

**КЫРГЫЗСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ им. И. РАЗЗАКОВА**

На правах рукописи  
УДК 621.311.212

**Оразбаев Казбек Найманказиевич**

**Исследование и разработка практических методов расчета гравитационно-  
водооборотной микроГЭС**

05.14.08 – энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**Научный руководитель:**  
доктор технических наук,  
профессор,  
член-корреспондент НАН КР  
Обозов Алайбек Джумабекович

**Бишкек – 2025**

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ. АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИКРОГЭС.....	11
1.1 Состояние и перспективы использования микроГЭС в Казахстане	11
1.2 Сравнительный анализ и особенности работы микроГЭС.....	15
1.3 Гравитационно-водоворотная микроГЭС.....	27
Выводы по главе 1.....	32
ГЛАВА 2 МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ВОДЯНОГО ПОТОКА С ГИДРОТУРБИНОЙ.....	34
2.1 Особенности преобразования энергии гидротока в турбинной камере.....	34
2.2 Построение расчётной модели взаимодействия водяного потока в гидрокамере микроГЭС.....	40
2.3 Моделирование течения водяного потока в гидрокамере микро ГЭС	46
Выводы по главе 2.....	51
ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ СОБСТВЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. РАЗРАБОТКА И ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГРАВИТАЦИОННОЙ МИКРОГЭС.....	52
3.1 Методика расчёта и выбора параметров гидротурбины.....	52
3.1.1 Постановка задачи.....	52
3.1.2 Энергия и момент.....	53
3.1.3 Основные параметры потока.....	56
3.1.4 Распределение скорости на профиле решётки.....	61
3.1.5 Блок-схема установки гравитационно-водоворотной микроГЭС	64
3.2 Обобщённая математическая модель гравитационной микроГЭС	66
3.3 Методика расчёта мощности гравитационной турбины с воздушной воронкой.....	75
3.4 Исследование особенностей взаимодействия гидротока с роторной турбиной.....	82
Выводы по главе 3.....	90
ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГРАВИТАЦИОННОЙ МИКРОГЭС.....	92
4.1 Принципиальная схема экспериментального стенда и описание его работы.....	92
4.2 Испытательный экспериментальный стенд.....	94
4.3 Исследование влияния кинематических и геометрических параметров на устойчивость образования воронки.....	97
4.4 Исследование влияния расхода гидротока на частоту вращения турбины.....	100
4.5 Оборудование и методика экспериментальных исследований.....	103
4.5.1 Методика проведения эксперимента.....	103
4.5.2 Измерение крутящего момента.....	104

4.5.3 Измерение скорости.....	107
4.5.4 Определение расхода.....	109
4.5.5 Определение напора.....	109
4.5.6 Определение мощности и КПД.....	109
4.6 Экспериментальные исследования и обработка полученных результатов.....	110
Выводы по главе 4.....	122
Заключение.....	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	146
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	147
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	148

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы диссертации.** Одной из основополагающих отраслей экономического развития любого государства является уровень обеспеченности общества энергией. Энергия является основной движущей силой современности, определяющей не только социально-экономическое состояние людей, но и их доступность к самым современным достижениям научно-технического прогресса, являющегося критерием развитости и процветания государства [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7].

В последние десятилетия темпы использования традиционных топливно-энергетических ресурсов, основанных на углеводородном сырье (нефть, газ, уголь и т.д.) настолько выросли, что стал возникать вопрос о возможном их истощении в ближайшем будущем [8]. По оценкам учёных, уже в предстоящие 50–100 лет будет ощущаться их дефицит [9].

Следовательно, уже сегодня необходимо крепко задуматься о поиске новых источников энергии, которые бы заменили традиционное топливо. Как показывает практика, такими источниками, возможно, могли бы стать нетрадиционные возобновляемые источники энергии, как энергия солнца, ветра, геотермальная энергия, энергия биомассы и т.д. [10, 11, 12, 13]. По подсчётам учёных, запасы этих источников огромны и даже могли бы в полной мере удовлетворить все потребности человечества в энергии [14].

Кроме того, эти источники могут обеспечить решение другой планетарной проблемы – это проблема охраны окружающей среды от загрязнения. Не секрет, что уже сегодня эти вопросы стоят на повестке дня у всего мирового сообщества, а повсеместное изменение климата (засухи, наводнения, ураганы и т.д.) указывает на неотвратимость этих явлений уже в ближайшем будущем [15]. Всё это привело к необходимости серьёзного обращения исследований, направленных на разработку новых технологий и технических средств, использующих энергию возобновляемых источников для выработки энергии (электрической, тепловой, механической и т.д.).

Одним из наиболее перспективных и практически оправданных источников является экологически чистая энергия воды [16, 17]. Она уже достаточно широко используется на практике для получения электрической (гидроэлектрические станции – ГЭС), механической (подъёмные насосные станции) и других видов энергии [18, 19, 20].

Из большого разнообразия различных типов ГЭС, в последние годы находят широкое применение так называемые малые и микрогидроэлектростанции, в силу своих преимуществ над крупными ГЭС, как компактность, автономность, малые сроки ввода в эксплуатацию, экономическая эффективность, возможность широкого использования малых водотоков без строительства больших водохранилищ и плотин [21].

Из класса микроГЭС, которые предназначены в основном для электроснабжения автономных малоэнергоёмких объектов, всё больший интерес вызывают так называемые низконапорные гравитационные установки, которые имеют возможность работать в равнинных зонах, где отсутствуют большие перепады и уклоны местности незначительны. Принципиальная разница этих гравитационных микроГЭС в том, что в основном они работают за счёт скоростного напора водяного потока, а не за счёт высотного давления закрытого водонапорного канала. Такой принцип работы этих микроГЭС требует принципиально новых подходов как в организации технологии отбора энергии от водяного потока, так и в расчёте и выборе параметров её основных элементов, как турбинная камера, тип и форма лопастей турбины, расчёт и обоснование их геометрических и кинематических параметров, в поиске новых методов определения динамических параметров как момент на валу турбины, мощность гидрогенератора и т.д.

**Связь темы диссертации с основными научно-исследовательскими работами, проводимыми образовательными и научными учреждениями.** Диссертационная работа выполнялась в рамках госбюджетных научно-исследовательских работ кафедры «Электроэнергетика и охрана труда» Жезказганского университета имени О. А. Байконурова на темы «Исследование

и выбор перспективных источников возобновляемой энергии» (2015–2017 гг.) и «Экологические проблемы в энергетике» (2018–2021 гг.).

Результаты диссертационной работы включены в Отчёт по проекту Лаборатории ВИЭ Института машиноведения и автоматики НАН КР «Исследование и разработка систем управления сложными динамическими объектами: проблемы стабилизации, самоорганизации, оптимизации и адаптации» за 2-й квартал 2023 года под разделом III «Разработка ГЭС малой мощности, работающая руслово-рукавным способом для получения электрической энергии из малых рек».

**Цель и задачи исследования.** Данная работа посвящена разработке научно обоснованных методов расчёта и проектирования гравитационно-водоворотной микроГЭС для электроснабжения малоэнергоёмких автономных потребителей.

Для достижения этой цели поставлены следующие задачи:

- определить рациональные геометрические параметры камеры и лопастей гидротурбины;
- исследовать особенности взаимодействия лопастей турбины с водяным потоком;
- определить крутящий момент на валу турбины;
- определить кинематические и гидродинамические параметры в процессе преобразования и передачи энергии.

**Научная новизна работы.** На основе анализа и обобщения опыта создания конструкций и эксплуатации низконапорных микроГЭС, были сформулированы и поставлены новые научные задачи, новизна которых связана с:

- разработкой и построением новой классификационной таблицы микроГЭС с учётом класса низкопотенциальных гравитационных установок;
- получением новой аналитической зависимости расчёта мощности гравитационной микроГЭС с учётом доли энергии движущейся массы воды от её напорной составляющей;

- разработкой методики синтеза геометрических параметров лопастей роторной гидротурбины, обеспечивающей максимальный отбор мощности от водяного потока с исключением положения мёртвой точки турбины;
- построением математической модели процесса взаимодействия водяного потока с синтезированной роторной турбиной для расчёта её выходной мощности при различных скоростях и расходах водяного потока;
- установлением качественной картины распределения давления внутри гидротурбины до и после лопастей на основе моделирования течения в турбинной камере с использованием программного продукта KompasFlow;
- созданием алгоритма с построением обобщённой математической модели на основе пакета расширения Simulink в среде MATLAB, позволяющей на основе входных параметров турбинной камеры (площади входных и выходных сечений, высота, напор и т.д.) определить выходные параметры (мощность, момент, КПД и т.д.);
- изучением влияния формы и геометрии воздушной воронки на коэффициент заполняемости турбинной камеры и установления зависимости выходной мощности турбины от её величины.

#### **Практическая значимость полученных результатов:**

- Предложенная классификационная таблица гравитационных микроГЭС позволит определять класс и приемлемость той или иной конструкции к их практическому использованию с учётом особенностей рельефа местности.
- Разработанные методы расчёта и полученные аналитические зависимости определения мощности гидротурбины и геометрические параметры камеры позволяют осуществлять расчёт и проектирование этих основных элементов конструкции гравитационных микроГЭС.
- Построенная математическая модель явится основным элементом оценки режимов работы микроГЭС и расчётом как кинематических, так и гидродинамических параметров еще на стадии её проектирования.

- Разработанные методы, модели, созданные алгоритмы и результаты исследований могут быть использованы в учебном процессе при подготовке студентов соответствующих специальностей.

- Методика экспериментов и созданный гидравлический стенд для проведения экспериментальных исследований может быть использован как лабораторный стенд для проведения практических занятий студентов бакалавров и проведения исследований среди магистрантов и докторантов.

#### **Основные положения диссертации, выносимые на защиту:**

- Разработка методики расчёта выходной мощности турбины в зависимости от формы и геометрии воздушной воронки в турбинной камере при различных значениях коэффициента заполняемости.

- Получение аналитической зависимости расчёта мощности гравитационной микроГЭС с учётом доли энергии скоростного напора водяного потока в её общем балансе.

- Разработка графо-аналитического метода синтеза геометрических параметров лопастей роторной турбины гравитационной микроГЭС с учётом отсутствия возможности появления «мёртвого» положения.

- Алгоритм расчёта и обобщённая математическая модель гравитационной микроГЭС с учётом особенностей её конструкции и эксплуатации.

- Экспериментальный стенд и методика экспериментальных исследований кинематических и гидродинамических параметров роторной турбины гравитационной микроГЭС.

**Личный вклад соискателя.** Все основные научные и практические результаты, полученные в процессе работы, выполнены и получены непосредственно автором при консультативной помощи и поддержке научного руководителя.

**Апробации результатов исследования.** Основные положения, выводы, теоретические и практические результаты научных исследований, включённые в диссертацию, докладывались и обсуждались на:



- Международных XVI Байконуровских чтениях «Улытау в историческом контексте концепции «Мәңгілік ел»» (РК, г. Жезказган, 25 ноября 2016 года);
- Международной научно-практической конференции «Наука сегодня: вызовы, перспективы и возможности» (РФ, г. Вологда, 12 декабря 2018 года);
- Седьмой международной научной конференции «Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство» (РФ, г. Казань, 31 августа 2019 года);
- Международных XXI Байконуровских чтениях «Перспективы развития науки и образования в условиях новой реальности» (РК, г. Жезказган, 10 декабря 2021 года).

Также полученные результаты неоднократно докладывались на расширенных научных семинарах кафедры «Электроэнергетика и охрана труда», Учёных Советах Жезказганского университета имени О. А. Байконурова, на расширенных научных семинарах кафедры «Возобновляемые источники энергии» и Энергетического института Кыргызского государственного технического университета имени И. Раззакова в 2016–2022 гг.

**Полнота отражения результатов диссертации в публикациях.** Основные результаты диссертации опубликованы в 17 научных изданиях, из них 1 – в журнале, индексируемом в базе данных Web of Science и имеющего второй квартиль, 7 статей в журналах из Перечня рецензируемых научных периодических изданий для опубликования основных научных результатов диссертации НАК при Президенте Кыргызской Республики, 6 – в сборниках материалов международных конференций, 3 – в прочих изданиях. Также получен 1 патент Кыргызской Республики на изобретение.

**Структура и объём диссертации.** Диссертация состоит из введения, 4-х основных глав, заключения, списка использованных источников из 130

наименований и 4-х приложений. Материал диссертации изложен на 148 страницах машинного текста, включая 6 таблиц и 66 рисунков.

# ГЛАВА 1

## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ. АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИКРОГЭС

### 1.1 Состояние и перспективы использования микроГЭС в

#### Казахстане

Современные темпы развития общества требуют всё большего удовлетворения потребностей человека в его социально-экономической жизни, чем определяется в конечном итоге уровень его благосостояния и комфортности, а это невозможно без достаточного потребления энергии. Следовательно, одним из основных критериев успешного развития общества является развитие энергетики.

В последние годы в результате научно-технической революции и активного роста экономического потенциала промышленно развитых и развивающихся стран, резко возросло потребление таких энергоресурсов как уголь, газ, нефть и т.д. Исследования показывают, что при таких темпах развития, запасы этих традиционных источников могут быть исчерпаны уже в ближайшие 50–100 лет и человечество встанет перед проблемой поиска и использования других нетрадиционных источников энергии [22]. Поэтому неудивительно, что необходимо думать об этом уже сейчас.

Во-вторых, активное использование углеводородного топлива привело к появлению ещё одной планетарной проблемы – это загрязнение окружающей среды. На современном этапе эта проблема стала настолько острой, что многие страны мира, объединившись, в целях борьбы с изменением климата и его негативными последствиями, в 2016 году подписали Парижское соглашение.

Это юридически обязательный международный договор, к которому на сегодняшний день присоединились 196 сторон, направлен на существенное сокращение глобальных выбросов парниковых газов и ограничение повышения глобальной температуры в этом столетии до 2 градусов Цельсия при одновременном поиске средств для ещё большего ограничения этого повышения до 1,5 градуса.

Принял решение присоединиться к соглашению и Казахстан, который планирует довести долю экологически чистых альтернативных и возобновляемых видов энергии в общем энергобалансе страны до 15% к 2030 году и до 50% к 2050 году. Климатическая повестка становится одним из важнейших вызовов для энергетической отрасли по всему миру и новой культурой человечества, поэтому Казахстан не остался в стороне и поставил перед собой амбициозную цель – достичь углеродной нейтральности до 2060 года [23].

Как показывает практика, альтернативой традиционной энергетике становится энергетика возобновляемых источников. По совокупности, имеющиеся ресурсы солнца, ветра, биомассы, геотермальной энергии и других, в сотни и даже в тысячи раз превышают все мировые потребности в энергии. Исследования последних лет показывают, что темпы роста использования ВИЭ значительно выше темпов использования традиционных источников [24, 25]. И уже можно с уверенностью утверждать, что будущее энергетики за ВИЭ.

По данным Министерства энергетики, отражённым в Руководстве для инвесторов по реализации проектов ВИЭ в РК, подготовленном в рамках региональных программ международной организации USAID «Энергетика Центральной Азии» и «Энергия будущего», в Казахстане имеется достаточно большой ресурсный потенциал солнечной, ветровой и гидроэнергии. Так, согласно Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2023–2029 годы [26], потенциал солнечной энергии оценивается в 2,5 млрд. кВт·час в год, а количество солнечных часов составляет

2200–3000 часов в год из 8760. На сегодня уже практически реализовано 44 солнечных станций с общей мощностью 1149 МВт.

Ветровой потенциал оценивается в 1820 млрд. кВт·час в год, а примерно на 50% территории Казахстана скорость ветра составляет 4–5 м/с на высоте 30 м. К настоящему времени уже введено в эксплуатацию 46 объектов ВЭС общей мощностью 958 МВт.

Общий потенциал гидроресурсов занимает второе место среди других ВИЭ и оценивается примерно в 170 млрд. кВт·ч в год, технически осуществимый – порядка 62 млрд. кВт·ч. В том числе гидропотенциал средних и крупных рек составляет 55 млрд. кВт·ч, малых рек – 7,6 млрд. кВт·ч в год. На данный момент введённые в эксплуатацию 37 малые ГЭС генерируют 280 МВт электрической энергии.

Как видно из приведённых данных, гидроэнергетический потенциал малых рек достаточно высок, однако их практическая реализация оставляет желать лучшего.

Если ранее в 50–60-х годах прошлого столетия строительство и эксплуатация малых и микроГЭС осуществлялось достаточно широко и эффективно, то затем в последующие годы она уступила пальму первенства крупным гидроэлектростанциям [27, 28].

Однако в настоящее время интерес к малым гидроэлектростанциям вновь возрос. Это связано с рядом обстоятельств, о которых было сказано выше, а также интенсивным развитием новых инновационных экологически чистых технологий ВИЭ, в том числе и малой гидроэнергетики. Практика последних лет и достижения научных исследований в данной области по созданию современных высокоэффективных конструкций микроГЭС показывает перспективность и экономическую привлекательность в использовании этих установок для выработки электрической энергии, в особенности для автономных микроэнергоёмких объектов, расположенных в децентрализованных зонах, отдалённых от единой электроэнергетической системы [29].

В Казахстане существует достаточно большое количество таких потребителей, которые оторваны от централизованных сетей и подвод к ним традиционных линий электропередач очень дорога и экономически не оправдана в силу их большой разбросанности по территории и малой потребной мощности [30, 31].

С другой стороны, как правило, такие потребители расположены в пойме небольших рек и ирригационных каналов, где использование их гидроэнергетического потенциала при помощи микроГЭС представляется весьма актуальным и привлекательным.

На сегодняшний день имеется достаточно большое количество различных типов и конструкций микроГЭС, которые успешно эксплуатируются на практике и показали свою высокую рентабельность и экономическую эффективность [32].

Из большого разнообразия известных микроГЭС, наиболее широкое распространение получили так называемые высоконапорные микроГЭС, принцип работы которых основан на использовании высокого давления в трубопроводе, подводимом к турбине генератора или имеющейся какой-либо плотины с определённым гидравлическим перепадом [33].

Основным преимуществом такого типа микроГЭС является возможность использования как кинетической энергии водяного потока, так и потенциальной энергии напора водяного столба, расположенной в напорном трубопроводе. Кроме этого, чаще всего в таких типах микроГЭС используются высокоэффективные пропеллерные турбины. Они обладают повышенной быстроходностью и высоким КПД. Как правило, такой тип турбин используется при напорах 10–50 м. К недостаткам таких высоконапорных микроГЭС следует отнести их громоздкость, высокую металлоёмкость, невозможность работать при низких напорах. Типичная стандартная схема использования высоконапорной микроГЭС приведена на рисунке 1.1.

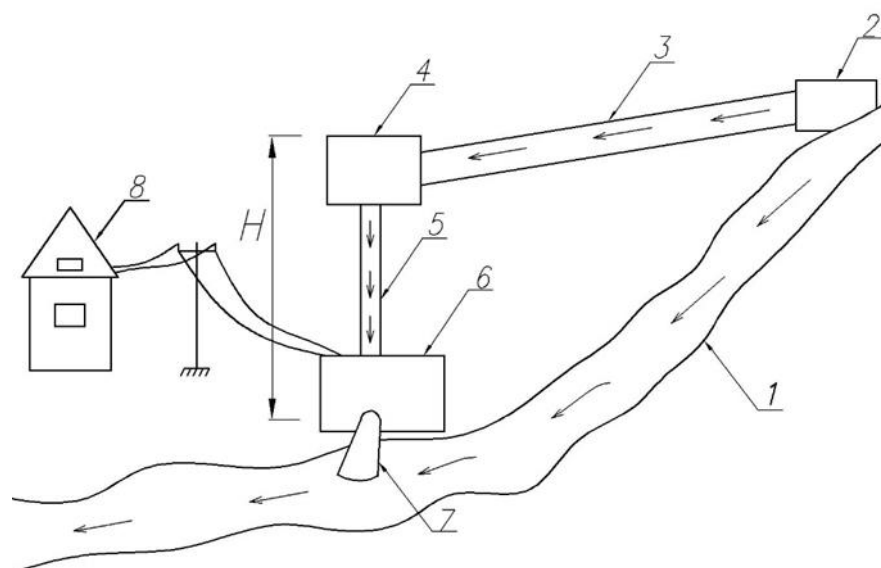


Рисунок 1.1 – Технологическая схема использования высоконапорной микроГЭС

1 – горный водоток, 2 – водозаборное устройство, 3 – деривационный канал, 4 – напорный бассейн, 5 – напорный трубопровод, 6 – микроГЭС, 7 – водосброс, 8 – автономный потребитель.

Работа установки осуществляется следующим образом. В устье горной реки 1 устанавливается водозаборное устройство 2, которое осуществляет отбор необходимого количества воды для микроГЭС 6. Отведённая вода по деривационному каналу 3 подаётся в напорный бассейн 4. При этом обеспечивается очищение отобранного потока воды от различного сора, наносов, песка и т.д. Затем очищенная вода по напорному трубопроводу 5 подаётся на лопатки турбины микроГЭС, которая вырабатывает электрическую энергию для потребителя 8. Отработанная вода по водосбросу 7 вновь возвращается в створ реки.

## 1.2 Сравнительный анализ и особенности работы микроГЭС

На практике достаточно широко используются микроГЭС с различными конструктивными решениями и типами турбин [34, 35]. На рисунке 1.2

приведён общий вид и конструктивная схема высоконапорной микроГЭС с горизонтально расположенной осью вращения турбины пропеллерного типа.

