	0,043	59,96	35290,70	32114,54	30508,81	61017,63	8,02
60	80	576000	0,076	59,92	47028,04	42795,51	40655,74	81311,48	10,68
60	100	720000	0,119	59,88	58742,89	53456,03	50783,23	101566,45	13,35
60	200	1440000	0,478	59,52	116783,09	106272,61	100958,98	201917,97	26,53
60	300	2160000	1,074	58,93	173417,93	157810,32	149919,80	2988839,6	392,73
60	400	2880000	1,910	58,09	227944,73	207429,71	197058,22	394116,45	51,79
60	500	3600000	2,985	57,02	279660,81	254491,34	241766,77	483533,54	63,54
60	800	5760000	7,640	52,36	410917,87	373935,26	355238,50	710477,00	93,36
60	1000	7200000	11,938	48,06	471486,47	429052,69	407600,05	815200,11	107,12



Таблица 2.

Исходные данные: $t=2$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час; $D = 12,0$ м;

H_r , м	Q , м ³ /с	W , м ³	h_w , м	H , м	$N_{пот}$, кВт	N_r , кВт	$N_{ар}$, кВт	Σ , кВт·час	S , млн. сум
20	60	432000	0,001	20,00	11771,21	10711,80	10176,21	20352,42	2,67
20	80	576000	0,002	20,00	15694,13	14281,65	13567,57	27165,14	3,57
20	100	720000	0,004	20,00	19616,34	17850,87	16958,33	33916,65	4,46
20	200	1440000	0,015	19,99	39210,72	35681,76	33897,67	67795,34	8,91
20	300	2160000	0,034	19,97	587961,19	53472,68	50799,04	101598,1	13,35
20	400	2880000	0,060	19,94	78245,77	71203,65	676453,47	135286,9	17,78
20	500	3600000	0,093	19,91	97642,53	88854,70	84411,96	168823,9	22,18
20	800	5760000	0,239	19,76	155086,18	141128,43	134072,01	268144	35,23
20	1000	7200000	0,373	19,63	192540,20	175211,58	166451,00	332902	43,74
30	60	432000	0,001	30,00	17657,21	16068,06	15264,66	30529,32	4,01
30	80	576000	0,002	30,00	23542,13	21423,33	20352,17	40704,34	5,35
30	100	720000	0,004	30,00	29426,34	26777,97	25439,07	50878,14	6,69
30	200	1440000	0,015	29,99	58830,72	53535,96	50859,16	101718,3	13,37
30	300	2160000	0,034	29,97	88191,19	80253,98	76241,28	152482,6	20,04
30	400	2880000	0,060	29,94	117485,77	106912,05	101566,45	203132,9	26,69
30	500	3600000	0,093	29,91	146692,53	133490,20	126815,69	253631,4	33,33
30	800	5760000	0,239	29,76	233566,18	212545,23	201917,97	406835,9	53,46
30	1000	7200000	0,373	29,63	290640,20	264482,58	251258,45	502516,9	66,03
40	60	432000	0,001	40,00	23543,21	21424,32	20353,10	40706,21	5,35
40	80	576000	0,002	40,00	31390,13	28565,01	27136,76	54273,53	7,13
40	100	720000	0,004	40,00	39236,34	35705,07	33919,82	67839,63	8,91
40	200	1440000	0,015	39,66	78450,72	71390,16	67820,65	135641,3	17,82
40	300	2160000	0,034	39,97	117621,19	107035,28	101683,51	203367	26,72
40	400	2880000	0,060	39,94	156725,77	142620,45	135489,43	270978,9	35,61
40	500	3600000	0,093	39,91	195742,53	178125,70	169219,41	338438,8	44,47
40	800	5760000	0,239	39,76	312046,18	283962,03	269763,93	539527,9	70,89
40	1000	7200000	0,373	39,63	388740,20	353753,58	336065,90	672131,8	88,32
50	60	432000	0,001	50,00	29429,21	26780,58	25441,55	50883,1	6,69
50	80	576000	0,002	50,00	39238,13	35706,69	33921,36	67842,72	8,91
50	100	720000	0,004	50,00	49046,34	44632,17	42400,56	84801,12	11,14
50	200	1440000	0,015	49,99	98070,72	89244,36	84782,14	169564,3	22,28
50	300	2160000	0,034	49,97	147051,19	133816,58	127125,75	254251,5	33,41
50	400	2880000	0,060	49,94	195965,77	178328,85	169412,41	338824,8	44,52
50	500	3600000	0,093	49,91	244792,53	222761,20	211623,14	423246,3	55,61
50	800	5760000	0,239	49,76	390526,18	355378,83	337609,89	675219,8	88,72
50	1000	7200000	0,373	49,63	486840,20	443024,58	420873,35	841746,7	110,61
60	60	432000	0,001	60,00	35315,21	32136,84	30530,00	61060	8,02
60	80	576000	0,002	60,00	47086,13	42848,37	40705,96	81411,91	10,70
60	100	720000	0,004	60,00	58856,34	53559,27	50881,31	101762,6	13,37
60	200	1440000	0,015	59,99	117690,72	107098,56	101743,63	203487,3	26,74
60	300	2160000	0,034	59,97	176481,19	160597,88	152567,98	305136	40,09
60	400	2880000	0,060	59,94	235205,77	214037,25	203335,39	406670,8	53,44
60	500	3600000	0,093	59,91	293842,53	267396,70	254026,86	508053,7	66,76
60	800	2760000	0,239	59,76	469006,18	426795,63	405455,85	810911,7	106,55
60	1000	7200000	0,373	59,63	584940,20	532295,58	505680,80	1011362	132,89



Таблица 2.

Исходные данные: $t=7200$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час; $D = 6,0$ м;

H_r , м	Q , м ³ /с	W , млн.м ³	h_w , м	H , м	$N_{пор}$, кВт	N_r , кВт	$N_{ар}$, кВт	\mathcal{E} , ГВт·час	S , млн.сум
20	60	1555,2	0,043	19,96	11746,7	10689,5	10155,03	73,12	9607,47
20	80	2073,6	0,076	19,92	15636,04	14228,79	13517,35	973,25	127884,99
20	100	2592	0,119	19,88	19502,89	17747,63	16860,25	121,39	15951,14
20	200	5184	0,478	19,52	38303,09	34855,81	33113,02	238,41	31327,57
20	300	7776	1,074	18,93	55697,93	50685,12	48150,86	346,69	45554,57
20	400	10368	1,91	18,09	70984,73	64596,11	61366,3	441,84	58057,43
20	500	12960	2,985	17,02	83460,81	75949,34	72151,87	519,49	68261,44
20	800	20736	7,64	12,36	69997,87	88268,06	83854,66	603,75	79333,22
20	1000	25920	11,938	8,06	79086,47	71968,69	68370,25	492,27	64683,73
50	60	1555,2	0,043	49,96	29404,7	26758,28	25420,37	183,03	24049,70
50	80	2073,6	0,076	49,92	39180,04	35653,83	33871,14	243,87	32044,81
50	100	2592	0,119	49,88	48932,89	44528,93	42302,48	304,58	40021,53
50	200	5184	0,478	49,52	97163,09	88418,41	83997,49	604,78	79468,35
50	300	7776	1,074	48,93	143987,9	131029	124477,6	896,24	117765,74
50	400	10368	1,91	48,09	188704,7	171721,3	163135,2	1174,57	154338,99
50	500	12960	2,985	47,02	230610,8	209855,8	199363	1435,41	188613,39
50	800	20736	7,64	42,36	332437,9	302518,5	287392,5	2069,23	271896,34
50	1000	25920	11,938	38,06	373386,5	339781,7	322792,6	2324,11	305387,63

Таблица 2.7.

Исходные данные: $t=7200$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час; $D = 6,0$ м; $H_r=20$ м.

Q , м ³ /с	W , млн.м ³	h_w , м	H , м	$N_{пор}$, кВт	N_r , кВт	$N_{ар}$, кВт	\mathcal{E} , ГВт·час	S , млн.сум
60	1555,2	0,043	19,96	11746,70	10689,50	10155,03	73,12	9607,47
80	2073,6	0,076	19,92	15636,04	14228,79	13517,35	973,25	127884,99
100	2592	0,119	19,88	19502,89	17747,63	16860,25	121,39	15951,14
200	5184	0,478	19,52	38303,09	34855,81	33113,02	238,41	31327,57
300	7776	1,074	18,93	55697,93	50685,12	48150,86	346,69	45554,57
400	10368	1,910	18,09	70984,73	64596,11	61366,30	441,84	58057,43
500	12960	2,985	17,02	83460,81	75949,34	72151,87	519,49	68261,44
800	20736	7,640	12,36	69997,87	88268,06	83854,66	603,75	79333,22
1000	25920	11,938	8,06	79086,47	71968,69	68370,25	492,27	64683,73

Таблица 2.8.

Исходные данные: $t=7200$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час; $D = 6,0$ м; $H_r=50$ м.

Q , м ³ /с	W , млн.м ³	h_w , м	H , м	$N_{пор}$, кВт	N_r , кВт	$N_{ар}$, кВт	\mathcal{E} , ГВт·час	S , млн.сум
60	1555,2	0,043	49,96	29404,70	26758,28	25420,37	183,03	24 049,70
80	2073,6	0,076	49,92	39180,04	35653,83	33871,14	243,87	32 044,81
100	2592	0,119	49,88	48932,89	44528,93	42302,48	304,58	40 021,53
200	5184	0,478	49,52	97163,09	88418,41	83997,49	604,78	79 468,35
300	7776	1,074	48,93	143987,93	131029,02	124477,57	896,24	117765,74
400	1036,8	1,910	48,09	188704,73	171721,31	163135,24	1174,57	154338,99
500	12960	2,985	47,02	230610,81	209855,84	199363,04	1435,41	188613,39
800	20736	7,640	42,36	332437,87	302518,46	287392,54	2069,23	271896,34
1000	25920	11,938	38,06	373386,47	339781,69	322792,60	2324,11	305387,63



2.3. Математические зависимости определения гидроэнергетического потенциала водовыпускных сооружений водохранилищ.

Для определения гидроэнергетического потенциала водовыпускных сооружений водохранилищ, были проведены расчёты по программе расчёта технико-экономических параметров низконапорных гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях водохранилищ. Результаты расчётов приведены в таблицах 2.2, данной работы.

Для анализа, в данной главе представлены основные результаты расчётов позволяющие, произвести оценку гидроэнергетический потенциал водохранилищ ирригационного назначения, имеющие закрытые водовыпускные сооружения.

В серии таблиц с 2.9÷2.13, приведены, гидроэнергетические параметры водовыпускных сооружений водохранилищ, с различными напорами от $H_T = 20$ м до $H_T = 60$ м, эти параметры наиболее распространённые и выбраны в соответствии с результатами исследований водовыпускных сооружений.

Основные исходные данные для расчёта приняты: $t=2$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час.

В таблице 2.9 представлены расчёты, для водовыпускного сооружения с напором $H_T=20$ м.

Таблица 2.9

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{\text{пот}}, \text{ кВт}$	$N_T, \text{ кВт}$	$N_{\text{ар}}, \text{ кВт}$	$\text{Э}, \text{ кВт}\cdot\text{час}$	$S, \text{ млн. сум}$
60	11746,70	10689,50	10155,03	20310,05	2,67
80	15636,04	14228,79	13517,35	27034,71	3,55
100	19502,89	17747,63	16860,25	33720,49	4,43
200	38303,09	34855,81	33113,02	66226,05	8,70
300	55697,93	50685,12	48150,86	96301,73	12,65
400	70984,73	64596,11	61366,30	122732,61	16,13
500	83460,81	75949,34	72151,87	144303,74	18,96
800	96997,87	88268,06	83854,66	167709,32	22,04
1000	79086,47	71968,69	68370,25	136740,51	17,97

В таблице 2.10 представлены расчёты, для водовыпускного сооружения с напором $H_T=30$ м.

Таблица 2.10

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{\text{пот}}, \text{ кВт}$	$N_T, \text{ кВт}$	$N_{\text{ар}}, \text{ кВт}$	$\text{Э}, \text{ кВт}\cdot\text{час}$	$S, \text{ млн. сум}$
60	17632,70	16045,76	15243,47	30486,94	4,01
80	23484,04	21370,47	20301,95	40603,90	5,34
100	29312,89	26674,73	25340,99	50681,98	6,66
200	57923,09	52710,01	50074,51	100149,03	13,16
300	85127,93	77466,42	73593,10	147186,20	19,34
400	110224,73	100304,51	95289,28	190578,57	25,04
500	132510,81	120584,84	114555,59	229111,19	30,11
800	175477,87	159684,86	151700,62	303401,24	39,87
1000	177186,47	161239,69	153177,70	306355,41	40,26



В таблице 2.11 представлены расчёты, для водовыпускного сооружения с напором $H_T = 40$ м.

Таблица 2.11

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{\text{пот}}, \text{ кВт}$	$N_T, \text{ кВт}$	$N_{\text{ар}}, \text{ кВт}$	$\text{Э}, \text{ кВт}\cdot\text{час}$	$S, \text{ млн.сум}$
60	23518,70	21402,02	20331,92	40663,84	5,34
80	31332,04	28512,15	27086,55	54173,09	7,12
100	39122,89	35601,83	33821,74	67643,47	8,89
200	77543,09	70564,21	67036,00	134072,01	17,62
300	114557,93	104247,72	99035,33	198070,67	26,03
400	149464,73	136012,91	129212,26	258424,53	33,96
500	181560,81	165220,34	156959,32	313918,64	41,25
800	253957,87	231101,66	219546,58	439093,16	57,70
1000	275286,47	250510,69	237985,15	475970,31	62,54

В таблице 2.12 представлены расчёты, для водовыпускного сооружения с напором $H_T = 50$ м.

Таблица 2.12

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{\text{пот}}, \text{ кВт}$	$N_T, \text{ кВт}$	$N_{\text{ар}}, \text{ кВт}$	$\text{Э}, \text{ кВт}\cdot\text{час}$	$S, \text{ млн.сум}$
60	29404,70	26758,28	25420,37	50840,73	6,68
80	39180,04	35653,83	33871,14	67742,29	8,90
100	48932,89	44528,93	42302,48	84604,96	11,12
200	97163,09	88418,41	83997,49	167994,99	22,07
300	143987,93	131029,02	124477,57	248955,14	32,71
400	188704,73	171721,31	163135,24	326270,49	42,87
500	230610,81	209855,84	199363,04	398726,09	52,39
800	332437,87	302518,46	287392,54	574785,08	75,53
1000	373386,47	339781,69	322792,60	645585,21	84,83

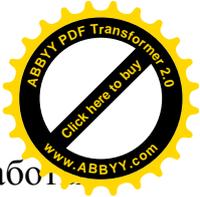
В таблице 2.13 представлены расчёты, для водовыпускного сооружения с напором $H_T = 60$ м.

Таблица 2.13

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{\text{пот}}, \text{ кВт}$	$N_T, \text{ кВт}$	$N_{\text{ар}}, \text{ кВт}$	$\text{Э}, \text{ кВт}\cdot\text{час}$	$S, \text{ млн.сум}$
60	35290,70	32114,54	30508,81	61017,63	8,02
80	47028,04	42795,51	40655,74	81311,48	10,68
100	58742,89	53456,03	50783,23	101566,45	13,35
200	116783,09	106272,61	100958,98	201917,97	26,53
300	173417,93	157810,32	149919,80	298883,96	39,27
400	227944,73	207429,71	197058,22	394116,45	51,79
500	279660,81	254491,34	241766,77	483533,54	63,54
800	410917,87	373935,26	355238,50	710477,00	93,36
1000	471486,47	429052,69	407600,05	815200,11	107,12

По результатам расчёта построены кривые зависимости представленные на рис. 2.5, описывающие параметры мощностных, энергетических и стоимостных характеристик водовыпускного сооружения с напором от 20 до 60 метров, при различных расходах.

На рисунке 2.6 показаны мощностные характеристики водовыпускных сооружений $Q = f(N)$ для различных напоров водохранилища.



На рисунке 2.7 представлены экономические показатели работы водовыпускного сооружения в зависимости от действующего напора водохранилища.

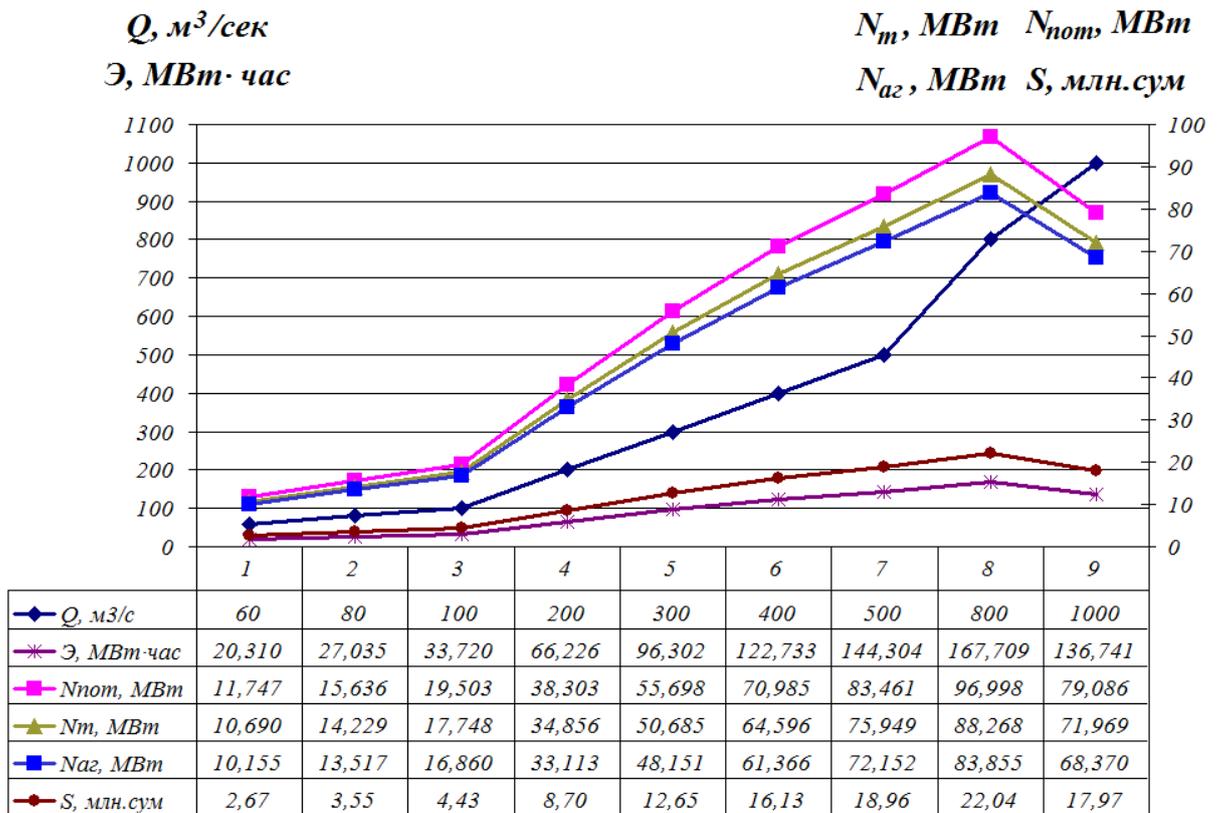


Рис. 2.5 Мощностные, энергетические и стоимостные характеристики водовыпускного сооружения при напорах до 60 м.

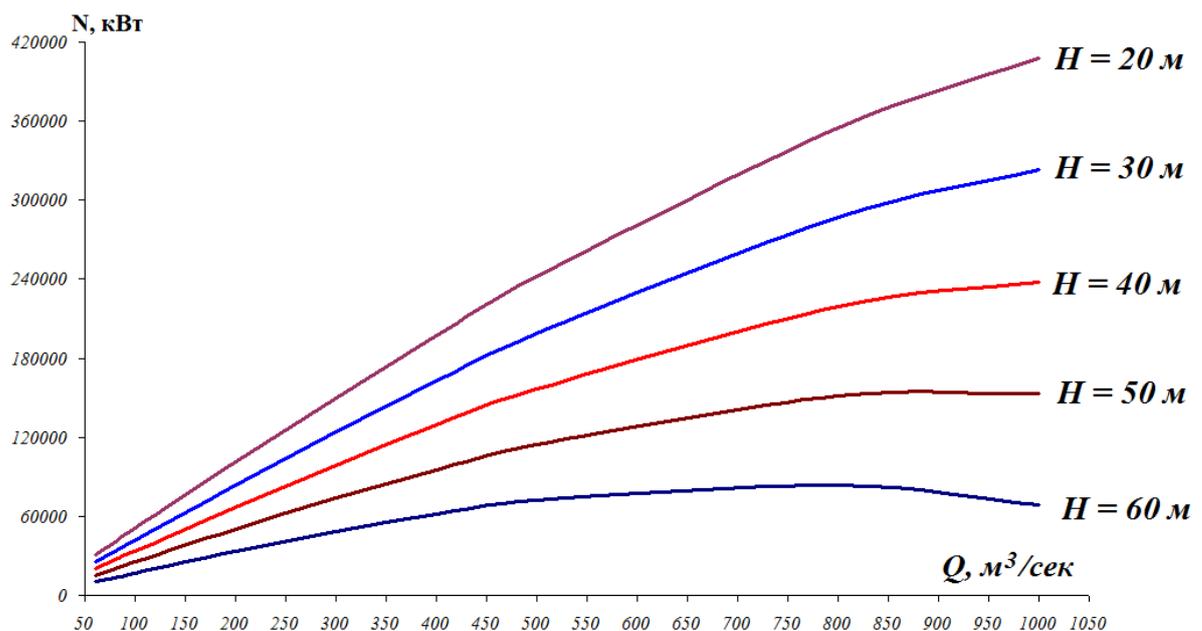


Рис. 2.6. Мощностные характеристики водовыпускных сооружения $Q = f(N)$ для различных напоров водохранилища.

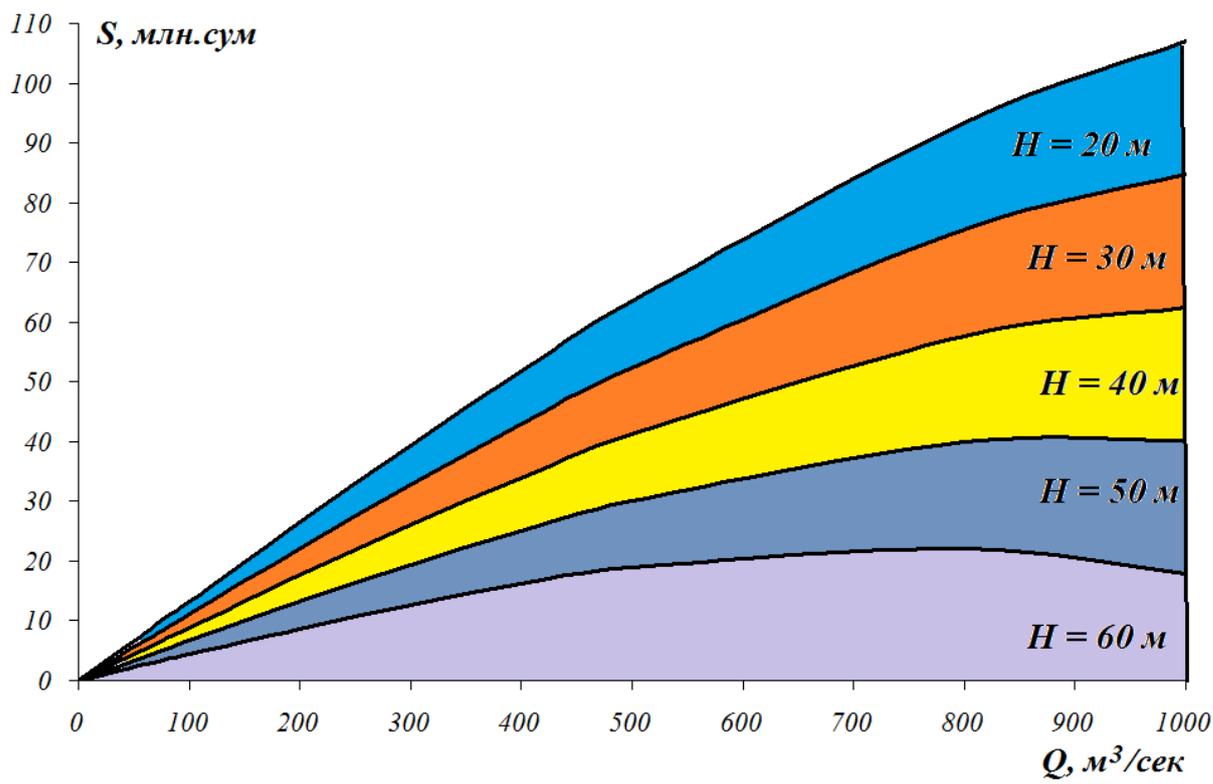


Рис. 2.7. Экономические показатели работы водовыпускного сооружения в зависимости от действующего напора водохранилища.

В таблицах 2.14, 2.15, 2.16 представлены результатов расчётов работы, водовыпускного сооружения с установленным на нём низконапорной гидроэнергетической установки, по ирригационному циклу. Годовое время работы водовыпуска составляет 7200 часов, т.е 10 календарных месяцев.

На рисунке рис. 2.8 показаны технико-экономические показатели работы водовыпускного сооружения водохранилища с низконапорной гидроэнергетической установкой.

Таблица 2.14

Исходные данные для расчёта: $t=7200$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час; $D=6$ м; $H_r=20$ м.					
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{\text{пот}}, \text{ кВт}$	$N_r, \text{ кВт}$	$N_{\text{ар}}, \text{ кВт}$	$\text{Э}, \text{ млн. кВт}\cdot\text{час}$	$S, \text{ млн. сум}$
60	11746,70	10689,50	10155,03	73,12	9607,97
80	15636,04	14228,79	13517,35	97,32	12787,85
100	19502,89	17747,63	16860,25	121,39	15950,65
200	38303,09	34855,81	33113,02	238,41	31327,07
300	55697,93	50685,12	48150,86	346,69	45555,07
400	70984,73	64596,11	61366,30	441,84	58057,78
500	83460,81	75949,34	72151,87	519,50	68262,30
800	69997,87	88268,06	83854,66	603,75	79332,75
1000	79086,47	71968,69	68370,25	492,27	64684,28



Таблица 2.15

Исходные данные для расчёта: $t=7200$ час; $L=100$ м; $\lambda=0,0107$; $\beta=131,4$ сум/кВт·час;
 $D=6$ м; $H_r=50$ м.