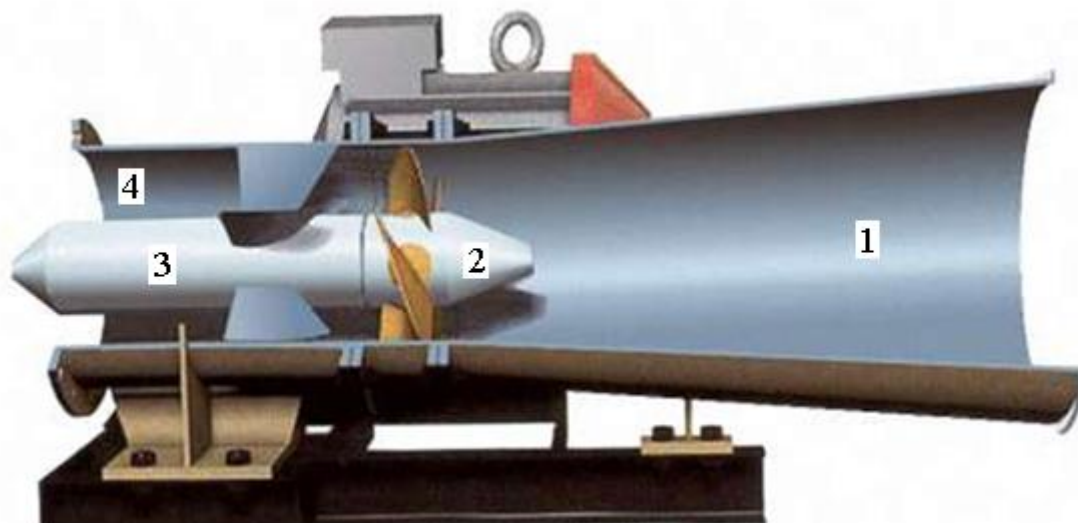


Рисунок 1.2 – Общий вид высоконапорной микроГЭС

1 – напорный трубопровод, 2 – турбина, 3 – генератор, 4 – водосбросная труба.

Другой наиболее распространённый тип высоконапорной микроГЭС с турбиной в виде беличьего колеса (типа банки) приведён на рисунке 1.3.

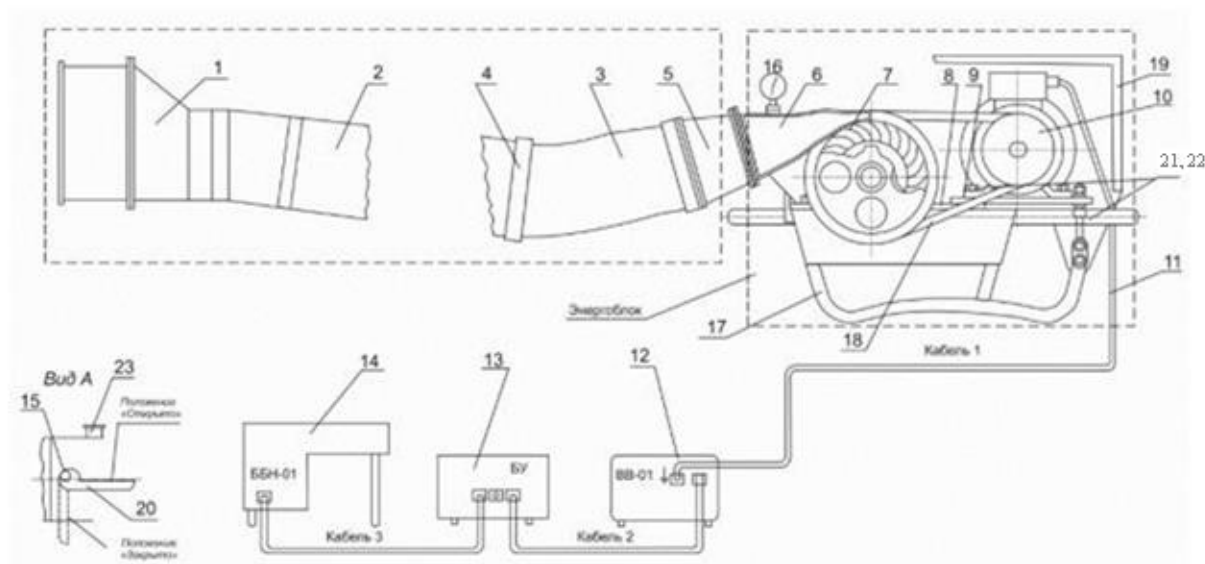


Рисунок 1.3 – Рукавная микроГЭС

1 – заборный трубопровод, 2, 3 – гибкий напорный трубопровод, 4 – хомут, 5 – переходник, 6 – направляющий аппарат, 7 – турбина, 8 – опора, 9 – лапки генератора, 10 – генератор, 11 – кабель, 12 – блок возбуждения, 13 – блок управления, 14 – блок балластных нагрузок, 15 – ось, 16 – манометр, 17 –



опорная рама, 18 – ремень, 19 – защитный кожух, 20 – затвор, 21, 22 – салазки,  
23 – уровнемер.

Её отличительной особенностью является тип применяемой турбины и использование в качестве напорного трубопровода гибкого водяного рукава.

Работа микроГЭС осуществляется аналогично описанной ранее. Отличие заключается лишь в том, что для эффективной работы такой турбины в конце гибкого водяного рукава 3 устанавливается направляющий аппарат 6 в виде конической призмы с щелеобразным выходным отверстием, обеспечивающий оптимальное направление водяного потока на лопасти турбины по всей её ширине.

Второй отличительной особенностью данной конструкции микроГЭС является её удачная конструктивная компоновка силового блока, которая позволяет закрепить непосредственно на ней блок возбуждения 12, блок управления 13 и блок балластных нагрузок 14, что даёт возможность быть микроГЭС малогабаритной, транспортабельной, а следовательно, очень удобной для маломощных потребителей, работающих сезонно и требующие время от времени изменения своего места пребывания (туристические базы, заповедные зоны, животноводческие кочевья и т.д.) [36, 37].

Однако несмотря на ряд имеющихся положительных качеств, данный класс микроГЭС имеет один большой недостаток: они практически не могут быть использованы в равнинных и предгорных зонах, где отсутствуют большие перепады высот.

Казахстан относится к тем странам, где значительная часть её территории расположена в равнинной зоне, а малоэнергоёмкие автономные потребители, расположенные в этих зонах и оторванные от централизованной системы электроснабжения, нуждаются в принципиально других типах микроГЭС, которые эффективно и надёжно работали бы при малых перепадах, но достаточно больших расходах водотоков.

В отличие от высоконапорных микроГЭС, им предъявляются, в большинстве случаев, другие требования, как использование более дешёвого

оборудования и обеспечение заданной мощности при практически отсутствии напора воды. Такой подход позволяет отказаться от управляемых поворотнo-лопастных турбин и направляющих механизмов. В таких микроГЭС, чаще всего, отсутствует как таковое рабочее колесо.

Работа таких микроГЭС главным образом основана на преобразовании кинетической энергии движущейся массы воды в электрическую. Эти особенности определяют вид конструкции и технологические схемы получения электроэнергии. Наиболее простейшими видами микроГЭС, использующими кинетическую энергию воды, являются устройства, в которых применяются турбины в виде водяных колес (рисунок 1.4) [38, 39, 40, 41].

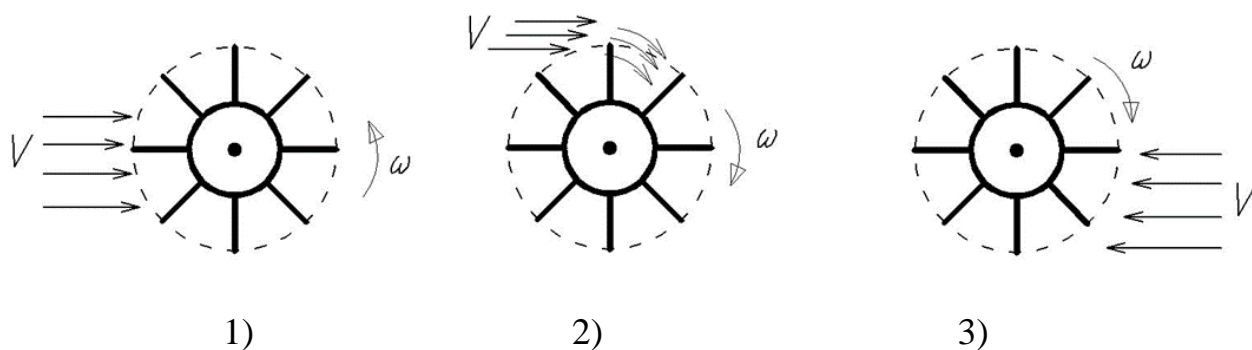


Рисунок 1.4 – Типы активных гидротурбин в виде водяных колес

1 – средненаливное, 2 – верхненаливное, 3 – нижненаливное.

Несмотря на свою простоту, они достаточно надёжны, не требуют дорогого оборудования и неприхотливы в эксплуатации. Однако они характеризуются малой пропускной способностью, невысоким КПД и малой частотой вращения.

Более современными типами низконапорных микроГЭС являются так называемые гирляндные установки. Советский инженер-изобретатель Борис Сергеевич Блинов в 1959 году разработал конструкцию поперечной гирляндной гидросиловой установки для микроГЭС (рисунок 1.5) [42].

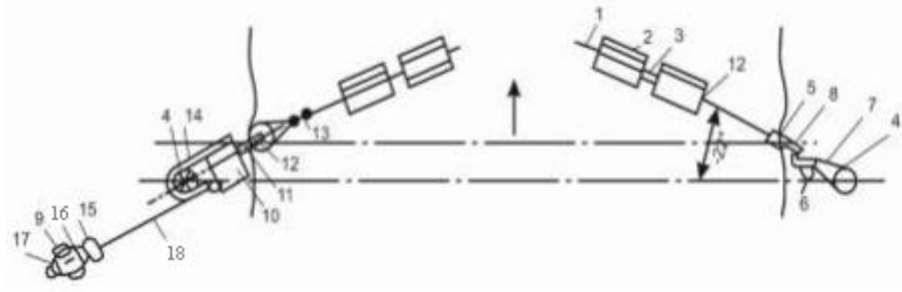


Рисунок 1.5 – Гирляндная микроГЭС Блинова

1 – гибкий вал, 2 – поперечная турбина, 3 – узел крепления турбин, 4 – опора, 5 – узел опорного подшипника, 6 – трос чеки, 7 – крепление к опоре, 8 – крюк, 9 – генераторная опора, 10 – мультипликатор, 11 – крюк блока, 12 – блок, 13 – стяжка, 14 – опора мультипликатора, 15 – стабилизирующая муфта скольжения, 16 – генератор, 17 – центробежный контактный регулятор, 18 – тросовая передача.

Характерной особенностью такой микроГЭС является наличие гибкого вала в виде троса, на который могут быть насажены от одного и более гидротурбин 2. Вращение гидротурбин передается по гибкому валу к генератору, расположенному на берегу, где вырабатывается электроэнергия. Эти микроГЭС обеспечивают более высокий КПД, однако получить на них достаточно большие мощности не представляется возможным.

Достаточно широко на практике, в устье рек, которые имеют относительно большую глубину, а также в магистральных каналах и

безнапорных трубопроводах используются так называемые погружные микроГЭС (рисунок 1.6) [43, 44].

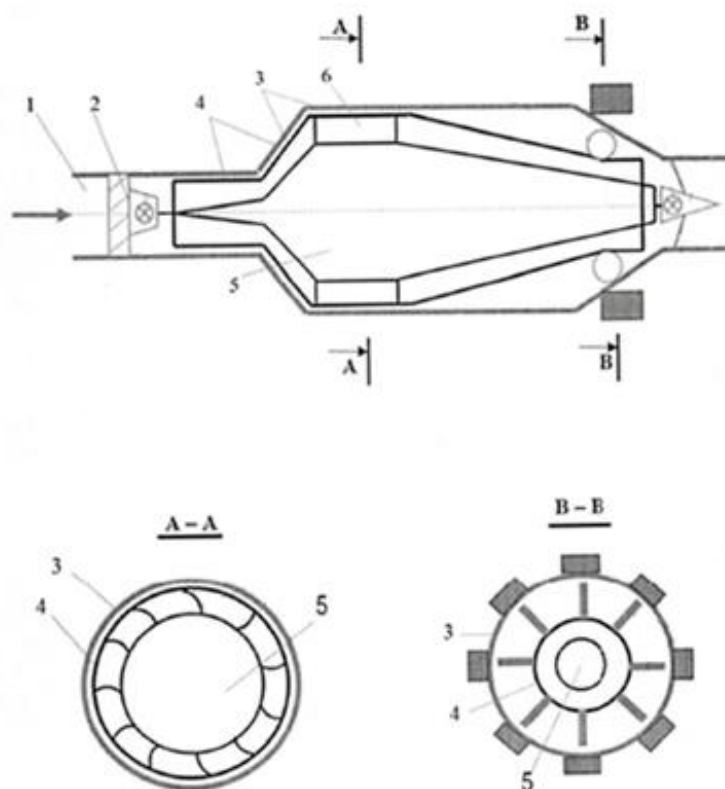


Рисунок 1.6 – Принципиальная схема погружной микроГЭС

1 – подводимый водяной поток, 2 – кожух, 3 – гидротурбина, 4 – лопасть, 5 – электрический генератор, 6 – отводящий водовод.

Работает установка следующим образом. Водяной поток через подводный трубопровод подаётся на лопасти гидротурбины 3, которые вращаясь, приводят в движение магниты ротора электрического генератора 5, которые возбуждают электрический ток в обмотках статора. Далее поток через обтекатель в корпусе 2 попадает в отводящий водовод и выбрасывается вновь в речной поток. Такое решение конструкции микроГЭС позволяет повысить безопасность её работы и увеличить мощность при заданных значениях напора и расхода воды.

Одним из наиболее известных свободнопоточных микроГЭС нового поколения является бесплотинная микроГЭС Николая Ивановича Ленева (рисунок 1.7) [45, 46].

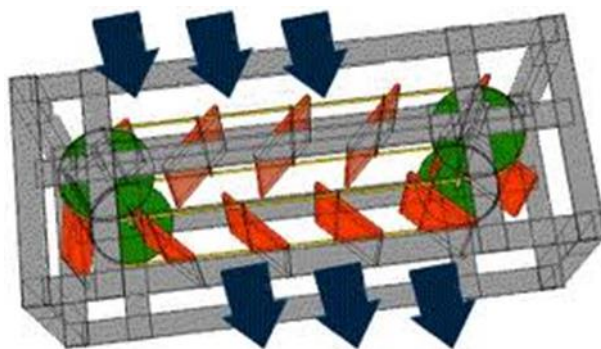


Рисунок 1.7 – Принципиальная схема микроГЭС Ленева

Особенностью данной конструкции является поперечное расположение корпуса установки относительно направления потока воды при продольном расположении осей вращения роликов, обеспечивающих передачу вращательного момента на вал гидрогенератора. Работает установка следующим образом: вследствие расположения оси О-О корпуса установки перпендикулярно течению воды и лопастей под углом  $\alpha$  к направлению движения потока, при взаимодействии лопастей с водяным потоком, возникают гидродинамические силы, которые начинают перемещать лопасти вдоль оси О-О. Лопасти, жестко закреплённые с цепью, и обеспечивают вращение вала ролика, который в свою очередь вращает вал гидрогенератора, вырабатывающего электрическую энергию. Преимуществом данной конструкции микроГЭС перед остальными является её экологическая безопасность и возможность свободного прохода рыбы через межлопастное пространство без повреждений.

Практически аналогичное решение предложено Виктором Гавриловичем Красновым со своими коллегами. Отличается конструкция принципиально лишь тем, что корпус микроГЭС со своими лопастями цепной турбины расположен не перпендикулярно течению реки, а вдоль неё, при этом сами лопатки турбины устанавливаются на движущейся нити не под углом к основному течению реки, а перпендикулярно к ней [47].

В практике использования равнинных водотоков имеют место так называемые шнековые микроГЭС, в основу конструкций которых положен принцип работы Архимедова винта (рисунок 1.8) [48].



Рисунок 1.8 – МикроГЭС со шнековым механизмом

1 – лопасти шнека, 2 – мультипликатор, 3 – нижний бьеф, 4 – генераторная, 5 – шлюз.

Наряду с достоинствами, присущими всем низконапорным микроГЭС, данный тип имеет один существенный недостаток – это необходимость конструирования специального сооружения для создания определённого напора, что неоправданно удорожает конструкцию и приводит к её громоздкости.

В последние годы достаточно много стали говорить о так называемых водовихревых микроГЭС, в основу работы которых положено использование свойства жидкости образовывать воронки при её вытекании из какого-либо сосуда. Одним из родоначальников такого типа микроГЭС стал австрийский инженер-изобретатель Франц Цотлёттерер. Он, основываясь на ранних проектах вихревых гидроэлектростанций, над которыми работали в 60-х годах американский изобретатель Кенард Браун и в 90-х годах австралийский учёный Пол Коурис, добился существенного повышения КПД подобных микроГЭС [49].

Суть данной установки заключается в том, что к установленной на берегу реки цилиндрической камере подводится водяной поток, отобранный чуть выше по её устью и подаётся в установленный цилиндрический резервуар по

касательной к её окружности. Вода, попадая в неё под действием кинетической энергии, закручивается и при этом в ней создаётся воздушная воронка. Пройдя через цилиндр, вода вытекает из него через отверстие, расположенное в её донной части. Теперь, если в цилиндр с воздушной воронкой определённым образом расположить турбину с генератором, то она под действием вращающейся воронки начнёт вращать и установленную в ней турбину, вращение которой может быть передано на вал генератора, который вырабатывает электроэнергию. На рисунке 1.9 в качестве примера приведена схема подобной микроГЭС, отличительной чертой которой является не цилиндрическая ёмкость, а конусообразная и создание воронки осуществляется не естественным течением водяного потока, а расположением на внутренней поверхности специальных плоских направляющих, установленных под определённым углом и усиливающих эффект воронки [50, 51, 52, 53, 54].

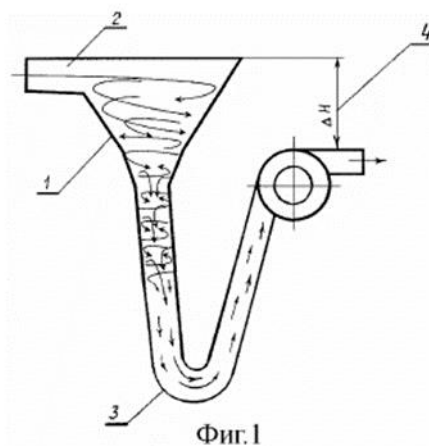


Рисунок 1.9 – Схема водовихревой микроГЭС

1 – конусообразная ёмкость, 2 – V-образная трубка, 3 – турбина, 4 – напор, 5 – направляющая, 6 – муфта, 7 – редуктор, 8 – генератор, 9 – направляющие ленты.

Работает установка следующим образом: благодаря наличию между верхним уровнем воды и нижним перепада  $h$  4, вода через конусообразную воронку 1 и V-образную трубку 2 подаётся к турбине 3. Дополнительное центробежное вращательное движение достигается путём установки внутри конического корпуса направляющих лент 9, которое затем переходит в ускоренное прямолинейное движение воды, воздействующее на лопатки гидротурбины. Ось гидротурбины, связанная с осью генератора 8, обеспечивает работу последней для выработки электрической энергии.

Проведённый анализ различных конструкций микроГЭС, изучение особенностей их работы и накопленный практический опыт их эксплуатации показывает, что на сегодняшний день невозможно однозначно определить ту или иную конструкцию, которая была бы наиболее предпочтительной по сравнению с другими с точки зрения надёжности, экономической привлекательности, высокого КПД, простоты конструкции и т.д. Всегда в каждом конкретном случае следует осуществлять выбор типа микроГЭС, его технологической привязки к водотоку и т.п. в зависимости от имеющихся условий местности, особенностей потребителя, назначения используемой электрической энергии и многих других факторов. Т.е. в каждом отдельно взятом случае всегда следует сугубо индивидуально решать вопрос рациональности использования той или иной конструкции микроГЭС.

С другой стороны, вполне определённо можно сказать, что все существующие микроГЭС можно разделить на 2 большие категории – это высоконапорные микроГЭС, в основном используемые в предгорных и горных местностях, где можно получить достаточно большие напоры при небольших расходах водяного потока и так называемые равнинные (низконапорные) микроГЭС, работающие в основном в равнинной и ровной местности, где реки характеризуются небольшими напорами, но большими расходами воды.



Как нами было ранее отмечено, предметом нашего внимания являются низконапорные, равнинные микроГЭС, как наиболее приемлемые и перспективные в условиях Республики Казахстан.

Следует отметить, что в определении низконапорных микроГЭС ещё нет единых согласованных названий таких типов микроГЭС. В литературе можно встретить их самые различные названия, такие как равнинные, свободнопоточные, гравитационные, водоворотные, бесплотинные, низконапорные, поплавковые, погружные, водовихревые, шнековые и т.д. Видимо это связано с ещё не установившимися общими критериями оценки таких микроГЭС и существующими между ними различными техническими решениями и конструкциями. В связи с этим, на основе изучения опыта конструирования и эксплуатации рассматриваемых микроГЭС, нами разработана и предложена их классификация по основным конструктивным и технологическим параметрам.

В работе [55] впервые была предложена классификационная таблица микроГЭС. Она ставила своей целью общее классифицирование микроГЭС с выделением в одну группу так называемых бироторных микроГЭС, работающих в основном на малых напорах и являющимися весьма перспективными для работы в равнинной части территории [56, 57, 58]. Предлагаемая классификация является логическим развитием и дополнением к существующей [59]. В данной классификации более развёрнуто представлен класс «равнинных» микроГЭС с их принципиальными особенностями и различиями.

Предложенная классификационная таблица приведена на рисунке 1.10. В данной таблице в отдельную группу выделены равнинные микроГЭС, использующие, как правило, активную кинетическую энергию движущейся массы воды, при этом, практически при отсутствии естественного напора воды (менее 2 м). По специфике своей работы эти конструкции микроГЭС отнесены к классу массивных машин, т.е. масса которых превышает 100 кг и работающих при больших расходах (более 150 м<sup>3</sup>/с).

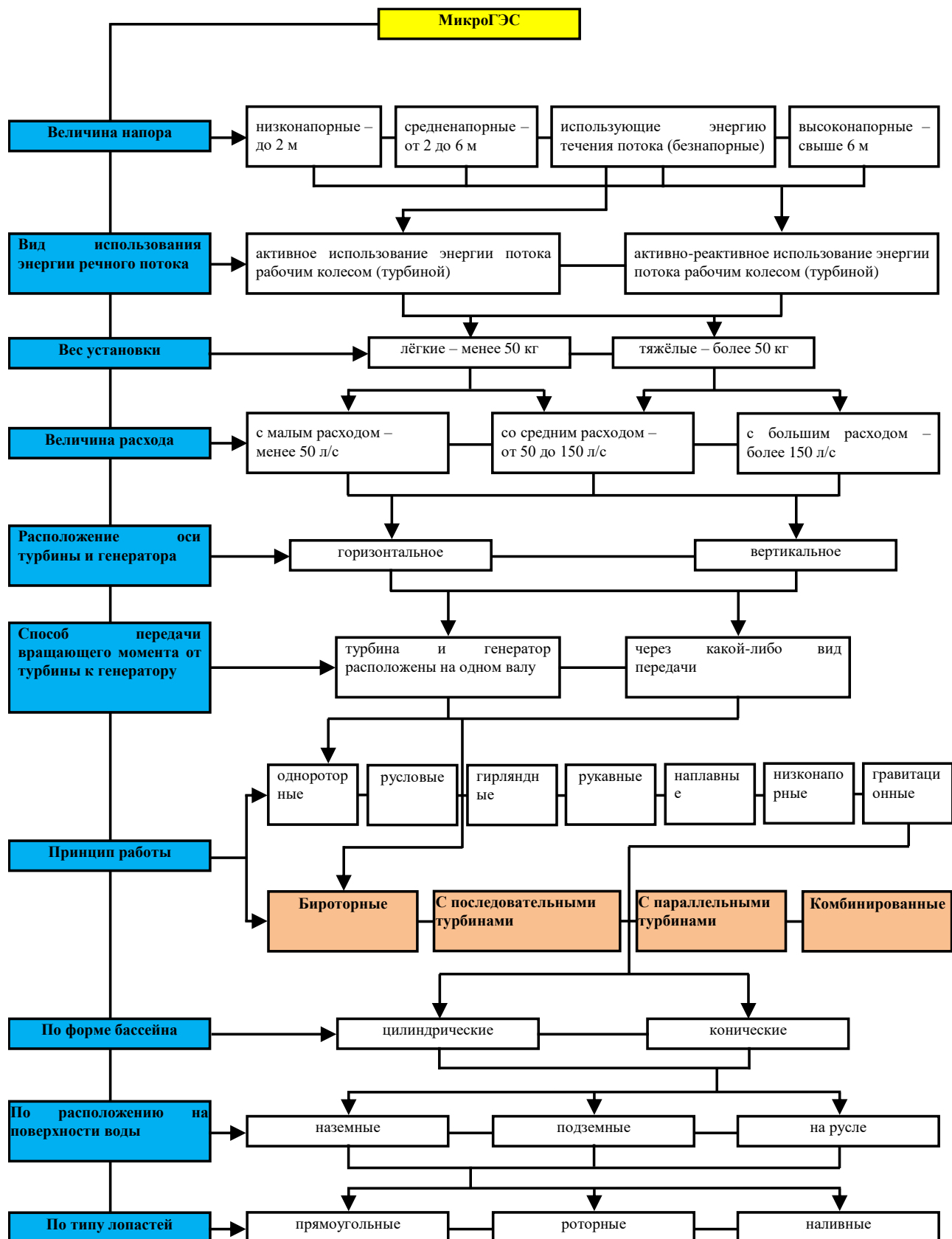


Рисунок 1.10 – Классификационная таблица микроГЭС

Передача крутящего момента от турбины к генератору – традиционное.  
 По расположению установки относительно поверхности воды,

рассматриваемый класс микроГЭС подразделён на наземные, подземные и на русле.

### **1.3 Гравитационно-водоворотная микроГЭС**

Из большого разнообразия равнинных микроГЭС, наиболее большой интерес вызывают так называемые гравитационно-водоворотные микроГЭС. В последние годы они находят всё большее применение на практике благодаря таким свойствам, как простота конструкции, экономическая привлекательность, возможность достаточно просто размещать их на равнинных реках, экологическая безопасность, обусловленная возможностью свободного прохода рыб через турбинный тракт без повреждений.

Данный тип микроГЭС ещё и способствует обогащению водяного потока кислородом в силу специфики своей работы, основанной на образовании и использовании водно-воздушной воронки и, наконец, есть возможность многократного её использования на одной и той же реке, что обеспечивает максимально возможный отбор гидроэнергии на её определённом промежутке.

В качестве наиболее простых турбин для свободнопоточных микроГЭС, как было ранее показано, применялись водяные колёса, которые могли работать при различных видах подвода воды к их лопастям. Недостатком таких установок являлось их маленький КПД, низкая частота вращения вала колеса, что обязывало предусматривать в конструкции микроГЭС некий передаточный механизм для увеличения числа оборотов электрогенератора. Чтобы избежать этих недостатков, в конструкции таких микроГЭС стали использовать так называемые водяные турбины. Принципиальная разница этих конструкций заключается в том, что водяные колёса при работе используют вес воды или его давление на лопатки, находящиеся во взаимодействии с водяным потоком, тогда как другая часть лопастей такого воздействия не испытывает. Водяные турбины по своей эффективности выше, при прочих равных условиях имеют большую быстроходность и меньшие массогабаритные размеры.

Наиболее типичным представителем такой турбины является пропеллерная турбина, принцип работы которой основан на гидродинамическом воздействии водяного потока на лопасти, которые имеют определённый изогнутый профиль, порождающий кроме лобового давления воды ещё и дополнительное давление, обусловленное появлением относительных скоростей движения водяного потока по отношению криволинейного водяного потока к прямолинейному профилю лопаток.

Однако, несмотря на свои преимущества, использование пропеллерных турбин не столь привлекательно для равнинных рек, так как они очень хорошо работают при больших напорах, в силу особенности своей конструкции и физике преобразования энергии. Равнинные свободнопоточные микроГЭС, как было показано ранее, в основном используют кинетическую энергию движущейся массы воды, а не потенциальную энергию её напора, как высоконапорные микроГЭС.

Проведённый анализ использования различных типов водяных турбин показал, что наиболее приемлемым и практически оправданным типом турбин для свободнопоточных (равнинных) микроГЭС являются роторные гидротурбины [60, 61, 62, 63, 64]. Роторные турбины представляют собой две полуцилиндрические лопасти, имеющие одну общую ось вращения, расположенную вдоль образующихся полуцилиндров. Как видно из рисунка 1.11, если расположить данную турбину в движущийся поток воды, то под его воздействием она будет вращаться вокруг оси О-О.

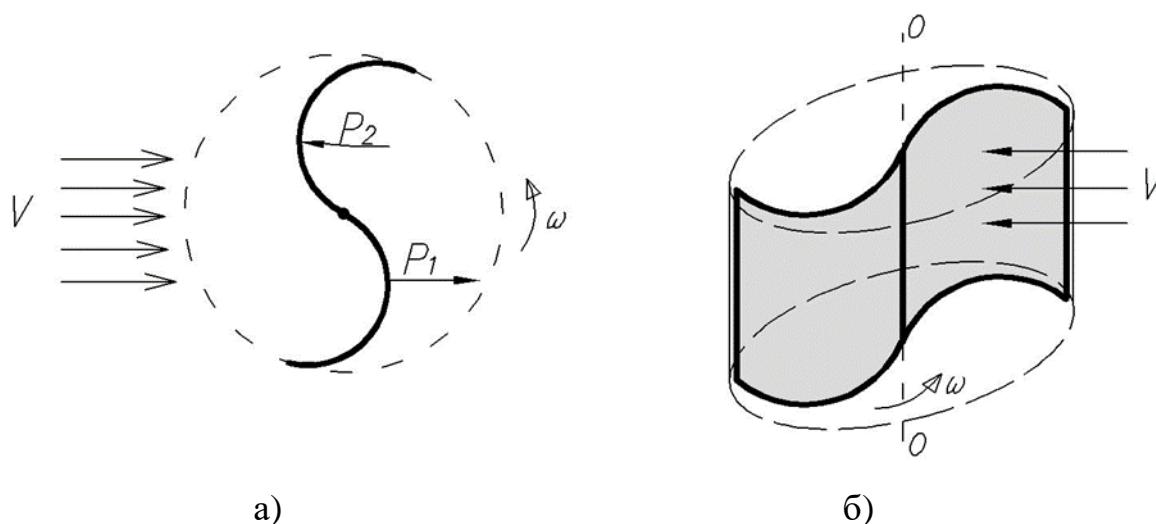


Рисунок 1.11 – Схема взаимодействия водяного потока с лопастями роторной турбины

а) вид сверху, б) – общий вид.

Чаще всего, такие роторные турбины имеют большее количество лопастей, от которого в конечном счёте зависит развиваемая мощность турбины.

В створе реки роторные турбины могут быть расположены вертикально и горизонтально. Как правило, принятие того или иного решения зависит от реки, на которую предполагается установить микроГЭС. Если река не глубокая, то предпочтение отдаётся горизонтальному, а если достаточно глубокая, то вертикальному расположению турбины.

Вертикальное расположение более предпочтительно, так как это значительно упрощает конструкцию микроГЭС, в силу не столь высоких требований к установке турбины относительно направления движения потока воды. Тогда как для горизонтального расположения требуется строгое поперечное расположение оси турбины к направлению потока воды. И наконец, при вертикальном расположении оси ротора задача передачи крутящего момента от турбины к валу гидрогенератора значительно упрощается.

Рассмотрим гравитационную микроГЭС вихревого типа, где в качестве турбинной камеры используется обыкновенная открытая цилиндрическая ёмкость с выходным отверстием на дне, а внутри неё установлена водяная турбина, соединённая с гидрогенератором (рисунок 1.12).

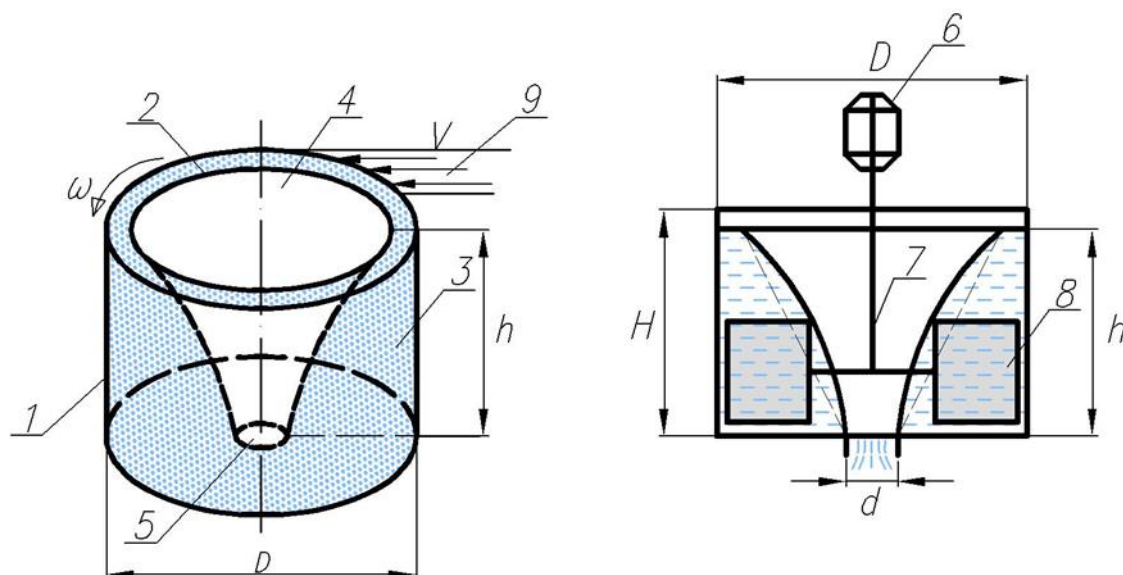


Рисунок 1.12 – Схема гравитационной микроГЭС вихревого типа

1 – камера, 2 – водяная воронка, 3 – образующая поверхность камеры, 4 – воздушная воронка, 5 – выходное отверстие, 6 – генератор, 7 – вал генератора, 8 – лопасть турбины, 9 – входящий водяной поток.

Работает система следующим образом. При помощи какого-либо подводящего канала (открытая деривация, труба, бетонный жёлоб) 9 вода из реки подается в камеру 1. Камера выполнена в виде обыкновенного цилиндра высотой  $H$ , диаметром  $D$  и с отверстием 5 в донной части. Диаметр нижнего отверстия  $d$ . Вода из подводящего канала подаётся по касательной к образующей поверхности камеры 3 таким образом, что после вхождения в неё, за счёт криволинейной цилиндрической образующей поверхности, вода в ней закручивается, то есть поступательное движение водяного потока переходит во вращательное. В результате такого подхода, при определённой линейной скорости ( $V$ ) подаваемого водяного потока и соответствующих геометрических параметрах камеры ( $D$ ,  $d$ ,  $H$ ) в ней образуется водяная воронка 2. Теперь, если в эту воронку установить какую-либо турбину 8, то под действием вращающегося водяного потока она начнёт вращаться и передавать вращающийся момент на вал 7 генератора 6, который будет вырабатывать электрическую энергию. Таким образом, поступательное, а впоследствии вращательное движение водяного потока преобразует свою энергию в электрическую. Как видно, схема достаточно проста, не требует сложных и

громоздких конструктивных решений. Имеет предельно малое количество преобразовательных элементов, довольно проста в эксплуатации и может быть легко смонтирована на любом речном потоке. Имеет огромную перспективу для использования в равнинных и предгорных районах, так как в основном, в рассматриваемой схеме, как мы видим, используется кинетическая энергия движущейся массы воды, а не потенциальная энергия давления высоты столба закрытого трубопровода.

Несмотря на достаточно простую схему установки, для обеспечения её эффективной работы, эксплуатационной надёжности, высокой КПД и технико-экономической привлекательности необходимо исследовать и решить ряд задач, связанных с расчётом и выбором геометрических параметров турбинной камеры, изучением закономерностей изменения кинематических параметров как движущейся массы воды в воронке, так и турбины, взаимодействующей с ней. Следует определить наиболее рациональный тип используемой турбины и оптимизировать её геометрическую форму и размеры лопастей. Необходимо исследовать особенности преобразования механической энергии гидропотока в электрическую. Надо решать вопросы управления выходными параметрами генератора и синхронизации с нагрузкой на потребителе и т.д.

Следующие разделы работы посвящены решению этих задач и исследованию особенностей влияния геометрических, кинематических, гидродинамических и электрических параметров на работу микроГЭС.

## Выводы по главе 1

- Использование ВИЭ получает всё большее применение в мире и развивается довольно быстрыми темпами. Проблемы перехода на экологически чистые источники энергии в Казахстане выдвигают на передний план вопросы максимального использования гидроресурсов малых рек, каналов, водохранилищ и т.д.
- Казахстан является страной, осуществляющей свою энергетическую деятельность на использовании в основном углеводородного топлива как уголь, газ, нефтепродукты (их суммарная доля в структуре генерации составляет около 88%), что ставит острую задачу снижения вредных выбросов в атмосферу.
- В силу наличия большого разнообразия различных водотоков в Казахстане, весьма перспективным представляется использование малых и микрогидроэлектростанций, в основном работающих в равнинных зонах, где, в первую очередь, эффективно используется скоростной напор массы воды, а не высотное давление напорного водовода.
- На основе обобщения опыта и анализа использования микроГЭС, показана перспективность использования низконапорных гравитационных станций в силу их простоты конструкции, надёжности, высокой эффективности и малой стоимости по сравнению с известными типами микроГЭС.
- В работе впервые предложена классификация низконапорных микроГЭС, работающих на малых напорах и обеспечивающих успешную работу в основном на равнинной части.
- Осуществлён синтез, описан принцип работы гравитационной микроГЭС и приведены её особенности функционирования с учётом образования воздушной воронки в гидрокамере.
- Сформулированы основные задачи, требующие решения, которые связаны с расчётом и выбором геометрических параметров камеры и лопастей гидротурбины, исследованием особенностей взаимодействия движущейся



массы воды с турбиной и определением как её кинематических, так и гидродинамических параметров, изучением процесса преобразования энергии водотока в электрическую.

## ГЛАВА 2

# МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ВОДЯНОГО ПОТОКА С ГИДРОТУРБИНОЙ

### 2.1 Особенности преобразования энергии гидропотока в турбинной камере

Как было отмечено ранее, особенностью работы свободнопоточных гравитационных микроГЭС является, в первую очередь, использование энергии движущейся массы воды, тогда как потенциальная энергия гидравлического давления практически ничтожно мала [65]. Во-вторых, на основе проведённого анализа и изучения опыта эксплуатации существующих микроГЭС, мы определились, что наиболее эффективным типом турбины, предназначенной для использования в низконапорных микроГЭС, являются роторные турбины [66]. Исходя из приведённой ранее принципиальной схемы такой микроГЭС, рассмотрим некоторые взаимосвязи между параметрами набегающего потока, геометрией лопастей турбины, вращательным моментом и выходной мощностью генератора.

Любой движущийся водяной поток в свободнопоточной системе обладает как кинетической, так и потенциальной энергией, т.е. полная энергия движущегося потока может быть записана как [67, 68]:

$$W = W_k + W_n \quad (2.1)$$

где  $W$  – полная энергия движущейся массы воды,  $W_k$  – кинетическая энергия,  $W_n$  – потенциальная энергия.

Или с учётом того, что:

$$W_k = \frac{mv^2}{2} \quad (2.2)$$

$$W_n = mgh \quad (2.3)$$

где  $m$  – масса воды,  $v$  – линейная скорость воды в подающем лотке,  $g$  – ускорение свободного падения,  $h$  – перепад высот между входом и выходом водяного потока, формулу (2.1) можно записать в виде:

$$W = \frac{mv^2}{2} + mgh \quad (2.4)$$

Теперь если рассмотреть механизм прохождения этого водяного потока через турбину, то можно определить мощность микроГЭС на валу гидротурбины:

$$N_{\text{тур}} = \frac{d(W)}{dt} \times \eta_0 \quad (2.5)$$

где  $N_{\text{тур}}$  – мощность на валу гидротурбины,  $\eta_0$  – КПД турбины,  $t$  – время, в течение которого происходит изменение единичной массы воды  $m$ , проходящей через турбину.

Перепишем формулу (2.5) в виде:

$$N_{\text{тур}} = \frac{d}{dt} \left( \frac{mv^2}{2} + mgh \right) \eta_0 \quad (2.6)$$

Если допустить, что за некоторый малый промежуток времени  $dt$  через турбину проходит определённая масса воды  $dm$  с объёмом  $dV$ , то можно записать с учётом плотности воды  $\rho$ :

$$\rho = \frac{dm}{dV} \quad (2.7)$$

или

$$dm = \rho dV \quad (2.8)$$

$$dV = F \times v \quad (2.9)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения подводящего канала.

Теперь представим, что жидкость несжимаемая и при прохождении её через турбину, изменение количества движения  $const$ , т.е. [69, 70]:

$$m_1 v_1 = m_2 v_2 = const \quad (2.10)$$

где  $v_1$  и  $v_2$  – соответственно абсолютные скорости потока воды перед входом и после выхода из турбины.

С учётом формул (2.8), (2.9) и (2.10), формулу (2.6) можно представить в виде:

$$N_{\text{вып}} = \frac{d}{dt} \left( \frac{\rho F v^3}{2} + \rho F \times vgh \right) \eta_0 \quad (2.11)$$

Теперь если допустить, что режим подачи потока воды в турбину стационарный, то формулу (2.11) можно представить в виде [71, 72]:

$$N_{\text{myp}} = \left( \frac{\rho F v^3}{2} + \rho F \times v g h \right) \eta_0 \quad (2.12)$$

Таким образом, можно увидеть, что в общем случае величина мощности, развиваемая на валу гидротурбины, зависит от площади поперечного сечения подводного трубопровода  $F$ , абсолютной скорости подводящего потока  $v$ , гидравлического напора  $h$  и коэффициента полезного действия турбины  $\eta_0$  [73]. Представим формулу (2.12) через объёмные расходы воды в подводящем трубопроводе:

$$G = F \times v \quad (2.13)$$

Тогда получим:

$$N_{\text{myp}} = \eta_0 \rho G (0,5v^2 + gh) \quad (2.14)$$

Выражение в скобках практически показывает, какую долю в общей энергии турбины составляет энергия движущейся массы воды (кинетическая энергия скоростного потока) по сравнению с энергией напора (так называемой потенциальной энергией).

Введём некоторое обозначение:

$$K = \frac{2h}{0,5v^2} \quad (2.15)$$

где  $K$  – коэффициент трансформации.

Тогда формула (2.14) примет вид:

$$N_{\text{myp}} = \frac{\eta_0 G \rho v^2}{2} (1 + K) \quad (2.16)$$

Приведённый коэффициент трансформации практически представляет собой физическую величину, показывающую, какая доля мощности приходится на потенциальную составляющую гидротурбины при определённых значениях абсолютной скорости водяного потока.

Определим зависимость данного коэффициента от величины гидравлического напора  $h$  гравитационной равнинной микроГЭС при различных величинах скорости водяного потока. Для гравитационных микроГЭС значение  $h$  находится, как правило, в интервале от 0 до 5 м, т.е.  $0 \leq h \leq 5$ .

Построим график зависимости  $K$  от  $h$  при изменении скорости в диапазоне от  $0 \leq v \leq v_n$ , где  $v_1 < v_2 < \dots < v_n$  (рисунок 2.1).