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{\text{пот}}, \text{ кВт}$	$N_T, \text{ кВт}$	$N_{\text{аг}}, \text{ кВт}$	$\mathcal{E}, \text{ млн. кВт}\cdot\text{час}$	$S, \text{ млн. сум}$
60	29404,70	26758,28	25420,37	183,03	24050,14
80	39180,04	35653,83	33871,14	243,87	32044,52
100	48932,89	44528,93	42302,48	304,58	40021,81
200	97163,09	88418,41	83997,49	604,78	79468,09
300	143987,93	131029,02	124477,57	896,24	117765,94
400	188704,73	171721,31	163135,24	1174,57	154338,50
500	230610,81	209855,84	199363,04	1435,41	188612,87
800	332437,87	302518,46	287392,54	2069,23	271896,82
1000	373386,47	339781,69	322792,60	2324,11	305388,05

Таблица 2.16

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	при $H_r = 20$ м		при $H_r = 50$ м	
	$N1_{\text{пот}}, \text{ МВт}$	$\mathcal{E}1, \text{ ГВт}\cdot\text{час}$	$N2_{\text{пот}}, \text{ МВт}$	$\mathcal{E}2, \text{ ГВт}\cdot\text{час}$
60	11,7467	73,12	29,405	183,03
80	15,636	97,32	39,18	243,87
100	19,503	121,39	48,933	304,58
200	38,303	238,41	97,163	604,78
300	55,698	346,69	144	896,24
400	70,985	441,84	188,705	1174,57
500	83,461	519,5	230,611	1435,41
800	70	603,75	332,438	2069,23
1000	79,087	492,27	373,387	2324,11

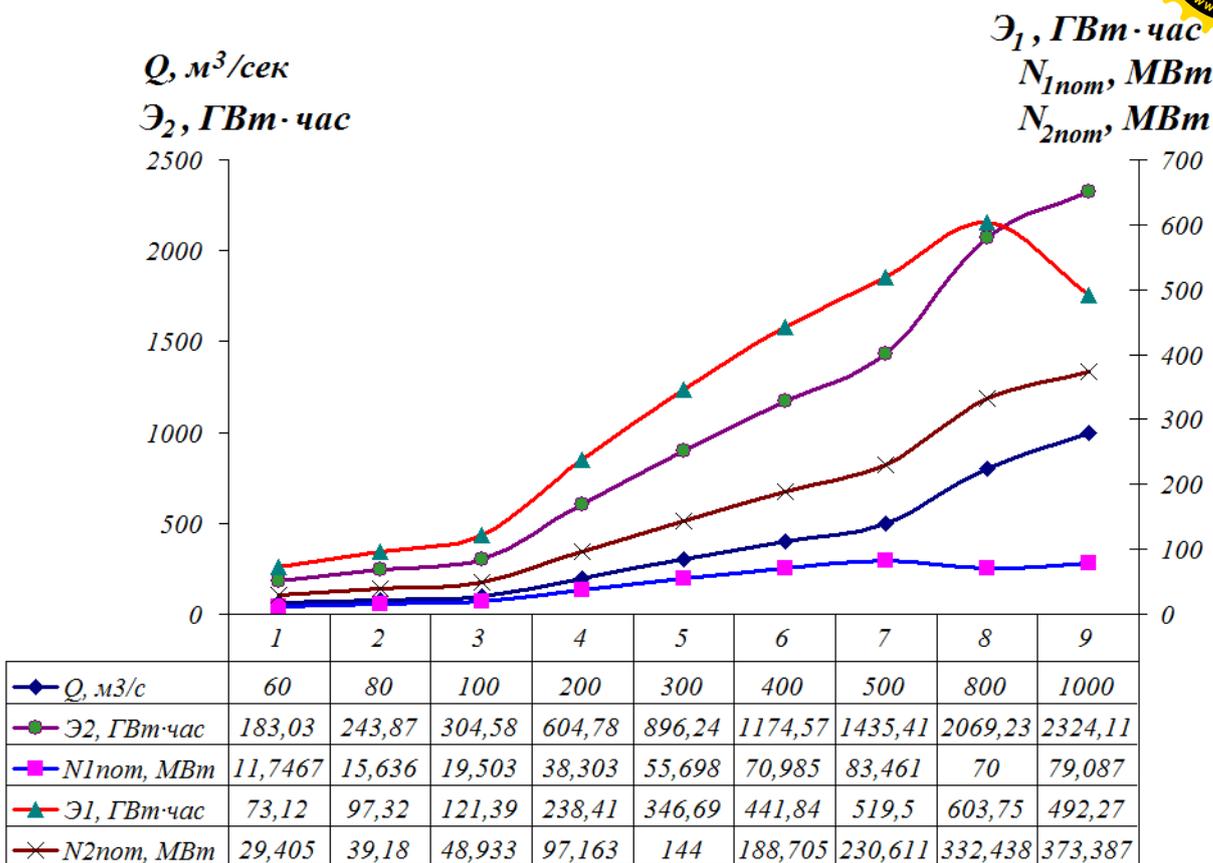
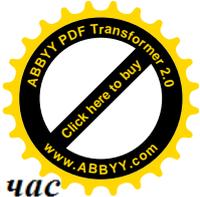


Рис. 2.8. Техничко-экономические показатели работы водовыпускного сооружения водохранилища с низконапорной гидроэнергетической установкой.

Анализы результатов расчёта, указывают на возможность установки на водовыпускных сооружениях водохранилищ, работающих по ирригационному циклу, низконапорных гидроэнергетических установок.

Выработка электроэнергии, не будет влиять на режимы работы водохранилища по своему назначению, что открывает большие перспективы для развития малой гидроэнергетики на водохранилищах такого типа.

Проведённые расчёты по разработанной программе являются чисто оценочными, за критерий оценки в натуральном виде принята возможная выработка электроэнергии и аккумулированная мощность водохранилища в виде мощности потока.



ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ.

В целях эффективного использования гидроэнергетического потенциала водотоков Республики Узбекистан Кабинетом Министров 28.12.95 г. принято Постановление № 476 «О развитии малой гидроэнергетики в Республике Узбекистан». Постановлением утверждена «Программа строительства гидроэнергетических установок при эксплуатируемых водохозяйственных объектах» [1,30].

Вследствие разработки этих документов в данной работе рассмотрены вопросы использования водовыпускных сооружений водохранилищ ирригационного назначения, в выработке электроэнергии.

3.1. Методы расчёта стоимости возведения гидроэнергетического объекта

Устройство на водовыпускных сооружениях водохранилища малых или мини ГЭС, требует дополнительных материальных затрат. Но надо отметить, что основные гидротехнические сооружения для ГЭС уже выполнены.

Ниже приведены некоторые методы расчёта стоимости возведения гидроэнергетического объекта, что позволит произвести предварительную технико–экономическую оценку, для начала проектирования гидроэнергетической установки [13,23].

Оценка затрат на строительно – монтажные работы (СМР) гидроэнергетического объекта (ГЭО) производится в соответствии с предъявляемыми требованиями, в зависимости от стадии проектирования. Особенно это важно при рассмотрении множества альтернативных вариантов и экономического обоснования наилучшего технического решения.

Одной из существенных особенностей строительства ГЭО является то, что на строительно–монтажные работы приходится наибольшая доля общих затрат. Если в среднем по строительной отрасли эта величина близка к 50 %, то при возведении ГЭО, она составляет 70 – 80 % от общих капитальных вложений. На стоимость технологического оборудования ГЭО приходится 15 – 18 % и на прочие затраты – до 8 %. Такое соотношение показывает важность правильной оценки затрат СМР объекта [25].

В общем случае

$$S_{смп} = \sum_{i=1}^n (W_i \cdot a_i) \quad (3.1)$$

где $S_{смп}$ – затраты на СМР; W_i – физические объёмы отдельных видов работ; a_i – их единичные стоимости.

Объёмы работ определяются проектом и при оценке стоимости всего объекта вводятся дополнительные затраты на неучтённые работы.

На стадии рабочего проектирования единичная стоимость работ (ЕСР) и расчёт СМР выполняются более подробно.



В качестве упрощённых способов расчёта ЕСР используются методы «приведённого бетона» и расчёта с использованием укрупнённых показателей стоимости (УПС).

При первом методе прямые затраты по строительству объекта, составляют основную часть ЕСР, и при определении a_i учитывают только основные работы. Все строительные работы приводят к одному виду – бетонным работам с помощью переходных коэффициентов:

$$W_{i.прив.} = W_i \cdot k_i \quad (3.2)$$

где W – объём i работы; k_i – коэффициент перехода.

Коэффициент изменяется в широких диапазонах, для устройства обделки туннеля – 2,1, для выемки скального грунта – 0,08, для устройства фильтров – 0,02 и т.д.

Отсюда общий объём приведённых работ

$$W_{прив} = \sum_{i=1}^n W_{i.прив} \quad (3.3)$$

Следовательно затраты по строительству ГЭО будут равны

$$S_{смп} = W_{прив} \cdot a_{прив} \quad (3.4)$$

где $a_{прив}$ – стоимость 1 м³ приведённого бетона, включая все вспомогательные работы.

По второму методу расчет ведётся по укрупнённым показателям стоимости (УПС) работ, приведённые в сборнике УПС в базисных ценах на местные строительные материалы.

Подробный расчёт стоимости работ производится, как правило, для окончательного проекта. Где рассчитываются индивидуальные единичные стоимости на отдельные виды строительных или монтажных работ при помощи составления калькуляций. Основой расчёта являются элементные сметные нормы и цены на строительные материалы и перевозки.

При проектировании ГЭО и расчёте стоимости его строительства должны учитываться затраты не только на строительные–монтажные работы и приобретение оборудования, но и расходы, связанные с организацией строительных работ. Кроме этого необходимо в расчётах планировать прибыль строительной организации. В связи с этим, ЕСР a_i должны включать в себя:

- 1) прямые затраты $a_{пр}$.
- 2) накладные расходы $a_{накл}$, включающие в себя расходы по обеспечению общих условий строительства, по организации его управления и обслуживания;
- 3) плановые накопления $a_{пл}$, составляющие планируемую прибыль строительной организации.

Следовательно:

$$a_i = a_{пр} + a_{накл} + a_{пл} \quad (3.5)$$



или с учётом коэффициентов $k_{накл}$ и $k_{пл}$, соответственно, накладных расходов и плановых накоплений

$$a_i = a_{пр} \cdot k_{накл} \cdot k_{пл} \quad (3.6)$$

Накладные расходы подразделяются на следующие виды:

1. Административно–хозяйственные.
2. Расходы на обслуживание работников строительства.
3. На организацию работ на строительных площадках.
4. Прочие.

Если прямые затраты $a_{пр}$ определены для условий строительства в первом территориальном районе в базисных ценах на местные строительные материалы без учета коэффициентов к заработной плате и перевозкам, то следует выполнить их привязку к местным условиям. Для этого можно воспользоваться формулой:

$$a_{пр.м} = a_{усп} + a_{зп} (k_p \cdot k_l - 1) + a_T (k_T - 1) + \Sigma M c_m, \quad (7)$$

где: $a_{усп}$ – базисная стоимость работ по УПС;

$a_{зп}$ – заработная плата для базисного района по УПС;

k_p – районный коэффициент к заработной плате;

k_l – льготный коэффициент к заработной плате, устанавливаемый для конкретного строительства;

a_T – стоимость перевозок для базисного района по УПС;

k_T – поправочный коэффициент к стоимости автотранспорта;

M – норма расхода местных материалов и ресурсов на единицу работ по УПС;

c_m – единичная стоимость материалов, учитывающая местные условия заготовки и транспортировки.

Тогда, единичная стоимость с учетом привязки к местным условиям будет равна:

$$a = a_{пр.м} \cdot k_{накл} \cdot k_{пл}. \quad (8)$$

Величина коэффициента плановых накоплений для разных организаций может быть разной, и устанавливается министерством или ведомством.

3.2. Анализ результатов исследований и выбор оборудования ГЭУ для водовыпускных сооружений водохранилищ

В настоящее время в Республике действуют более 54 водохранилищ общей емкостью свыше 23 миллиардов кубометров воды. Эксплуатируемые гидротехнические сооружения должны быть надёжны, экономичны и экологически безопасны. Для этого эксплуатацию гидротехнических сооружений необходимо строить на прогрессивных методах функционирования, используя при этом новейшие достижения науки и техники. Внедрение новых технологий в эксплуатацию гидротехнических сооружений, существенно повысит роль, значимость и ответственность гидроэнергетических объектов и откроет большие перспективы в



использовании их энергетического потенциала. Анализ результатов теоретических исследований, показывает возможность использования имеющих неограниченных ресурсов гидравлической энергии на водохранилищах ирригационного назначения. С этой целью, ниже приводится расчёт по выбору гидросилового оборудования для Каркиданского водохранилища с закрытым водовыпускным сооружением. Необходимо отметить, что представленный расчёт не является единым при выборе оборудования, ниже даны представлены рекомендации, в более обобщённом виде.