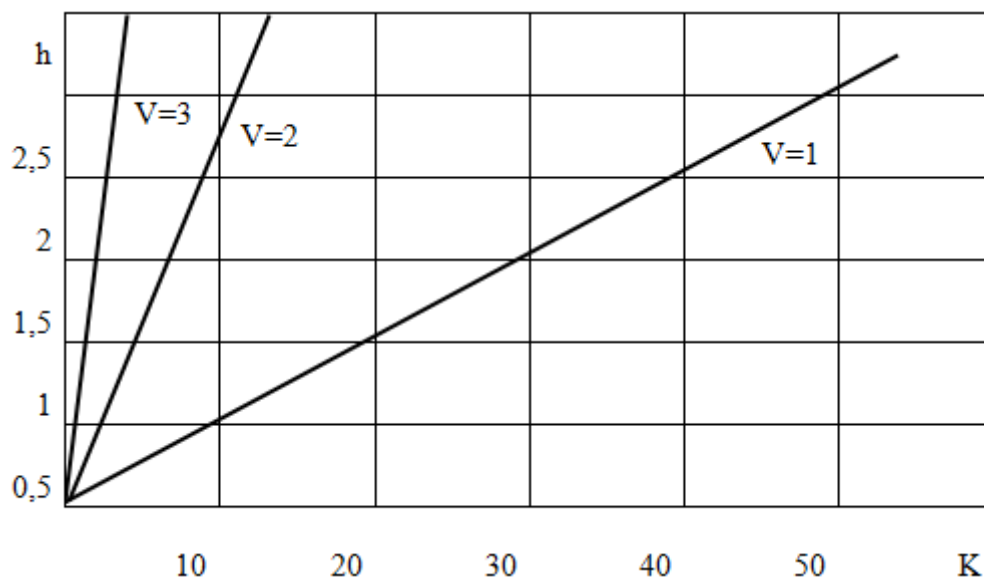


Рисунок 2.1 – Диаграмма изменения коэффициента трансформации  $K$  в зависимости от величины напора  $h$

Если внимательно посмотрим на полученные гистограммы, то можем увидеть, что коэффициент  $K$  имеет линейную зависимость от величины напора  $h$ . Причём эта зависимость тем меньше, чем выше скорость потока  $v$ . Что это означает? Это означает, что с увеличением абсолютной скорости водяного потока  $v$ , подводимого к турбине гравитационной микроГЭС, доля и значимость потенциальной составляющей резко меняется. Так, из вышеприведённого рисунка можно увидеть, что коэффициент трансформации  $K$  при напоре 2 м падает почти в 10 раз при изменении скорости лишь в 3 раза.

Следовательно, коэффициент трансформации  $K$  может быть использована как мера оценки величины потенциальной энергии водяного потока по отношению ко всей возможной преобразованной энергии в турбинном тракте гравитационной микроГЭС. Физический смысл данного коэффициента говорит о том, что чем меньше его величина, тем меньше доля потенциальной энергии водяного потока участвует в работе гидротурбины. Данный коэффициент также может быть использован при построении расчётной модели взаимодействия водяного потока с турбиной микроГЭС, при оценке погрешности и точности построенной модели от реальной величины получаемых гидродинамических параметров (момент на валу, мощность и т.д.).

Если внимательно посмотреть на рисунок 2.2, то можно увидеть, что в рассматриваемом диапазоне изменения напора от 0 до 3 м при изменении скорости от 0 до 5 м/с, условная доля величины потенциальной составляющей в процентном соотношении не превышает 0,4%.

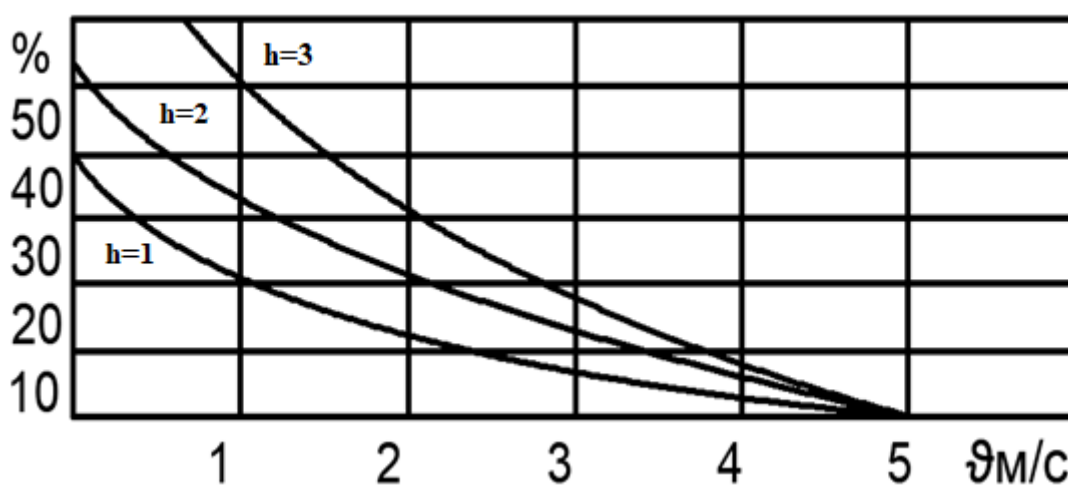


Рисунок 2.2 – Диаграммы изменения доли потенциальной энергии в % при различных значениях  $v$  и  $h$

Полученные результаты говорят о том, что практически при определении таких динамических параметров как момент на валу гидротурбины, его мощность, уже при скоростях потока 5 м/с и напоре менее 3 м, значениями потенциальной энергии водяного потока гравитационной микроГЭС можно пренебречь, а величина ошибки не будет превышать 0,4%.

## 2.2 Построение расчётной модели взаимодействия водяного потока в гидрокамере микроГЭС

Как ранее нами было отмечено, наиболее перспективными типами турбин для равнинных гравитационных микроГЭС являются турбины роторного типа. Данные турбины в зависимости от условий работы могут иметь различные формы лопастей и их конструктивные решения, что в конечном итоге определяет эффективность преобразования энергии водяного потока в электрическую. При расчёте и выборе оптимальных геометрических параметров лопастей турбины и её конструктивных решений, необходимо помнить, что такой тип турбин рассчитан на работу на низких напорах, небольших оборотах и использует в основном энергию скоростного напора массы воды.

Прежде чем рассмотреть возможные варианты форм ротационных турбин, следует чётко представить, что используемые на практике турбины по принципу своей работы делятся на турбины с использованием в основном лобового сопротивления её лопастей и так называемой активно-реактивной силы. К последним относятся пропеллерные, осевые, радиально-осевые, то есть высокоскоростные турбины. К первой, как правило, относятся плоские водяные колёса. Роторные турбины занимают промежуточное место между ними.

Рассмотрим схему взаимодействия водяного потока с лопастями турбины, которые выполнены в виде обычных плоских лопаток. Если обратиться к схеме, представленной в правой части рисунка 1.12, то можно увидеть, что входящая масса воды через цилиндрическую турбинную камеру, в стационарном режиме работы, должна быть равна количеству выходящей массы воды через нижнее отверстие. Согласно закону сохранения количества движения, при различных величинах живого сечения входящего и выходящего водяного потока это



возможно только при различных значениях входных и выходных скоростей потока и, соответственно, разных величинах расхода.

Если как в нашем случае, в качестве лопастей выступают простые формы, то имеет место преобразование энергии водяного потока в энергию крутящегося вала турбины только за счёт лобового сопротивления лопастей. Другими словами, если рассматривать совместные движения лопастей турбины и поступающей массы воды в камеру, то при наличии плоских лопастей, когда их вращение в основном осуществляется за счёт лобового сопротивления, можно предположить, что в установившемся режиме работы отсутствует взаимное скольжение водяного потока с лопастями турбины. То есть, можно рассмотреть модель взаимодействия как вращение единой массы – воды в камере и лопастей турбины под воздействием скоростного потока. В этом случае задачу определения вращающегося момента на валу турбины можно свести к определению суммарного момента инерции вращающейся массы воды и лопастей турбины, умноженной на угловую скорость этой массы [74]:

$$M = \varepsilon \times J_{\text{сум}} \quad (2.17)$$

где  $M$  – момент вращения вала турбины,  $\varepsilon$  – угловое ускорение,  $J_{\text{сум}}$  – суммарный момент инерции массы воды в турбинной камере и его лопастей.

Уравнение (2.17) есть не что иное, как уравнение динамики вращательного движения. С учётом сделанного нами допущения о движении массы воды и турбины как единое целое, можно записать, что:

$$\varepsilon = \frac{d\omega}{dt} \quad (2.18)$$

где  $\omega$  – угловая скорость суммарной массы,  $t$  – время.

Угловую скорость вращающейся массы можно записать как:

$$\omega_0 = \frac{d\omega}{dt} = \frac{v_0}{r} \quad (2.19)$$

где  $v_0$  – линейная скорость вращающейся массы,  $r$  – радиус центра масс.

В нашем случае можно принять  $r=R$ , где  $R$  – фактический радиус турбинной камеры. Тогда линейная скорость  $v_0$  может быть записана как:

$$v_0 = \omega r = \omega_0 R \quad (2.20)$$

При равномерном вращении массы вокруг оси, величина угловой скорости может быть также определена как [75]:

$$\omega_0 = \frac{\pi n}{30} \quad (2.21)$$

где  $n$  – число оборотов массы вокруг оси, в радианах.

Тогда (2.21) с учётом (2.20) может быть записана в виде:

$$v_0 = \frac{\pi n}{30} \times R \quad (2.22)$$

или

$$n = \frac{30v_0}{\pi R} \quad (2.23)$$

Полученная формула показывает, что число оборотов массы воды и турбины при отсутствии взаимного скольжения прямо пропорционально скорости подводящего водяного потока  $v_0$  и обратно пропорциональна величине радиуса турбинной камеры  $R$ . Другими словами, при сделанных нами допущениях, чем больше скорость водяного потока, тем выше частота

вращения вращающейся массы в турбинной камере и, наоборот, чем больше диаметр турбинной камеры, тем меньше частота вращения. Это утверждение нам понадобится в дальнейшем при определении кинематических параметров гидротурбины.

Расчётная схема для определения суммарного момента инерции массы воды в турбинной камере вместе с вращающимися лопастями приведена на рисунке 2.3.

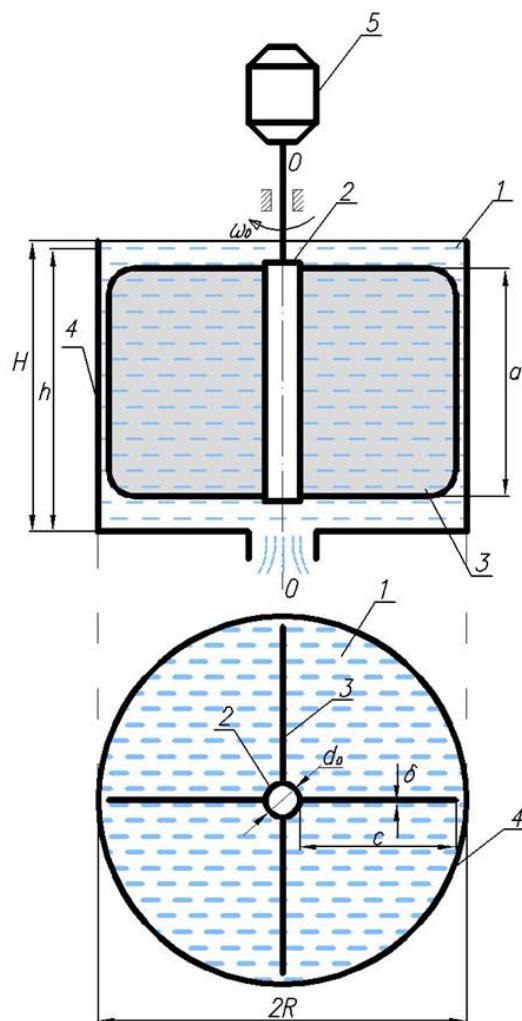


Рисунок 2.3 – Расчётная схема для определения суммарного момента инерции вращающейся массы

1 – вода в турбинной камере, 2 – втулка крепления лопастей турбины, 3 – лопасть турбины, 4 – корпус турбинной камеры, 5 – генератор.

Определим суммарный момент инерции вращающихся масс вокруг оси вращения. При этом предполагаем, что масса вращающейся части воды равна

объёму воды в турбинной камере при её нормальной плотности  $\rho$ , с вычетом объёма лопастей турбины 3 и её втулки 2.

Исходя из представленной расчётной схемы, суммарный момент инерции состоит из вращающейся массы воды 1, массы втулки 2 и массы лопастей 3, т.е. можно записать:

$$J_{\text{сум}} = J_{\text{в}} + J_{\text{вт}} + J_{\text{лоп}} \quad (2.24)$$

где  $J_{\text{в}}$  – момент инерции вращающейся массы воды,  $J_{\text{вт}}$  – момент инерции вращающейся втулки,  $J_{\text{лоп}}$  – момент инерции вращающихся лопастей.

Исходя из общеизвестных подходов определения моментов инерции тел относительно оси вращения [76], с учётом, что ось вращения водяной массы совпадает с осью вращения О-О и ось вращения втулки также совпадает с осью О-О, а симметричная ось центра масс лопастей проходит перпендикулярно ей, определим значения моментов инерции этих элементов относительно оси вращения О-О:

$$J_{\text{в}} = \frac{1}{2} m_{\text{в}} R^2 \quad (2.25)$$

$$J_{\text{вт}} = m_{\text{вт}} r_0^2 \quad (2.26)$$

где

$$r_0 = \frac{d_0}{2} \quad (2.27)$$

$$J_{\text{лоп}} = \frac{1}{3} m_{\text{лоп}} c^2 \quad (2.28)$$

где  $m_B$ ,  $m_{BT}$ ,  $m_{лоп}$  – соответственно массы воды, втулки и лопастей.

Учитывая, что:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.29)$$

или

$$m = \rho V \quad (2.30)$$

где  $\rho$  – плотность,  $V$  – объём, получим:

$$J_{сум} = \frac{1}{2} V_{\epsilon} \rho_{\epsilon} + V_{\epsilon m} \rho_{\epsilon m} r_0^2 + \frac{1}{3} \rho_{лоп} V_{лоп} \quad (2.31)$$

Рассчитав соответственно объёмы рассматриваемых элементов, получим следующие уравнения:

$$V_{\epsilon} = \pi R^2 H \quad (2.32)$$

$$V_{\epsilon m} = 2\pi \times r_0 \times a \times \Delta \quad (2.33)$$

$$V_{лоп} = \frac{\pi \delta^2}{4} \times c \quad (2.34)$$

$$J_{сум} = \frac{1}{2} \pi R^2 H \rho_{\epsilon} + 2\pi \times r_0 \times a \times \Delta \times \rho \times r_0^2 + \frac{1}{3} \rho_{лоп} \frac{\pi \delta^2}{4} \times c \quad (2.35)$$

где  $H$  – высота столба воды в камере (напор),  $\rho_v$  – плотность воды,  $r_0$  – диаметр тонкостенной втулки (толщиной стенки втулки пренебрегаем),  $\rho$  – плотность металла,  $\delta$  – толщина лопасти,  $s$  – длина лопасти.

Следует отметить, что момент инерции лопастей турбины в данном случае рассматривался как момент инерции прямого тонкого стержня длиной  $s$  относительно оси  $O-O$ , проходящей через его конец.

Из анализа полученной формулы (2.35) можно увидеть, что суммарный момент инерции это величина, зависящая от геометрических параметров вращающихся элементов, их плотностей и величины гидравлического напора  $H$ . С учётом же (2.18), (2.19) и (2.22) можно отметить, что для рассматриваемого случая построенной расчётной модели, определение момента вращения вала турбины это достаточно сложная многопараметрическая задача, зависящая не только от геометрических параметров системы, но и от таких кинематических параметров, как скорость водяного потока, число оборотов турбины и другие.

В последние годы всё большее распространение получают различные программные продукты, позволяющие исследователям осуществлять моделирование течения жидкости в турбинах гидравлических станций [77].

Воспользуемся известной программой KompasFlow, которая представляет собой адаптированную версию программного комплекса FlowVision для оценки поведения водяного потока в гидромакете, её характера изменения перед и за лопастями, а также распределения давлений в установке.

## **2.3 Моделирование течения водяного потока в гидромакете**

### **микроГЭС**

Как нами ранее было показано, определение динамических параметров микроГЭС как вращающийся момент вала турбины, её выходная мощность,

представляется достаточно сложной, в широком смысле многопараметрической задачей и её решение во многом зависит от геометрических параметров камеры, лопастей турбины, их массогабаритных размеров и кинематических параметров водяного потока, как его скорость, ускорение, расход и т.д.

Использование программного продукта FlowVision позволяет решить первоначальную задачу оценки поведения водотока в камере.

При разработке моделей вычислительной гидродинамики нужно иметь представление о том, где находятся области сложного обтекания и детализация сетки. Может потребоваться дополнительное уточнение в зависимости от результатов, что является итерационным процессом. Поэтому лучше всего начинать с максимально простой начальной настройки и действовать поэтапно [78].

Поэтому сначала формируем геометрическую модель расчётной области, как показано на рисунке 2.4.

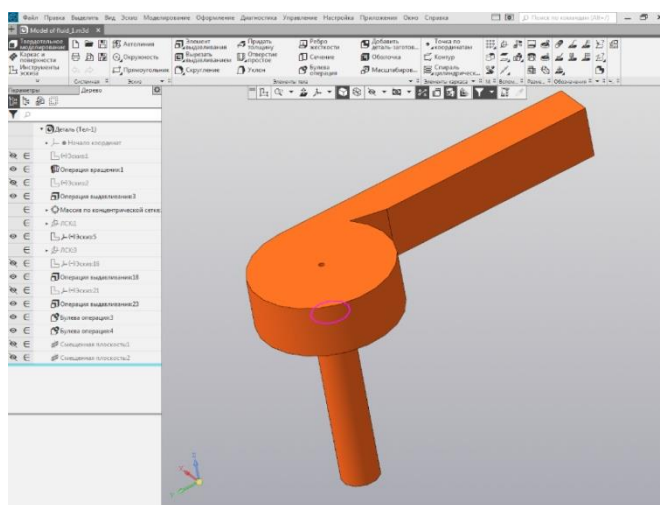


Рисунок 2.4 – Геометрическая модель расчётной области гравитационной микроГЭС

Первоначально задаём общепринятые параметры: значение давления  $P=101000$  Па (атмосферное давление).

В качестве рабочей среды используем воду со следующими свойствами: плотность  $1000$  кг/м<sup>3</sup>, молярная масса  $0,018$  кг/моль, вязкость  $0,001$  кг/м×с, теплопроводность  $0,6$  Вт/м×К, удельная теплоёмкость  $4217$  Дж/кг×К.

Поскольку в решаемой задаче моделируется движение жидкости в турбинной камере, то вместе с уравнениями движения (уравнение Навье – Стокса) необходимо использовать модель взаимодействия водяного потока с лопастями турбины. Для этого используем стандартную k-ε модель турбулентности (k-epsilon standard).

Следующим шагом задаём граничные условия. На рисунке 2.5 представлены использованные граничные условия.

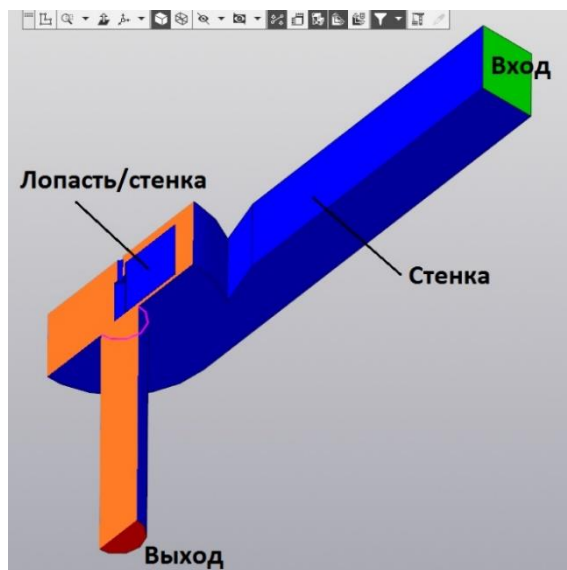


Рисунок 2.5 – Расстановка граничных условий

Далее задаём начальные условия. Для ускорения сходимости решения к стационарному, задаём начальное приближение в виде следующих начальных условий: скорость по оси X равна 1 м/с, что соответствует расходу жидкости в сечении входа.

Затем создаём расчётную сетку. Для создания равномерной по всем осям расчётной сетки, задаём начальную сетку со следующим количеством ячеек по осям: (X: 200), (Y: 60), (Z: 40), как показано на рисунке 2.6.



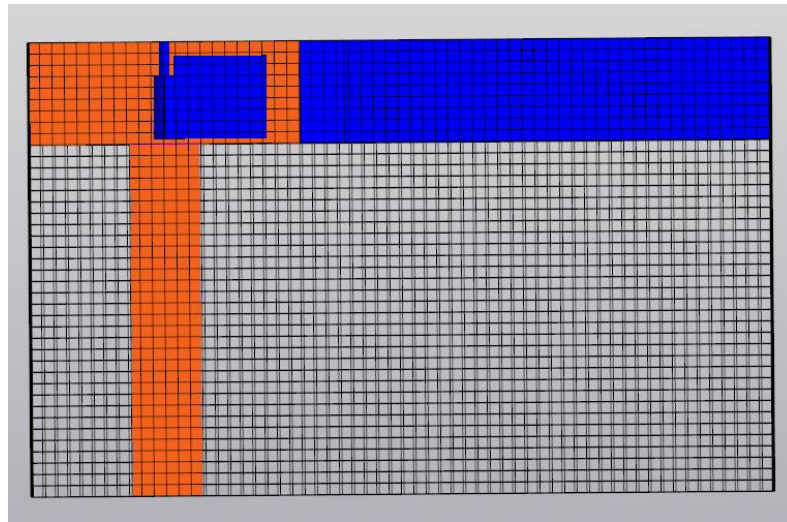


Рисунок 2.6 – Начальная сетка

В ходе решения отображались линии тока (рисунок 2.7) и распределение относительного давления (рисунок 2.8), построенные в плоскости.