Выбор оборудования для водовыпускного сооружения Каркиданского водохранилища.

1. Исходные данные для выбора гидросилового оборудования.

Для выбора параметров гидросилового оборудования малой ГЭС (МГЭС) на водовыпускном сооружении Каркиданского водохранилища ирригационного назначения, заданы следующие исходные данные:

1. Мощность МГЭС 20 МВт;
2. Число агрегатов 2 шт.;
3. Расчетный напор 49 м.

Мощность одного агрегата определяется по зависимости:

$$\frac{N_{МГЭС}}{n} = \frac{20}{2} = 10 \text{ МВт.}$$

где $N_{МГЭС}$ – мощность МГЭС; n – число агрегатов.

Мощность турбины, принимая КПД генератора равном $\eta=0,96$, определяется по формуле:

$$N_T = \frac{N_G}{\eta_G} = \frac{10}{0,96} = 10,4 \text{ МВт.}$$

Определяя расчетный расход по зависимости, получим:

$$Q_p = \frac{N_T}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{10400}{9,81 \cdot 49 \cdot 0,91} = 23,8 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Расчёт гидротурбины

Определяется расчётный напор турбины H_{\max} и H_{\min} :

$$H_{\max} = \Delta НПУ - \Delta НБ_{\min} - h_w = 290 - 234,7 - 0,5 = 54,8 \text{ м;}$$

$$H_{\min} = \Delta УМО - \Delta НБ_{\max} - h_w = 283 - 237,7 - 0,5 = 44,8 \text{ м.}$$

По найденным значениям напора H_{\max} определяется тип гидротурбины (ГТ): РО75.

Гидротурбина РО75 работает в диапазонах напоров $H = 40 \div 75$ м.

Связанность высоты направляющего аппарата (НА) принимается:

$$\frac{b_0}{D_1} = 0.30;$$



Оптимальный расход гидротурбины: $Q'_{1onm} = 900 - 1150$ л/с;

Оптимальное число оборотов: $n'_{1onm} = 75 - 83$ об/мин;

В линии с максимальной мощностью N_{max} 95%: $Q'_{1max} = 1100 - 1400$ л/с;

Коэффициент кавитации: $\sigma = 0,13 - 0,21$.

С помощью найденных данных определяется номинальный по формуле:

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_T}{9,81 \cdot Q'_1 \cdot H_p \sqrt{H_p} \eta_M}} = \sqrt{\frac{10400}{9,81 \cdot 1,2 \cdot 49 \sqrt{49} \cdot 0,91}} = \sqrt{\frac{10400}{3674,4}} = 1,7 \text{ м.}$$

диаметр рабочего колеса ГТ согласно стандарту [1] принимается:

$$D_1 = D_{1cm} = 1,6 \text{ м.}$$

приведенный расход воды гидротурбины Q'_1 определяется по зависимости:

$$Q'_1 = \frac{N_T}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p^3} \cdot \eta_T} = \frac{10400}{9,81 \cdot 1,6^2 \cdot \sqrt{49^3} \cdot 0,92} = \frac{10400}{7925} = 1,31 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Нормальная скорость вращения рабочего колеса ГТ определяется по формуле:

$$n'_1 = \frac{n'_{1T} \sqrt{H_p}}{D_1}.$$

где n'_{1T} – приведение число оборотов.

Согласно [2] должно соблюдаться условие:

$$n'_{1T} > n'_{1M}$$

или

$$n'_{1T} = n'_{1onm} + \Delta n'_1.$$

где n'_{1M} – число оборотов модельное ГТ; n'_{1onm} – оптимальное число оборотов принимается: $n'_{1onm} = 75$ об/мин.

Следовательно:

$$\Delta n'_1 = n'_{1onm} \left(\sqrt{\frac{\eta_{T.max}}{\eta_{M.max}}} - 1 \right).$$

где, максимальное значение КПД турбины определяется по формуле:

$$\eta_{T.max} = 1 - (1 - \eta_{M.max}) \cdot \left(0,25 + 0,75 \left(\sqrt[5]{\frac{Re_M}{Re_T}} \right) \right)$$

отношение числа Рейнольдса модельной турбины к реальной вычисляется по зависимости:



$$\frac{Re_M}{Re_T} = \frac{D_{1M} \sqrt{H_M}}{D_1 \cdot \sqrt{H_p}} = \frac{0,46 \cdot \sqrt{4}}{1,6 \cdot \sqrt{49}} = 0,082,$$

где: D_{1M} – диаметр рабочего колеса модельного ГТ, $D_{1M} = 0,46$ м;

H_M – напор модельный ГТ, $H_M = 4$ м.

$$\sqrt[5]{\frac{Re_M}{Re_T}} = \sqrt[5]{0,082} = 0,6.$$

Следовательно,

$$\eta_{T.\max} = 1 - (1 - 0,91) \cdot (0,25 + 0,75 \cdot 0,6) = 1 - 0,09 \cdot 0,7 = 0,937;$$

$$\Delta\eta = \eta_T - \eta_M = 0,937 - 0,91 = 0,027.$$

Мощность в турбинном режиме будет равна:

$$N_T = 9,81 \cdot Q \cdot H_p \cdot \eta_T = 9,81 \cdot 23,8 \cdot 49 \cdot 0,937 = 10720 \text{ кВт}$$

$$\Delta n'_1 = n'_{1onm} \left(\sqrt{\frac{\eta_{T.\max}}{\eta_{M.\max}}} - 1 \right) = 75 \cdot \left(\sqrt{\frac{0,937}{0,91}} - 1 \right) = 75 \cdot 0,03 = 2,25 \text{ об/мин.}$$

$$n'_{1T} = n'_{1onm} + \Delta n'_1 = 75 + 2,25 = 77,25 \text{ об/мин.}$$

$$n'_1 = \frac{n'_{1T} \sqrt{H_p}}{D_1} = \frac{77,25 \cdot \sqrt{49}}{1,6} = 338 \text{ об/мин.}$$

Согласно стандарту $n'_1 = 333,3$ об/мин.

С помощью найденных D_1 и n'_1 определим число оборотов для H_{\max} , H_p и H_{\min} :

для $H_{\max} = 54,8$ м

$$n'_{1\min} = \frac{n'_1 \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max}}} - \Delta n'_1 = \frac{333,3 \cdot 1,6}{\sqrt{54,8}} - 2,25 = 69,9 \text{ об/мин.}$$

для $H_p = 49$ м

$$n'_{1p} = \frac{n'_1 \cdot D_1}{\sqrt{H_p}} - \Delta n'_1 = \frac{333,3 \cdot 1,6}{\sqrt{49}} - 2,25 = 76,2 \text{ об/мин.}$$

для $H_{\min} = 44,8$ м

$$n'_{1\max} = \frac{n'_1 \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min}}} - \Delta n'_1 = \frac{333,3 \cdot 1,6}{\sqrt{44,8}} - 2,25 = 77,4 \text{ об/мин.}$$

Разгонная скорость вращения находится по формуле:



$$n_p = \frac{n'_{Tp} \sqrt{H_{\max}}}{D_1} = \frac{142,5 \cdot \sqrt{54,8}}{1,6} = 659,3 \text{ об/мин.}$$

$$n'_{Tp} = k_p \cdot n'_{10nm} = 1,9 \cdot 75 = 142,5 \text{ об/мин.}$$

Для РО ГТ $k_p = 1,9$.

Определяем высоту высасывания H_s гидротурбины:

$$H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d + \frac{b_0}{2} - k_{\sigma} H - 1,5 = 10,33 - 0,27 - 0,26 + 0,48 - 10,78 - 1,5 = -2 \text{ м;}$$

B – высота водяного столба, соответствующая барометрическому давлению над уровнем моря, $B=10,33$ м;

∇ – отметка расположения здания станции от уровня моря, $\nabla = 245,0$ м;

H_d – высота водяного столба, соответствующая давлению парообразования, $H_d = 0,26$ м;

k – коэффициент кавитационного запаса, $k=1,1$;

$1,5$ – запас на высоту отсасывания;

Расчёт осевых усилий.

$$P_{oc} = P_{oc.гидр} + G = k_{oc} \cdot D_1^2 \cdot H_{\max} + 1,1 \cdot (G_{p.к} + G_{в.м} + G_{в.р} + G_{в.в}).$$

где k_{oc} – коэффициент гидравлического осевого усилия, $k_{oc} = 3,4 \text{ кН/м}^3$;

$P_{oc.гидр}$ – осевой усилия от давлений воды;

$$P_{oc.гидр} = k_{oc} \cdot D_1^2 \cdot H_{\max} = 3,4 \cdot 1,6^2 \cdot 54,8 = 477 \text{ кН;}$$

$G_{p.к}$ – вес рабочего колеса; $G_{p.к} = k \cdot D_1^3$; $k = 4,9 \div 6,4 \text{ кН/м}^3$;

$$G_{p.к} = k \cdot D_1^3 = 6 \cdot 1,6^3 = 25 \text{ кН;}$$

$G_{в.р}$ – вес ротора генератора;

$$G_{в.р} = (0,6 \div 1,3) G_{p.к} = 1 \cdot G_{p.к} = 25 \text{ кН;}$$

$G_{в.м}$ – вес вала гидротурбины; $G_{в.в}$ – вес вала генератора;

$$G_{в.м} + G_{в.в} = 0,55 \cdot G = 0,55 \cdot 3 \cdot 10^3 = 1650 \text{ кН;}$$

$1,1$ – коэффициент, учитывающий вес прочих вращающихся частей турбины и генератора.

$$P_{oc} = P_{oc.гидр} + G = k_{oc} \cdot D_1^2 \cdot H_{\max} + 1,1 \cdot (G_{p.к} + G_{в.м} + G_{в.р} + G_{в.в}) =$$

$$= 477 + 1,1 \cdot (25 + 25 + 1650) = 477 + 1870 = 2347 \text{ кН.}$$



Построение эксплуатационной характеристики гидротурбины.

При заданных H_{\max} , H_p и H_{\min} и определенных n_c и D_1 строится эксплуатационная характеристика, т.к. при эксплуатации гидротурбины рабочий режим будет различным. С изменением H и N изменяется Q и η и кавитационный коэффициент σ . Будет придерживаться одинаковое число оборотов. Для правильной эксплуатации гидротурбин необходимо знать взаимосвязь выше указанных величин.

Расчеты этих значений ведутся в табличной форме.

Таблица 3.1.

Рабочие колесо РО75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_{\max} = 54,8$ м; $n'_{1\min} = 69,9$ об/мин; $\Delta\eta = 0,027$.					
№	η_m	$\eta_r = \eta_m + \Delta\eta$	$Q_I^I, \text{ м}^3/\text{с}$	$N, \text{ кВт}$	Примечание
1.	0,70	0,724	0,450	3319,2	$N = 9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q_I^I \cdot H_{\max} \sqrt{H_{\max}} \cdot \eta_T$
2.	0,86	0,887	0,728	6578,6	
3.	0,88	0,907	0,795	7346	
4.	0,90	0,927	0,870	8216,3	
5.	0,90	0,927	1,105	10435,7	
6.	0,88	0,907	1,170	10811,2	

Таблица 3.2.

Рабочие колесо РО75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_p = 49$ м; $n'_{1p} = 76,2$ об/мин; $\Delta\eta = 0,027$					
№	η_m	$\eta_r = \eta_m + \Delta\eta$	$Q_I^I, \text{ м}^3/\text{с}$	$N, \text{ кВт}$	Примечание
1.	0,70	0,724	0,502	3130,7	$N = 9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q_I^I \cdot H_p \sqrt{H_p} \cdot \eta_T$
2.	0,86	0,887	0,780	5960,0	
3.	0,88	0,907	0,873	6820,6	
4.	0,90	0,927	0,970	7745,6	
5.	0,90	0,927	1,115	8903,4	
6.	0,88	0,907	1,180	9219,2	

Таблица 3.3.