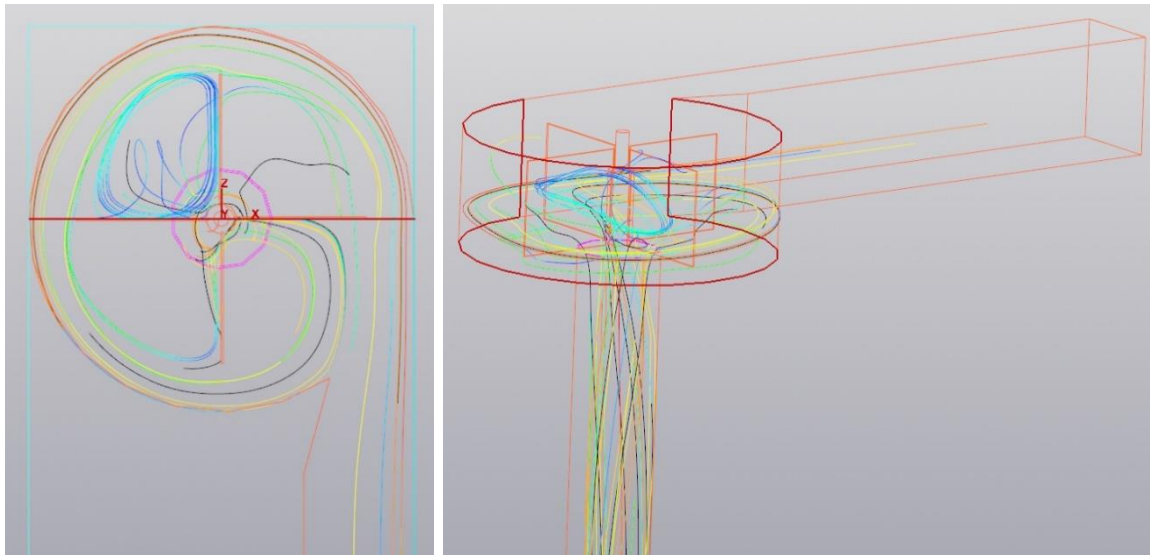


Рисунок 2.7 – Визуализационный слой «Линии тока»

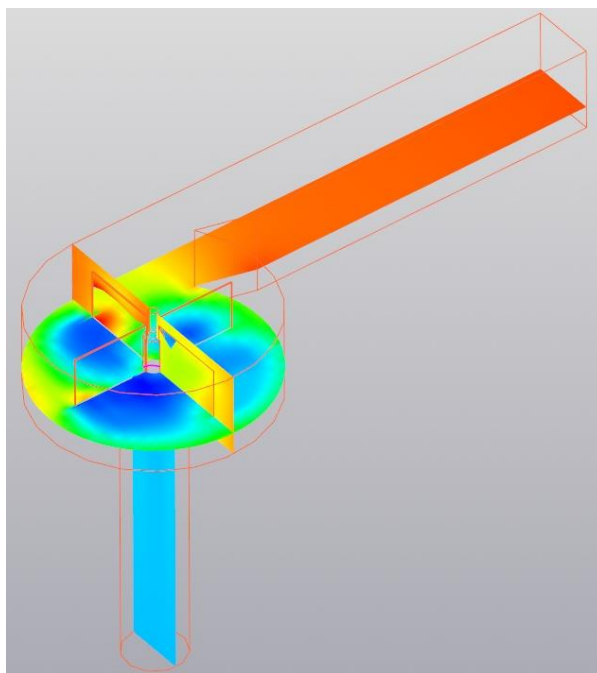


Рисунок 2.8 – Визуализационный слой «Заливка» для переменной давления

В результате, можно визуальнo увидеть течение жидкости в гравитационной микроГЭС, где отчётливо просматривается образование воронки в камере, циркуляции перед и за лопастями, а также распределения давлений в установке. Видно, что давление жидкости имеет большое значение в канале до взаимодействия с гидротурбиной, а затем низкие значения после того, как отдаёт энергию гидротурбине. Хорошо видно, что в областях за лопастями давление низкое, чем перед ними. Полученный визуальный портрет прохождения гидропотока через камеру с расположенными в ней лопастями турбин показывает, что для гравитационных микроГЭС особое место занимает вопрос преобразования скоростного потока в энергию вращения гидротурбины, что тесным образом связано с вопросом расчёта и выбора не только типа турбины и его геометрических параметров, но и рассмотрения особенностей его взаимодействия с гидропотоком [79].

Последующая глава посвящена разработке методики выбора параметров ротационной турбины гравитационной микроГЭС и построению её математической модели.

## Выводы по главе 2

- Разработана и предложена методика расчёта мощности на валу гидротурбины гравитационной микроГЭС с учётом коэффициента трансформации  $K$ .
- Впервые для оценки эффективности гидротурбины гравитационной микроГЭС введено понятие коэффициента трансформации  $K$ , позволяющего оценивать долю мощности водяного потока, приходящуюся на скоростную и потенциальную составляющую.
- Получены зависимости изменения коэффициента трансформации  $K$  от величин гравитационного напора и скоростей водяного потока.
- Доказано, что для гравитационной микроГЭС при увеличении абсолютной скорости водяного потока, доля и значимость потенциальной составляющей снижается и уже практически при скорости 5 м/с её величина не превышает 0,4%.
- На основе построения расчётной схемы взаимодействия водяного потока с гидротурбиной, использующей только лобовое сопротивление, показано, что число оборотов турбины прямо пропорционально скорости водяного потока и обратно пропорционально радиусу турбинной камеры. Причём, с учётом определения суммарного момента инерции установлено, что момент на валу турбины существенным образом зависит от геометрических параметров вращающихся элементов, их плотностей и гидравлического напора водяного потока.
- Моделирование течения жидкости в гидротурбине с использованием программного продукта KompasFlow показало, что для гравитационных микроГЭС с возникающей в ней воздушной воронкой имеет место существенное различие давлений жидкости до и после лопастей турбины. Этот факт определяет важность исследования преобразования скорости водяного потока в энергию вращения турбины.

## ГЛАВА 3

# РЕЗУЛЬТАТЫ СОБСТВЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. РАЗРАБОТКА И ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГРАВИТАЦИОННОЙ МИКРОГЭС

### 3.1 Методика расчёта и выбора параметров гидротурбины

#### 3.1.1 Постановка задачи

Для рассмотрения процесса взаимодействия гидротока с лопастями турбины воспользуемся теорией решёток [80]. Как правило, в реальности для решения поставленной задачи необходимо рассматривать трёхмерную пространственную задачу с учётом вязкости и сжимаемости жидкости. Однако практика показывает, что задачу с достаточной точностью можно перевести в двухмерную систему координат с допущением, что жидкость несжимаемая. В этом случае решение задачи в общем виде производим с использованием уравнения Навье – Стокса:

$$\frac{\overrightarrow{dv}}{dt} = \overrightarrow{F} - \frac{1}{\rho} \text{grad } p + \mathcal{G}\nabla^2 \overrightarrow{v} \quad (3.1)$$

где  $\frac{\overrightarrow{dv}}{dt}$  – полное ускорение частицы жидкости,  $\overrightarrow{F}$  – ускорение от массовых сил,  $-\frac{1}{\rho} \text{grad } p$  – ускорение от сил давления,  $\mathcal{G}\nabla^2 \overrightarrow{v}$  – ускорение от сил вязкости.

Для плоской задачи в проекциях по осям координат упомянутое выше уравнение запишется в виде:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dv_x}{dt} &= F_x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial x} + \nu \left( \frac{\partial^2 v_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_x}{\partial y^2} \right) \\ \frac{dv_y}{dt} &= F_y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial y} + \nu \left( \frac{\partial^2 v_y}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v_y}{\partial x^2} \right) \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

### 3.1.2 Энергия и момент

При протекании жидкости через произвольную решётку, вращающуюся с постоянной угловой скоростью  $\omega$ , происходит изменение энергии потока, точнее, её уменьшение. Определим изменение энергии потока. Возьмём на достаточном удалении перед и за решёткой два сечения, в которых течение является установившимся.

Изменение энергии, отнесённой к единице объёма жидкости, между сечениями 1 и 2 произвольной поверхности тока назовём полным давлением:

$$P = \frac{dE}{dV} = \left( \gamma z_2 + p_2 + \rho \frac{v_2^2}{2} \right) - \left( \gamma z_1 + p_1 + \rho \frac{v_1^2}{2} \right) \quad (3.3)$$

где  $dE$  – изменение энергии жидкости,  $dV$  – объём жидкости,  $z$  – высотная координата точки,  $p$  – давление,  $v$  – скорость,  $\gamma$  – удельная сила тяжести жидкости,  $\rho$  – плотность жидкости.

На основании уравнения Бернулли для относительного течения, получим:

$$\gamma z_1 + p_1 + \rho \frac{\omega_1^2 - \mathcal{G}_1^2}{2} = \gamma z_2 + p_2 + \rho \frac{\omega_2^2 - \mathcal{G}_2^2}{2} + \Delta P_n \quad (3.4)$$

где  $\omega$  – относительная скорость,  $\mathcal{G}$  – окружная скорость,  $\Delta P_n$  – изменение полного давления за счёт гидравлических потерь на участке между сечениями 1–2.

Из (3.4) найдём:

$$(z_2 - z_1)\gamma + (p_2 - p_1) = \rho \frac{\omega_1^2 - \mathcal{G}_1^2}{2} - \rho \frac{\omega_2^2 - \mathcal{G}_2^2}{2} - \Delta P_n \quad (3.5)$$

Подставив далее в (3.3), получим:

$$P = \frac{\rho}{2}(v_2^2 + \mathcal{G}_2^2 - \omega_2^2) - \frac{\rho}{2}(v_1^2 + \mathcal{G}_1^2 - \omega_1^2) - \Delta P_n \quad (3.6)$$

Это уравнение позволяет определить изменение удельной энергии потока  $P$  на произвольной поверхности тока по скоростям потока в сечениях 1 и 2. Из треугольника скоростей знаем, что:

$$\omega^2 = v^2 + \mathcal{G}^2 - 2\mathcal{G}v \cos \alpha \quad (3.7)$$

поэтому:

$$P + \Delta P_n = \rho(\mathcal{G}_2 v_2 \cos \alpha_2 - \mathcal{G}_1 v_1 \cos \alpha_1) \quad (3.8)$$

Обозначив:

$$v_g = v \cos \alpha \quad (3.9)$$

и заменив:

$$\mathcal{G} = \omega \times r \quad (3.10)$$

находим:

$$P + \Delta P_n = \rho\omega(r_2 v_{2g} - r_1 v_{1g}) \quad (3.11)$$

Циркуляция скорости перед решёткой:

$$\Gamma_1 = 2\pi r_1 v_{1g} \quad (3.12)$$

и за решёткой:

$$\Gamma_2 = 2\pi r_2 v_{2g} \quad (3.13)$$

Отсюда изменение удельной энергии потока пропорционально плотности жидкости, угловой скорости вращения решётки и разности циркуляций:

$$P + \Delta P_n = \rho \frac{\omega}{2\pi} (\Gamma_2 - \Gamma_1) \quad (3.14)$$

Если  $\Gamma_2 > \Gamma_1$ , то правая часть положительная, что говорит об увеличении энергии жидкости (насос). Если  $\Gamma_2 < \Gamma_1$ , то жидкость теряет свою энергию, отдавая её лопастям (турбина) [81].

В идеальном случае, при отсутствии потерь в решётке, теоретическое полное давление равно:

$$P_{тур} = \rho \frac{\omega}{2\pi} (\Gamma_2 - \Gamma_1) \quad (3.15)$$

С другой стороны,  $P_{тур}$  – механическая удельная энергия, получаемая в турбинной решётке для реального течения.

Учитывая, что потеря  $\Delta P_n$  всегда положительна, получим коэффициент полезного действия для турбинной решётки, расположенной на рассматриваемой поверхности тока:

$$\eta = \frac{P_{\text{тур}}}{P} = \frac{P_{\text{тур}}}{P_{\text{тур}} + \Delta P_n} \quad (3.16)$$

Мощность, отданная потоком при обтекании решётки:

$$N = \bar{P}Q \quad (3.17)$$

где  $\bar{P}$  – среднее полное давление,  $Q$  – расход жидкости через решётку, откуда гидравлическая мощность на валу турбинного колеса:

$$N_{\text{тур}} = \bar{P}Q\eta = \frac{\rho Q \omega (\bar{\Gamma}_1 - \bar{\Gamma}_2)}{2\pi} \quad (3.18)$$

Из формулы (3.18) можно получить момент на валу гидротурбины:

$$M = \frac{\rho Q}{2\pi} (\bar{\Gamma}_1 - \bar{\Gamma}_2) \quad (3.19)$$

Таким образом, при заданных величинах  $\rho$ ,  $Q$ ,  $\omega$ , мощность и момент на валу рабочего колеса зависят от изменения циркуляции скорости при обтекании решётки рабочего колеса.

### 3.1.3 Основные параметры потока

Связь между основными параметрами плоского потенциального потока несжимаемой жидкости через любую решётку устанавливается из уравнения



неразрывности, условия отсутствия в потоке вихрей и теоремы об изменении количества движения.

Расположим решётку произвольных профилей в плоскости  $x, y$  вдоль оси  $y$  (рисунок 3.1) и проведём вокруг одного из профилей контрольный контур 1–1–2–2, ограниченный двумя произвольными конгруэнтными линиями 1–2 и двумя отрезками прямых (длиной  $t$ ), параллельных оси  $y$ . Эти отрезки условно отображаются на конечном расстоянии от решётки, хотя, строго говоря, их надо представлять на бесконечных удалениях от решётки, на которых скорость  $v$  становится постоянной [82].

В соответствии с уравнением неразрывности, имеем:

$$\rho v_{1x} t = \rho v_{2x} t \quad (3.20)$$

или:

$$v_1 \cos \alpha_1 = v_2 \cos \alpha_2 \quad (3.21)$$

В написанных уравнениях  $\rho$  – плотность жидкости,  $v_x$  – проекция скорости на ось  $x$  и  $\alpha$  – угол между направлениями скорости и оси  $x$ , перпендикулярной к фронту решётки. В соответствии с уравнением (3.21), проекции скоростей на ось  $x$  перед и за решёткой равны между собой. На плане или треугольнике скоростей векторы  $v_1$  и  $v_2$  изображают проведёнными из одной точки  $O$ , а прямая, проведённая через концы этих векторов, проходит параллельно фронту решётки.

Условие отсутствия в потоке вихрей означает, что циркуляция скорости по контрольному контуру должна быть равна циркуляции скорости по контуру профиля  $L$ :

$$v_{2y} t - v_{1y} t = \Gamma = \oint_L v(s) ds \quad (3.22)$$

или:

$$v_2 \sin \alpha_2 - v_1 \sin \alpha_1 = \frac{\Gamma}{t} \quad (3.23)$$

При подсчёте циркуляции скорости по контрольному контуру учитывается, что циркуляции по конгруэнтным линиям 1–2 равны по величине и противоположны по знаку. Длина  $s$  дуги контура профиля измеряется от произвольной фиксированной точки в направлении положительного обхода контура (против часовой стрелки), причём величины скорости  $v(s)$  на контуре профиля считаются положительными, если скорость направлена в сторону возрастания  $s$ . Из формулы (3.23) следует, в частности, что решётка не возмущает потока в бесконечности только при условии  $\Gamma=0$ , т.е. при бесциркуляционном обтекании.

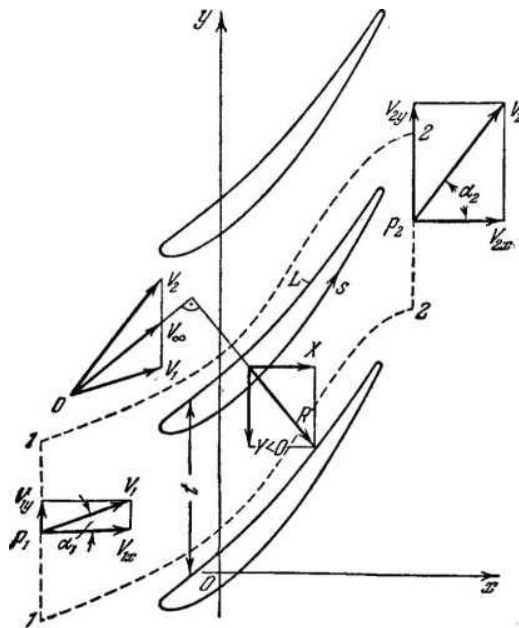


Рисунок 3.1 – Основные параметры потока через решётку профилей

Отметим, что формулы (3.21) и (3.23), выведенные из линейных, относительно скорости, уравнений неразрывности и отсутствия вихрей, справедливы на любом конечном расстоянии от решётки для средних (вдоль периода решётки) величин соответствующих проекций скоростей:

$$v_{x.cp} = \frac{1}{t} \int_0^t v_x(y) dy \quad (3.24)$$

$$v_{y.cp} = \frac{1}{t} \int_0^t v_y(y) dy \quad (3.25)$$

Согласно теореме об изменении количества движения, изменение количества движения жидкого объёма за единицу времени при установившемся движении должно быть равно сумме всех сил, действующих на жидкость в этом объёме. Обозначим через  $X = -\oint_L p(s) dy$  и  $Y = \oint_L p(s) dx$  проекции результирующей силы давления жидкости на лопатку, приходящейся на единицу длины лопатки. Тогда в соответствии с теоремой об изменении количества движения в проекции на ось  $x$  получается (интегралы вдоль конгруэнтных линий 1–2 исключаются, как и выше, вследствие периодичности):

$$\rho v_{2x} t v_{2x} - \rho v_{1x} t v_{1x} = p_1 t - p_2 t - X \quad (3.26)$$

Учитывая, что по уравнению неразрывности  $v_{1x} = v_{2x}$  и используя интеграл Бернулли  $\frac{v^2}{2} + \frac{p}{\rho} = const$ , получим последовательно:

$$X = (p_1 - p_2) t = \frac{\rho t}{2} (v_2^2 - v_1^2) = \frac{\rho t}{2} (v_{2y}^2 - v_{1y}^2) = \rho t (v_{2y} - v_{1y}) \frac{v_{2y} + v_{1y}}{2} \quad (3.27)$$

Далее, введём среднюю скорость на бесконечности  $v_\infty = \frac{1}{2}(v_1 + v_2)$ :

$$v_{\infty x} = v_{1x} = v_{2x} \quad (3.28)$$

$$v_{\infty y} = \frac{1}{2}(v_{1y} + v_{2y}) \quad (3.29)$$

Учтём выражение циркуляции (3.23) и получим окончательно:

$$X = \Gamma v_{\infty y} \quad (3.30)$$

В проекции на ось  $y$ , по теореме об изменении количества движения, имеем аналогично:

$$\rho v_{2x} t v_{2y} - \rho v_{1x} t v_{1y} = -Y \quad (3.31)$$

откуда:

$$Y = -\rho t (v_{2y} - v_{1y}) v_{1x} = -\rho \Gamma v_{\infty x} \quad (3.32)$$

Для величины (модуля) полной силы  $R$ , действующей на профиль, получим:

$$R = \sqrt{X^2 + Y^2} = \rho \Gamma v_{\infty} \quad (3.33)$$

причём, так как  $\frac{Y}{X} = -\frac{v_{\infty x}}{v_{\infty y}}$ , направление вектора  $R$  определяется путём

поворота вектора  $v_{\infty}$  на прямой угол в сторону, противоположную знаку циркуляции скорости вокруг профиля. Формула (3.33) и последующее указание о направлении силы, действующей на профиль, составляют содержание теоремы Николая Егоровича Жуковского, полученной им как для одиночного профиля (крыла), так и для решётки профилей.

### 3.1.4 Распределение скорости на профиле решётки

Зависимость величины модуля скорости  $v(s)$  на профиле от длины его дуги  $s$  и есть распределение скорости на профиле. Конкретный вид этой функции определяется формой профиля, углом его установки и шагом решётки, а также условиями обтекания данной решётки (характеризуемыми чаще всего величинами  $v_1$ ,  $\alpha_1$  и положением  $s=s_2$  задней критической точки на профиле). Иногда вместо распределения скорости  $v(s)$  на профиле рассматривают однозначно связанное с ним распределение давления  $p(s) = p^* - \frac{\rho v^2(s)}{2}$ , где  $p^*$  – давление заторможенного потока. Примерные распределения скорости на профилях турбинных решёток при расчётном угле входа показано на рисунке 3.2.

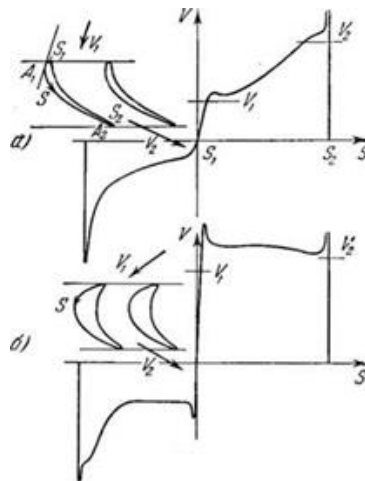


Рисунок 3.2 – Примерные распределения скорости на профиле реактивной (а) и активной (б) турбинной решётки

Контуры профилей будем считать гладкими и плавными, т.е. с непрерывным углом наклона касательной к контуру  $\alpha(s)$  и непрерывной кривизной  $K(s) = \frac{d\alpha}{ds}$ . В критических точках  $s=s_1$  и  $s=s_2$  скорость обращается в ноль и линейно зависит от  $s$  в окрестностях этих точек. Приблизительно можно считать, что вблизи критических точек распределение скорости близко к распределению скорости при обтекании цилиндра радиусом  $r_1$ , равного радиусу

кривизны контура профиля в этой точке и со скоростью на бесконечности  $V_{\infty}=V_1$ :

$$v(s) = 2v_1 \sin\left(\frac{s-s_1}{r_1}\right) \approx 2v_1 \frac{s-s_1}{r_1} \quad (3.34)$$

Вблизи критических точек скорость обычно имеет по абсолютной величине один или два максимума, причем величины скоростей на профиле в точках  $A_1$  и  $A_2$ , в которых касательные к профилю параллельны векторам скорости перед и за решёткой ( $|\alpha|=|\alpha_1|$  и  $|\alpha|=|\alpha_2|$ ), больше, чем соответствующие скорости в бесконечностях  $|V_{A1}|>V_1$ ,  $|V_{A2}|>V_2$  [83].