Рабочие колесо РО75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_{\min} = 44,8$ м; $n'_{1\max} = 77,4$ об/мин; $\Delta\eta = 0,027$					
№	η_m	$\eta_r = \eta_m + \Delta\eta$	$Q_I^I, \text{ м}^3/\text{с}$	$N, \text{ кВт}$	Примечание
1.	0,70	0,724	0,512	2791,5	$N = 9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q_I^I \cdot H_{\min} \sqrt{H_{\min}} \cdot \eta_T$
2.	0,86	0,887	0,790	5276,9	
3.	0,88	0,907	0,900	6147,2	
4.	0,90	0,927	1,000	6980,8	
5.	0,90	0,927	1,112	7762,7	
6.	0,88	0,907	1,183	8080,0	

На основании полученных данных таблиц 3.1÷3.3, для каждого напора строится вспомогательные кривые зависимости: $Q_I^I = f(N)$ и $\eta_r = f(N)$

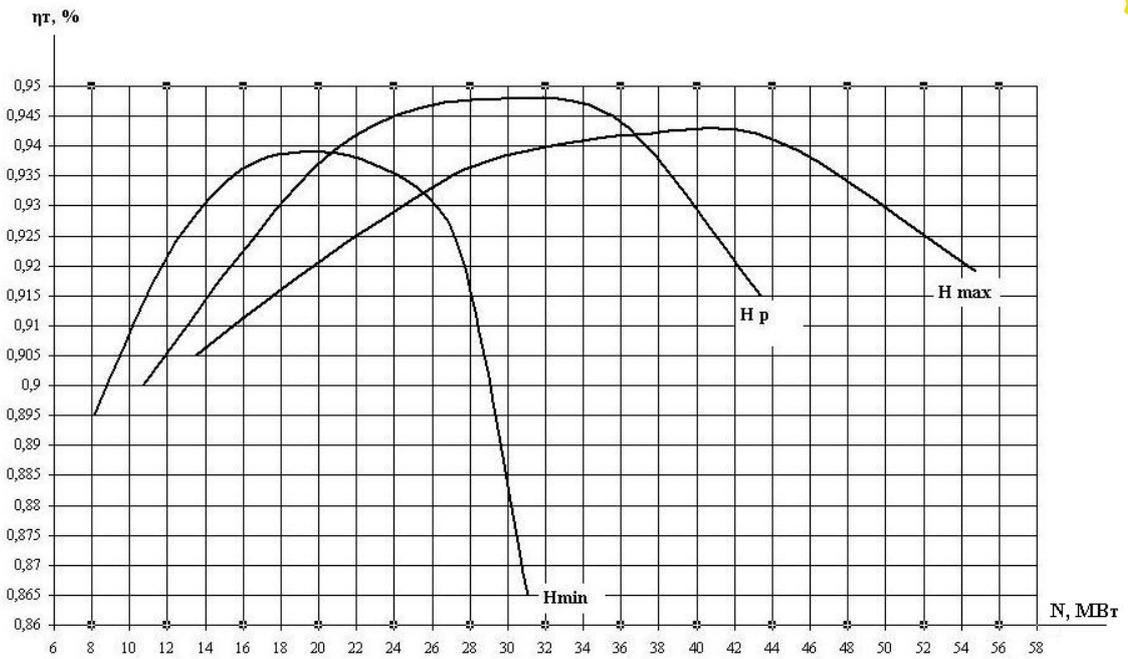


Рис 3.2. Рабочие характеристика $\eta_{\tau} = f(N)$ PO75 ГТ.

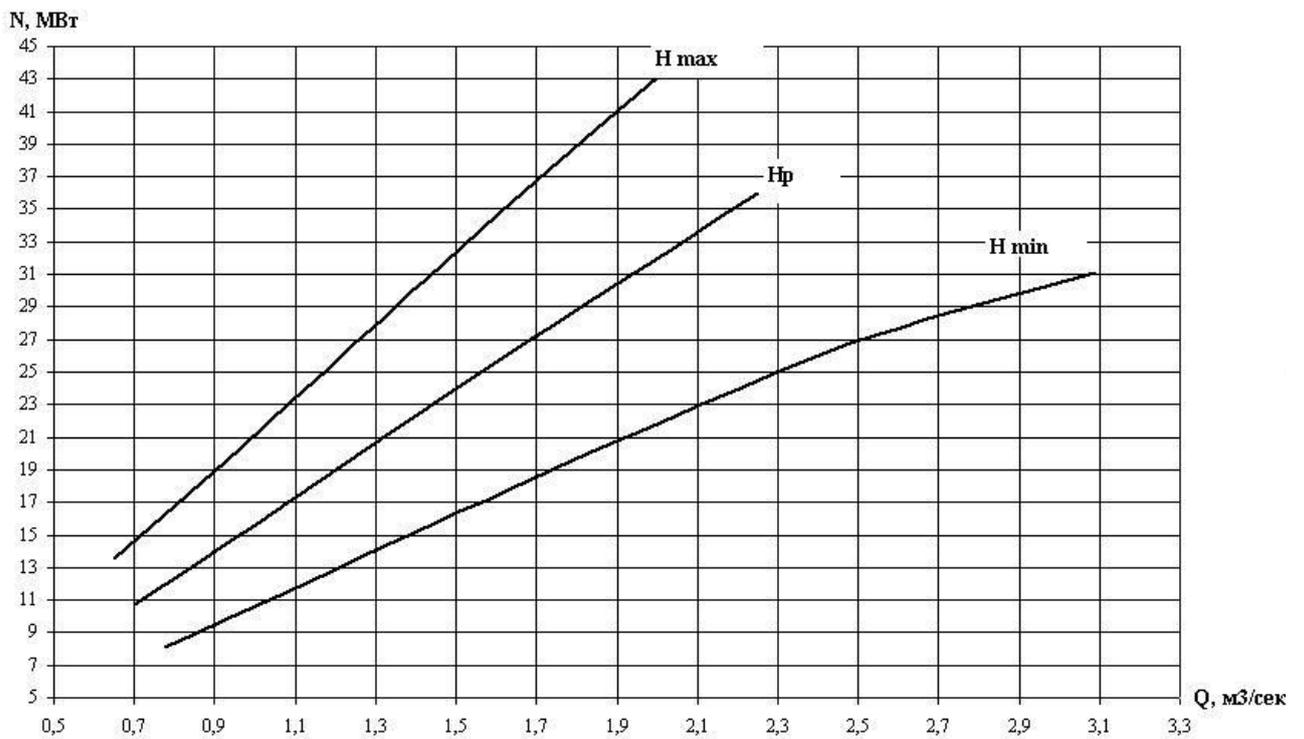


Рис. 3.3. Вспомогательные кривые зависимости $N = f(Q_I^I)$ для различных напоров PO75 ГТ.

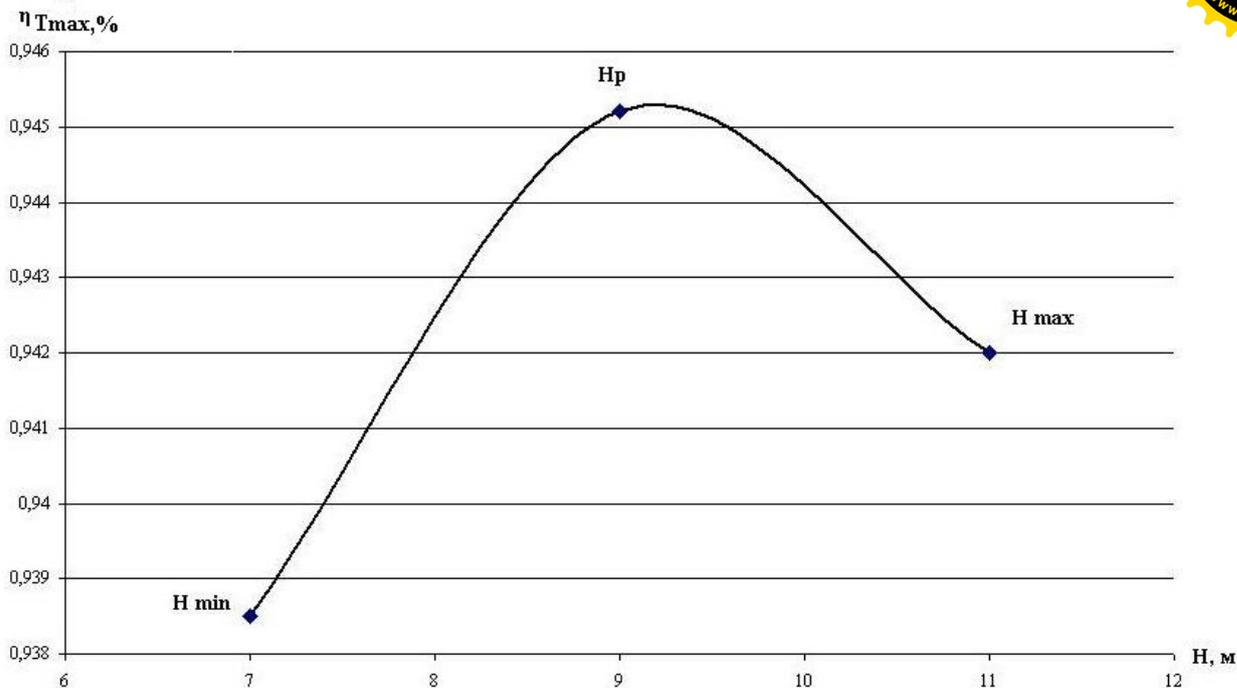


Рис. 3.4. Вспомогательные кривые зависимости $\eta_{Tmax} = f(H)$ для различных напоров турбины PO75 ГТ..

Построение кривой высоты всасывания.

H_s при определенных данных n_I^I , Q_I^I , σ приведенных в ГУХе определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d + \frac{b_0}{2} - k\sigma H - 1,5;$$

Значения σ определяется в точках пресечения $n_I^I = \text{const}$ с кривой $\sigma = \text{const}$.

Расчеты ведутся в табличной форме.

Таблица 3.4.

Рабочие колесо PO75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_{max} = 54,8$ м; $n'_{1min} = 69,9$ об/мин; $\eta_T = 0,937$;						
№	σ	$K_\delta \cdot \sigma \cdot H_{max}$	H_s	$Q_I^I, \text{ м}^3/\text{с}$	N, кВт	Примечание
1.	0,1	6,03	3,71	0,830	7923,1	$N=9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_I^I \cdot H_{max} \sqrt{H_{max}} \cdot \eta_T$
2.	0,11	6,63	3,11	0,950	9068,7	
3.	0,12	7,23	2,51	1,035	9880,0	
4.	0,13	7,84	1,90	1,120	10691,5	
5.	0,14	8,44	1,30	1,195	11407,4	



Таблица 3.5.

Рабочие колесо РО75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_p = 49$ м; $n'_{1p} = 76,2$ об/мин; $\eta_T = 0,937$;						
№	σ	$K_\delta \circ \sigma \circ H_p$	H_s	$Q'_I, \text{ м}^3/\text{с}$	$N, \text{ кВт}$	Примечание
1.	0,1	5,39	4,35	0,800	6457,0	$N=9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_I \cdot H_p \sqrt{H_p} \cdot \eta_T$
2.	0,11	5,93	3,81	0,905	7304,5	
3.	0,12	6,47	3,27	1,010	8152,0	
4.	0,13	7,00	2,74	1,115	9000,0	
5.	0,14	7,55	2,19	1,190	9604,8	

Таблица 3.6.

Рабочие колесо РО75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_{\min} = 44,8$ м; $n'_{1\max} = 77,4$ об/мин; $\eta_T = 0,937$;						
№	σ	$K_\delta \circ \sigma \circ H_{\min}$	H_s	$Q'_I, \text{ м}^3/\text{с}$	$N, \text{ кВт}$	Примечание
1.	0,1	4,93	4,81	0,795	5609,6	$N=9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_I \cdot H_{\min} \sqrt{H_{\min}} \cdot \eta_T$
2.	0,11	5,42	4,32	0,900	6350,5	
3.	0,12	5,91	3,83	1,000	7056,1	
4.	0,13	6,40	3,34	1,105	7797,0	
5.	0,14	6,90	2,84	1,185	8361,5	

На основании полученных данных таблиц 3.4÷3.6, для каждого напора строится вспомогательные кривые зависимости: $H_s = f(N)$ и $\sigma = f(N)$.

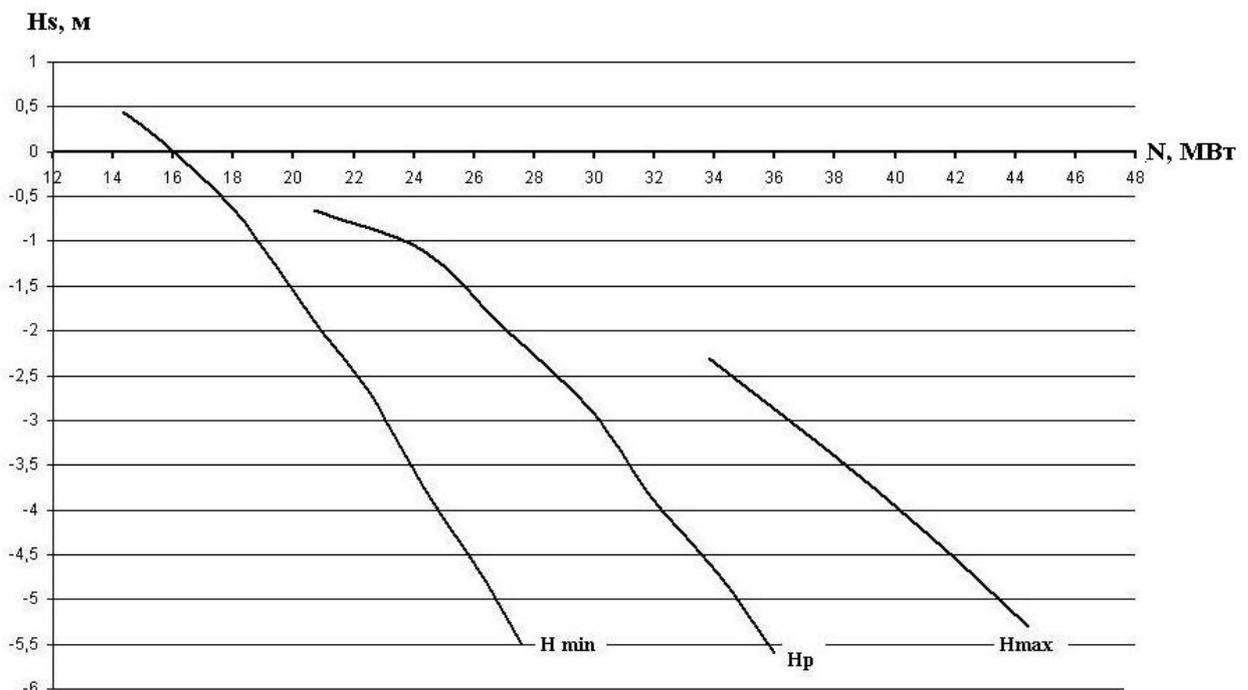


Рис. 3.5. Вспомогательные кривые зависимости $H_s = f(N)$ для различных напоров турбины РО75 ГТ.