Распределение скорости в пределах межлопаточного канала определяется одновременным изменением его ширины и кривизны контура профиля. На выпуклой стороне профиля скорость больше, чем на вогнутой. Скорость на профиле турбинных решёток увеличивается с уменьшением ширины межлопаточного канала и при уменьшении (по абсолютной величине) кривизны контура профиля на его вогнутой стороне.

В рассмотренном случае гладкого профиля с плавно изменяющейся кривизной контура, распределение скорости  $v(s)$  изображается плавной кривой с непрерывной производной. Возможные локальные особенности функции  $v(s)$  связаны с точками разрыва кривизны контура.

Распределение скорости на профиле служит важнейшей характеристикой решётки. Его определение составляет одну из основных задач гидродинамической теории решёток. Говоря о расчёте решётки, обычно имеют в виду именно расчёт распределения скорости на профиле, после чего определение скорости в любой точке потока несжимаемой жидкости при любых заданных условиях никаких трудностей не представляет.

По известному распределению скорости потенциального потока несжимаемой жидкости косвенно оценивается гидродинамическое качество решётки в действительном потоке сжимаемой и вязкой жидкости, а именно,

возможность и место появления сверхзвуковых скоростей и отрывов потока, величина потерь кинетической энергии из-за трения, соответствие расчётного угла входа потока в решётку заданному и т.д.

Рассмотрим простой приближённый способ определения средних скоростей на спинке ( $v_A$ ) и выпуклой стороне ( $v_B > 0$ ), который, однако, может иметь практическое значение и, в частности, используется ниже при некоторых оценочных расчётах.

Предположим, что на спинке и на вогнутой стороне профилей скорости постоянны и равны, соответственно, по величине  $v_A$  и  $v_B$ . В этом случае циркуляция скорости вокруг профиля:

$$\Gamma = \oint_L v(s) ds = v_A s_A - v_B s_B \quad (3.35)$$

и проекция на направление фронта решётки (оси  $y$ ) силы давления потока на лопатку:

$$Y = \oint_L p(s) dx = \oint_L \left( p - \frac{1}{2} \rho v^2 \right) dx = -\frac{1}{2} \rho b (v_A^2 - v_B^2) \quad (3.36)$$

где  $b$  – ширина решётки.

С использованием написанных выражений  $\Gamma$  и  $Y$ , а также после замены, на основании уравнения неразрывности (3.21) получим:

$$v_1 = \frac{\cos \alpha_2}{\cos \alpha_1} v_2 \quad (3.37)$$

$$v_{\infty x} = v_{2x} = v_2 \cos \alpha_2 \quad (3.38)$$

условие отсутствия вихрей (3.23) и уравнение изменения количества движения (3.32) в проекции на направление фронта решётки принимают вид:

$$\left. \begin{aligned} v_2 t \left( \sin \alpha_2 - \frac{\cos \alpha_2}{\cos \alpha_1} \sin \alpha_1 \right) &= v_A s_A - v_B s_B \\ \frac{1}{2} \rho b (v_A^2 - v_B^2) &= \rho (v_A s_A - v_B s_B) v_2 \cos \alpha_2 \end{aligned} \right\} \quad (3.39)$$

В написанных уравнениях  $s_A$  – длина дуги контура профиля по спинке,  $s_B$  – то же самое по вогнутой стороне,  $b = l \times \cos \delta$  – ширина решётки. Принимая для упрощения  $s_A \approx s_B = s$ , из уравнений (3.39) найдём приближённое выражение для скоростей на профиле:

$$\frac{v_{A,B}}{v_2} = \frac{1}{2} \left[ \frac{2s}{b} \cos \alpha_2 \pm \frac{t \sin(\alpha_2 - \alpha_1)}{s \cos \alpha_1} \right] \quad (3.40)$$

знак «плюс» относится к индексу А, а знак «минус» – к индексу В.

### 3.1.5 Блок-схема установки гравитационно-водоворотной микроГЭС

Гравитационно-водоворотная микроГЭС, подключенная к сети или работающая автономно, может быть построена с использованием объектов, требующих комплексного планирования, детального строительства и хорошо организованной работы [84, 85]. Блок-схема установки гравитационно-водоворотной микроГЭС представлена на рисунке 3.3.



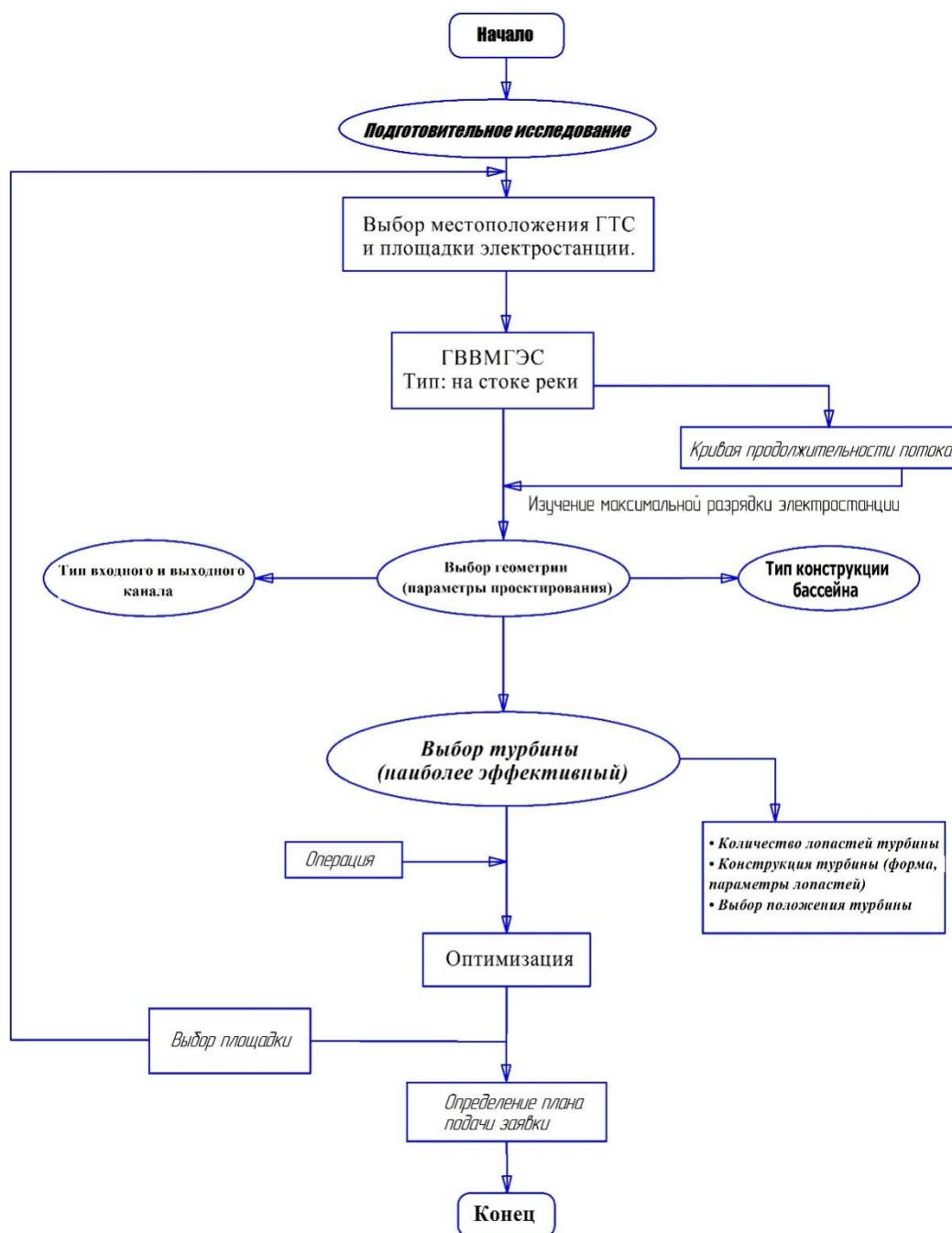


Рисунок 3.3 – Блок-схема установки гравитационно-водоверотной микроГЭС

Как видно из блок-схемы, одним из важных шагов алгоритма является выбор гидротурбины с точки зрения наибольшей эффективности и экологичности, критериями оценки которого выступают количество лопастей гидротурбины и их параметры, конструкция и дизайн, а также место расположение гидротурбины [86].

## 3.2 Обобщённая математическая модель гравитационной

### микроГЭС

Для построения обобщённой математической модели микроГЭС воспользуемся пакетом расширения Simulink в среде MATLAB [87].

Основой для построения модели легли полученные ранее зависимости кинематических и геометрических параметров. Это входные данные гидротока (напор, расход, ускорение свободного падения, скорость и т.д.), геометрические параметры гидрокамеры (площадь входного и выходного сечений, высота, напор и т.д.), кинематические параметры (углы вхождения водяного потока по отношению к поверхности лопасти и т.д.). Расчётными значениями являются мощность, момент, работа, КПД. и т.д.

Общий вид построенной модели приведена на рисунке 3.4.

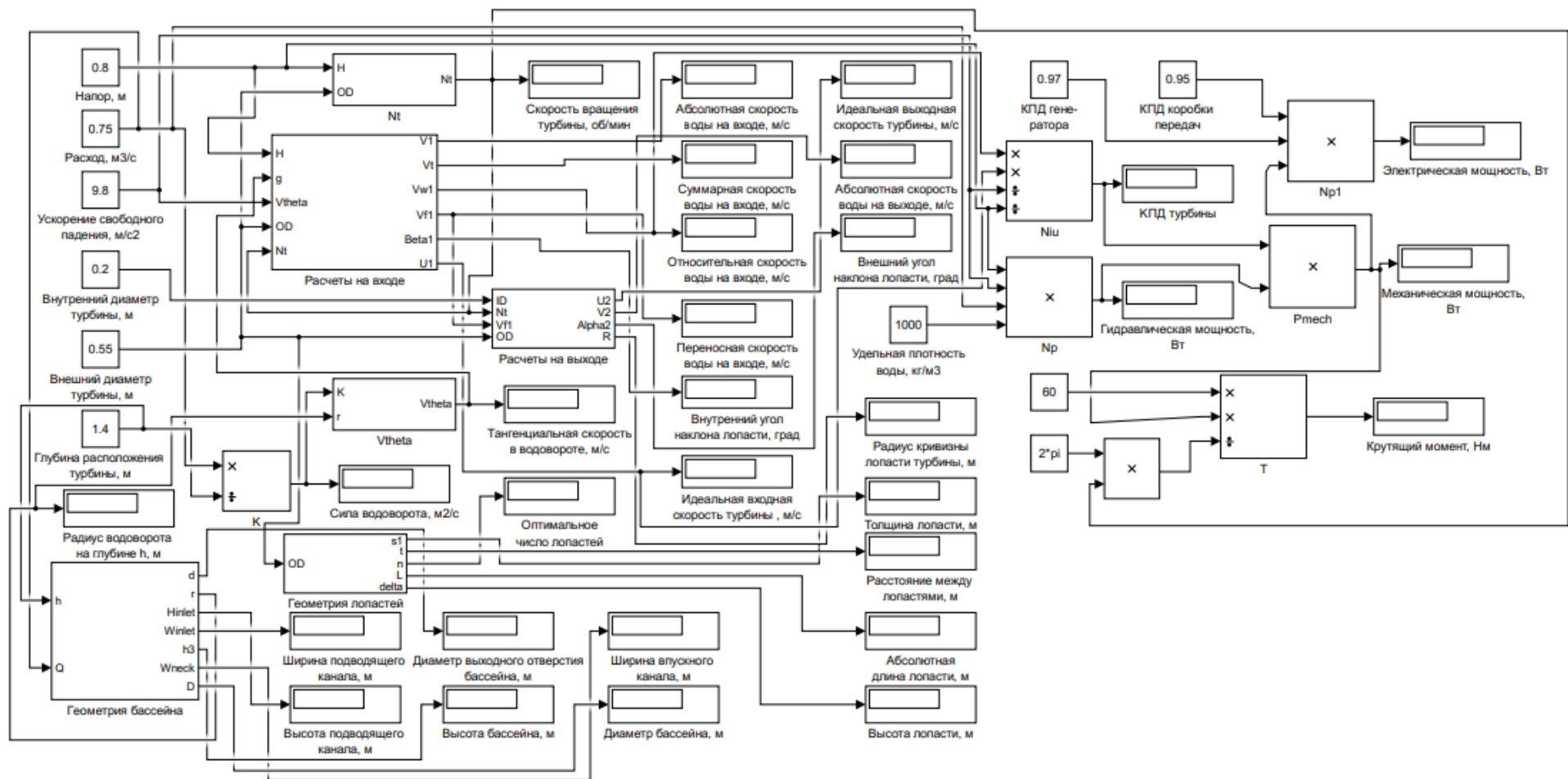
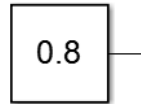


Рисунок 3.4 – Общий вид модели, синтезированной в среде MATLAB с применением пакета Simulink

Ниже приведено краткое описание основных операционных блоков Simulink.

Блок Constant в Simulink задаёт сигнал постоянной величины (рисунки 3.5 и 3.6).



Напор, м

Рисунок 3.5 – Внешний вид блока Constant

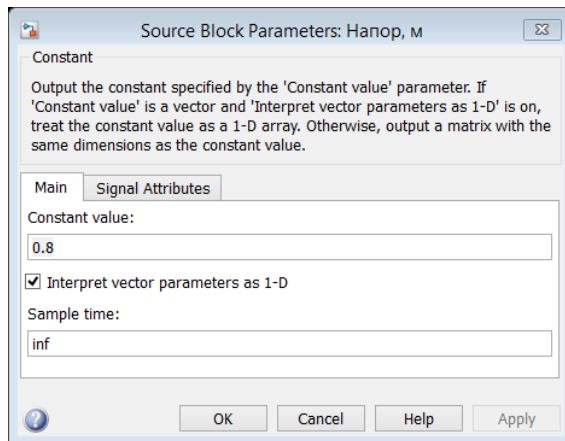


Рисунок 3.6 – Параметры блока Constant

Арифметические действия, такие как умножение или деление, производятся блоками Product/Divide (рисунки 3.7 и 3.8).

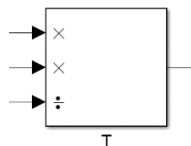


Рисунок 3.7 – Внешний вид блока Product/Divide

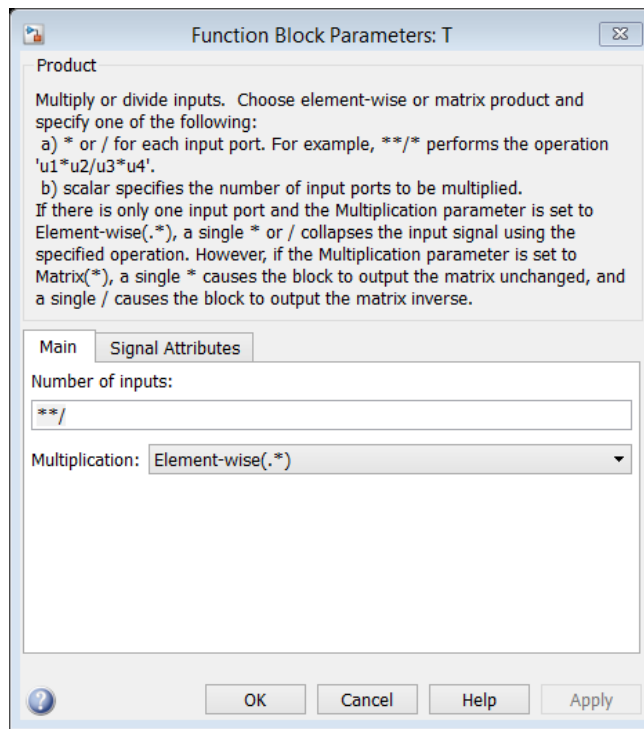


Рисунок 3.8 – Параметры блока Product/Divide

За вывод результата расчёта отвечает блок Display (рисунки 3.9 и 3.10).

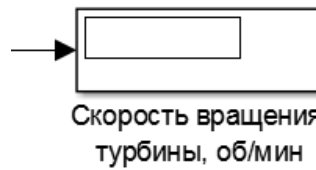


Рисунок 3.9 – Внешний вид блока Display

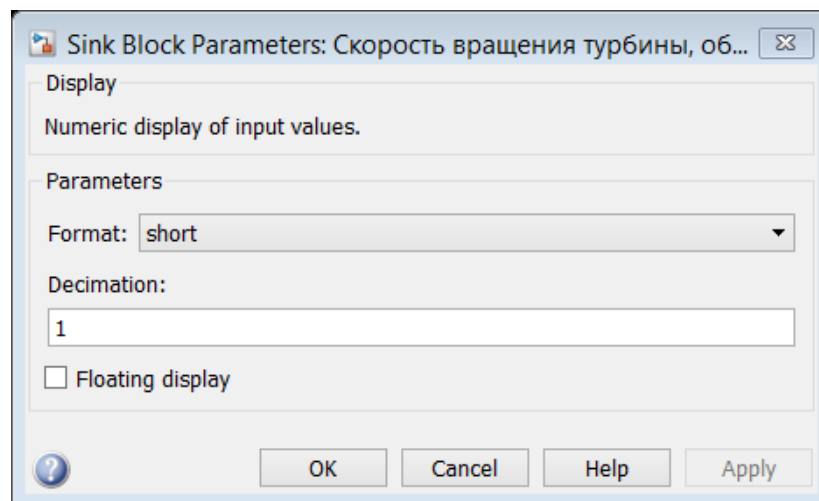


Рисунок 3.10 – Параметры блока Display

Блок Gain умножает входной сигнал на заданную величину (рисунки 3.11 и 3.12).

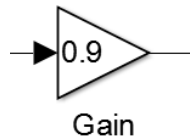


Рисунок 3.11 – Внешний вид блока Gain

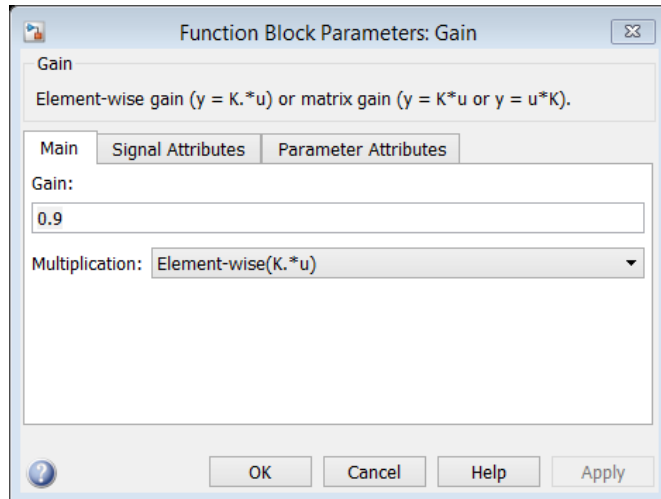


Рисунок 3.12 – Параметры блока Gain

Для возврата тригонометрической функции от входного сигнала используется блок Trigonometric Function (рисунки 3.13 и 3.14).

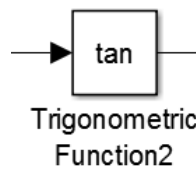


Рисунок 3.13 – Внешний вид блока Trigonometric Function

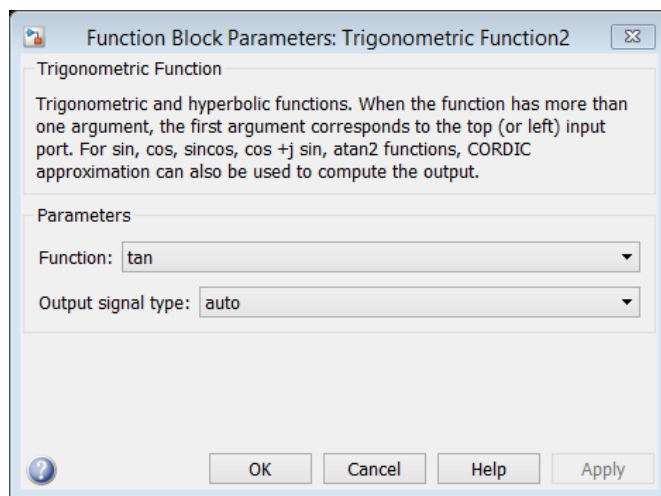


Рисунок 3.14 – Параметры блока Trigonometric Function

Для более удобного и компактного расположения элементов модели в Simulink используется блок Subsystem. При её двойном нажатии

разворачивается внутреннее содержимое блока, где производятся операции над входными сигналами, и как результат, на выход блока подаются выходные сигналы (рисунок 3.15).