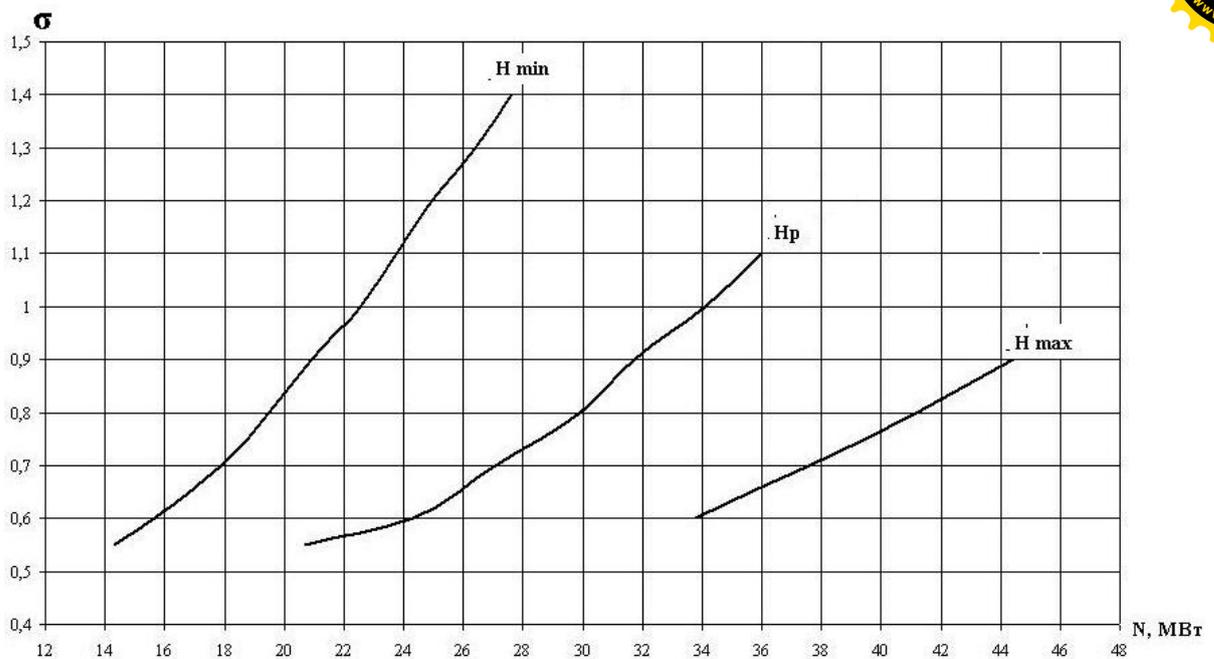


Рис. 3.6. Вспомогательные кривые зависимости $\sigma = f(N)$ для различных напоров турбины РО75 ГТ

Расчет открытие направляющего аппарата.

Открытие направляющего аппарата определяется формулой:

$$a_o = a_{oM} \frac{D_1}{D_{1M}} \frac{Z_{oM}}{Z_o} = a_{oM} \frac{D_1}{D_{1M}}$$

где: a_{oM} – открытие направляющего аппарата на модели;

Z_{oM} и Z_o – число лопастей модели и натуре.

Расчеты будем вести в табличной форме.

Таблица 3.7.

Рабочие колесо РО75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_{max} = 54,8$ м; $n'_{1min} = 69,9$ об/мин; $\eta_T = 0,937$;					
№	a_{oM} , мм	a_o , мм	Q'_i , м ³ /с	N, кВт	Примечание
1.	14	48,7	0,505	4820,7	$N = 9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_i \cdot H_{max} \sqrt{H_{max}} \cdot \eta_T$
2.	18	62,6	0,670	6395,8	
3.	22	76,5	0,810	7732,3	
4.	26	90,4	0,970	9260,0	
5.	30	104,3	1,080	10310,0	
6.	34	118,3	1,175	11216,6	

Таблица 3.8.

Рабочие колесо РО75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_p = 49$ м; $n'_{1p} = 76,2$ об/мин; $\eta_T = 0,937$;					
№	a_{oM} , мм	a_o , мм	Q'_i , м ³ /с	N, кВт	Примечание
1.	14	48,7	0,497	4011,3	$N = 9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_i \cdot H_p \sqrt{H_p} \cdot \eta_T$
2.	18	62,6	0,660	5326,9	
3.	22	76,5	0,802	6473,0	
4.	26	90,4	0,950	7667,5	
5.	30	104,3	1,025	8272,8	
6.	34	118,3	1,175	9483,4	



Таблица 3.

Рабочие колесо РО75 ГТ: $D_1=1,6$ м; $H_{\min} = 44,8$ м; $n'_{1\max} = 77,4$ об/мин; $\eta_T = 0,937$;					
№	$a_{0м}$, мм	a_0 , мм	Q_I^I , м ³ /с	N, кВт	Примечание $N = 9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q_I^I \cdot H_{\min} \sqrt{H_{\min}} \cdot \eta_T$
1.	14	48,7	0,495	3492,7	
2.	18	62,6	0,656	4628,7	
3.	22	76,5	0,800	5644,8	
4.	26	90,4	0,947	6682,0	
5.	30	104,3	1,022	7211,2	
6.	34	118,3	1,176	8298,0	

На основании данных таблицы для каждого напора строится вспомогательная кривая $a_0 = f(N)$.

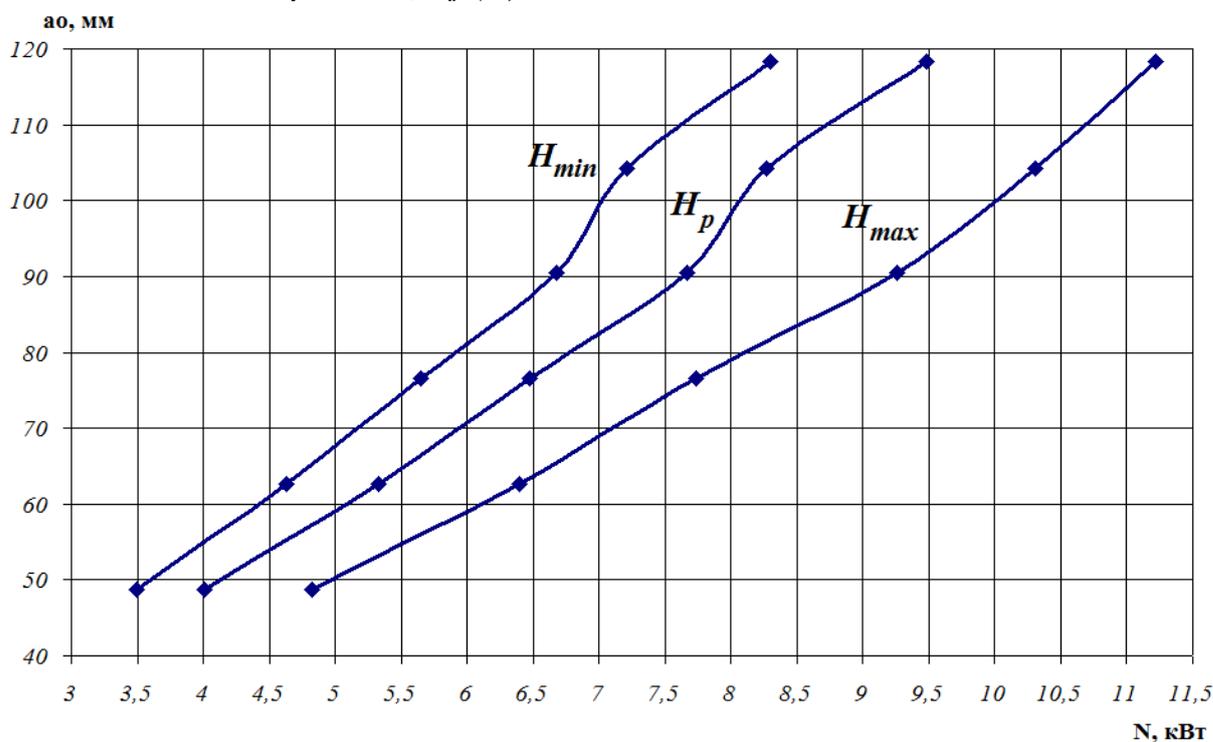


Рис. 3.7. Вспомогательные кривые зависимости $a_0 = f(N)$ для различных напоров РО75 турбины.

Расчет металлической спиральной камеры.

Выбираем угол охвата $\varphi=345^0$;

Определяем: $b_0=0,3$;

$$D_a = 2850 \text{ мм};$$

$$D_b = 2450 \text{ мм};$$

По заданным H_p определяется скорость входа $V_{вх}=6,4$ м/с; расход на входе определяется по формуле:

$$Q_{вх} = \frac{Q \circ \varphi^0}{360^0} = \frac{33,6 \circ 345^0}{360^0} = 32,2 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q = D_I^2 \circ \sqrt{H_p} \circ Q_I^I = 2^2 \circ \sqrt{49} \circ 1,2 = 33,6 \text{ м}^3/\text{с};$$



радиус сечения спиральной камеры определяется по зависимости:

$$\rho_{ex} = \sqrt{\frac{Q_{ex}}{\pi V_{ex}}} = \sqrt{\frac{32,2}{3,14 \cdot 6,4}} = 1,27 \text{ м};$$

постоянство спиральной камеры определяется по формуле:

$$K = \frac{\varphi^0}{R_a + \rho_{ex} - \sqrt{R_a(R_a + 2\rho_{ex})}} = \frac{345}{1,425 + 1,27 - \sqrt{1,425(1,425 + 2 \cdot 1,27)}} = 1085$$

$$R_a = \frac{D_a}{2} = 1,425 \text{ м};$$

$$\rho_i = \frac{\varphi}{K} + \sqrt{2 \cdot R_a \frac{\varphi}{K}};$$

$$R_i = 2\rho_i + R_a;$$

Расчет ведем в табличной форме, задаем φ шагам 15^0 и определяем ρ_i и R_i :

Таблица 3.10.

№	φ_0	$\frac{\varphi}{K}$	$2R_a \frac{\varphi}{K}$	$\sqrt{2R_a \frac{\varphi}{K}}$	$\rho_i = \frac{\varphi}{K} + \sqrt{2 \cdot R_a \frac{\varphi}{K}}$	2ρ	$R_i = 2\rho + R_a$
1.	345	0,32	0,91	0,95	1,27	2,54	3,965
2.	330	0,30	0,85	0,92	1,22	2,44	3,865
3.	315	0,29	0,83	0,91	1,2	2,4	3,825
4.	300	0,27	0,77	0,88	1,15	2,3	3,725
5.	285	0,26	0,74	0,86	1,12	2,24	3,665
6.	270	0,25	0,71	0,84	1,09	2,18	3,605
7.	255	0,23	0,65	0,81	1,04	2,08	3,505
8.	240	0,22	0,63	0,79	1,01	2,02	3,445
9.	225	0,21	0,60	0,77	0,98	1,96	3,385
10.	210	0,19	0,54	0,73	0,92	1,84	3,265
11.	195	0,18	0,51	0,71	0,89	1,78	3,205
12.	180	0,16	0,46	0,68	0,84	1,68	3,105
13.	165	0,15	0,43	0,65	0,8	1,6	3,025
14.	150	0,14	0,40	0,63	0,77	1,54	2,965
15.	135	0,12	0,34	0,58	0,7	1,4	2,825
16.	120	0,11	0,31	0,56	0,67	1,34	2,765
17.	105	0,10	0,28	0,53	0,63	1,26	2,685
18.	90	0,08	0,23	0,48	0,56	1,12	2,545
19.	75	0,07	0,20	0,45	0,52	1,04	2,465
20.	60	0,05	0,14	0,37	0,42	0,84	2,265
21.	45	0,04	0,11	0,33	0,37	0,74	2,165
22.	30	0,03	0,09	0,3	0,33	0,66	2,085
23.	15	0,01	0,03	0,17	0,18	0,36	1,785
24.	0	0	0	0	0	0	1,425



Расчет напорного трубопровода.

Для определение наивыгоднейшего диаметра напорного трубопровода и его расчет создано программа на языке Turbo Pascal. Расчеты будем выполнят на основе этой программы.