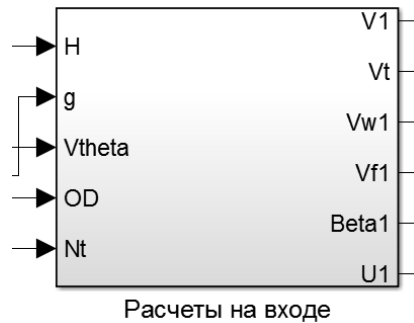


Рисунок 3.15 – Внешний вид блока Subsystem

Для задания функции, не предусмотренной в библиотеке Simulink, используется блок MATLAB Function. Он позволяет написать код необходимой функции от входного сигнала на языке программирования MATLAB (рисунок 3.16).

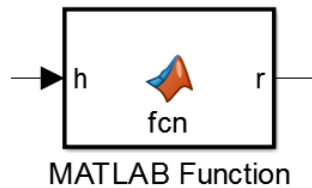


Рисунок 3.16 – Внешний вид блока MATLAB function

Расчёт скорости вращения турбины производится подблоком, показанным на рисунке 3.17.

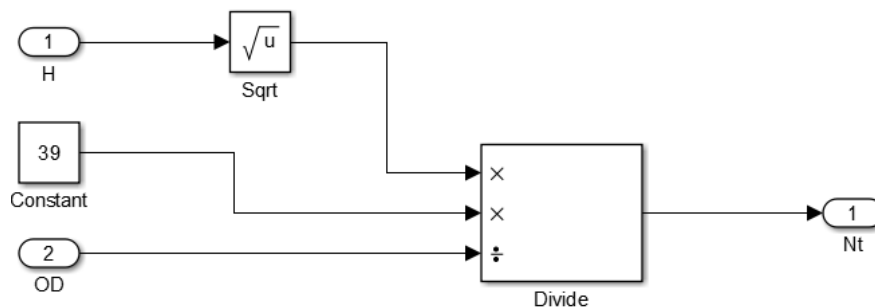


Рисунок 3.17 – Подблок расчёта скорости вращения турбины

Расчёт тангенциальной скорости водоворота  $v_\theta$  производится подблоком, изображённым на рисунке 3.18.

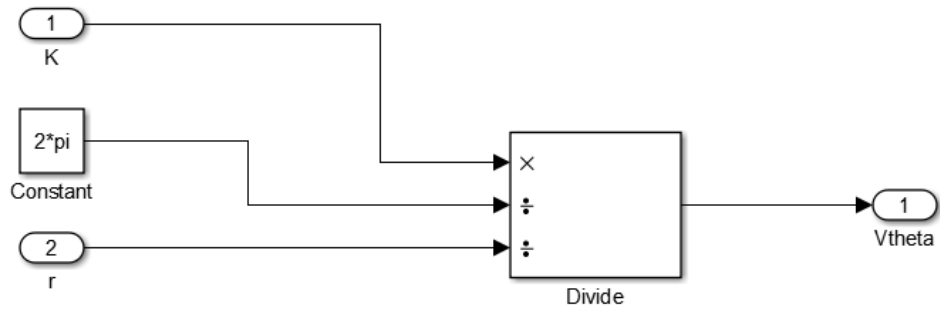


Рисунок 3.18 – Подблок расчёта тангенциальной скорости

Расчёт геометрии бассейна производится подблоком, который продемонстрирован на рисунке 3.19.

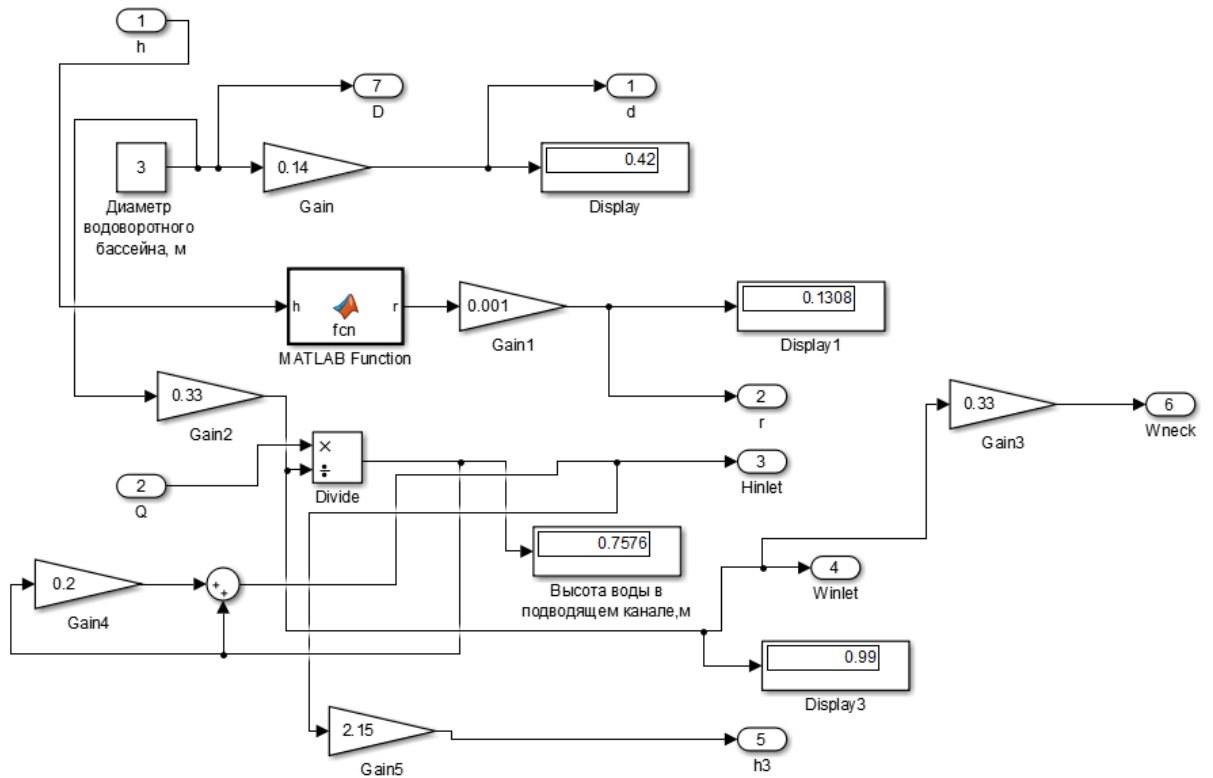


Рисунок 3.19 – Подблок расчёта геометрии бассейна

Подблок расчёта входных параметров (относительно турбины) представлен на рисунке 3.20.



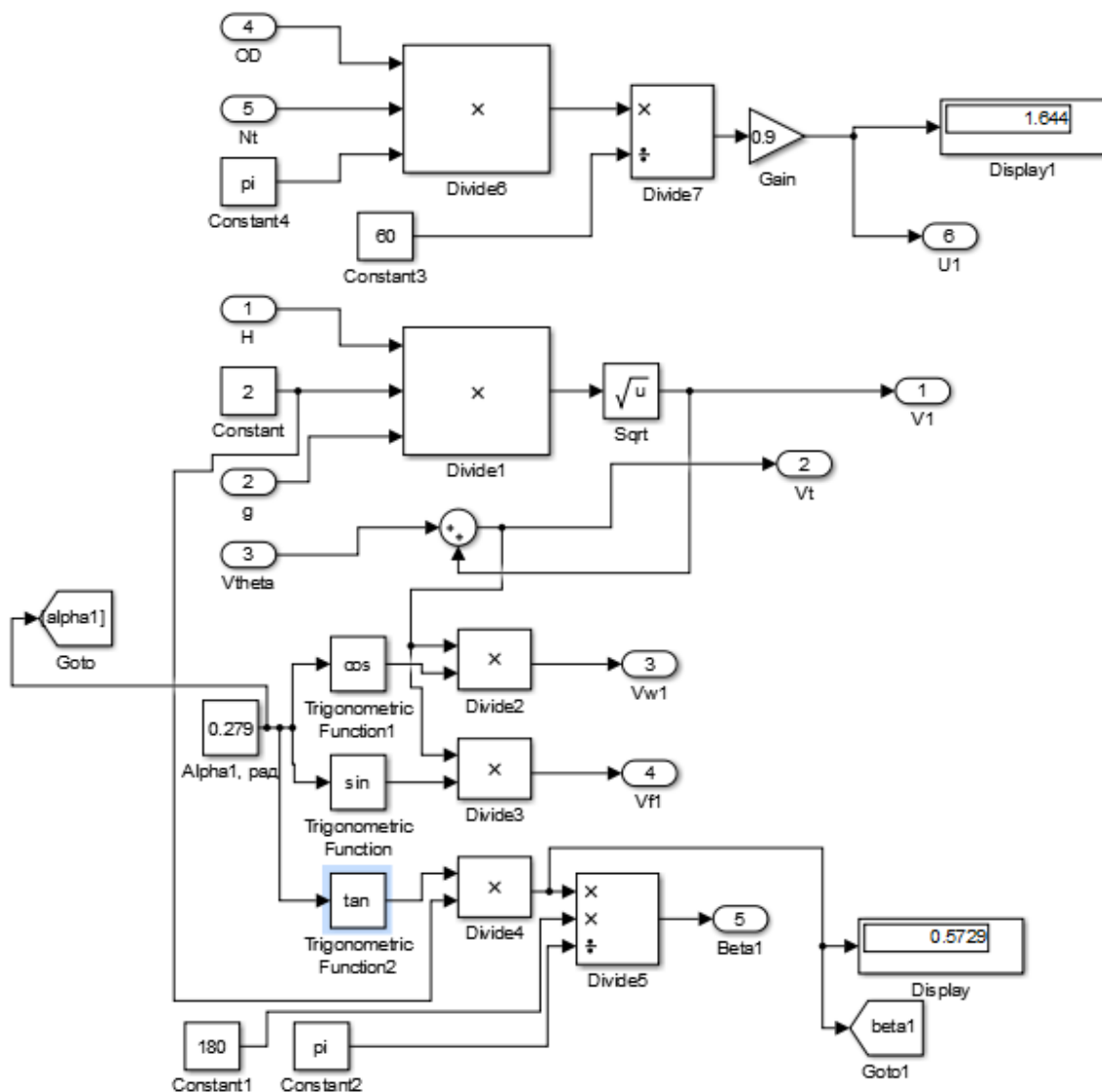


Рисунок 3.20 – Подблок расчёта входных параметров (относительно турбины)

Подблок расчёта геометрии лопастей турбины отображён на рисунке 3.21.

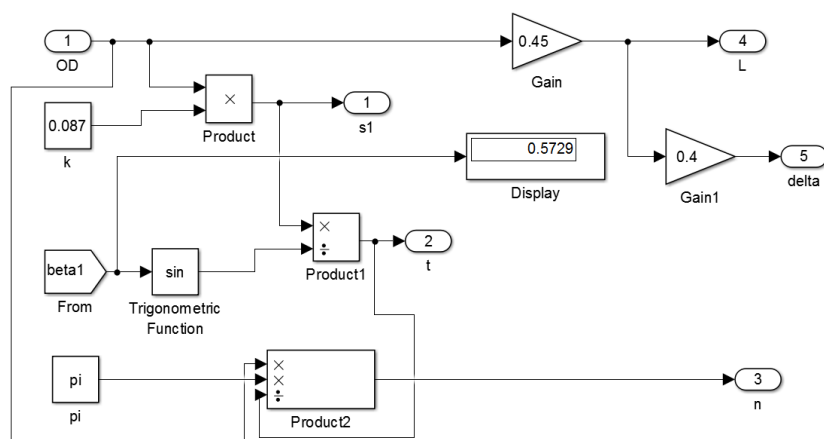


Рисунок 3.21 – Подблок расчёта геометрии лопастей турбины

Подблок расчёта выходных параметров (относительно турбины) запечатлён на рисунке 3.22.

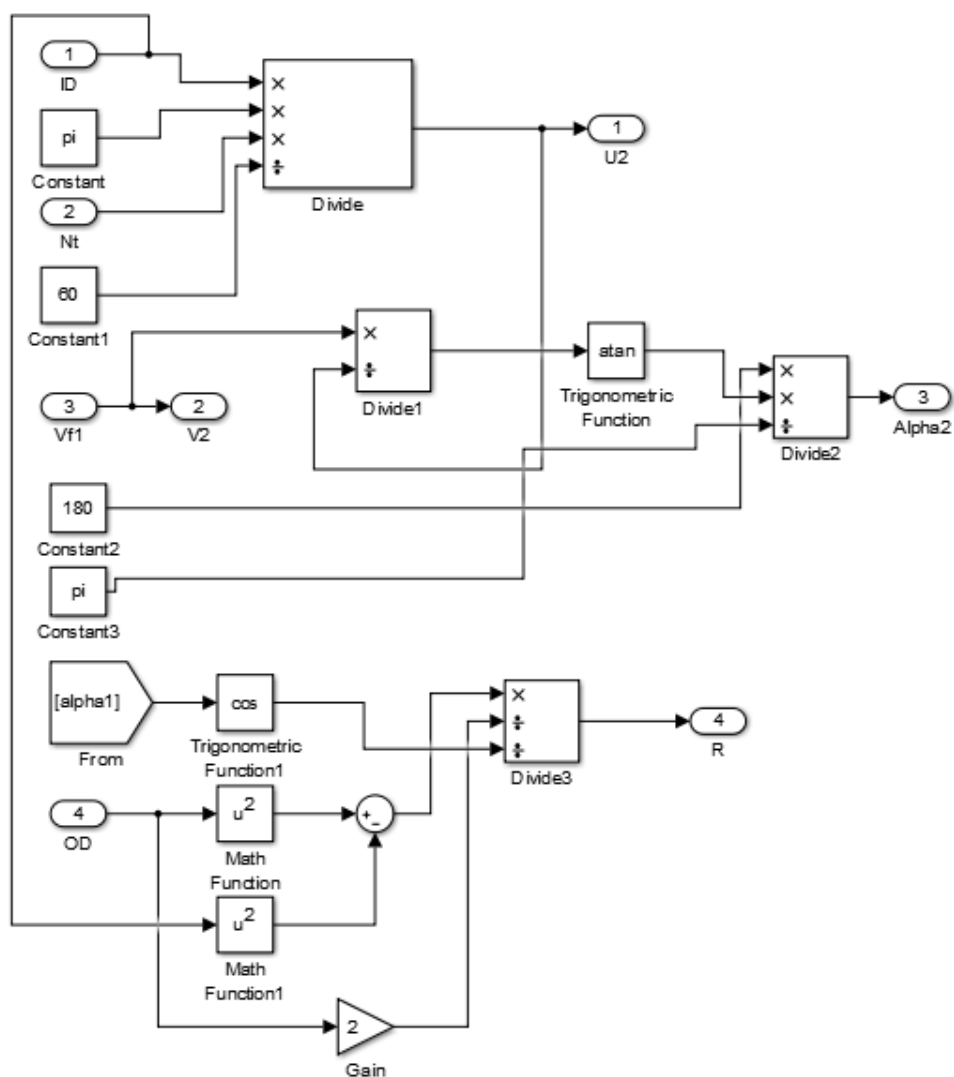


Рисунок 3.22 – Подблок расчёта выходных параметров (относительно турбины)

Построим зависимость изменения скорости вращения турбины  $N_t$  от напора и внешнего диаметра турбины, используя Simulink (рисунок 3.23). Ниже приводится код на языке программирования MATLAB:

```
>> [H,OD] = meshgrid([0:0.01:2]);
>> Nt=39.*sqrt(H)/OD;
>> plot3(H,OD,Nt)
```

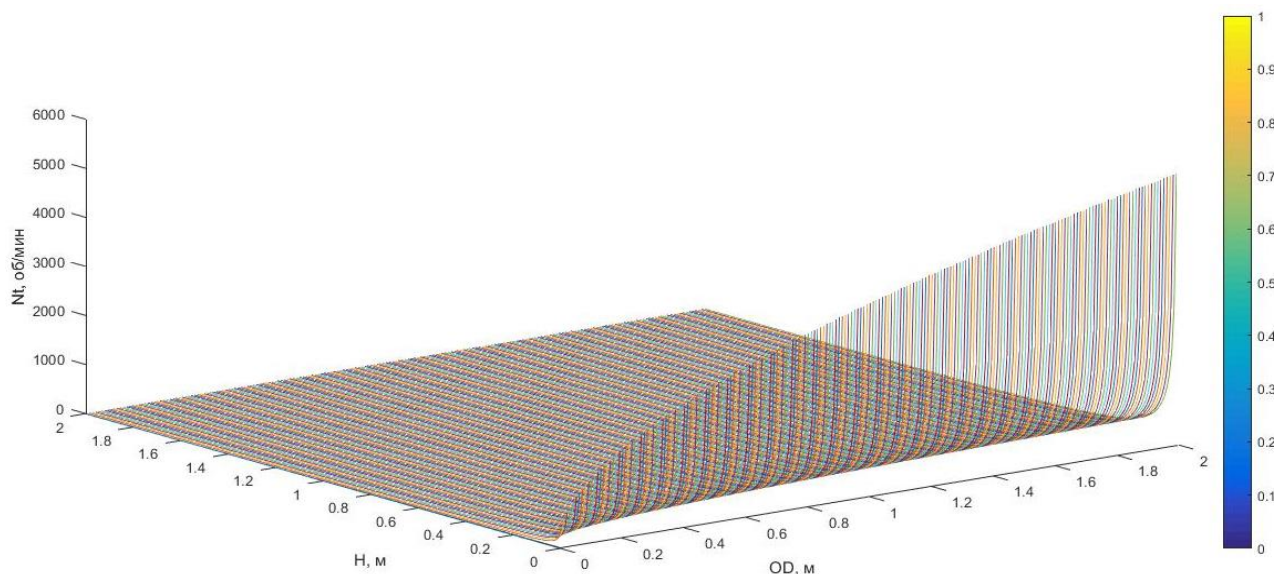


Рисунок 3.23 – Зависимость изменения скорости турбины от напора и внешнего диаметра турбины

### 3.3 Методика расчёта мощности гравитационной турбины с

#### воздушной воронкой

Ранее нами было показано, что работа гравитационной микроГЭС в основном определена наличием динамического напора, обусловленной скоростью водяного потока и его массой. Другими словами:

$$N = \frac{Gv^2}{2} \quad (3.41)$$

где  $N$  – мощность водяного потока,  $G$  – расход,  $v$  – скорость.

Величина скоростного напора в нашем случае может быть определена из формулы [88]:

$$v = \sqrt{2gH} \quad (3.42)$$

где  $H$  – скоростной напор, тогда:

$$H = \frac{v^2}{2g} \quad (3.43)$$

Величина объёмного расхода потока воды может быть вычислена как:

$$G = v \times F \quad (3.44)$$

где  $F$  – площадь проекции колеса.

Если для роторных турбин величина площади проекции колеса равна площади круга, ометаемого лопастями турбины, то для рассматриваемых нами турбин это площадь прямоугольника со сторонами, равными длине (высоте) ротора  $L$  и ширине размаха лопастей турбины  $D$ .

Учитывая вышеизложенное и принимая во внимание, что турбина имеет определённый коэффициент полезного действия  $\eta$ , мощность традиционной роторной турбины может быть записана как:

$$N_{тур} = \frac{gv^3 F \eta}{2} \quad (3.45)$$

Формула (3.45) верна для роторных турбин, у которых кромки лопасти турбины полностью погружены в воду. Если же условие не выполняется, как у нас, где в камере образуется воздушная воронка, при расчёте мощности следует учесть эту особенность. Нами предлагается внести коррективы в известную формулу (3.45) путём введения в неё, так называемого, коэффициента заполняемости  $Z$ . Это коэффициент, который позволяет определить долю площади роторной турбины, участвующей в процессе взаимодействия с водяным потоком при наличии в турбинной камере воздушной воронки.

Дело в том, что если у нас образовывается воздушная воронка, то часть лопастей турбины не участвуют в процессе взаимодействия с водяным потоком, следовательно, при прочих равных условиях, мощность её турбины будет падать. Представим коэффициент заполняемости  $Z$  в виде:

$$Z = \frac{f}{F} \quad (3.46)$$

где  $Z$  – коэффициент заполняемости,  $f$  – площадь проекции лопастей роторной турбины, находящихся в воздушной воронке,  $F$  – полная площадь проекции роторной турбины.

Из (3.46) можно увидеть, что:

$$0 \leq Z \leq 1 \quad (3.47)$$

Величина  $Z=0$  соответствует положению, когда роторная турбина полностью оказывается в воздушной воронке, в этом случае  $f=F$ . При  $Z=1$ , когда фактически турбина полностью погружена в водяной поток, тогда естественно  $f=0$ .

Рассмотрим расчётную схему взаимодействия роторной турбины с водяным потоком, который образует воздушную воронку в турбинной камере (рисунок 1.12) [89, 90, 91].

Сделаем следующие допущения, что подача воды в камеру осуществляется по касательной к её окружности и при этом, проходя через неё, образует воздушную воронку в виде усечённого перевернутого конуса, диаметр донной части которой равен  $D$ , а верхней части  $d$  [92].

В общем случае, образующая будет представлять некую криволинейную функцию, зависящую от геометрических параметров турбинной камеры ( $D$ ,  $d$ ) и кинематических параметров водяного потока ( $V$ ,  $G$ ). Построение этой

криволинейной функции достаточно сложная многопараметрическая задача, которая требует проведения специальных исследований [93, 94, 95].

Упростив поставленную задачу путём замены криволинейной функции линейной, мы достаточно просто можем определить зависимость коэффициента  $Z$  от геометрических параметров лопастей турбины, находящихся в воздушной прослойке и водяном потоке.

Для крайнего случая, когда  $Z=0$ , мы определили, что это фактически отсутствие водяного потока в турбинной камере. Т.е. как такового взаимодействия лопастей турбины с водяным потоком нет.

$Z=1$  соответствует полному погружению роторной турбины в водяной поток.

Рассматривая расчётную схему, определим, как меняется  $Z$  в рассматриваемом диапазоне от 0 до 1.

Видно, что  $Z$  зависит от соотношения площадей лопастей турбины, находящихся в воздушной воронке и общей ометаемой площади роторной турбины.