Программа определения наивыгоднейшего диаметра напорного трубопровода в ГЭС.

```
program Diam_truboprovod;
uses crt;
label 1,2,3,4,5,6,7;
const g=9.81;
var q,h,ld,t,e_t,e_g,l,af,k,nd:real;
i,j,x:integer;
v,d,z:array [1..5] of real;
procedure list;
begin
clrscr;
gotoxy(6,6);
end;
procedure stop;
var ch:char;
begin
repeat
delay(1000);
ch:=readkey;
if ch=#27 then halt;
until ch<>#27;
end;
begin
textbackground(3);
textcolor(1);
list;writeln;
6:write(' -Q,kub.m/s=');read(q);writeln;
write (' -H,m=' ) ;read(h) ;writeln;
write (' -truboprovodning uzunligi l,m=');read(l);writeln;
write (' -turbinaning FIK=');read(e_t);writeln;
write(' -generatorning FIK=');read(e_g);writeln;
write(' -vaqt t=');read(t);writeln;
write(' -lambda=');read(ld);
writeln; if h<50 then af:=0.54 else af:=0.57; list;
writeln (' -taxmini diametr D0=' ,
(af*exp(0.41*ln(g*q*h*e_t))/exp(0.55*ln(h))):0:2,' m. ');writeln;
stop;
list;
writeln('3-chi jadval boyicha 3-ta diametrni kiriting:');writeln;
5:for i:=1 to 3 do begin
```



```
write(' -D',i, ',m=');read(d[i]);writeln;
end;
list; writeln;
j:=0;
for i:=1 to 3 do
begin
v[i]:=4*q/(pi*sqr(d[i]));
if d[i]<250 then if v[i]<0.8 then goto 1 else if v[i]>2 then goto 2 else goto 3
else
if d[i]>800 then if v[i]<1.5 then goto 1 else if v[i]>4 then goto 2 else goto 3
else if v[i]<1 then goto 1 else if v[i]>3 then goto 2 else goto 3;
1:writeln(' -D=', d[i] :0:2, ' m. bolgandagi tezlik v=',v[i]:2:2, ' m/s
ruhsat etilgandan kam boladi;');writeln; goto 4;
2:writeln(' -D=',d[i] :0:2, ' m. bolgandagi tezlik v=',v[i]:2:2,' m/s ruhsat
etilgandan katta boladi;');writeln; goto 4;
3:writeln(' -D=',d[i]:0:2,' m. bolgandagi tezlik qiymati v=',v[i]:2:2,'
m/s;');
writeln;
j:=j+1;
d[j]:=d[i];
4:end;writeln(' '); stop;
if j=0 then
begin list;
writeln(' -diametrning boshqa kattaliklarini kiriting:');writeln;goto 5; end;
list; writeln;
for i:=1 to j do begin
write('D',i, '=',d[i]:0:2, ' K,ming sum=');read(k);
z[i]:= (k+ld*q*t*sqr(v[i] )*e_t*e_g/ (2*d[i]))*l;
end;
nd:=z[i]+l;
for i:=1 to j do if nd>z[i] then nd:=z[i];
for i:=1 to j do if nd=z[i] then x:=i;
list;
write ( 'D=',d[x]*1000:4:0, ' mm z=',z[x]/1000:5:2,' mln.sum');
stop;
end.
```



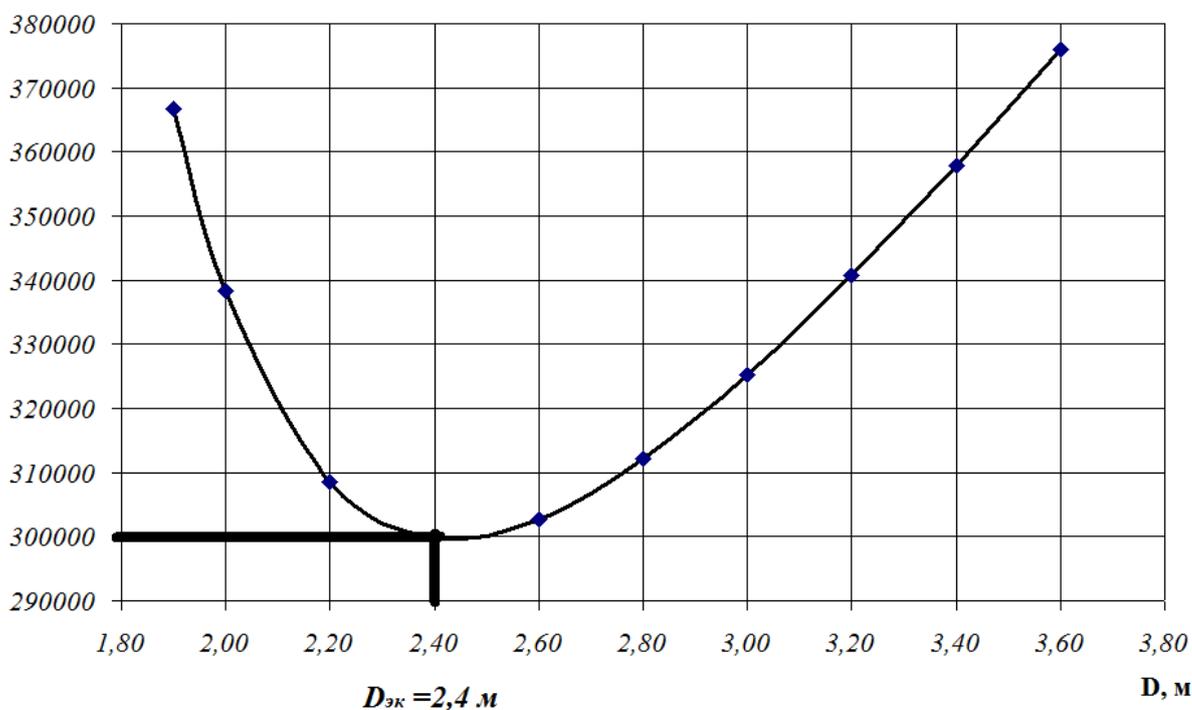
Исходные данные

Q	H	$\eta_{тр}$	$\eta_{ген}$	α	L	δ	$\rho_{метал}$	$\beta_{метал}$	$\beta_{ЭЭ}$
М ³ /сек	м	%	%		м	мм	кг/м ³	сум/(кг·п.м)	сум/(кВт·час)
23,8	49	93,7	96	0,54	340	20	7800	1800	131,4

Результаты расчета

D	W _{метал}	m _{метал}	C _{метал}	PЗ _{ci}	h _w	PЗ _{эi}	ΣPЗ
м	м ³	кг	млн.сум	млн.сум	м	млн.сум	млн.сум
1,90	41,00	319767,55	575,58	195697,74	707,79	171104,91	366802,65
2,00	43,13	336422,11	605,56	205890,33	547,68	132397,72	338288,05
2,20	47,40	369731,23	665,52	226275,51	340,06	82208,57	308484,08
2,40	51,67	403040,35	725,47	246660,70	220,10	53207,67	299868,37
2,60	55,94	436349,47	785,43	267045,88	147,51	35658,56	302704,43
2,80	60,21	469658,59	845,39	287431,06	101,83	24617,29	312048,35
3,00	64,48	502967,71	905,34	307816,24	72,12	17435,09	325251,33
3,20	68,75	536276,83	965,30	328201,42	52,23	12626,43	340827,85
3,40	73,02	569585,95	1025,25	348586,60	38,57	9324,72	357911,32
3,60	77,29	602895,07	1085,21	368971,78	28,98	7006,77	375978,56

Сумма_PЗ, млн.сум





Расчет гидрогенератора.

Мощность гидрогенератора определяется по формуле:

$$N_{ген} = N_m \cdot \eta_{ген} = 10720 \cdot 0,96 = 10290 \text{ кВт.}$$

$$N_T = 10720 \text{ кВт; } \eta_{ген} = 0,96.$$

Полная мощность гидрогенератора определяется по зависимости:

$$S = \frac{N_{ген}}{\cos \phi} = \frac{10290}{0,8} = 12862 \text{ кВ А.}$$

Активная мощность P при расчетном $\cos \phi$ считается *номинальной* мощностью гидроагрегата $N_a = P = N_m \cdot \eta_{ген}$.

Так как $N_a = N_{ген}$ активная мощность гидрогенератора будет равно:

$$P = S \cdot \cos \phi = N_a = 10290 \text{ кВт.}$$

Реактивную мощность гидрогенератора определяем по формуле:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{12862^2 - 10290^2} = 7717 \text{ кВАр}$$

Число пар полюсов: $p = \frac{3000}{n} = \frac{3000}{333,3} = 9.$

Удельная нагрузка на полюс: $\frac{S}{2p} = \frac{12862}{2 \cdot 9} = 714,56 \text{ кВ А/полюс.}$

Номинальное напряжение гидрогенератора равно: $U = 6,3 \text{ кВ.}$

Определяем ток статора: $I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{12862000}{6300\sqrt{3}} = 1179 \text{ А.}$

Диаметр расточки статора D_i и длина активной стали статора l_t можно ориентировочно определить по следующим формулам:

$$D_i = k_1 S^{0,2} n_c^{-0,8} = 40 \cdot 12862^{0,2} \cdot 333,3^{-0,8} = 40 \cdot 6,64 \cdot 0,0096 = 255 \text{ см}$$

$$l_t = k_2 (S \cdot n_c)^{0,45} = 0,09 \cdot (12862 \cdot 333,3)^{0,45} = 86,8 \text{ см.}$$

где $k_1 = 38-42$ и $k_2 = 0,05-0,1$, S — в кВ•А, n_c — в об/мин.

При расчете основных геометрических параметров генераторов мощностью $S > 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ следует принимать $k_1 = 38 — 39$ и $k_2 = 0,07-0,05$; а для $S < 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ — $k_1 = 40-42$ и $k_2 = 0,1-0,08$ [6,7,8,12,].

При окончательном выборе D_i и l_t , следует руководствоваться стандартными значениями:

D_i , см: 250, 325, 425, 550, 650, 750, 900, 1000, 1100, 1200, 1400, 1500;

l_t , см: 33, 36, 40, 45, 50, 60, 67, 75, 82, 90, 100, 110, 122, 135, 150, 165, 182, 200, 220, 245, 270, 300, 350, 400.

По стандарту:

Диаметр расточки статора $D_i = 250 \text{ см;}$

Длина активной стали статора $l_t = 90 \text{ см.}$

После определения основных параметров генератора необходимо убедиться в том, что окружная скорость ротора не превышает предельного значения V_{np} на разгонных режимах эксплуатации гидроагрегата, а именно:

$V_{np} = 160 \text{ м/с}$ для генераторов мощностью $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А};$

$V_{np} = 185 \text{ м/с}$ для генераторов мощностью $S > 175 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$



Окружную скорость ротора генератора можно определить, зная коэффициент разгона $k_{разг}$, по формуле:

$$V_{np} = 5,2 D_i k_{разг} n_c \cdot 10^{-2} = 5,2 \cdot 2,5 \cdot 1,9 \cdot 333,3 \cdot 0,01 = 82,3 \text{ м/с}$$

Наружный диаметр активной стали статора может быть принят равным:

$$D_a = D_i + (0,50 \div 0,60) = 2,5 + 0,6 = 3,1 \text{ м.}$$

Внешний диаметр корпуса статора можно приблизительно определить по формулам:

$$D_{cm} = (1,12 \div 1,15) D_a = 1,13 \cdot 3,1 = 3,5 \text{ м,}$$

или

$$D_{cm} = 1,10 D_i + 0,75 = 1,1 \cdot 2,5 + 0,75 = 3,5 \text{ м.}$$

Диаметр генератора шахты (кратера) $D_{кр}$ следует вычислять следующим образом:

$$D_{кр} = D_{cm} + l_t \cdot 0,7 = 3,5 + 0,9 \cdot 0,7 = 3,5 + 0,63 \approx 4,1 \text{ м.}$$

Высота статора приблизительно равна: $l_{cm} = (1,25 \div 1,5) l_t = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \text{ м}$

Маховой момент гидрогенератора:

$$GD^2 = 6,53 \cdot D_i^{3,4} \cdot l_t = 6,53 \cdot 2,5^{3,4} \cdot 0,9 = 132,5 \text{ т·м}^2.$$

Постоянная инерция генератор в секундах:

$$T_a = \frac{GD^2 \cdot n^2 \cdot \eta_{ген}}{365 \cdot S} = \frac{132,5 \cdot (333,3)^2 \cdot 0,96}{365 \cdot 12862} = 3 \text{ с.}$$

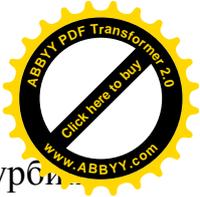
Исходя из того что $n_c=333,3$ об/мин и $n_c > 125$ об/мин, используются генератор подвешенного типа.

Выбираем тип гидрогенератора: ВГС 250/90-9

3.3. Рекомендации по выбору низконапорных гидроэнергетических установок для гидроэнергетического освоения ресурсов водовыпускных сооружений водохранилищ

Выбор оптимального варианта гидромашин, необходимо производить по результатам технико-экономического обоснования параметров объекта. Различные системы турбин имеют свои особенности. Капитальные затраты для гидроэнергетических установок с горизонтальными капсульными агрегатами на 15–20% меньше. Чем при той же мощности для ГЭУ с вертикальными агрегатами (за счет большей пропускной способности и увеличения КПД при оптимальных режимах). Однако капсульные гидротурбинными более металлоемкие, трудоемкие в изготовлении и более сложны в эксплуатации, чем вертикальные турбины поворотно-лопастного типа.

Вертикальные радиально-осевые турбины превосходят по значениям максимального КПД на 0,5–2% поворотно-лопастные аналогичной мощности, а так же требуют меньших заглублений (из-за лучших



кавитационных качеств). Кроме того, применение радиально–осевых турбин практически исключает загрязнение водотока маслом. В то же время поворотно–лопастные турбины имеют более пологие рабочие характеристики, что обеспечивает большую эффективность при частичных нагрузках [4,6,7,8,24,27,28].

Диагональные поворотно–лопастные турбины так же имеют пологие рабочие характеристики, но уступают радиально–осевым турбинам по кавитационным качествам, максимальным значением КПД, металлоемкости и экологической чистоте. По отношению к осевым поворотно–лопастным турбинам, диагональные имеют лучшие кавитационные качества, превосходят их по максимальному КПД, но проигрывают по трудоемкости изготовления и быстротходности.

Пропеллерные осевые гидротурбины превосходят поворотно–лопастные по кавитационным качествам, трудоемкости изготовления, но проигрывают по маневренности при изменяющихся напорах и мощностях, а так же при переходных режимах.

Ковшевые гидротурбины, по сравнению с радиально–осевыми имеют меньшую пропускную способность, меньшее значение КПД на 1–1,5%, однако они имеют более пологие рабочие характеристики, в зоне частичных нагрузок (за счет изменения количества работающих сопел).

Количество агрегатов при заданной мощности ГЭУ оказывает существенное влияние на металлоемкость и трудоемкость изготовление турбин реактивного типа. Для них мощность изменяется пропорционально квадрату диаметра, металлоемкость растет в более высокой степени, а удельная трудоемкость с увеличением диаметра, несколько снижается.

Выбор системы, мощности и типоразмера гидромашин и модификации рабочего колеса рекомендуется производить на основе стандартов на гидравлические турбины. Для гидромашин, не вошедших в стандарты, а также для вновь разрабатываемых модификаций необходимо использовать универсальные или эксплуатационные характеристики, подтвержденные заводом – разработчиком оборудования.

Конструкции гидромашин, системы регулирования и вспомогательного оборудования рекомендуется рассчитывать на надежную работу во всех режимах без вмешательства дежурного персонала.

Систему гидромашин рекомендуется выбирать по максимальному напору (табл. 3.11) с учетом заданных режимов работы и диапазона изменения напора на гидроэлектростанции.

Число и единичная мощность гидроагрегатов необходимо выбирать для каждой конкретной ГЭУ на основе технико–экономического сравнения вариантов.

В расчетах должно учитываться влияние мощности агрегата на стоимость оборудования, стоимость строительной части, эксплуатационные затраты и водно–энергетические характеристики ГЭУ, обеспечение необходимых режимов работы электростанции в энергосистеме и на изолированного потребителя.



Таблица 3.1

Напор максимальный, м	Система гидромашин	Вариант исполнения
До 25	Осевая	Поворотно–лопастная и пропеллерная в вертикальном и горизонтальном исполнении, в том числе капсульная и прямоточная
От 25 до 45	Радиально–осевая Осевая	В вертикальном исполнении Поворотно–лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении
От 45 до 80	Радиально–осевая Осевая и диагональная	В вертикальном исполнении Поворотно–лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении
От 80 до 170	Радиально–осевая Диагональная	В вертикальном исполнении Поворотно–лопастная в вертикальном исполнении
От 150 до 600	Радиально–осевая	В вертикальном и горизонтальном исполнении
Свыше 250	Ковшовая	В вертикальном и горизонтальном исполнении

При равных показателях надежности и технико–экономических показателях с учетом эксплуатационных затрат принимается наибольшая технически возможная мощность с учетом соображений по унификации оборудования как по условиям изготовления, так и по условиям эксплуатации на каскаде.

Наибольшая технически возможная мощность гидромашин обосновывается по результатам анализа следующих факторов:

- характеристики энергосистемы и ее требований к режимам работы электростанции, в том числе к участию электростанции в покрытии пиков графика нагрузки, условиям аварийного отключения гидроагрегата и пропуска санитарного расхода;

- требований по режимам уровней воды в нижнем бьефе;

- геоморфологических и геологических условий створа гидроэлектростанции;

- наименьшего отрицательного влияния на окружающую среду;

- технологических возможностей изготовления, транспорта и монтажа оборудования;

- типа здания ГЭУ и конструкции водоподводящих устройств;

- возможности создания предтурбинных затворов.

При выбранной номинальной мощности гидроагрегата и заданных характеристиках гидрогенератора гидромашин при напорах выше расчетного рассчитывается на мощность, обеспечивающую работу синхронной машины с активной мощностью, равной ее полной номинальной мощности.

Применение генератора мощностью более номинальной для работы агрегата при напорах выше расчетного в каждом конкретном случае



обосновывается дополнительной выработкой энергии и возможной экономией ремонтной мощности на электростанциях энергосистемы.

При выборе оборудования и составлении технического задания на разработку оборудования коэффициенты быстроходности, приведенные расходы и коэффициенты полезного действия (в зависимости от напора) принимаются не хуже указанных в таблицах 3.12÷3.14. Значения максимального коэффициента полезного действия, приведенные в отнесены к модели рабочего колеса турбины диаметром 460 мм, испытанной при напоре 4 м и температуре воды 20⁰ С.

Таблица 3.12.

Осевые поворотнo –лопастные гидротурбины в горизонтальном (капсульном) исполнении

Напор максимальный, м	7	10	15	20	25
Коэффициент быстроходности n'_S , об/мин	1000-900	900-800	800-750	750-700	750-670
Расход приведенный, м ³ /с: Q'_{1max}	3,2-3,5	2,8-3,0	2,4-3,0	2,0-2,75	1,7-2,5
Q'_{1onm}	1,8-2,0	1,7-1,9	1,6-1,8	1,5-1,75	1,45-1,7
Коэффициент полезного действия модели η_m , %	92,7	92,7	92,2	91,9	91,9
Частота вращения приведенная n'_{1onm}	150-190	145-180	140-170	135-165	135-160

Таблица 3.13.

Осевые поворотнo–лопастные гидротурбины в вертикальном исполнении

Напор максимальный, м	10	15	20	30	40	50	60	70	80
Коэффициент быстроходности n'_S , об/мин	773-640	669-561	585-493,4	517-436	482-384	457-373	413-346	383-327	353-300
Расход приведенный, м ³ /с: Q'_{1max}	2,3-2,5	2,1-2,35	1,8-2,25	1,45-2,0	1,25-1,7	1,15-1,5	1,05-1,3	0,95-1,2	0,9-1,1
Q'_{1onm}	1,25-1,45	1,15-1,35	1,05-1,25	1,0-1,2	1,0-1,2	0,95-1,15	0,9-1,05	0,85-1,0	0,84-0,95
Коэффициент полезного действия модели η_m , %	90,5	91,4	91,4	91,7	91,6	90,8	90,6	90,0	89,4
Частота вращения приведенная n'_{1onm}	165-185	150-165	138-150	125-135	115-126	110-120	105-116	102-110	100-105



Таблица 3.1

Диагональные поворотно–лопастные гидротурбины в вертикальном исполнении

Напор максимальный, м	50	60	70	90	115	140	170
Коэффициент быстроходности n'_s , об/мин	430-380	420-370	410-353	370-300	300-280	280-260	240-219
Расход приведенный, м ³ /с: Q'_{lmax}	1,25-1,5	1,2-1,4	1,1-1,3	1,0-1,2	0,85-1,05	0,75-0,95	0,7-0,8
Q'_{lont}	0,9-1,15	0,9-1,1	0,85-1,0	0,8-1,0	0,76-0,9	0,72-0,85	0,55-0,65
Коэффициент полезного действия модели η_m , %	91,3	89,8	91,3	92,2	92,1	92,5	91,5
Частота вращения приведенная n'_{lont}	105-115	100-115	100-110	85-95	83-91	82-87	77-85

В любом случае выбор гидроэнергетических установок, для гидроэнергетического освоения ресурсов водовыпускных сооружений водохранилищ, необходимо производить с учётом особенностей и условий эксплуатации водохранилища и привязки ГЭУ к месторасположению.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе проведенных исследований нами сделаны следующие выводы:

- на основе анализа современного состояния и режимов эксплуатации водовыпускных сооружений водохранилищ, обоснована возможность и необходимость в выработке электроэнергии с использованием низконапорных гидроэнергетических установок;
- проведён анализ по низконапорным гидроэнергетическим установкам;
- разработан алгоритм и программа расчёта технико–экономических параметров низконапорных гидроэнергетических установок на водовыпускных сооружениях водохранилищ;
- разработана методика расчета технико-экономического обоснования комбинированного использования затвора гидротехнического сооружения с ГЭУ;
- создана программа расчета по определению основных параметров гидроэнергетических установок, позволяющая определение технико-экономических параметров микроГЭС устанавливаемой в затворе гидротехнического сооружения и получены результаты;
- произведен выбор оборудования для водовыпускного сооружения Каркиданского водохранилища;
- разработаны рекомендации по выбору низконапорных гидроэнергетических установок для гидроэнергетического освоения ресурсов водовыпускных сооружений водохранилищ.



СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Официальные документальные материалы

1. Каримов И.А. Узбекистан по пути углубления экономических реформ. - Ташкент: Узбекистан, 1995. -С.199-209.

2. Каримов И.А. Мировой финансово-экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана. -Ташкент: Узбекистан, 2009. -48 с.

Техническая литература

3. Арефьев Н.В., Хрисанов Н.И. Экологическое обоснование гидроэнергетического строительства: Учебное пособие. Л.: Изд-во СПбГТУ, 1992.

4. Бакиров М.С. Гидравлика и гидравлические машины. Учеб. пособие. Стерлитамак: Изд-во СГПИ, 2000.

5. Безруких П. П., Стребков Д. С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика. 2005. №1–2.

6. Васильев Ю.С., Саморуков И.С., Хлебников С.Н. Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций. Учеб. пособие. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2002.

7. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции/ Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Щавелева. М.:Энергоатомиздат, 1988. Т.1.

8. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции/ Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Щавелева. М.:Энергоатомиздат, 1989. Т.II.

9. ГОСТ 51238-98. [Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения.](#)

10. Гринкевич, Р. Тенденции мировой электроэнергетики: общественно-политическая литература / Р. Гринкевич // Мировая экономика и международные отношения. - 2003. - №4. - С. 15-24.

11. Зайниева О.Э., Мухаммадиева Д.Н., Успенская С.Н. Применение комплексного критерия эффективности в гидростроительстве. Сб. тр. Международная научно-техническая конференция «Гидротехника и гидроиздержки». Проблемы строительства, эксплуатации, экологии и подготовки специалистов». Самара. 2002, с. 69–71.

12. Зубакин В. А. Необходимо развивать высокоманевренные мощности // Энергорынок. 2004. № 9.

13. Методика определения эффективности капитальных вложений. М.: Энергоатомиздат, 1988.

14. Мухаммадиев М.М. Современное состояние и перспективы строительства МГЭС в Узбекистане// Сб. науч. трудов «Современные проблемы нетрадиционной энергетике». СПбГТУ. 1996. СПб.

15. Мухаммадиев М.М., Джураев К.С., Жураев С.Р. и др. Программа для определения основных параметров гидроэнергетических установок.



Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № DG 02722, 19.03.2013.

16. Мухаммадиев. М., Жураев С.Р., Джураева .В.Г. Новые технические решения по комбинированному использованию микроГЭС и гидротехнических затворов. Международная научно-практическая конференция «Уркумбаевские чтения», «Водные ресурсы и пути их рационального использования в современных условиях» Тараз, 2-3 ноября 2012г.

17. Претро Г.А. Специальные типы здание гидроэнергетических установок. – М.: Энергия, 1975.

18. Прошкина, И. Возобновляемая энергия проблемы и перспективы/ И. Прошкина // Экология и жизнь : Научно-популярный журнал. - 2008. - №. - С. 28-30.

19. Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций (СО 153-34.20.161–2003). – М. : ЭНАС, 2004.

20. Руководство по экономическому выбору проектных решений при проектировании гидроэнергетических объектов. М.: Минэнерго СССР, 1984.

21. Соколова Л.А., Умарова Д.М. Вопросы экономического обоснования показателей малых ГЭС. В сб. тезисов, докладов 5-й научно-проектной конференции одаренных студентов на темы «Молодёжь в развитии науки и техники», первая часть, с. 29–31.

22. Техничко–экономические характеристики малой гидроэнергетики (справочные материалы). Методическое пособие. Под. ред. В.И. Виссарионова. М.: издательство МЭИ 2001 г. 11–12 с.

23. Халматов В.А., Цымбалов К.И. Методы расчёта стоимости возведения гидроэнергетического объекта. «Техника юлдузи» № 1, 2006 г.

24. Шкатов В. А. Системные услуги на рынке электроэнергетики // Энергорынок. 2004. № 9.

25. Экономика гидротехнического и водохозяйственного строительства / Под. ред. Д.С. Щавелева. - М.: Стройиздат, 1986.

26. Экономика электроэнергетики: рыночная политика / отв. ред. Хоуп Э., Меламед Л. Б., Лычагин М. В. – Новосибирск : Изд. СО РАН, 2001.

27. <http://www.energonadzor.uz>

28. <http://www.ges.ru>

29. <http://www.niies.ru>

30. <http://www.Uzbekistan.uz>