Учитывая, что роторная турбина расположена симметрично оси турбинной камеры, рассмотрим лишь симметричную половину. Определим значения  $f$  в любом промежутке  $0 \leq Z \leq 1$ , исходя из геометрических параметров камеры. Из приведённой расчётной схемы следует, что:

$$f = \frac{(R-x)L}{2} \quad (3.48)$$

Тогда при  $0 \leq x \leq R$ :

$$Z = \frac{(R-x)L}{2F} \quad (3.49)$$

Таким образом, нами получено значение коэффициента заполнения в зависимости от геометрических параметров турбинной камеры ( $R$ ,  $L$ ) и самой турбины ( $F$ ). Физически смысл данного коэффициента означает, что для гравитационной микроГЭС, при работе которой в турбинной камере образуется воздушная воронка, в зависимости от соотношения площадей лопастей турбины, находящихся в воздушной воронке и непосредственно в потоке воды, меняется и отбираемая мощность на вал гидротурбины. Другими словами, с учётом (3.49) формулу (3.45) можно представить в виде:

$$N = \frac{1}{2} h g v^3 F Z = \frac{h g v^3}{2} \times \frac{(R - x)L}{2} \quad (3.50)$$

или:

$$N = \frac{h g v^3 L (R - x)}{4} \quad (3.51)$$

Полученная зависимость (3.51) показывает, как зависит выходная мощность на валу гидротурбины гравитационной микроГЭС от кинематических параметров гидропотока, геометрических параметров камеры и воздушной воронки.

Построим значения выходной мощности турбины в зависимости от геометрических размеров воздушной воронки при постоянной величине скорости водяного потока и высоте турбины. Качественная картина полученных диаграмм приведена на рисунке 3.24.

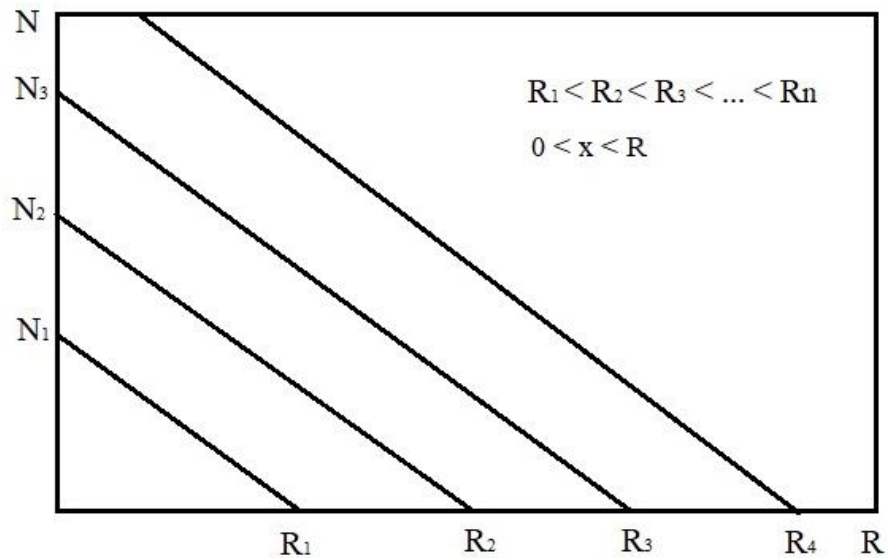


Рисунок 3.24 – Изменение выходной мощности турбины в зависимости от диаметра камеры

Изменение значения выходной мощности гравитационной микроГЭС от величины воздушной воронки при различных значениях диаметра турбинной камеры говорит о том, что при постоянной скорости входящего водяного потока  $v$  и неизменной величине высоты турбинной камеры  $L$ , увеличение воронки приводит к снижению мощности на валу турбины и, наоборот, уменьшение геометрических размеров воздушной воронки приводит к росту мощности [96].

Это можно показать и увидеть, если обратиться к приведённой ранее расчётной схеме.

Как видно из схемы, увеличение значения ( $x$ ) приводит к уменьшению тангенса угла ( $\alpha$ ), являющегося не чем иным, как углом конусности воздушной воронки.

Другими словами:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{R - x}{L} \quad (3.52)$$

откуда:



$$x = R - L \operatorname{tg} \alpha \quad (3.53)$$

Последнее показывает, чем меньше угол  $\alpha$ , тем величина воздушной воронки меньше, а это приводит к увеличению  $Z$  и, как следствие, к увеличению выходной мощности.

На рисунке 3.25 приведены диаграммы зависимости выходной мощности  $N$  от коэффициента заполняемости  $Z$  при различных значениях величин полной ометаемой площади роторной турбины для гравитационной микроГЭС.

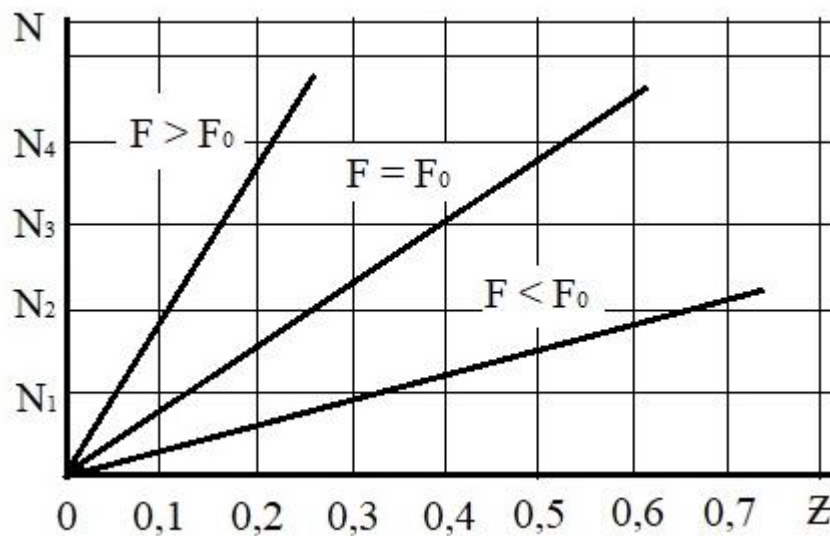


Рисунок 3.25 – Изменение выходной мощности в зависимости от величины коэффициента заполняемости  $Z$

Как видно из диаграмм, зависимость величины выходной мощности от  $Z$  является функцией линейно возрастающей и чем больше полная ометаемая площадь лопастей турбины, тем выше темпы роста мощности.

Полученные зависимости и анализ результатов влияния величины коэффициента заполняемости  $Z$  на выходные параметры гидротурбины нам будут необходимы при дальнейших исследованиях.

### 3.4 Исследование особенностей взаимодействия гидротока

#### с роторной турбиной

Взаимодействие водяного потока с такой роторной турбиной имеет свои особенности. Тщательное рассмотрение их взаимодействия, изучение особенностей позволяет установить физику процесса и решить задачу определения оптимальных геометрических и кинематических параметров гидротурбины [97, 98, 99].

Рассмотрим схему, приведённую на рисунке 3.26.

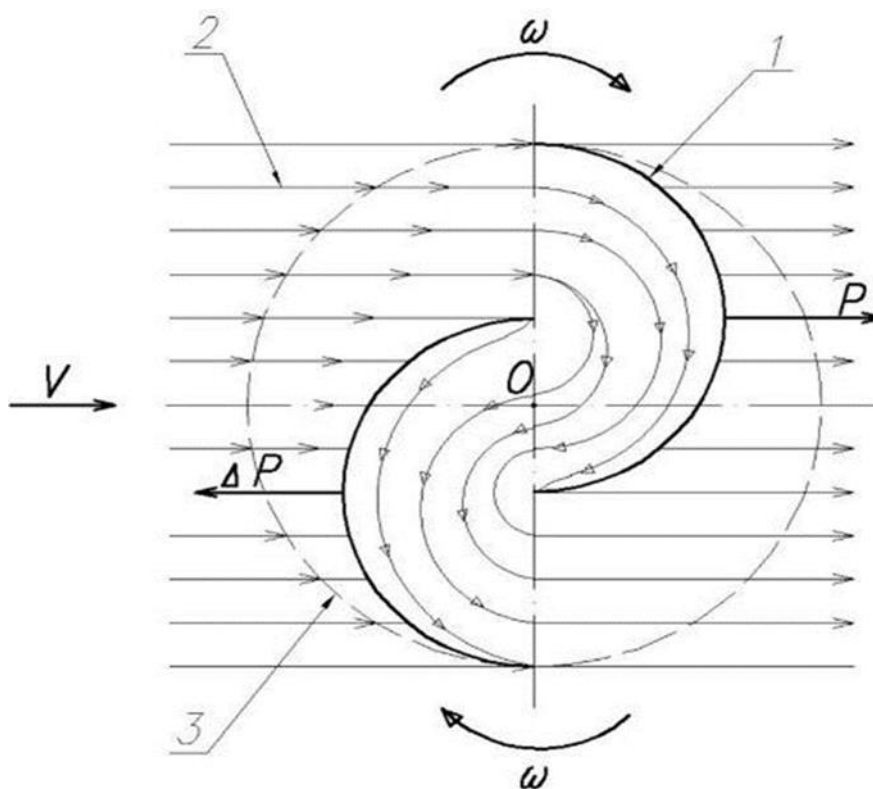


Рисунок 3.26 – Схема взаимодействия водяного потока с лопастями роторной турбины

1 – лопасти, 2 – водяной поток, 3 – ометаемая окружность турбины,  $\omega$  – угловая скорость турбины,  $v$  – скорость водяного потока,  $P$  и  $\Delta P$  – усилия на лопастях турбины.

Как видно, роторная турбина, состоящая из 2-х полуцилиндрических лопастей, выполнена таким образом, что между ними образуется сквозной

канал определенной ширины, по которому входящий поток воды устремляется в камеру. Причём лопасти установлены таким образом, что входящий поток первоначально устремляется в этот сквозной канал. Проходя через него, поток оказывает не только лобовое давление на лопатки, но дополнительно появляются и реактивные составляющие, обусловленные криволинейностью лопасти турбины. В результате этого, лопасть испытывает давление воды усилием  $P$ .

Проходя далее по сквозному каналу, вода, благодаря кривизне лопасти, меняет своё направление на обратное и осуществляет дополнительное давление на вторую часть лопасти с силой  $\Delta P$ , способствуя тем самым вращению турбины в том же направлении. Затем поток вновь меняет направление на первоначальное и выходит с турбинной камеры. В результате такой работы гидротурбины, где для создания вращающего момента используются не только силы лобового сопротивления, но и её реактивная составляющая, с учётом выше описанной геометрии лопастей достигается повышенная эффективность преобразования энергии и в сравнении с известными водяными колёсами, их КПД может достигать 75–80%.

Однако такого рода роторные гидротурбины имеют один существенный недостаток. В определённом положении, когда все четыре точки лопастей турбины (А, В, С, Е) располагаются на одной линии вдоль движения водяного потока, вращающийся момент на валу генератора минимален и в случае больших сил сопротивления у потребителя движение ротора может застопориться. Это положение ротора представляется как «мёртвое». Поэтому следует предусмотреть некоторые действия, чтобы избежать этого. В литературе встречаются достаточно много различных способов [100, 101, 102], в том числе и использование 2-х и 3-х секционных гидротурбин с лопастями, смещёнными относительно друг друга на определенный угол, что позволяет избежать наличия мёртвого положения [103, 104, 105, 106, 107, 108]. Однако такое решение приводит к усложнению конструкции ротора и снижению его КПД в целом.

Другой более эффективный способ – это обеспечение рациональной геометрии лопастей турбины, несколько отличной от цилиндрической и их оптимальное взаимное расположение.

Для определения формы и размеров лопастей гидротурбины, которые бы избегали возможности возникновения мёртвой точки, необходимо, чтобы профили лопастей передней и задней части несколько отличались. Причём таким образом, что за полный её оборот все 4 точки граней пары лопастей не могли находиться на одной линии. С другой стороны, нельзя сильно отходить от классической полуцилиндрической формы лопастей роторной турбины.

Для решения поставленной задачи воспользуемся одним из основных известных положений, что сквозной канал, образованный между лопастями турбины в её входящей части, должен быть равен половине диаметра ометаемой окружности торцевой части обечайки, а сквозной канал в центральной части турбины не должен быть меньше половины этой величины. Это условие связано с тем, чтобы при работе лопастей турбины необходимо обеспечить максимальную возможность прохождения водяного потока через сквозной канал, без турбулентного возмущения, что возможно при равенстве поперечного пространства площадей проёма водяного потока при вхождении в турбинную камеру и прохождении её дальше по сквозному каналу.

Также для избежания появления «мёртвой точки», в расположении лопастей турбины выполним условие несовпадения точек А, В, С, Е.

Исходя из этих условий, нами построена расчётная схема профилей лопастей турбины, которая приведена на рисунке 3.27.

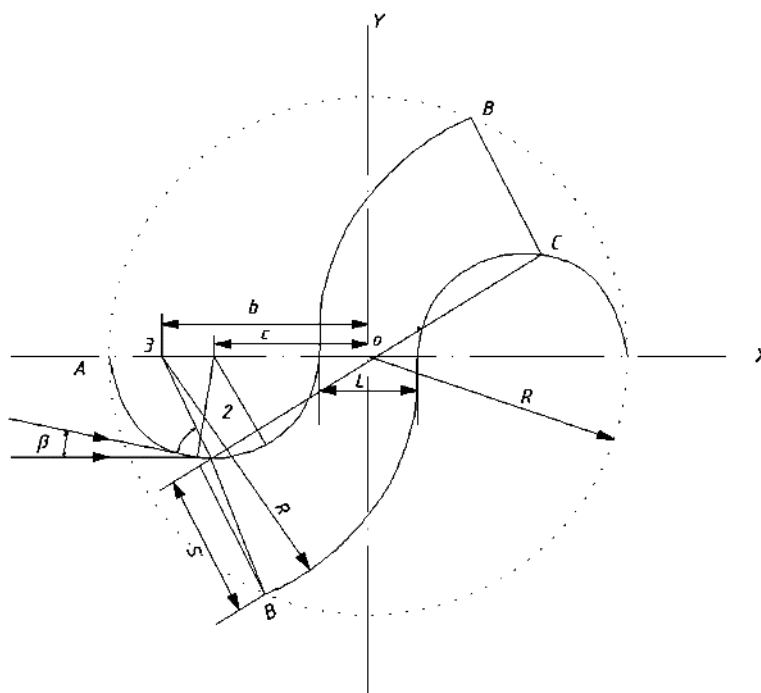


Рисунок 3.27 – Форма и профиль лопастей гидротурбины роторного типа со сквозным каналом гравитационной микроГЭС

Введём следующие обозначения:  $R$  – радиус ометаемой окружности обечайки турбины,  $L$  – ширина сквозного канала в центральной части турбины. Исходя из вышеизложенных положений, построим профили лопастей турбины. При построении воспользуемся условием, что все геометрические параметры лопастей роторной турбины должны быть выражены и связаны с основным параметром ометаемой обечайки  $R$ . Как ранее нами было отмечено, для надёжной и эффективной работы гидротурбины одним из важных и главных условий является безударное вхождение водяного потока в турбинную камеру, что возможно при обеспечении угла  $\beta$ , т.е. обеспечение направления движения водяного потока по касательной к поверхности лопасти.

Учитывая, что величина радиуса классической роторной цилиндрической лопасти должна быть:

$$r = 0,5R \quad (3.54)$$

определим центр её окружности на оси  $x$  путём отсчёта её от точки  $A$  пересечения окружности обечайки с осью  $x$ , тогда с учётом конструктивного

сквозного канала  $\delta$  между поверхностью обечайки и ребром лопасти турбины, получим:

$$r = 0,5R - \delta \quad (3.55)$$

Теперь, если из этой найденной точки проведём окружность величиной  $r$ , то получим первую часть профиля лопасти турбины. Один конец лопасти турбины практически совпадает с точкой А, несколько смещённой на величину  $\delta$  и второй точкой, это точка пересечения этой окружности с осью  $x$ . Эта точка является началом для второй части траектории лопасти турбины. Для построения этой части турбины воспользуемся условием прохождения водяного потока по сквозному каналу между лопастями без его возмущения. Ранее это условие, как нами было показано, соблюдается при условии, что её величина должна быть равной, с учётом  $\delta$ :

$$L = 0,5c + \delta \quad (3.56)$$

С другой стороны, расположение лопастей турбин должно обеспечивать безударный вход воды в камеру, т.е. под углом  $\beta$ .

Далее, если провести касательную к поверхности первой половины турбины, то мы получим точку К. Фактически, это точка касательной к внешней части лопасти первой половины турбины.

Таким образом, если осуществить простые геометрические построения, то можно определить вторую точку В пересечения окружности обечайки со второй, более пологой лопастью турбины. Для этого соединим точку К с центральной точкой турбины О, затем проведём линию параллельно построенной линии и ищем положение, при котором прямая, проведённая через точки К и В, стала перпендикулярной к проводимой параллельной линии.

Найдя пересечение прямой линии, проходящей через точки К и В с осью  $x$ , определим центр траектории второй половины лопасти турбины. На рисунке

3.27 она обозначена точкой З. Приведённые построения показали, что в этом случае отрезок ЗВ будет равен:

$$ЗВ = ЗК + КВ \quad (3.57)$$

Если ввести соответствующие обозначения, как на рисунке 3.27, то можно записать:

$$R = C + r \quad (3.58)$$

$$C = R - r = R - (0,5R - \delta) \quad (3.59)$$

Если исходить из практики, что величина сквозного канала  $\delta$ , как правило, для гидротурбины роторного типа может быть взята как одна десятая от радиуса обечайки, то получим:

$$C = R - 0,4R = 0,6R \quad (3.60)$$

Теперь, если из найденной точки З провести окружность радиусом R от точки В до точки пересечения с осью x, то получим профиль второй половины лопасти турбины. Построив аналогично обе половины профиля второй турбины, получим картину, приведённую на рисунке 3.26. Данная схема приведена в качестве примера, в которой величина R=6 см, а все другие соответствующие параметры равны:

$$B = 0,8R \quad (3.61)$$

$$C = 0,6R \quad (3.62)$$

$$r = 0,4R \quad (3.63)$$

$$L = 0,6 \quad (3.64)$$

$$c = 0,36R \quad (3.65)$$

Профили построенных лопастей турбины с принятыми допущениями позволяют произвести максимальный отбор мощности от входящего потока в турбинную камеру, обеспечить безударное соприкосновение и взаимодействие водяного потока с лопастями турбины. А также осуществить разворот водяного потока дважды за время его прохождения через турбину, тем самым увеличить КПД за счёт вторичного воздействия развёрнутого потока на обратную (тыльную) сторону лопасти турбины, что в свою очередь способствует усилению крутящего момента. И наконец, взаимное расположение лопастей турбины и их форма полностью позволяют избежать положения «мёртвой» точки, при которой возможна остановка турбины при внеплановом повышении нагрузки у потребителя [109].

Таким образом, проведённые нами исследования в предыдущих разделах работы, позволили установить ряд закономерностей и особенностей синтезированной гравитационной микроГЭС. Это, в первую очередь, оценка потенциальной составляющей суммарной энергии водяного потока, которая показала, что её величиной при определении мощности гравитационной микроГЭС практически можно пренебречь уже при скорости потока 5 м/с. Погрешность расчёта мощности при этом не превышает 0,4%. Введён так называемый коэффициент трансформации  $K$ , который фактически показывает долю участия потенциальной энергии в выработке требуемой мощности микроГЭС.

Установлены закономерности изменения коэффициента трансформации  $K$  от величины напора водяного потока  $h$ . Построена расчётная модель для изучения влияния суммарного момента инерции вращающейся обобщённой массы гидротурбины и водяного потока на выходную мощность микроГЭС при стационарном, равномерном вращении лопастей турбины плоского типа. При



этом было показано, что при рассматриваемых условиях число оборотов массы воды и турбины зависят от скорости подводимого водяного потока  $v_0$  и обратно пропорционально величине радиуса  $R$  турбинной камеры.

На основе известного программного продукта KompasFlow было изучено поведение водяного потока в гидрокамере перед и за лопастями турбины, а также показано распределение давления в этих зонах.

Построена обобщённая математическая модель гравитационной микроГЭС с использованием пакета прикладных программ MATLAB, на основе уравнения Навье – Стокса и известной теории решёток, позволяющая оценить связи взаимодействия гидротока с лопастями гидротурбины. На основе данной модели установлены зависимости изменения скорости вращения турбины  $\omega$  от напора  $h$  и внешнего диаметра турбины  $D$ .

Разработана и предложена методика расчёта мощности гидротурбины гравитационной микроГЭС с учётом возникновения в гидрокамере воздушной воронки. При этом впервые для данного класса установки введено понятие коэффициента заполняемости  $Z$ , представляющего собой отношение площади лопастей турбины, находящихся в пространстве воздушной воронки к полной площади проекции лопастей. Найдены количественные закономерности изменения выходной мощности турбины в зависимости от геометрических размеров воздушной воронки при постоянных значениях скорости водяного потока  $v$  и высоты лопастей турбины, установлена взаимосвязь с коэффициентом заполняемости.

На основе анализа взаимодействия водяного потока с турбиной микроГЭС, для лопастей роторного типа предложены методика расчёта и выбора её рациональных геометрических параметров и формы с учётом наличия сквозного канала между лопастями во избежание положения «мёртвой» точки лопастей.

### Выводы по главе 3

- На основе построенной блок-схемы гравитационной микроГЭС и методики расчёта её геометрических, кинематических и динамических параметров, построена обобщённая математическая модель с использованием пакета расширения Simulink в среде MATLAB.
- Получены зависимости изменения кинематических параметров турбины от напора и внешнего диаметра гидрокамеры. Показано, что эти параметры имеют достаточно сложную взаимосвязь. Причём увеличение напора не столь существенно влияет на обороты турбины, как геометрические параметры камеры.
- Автором впервые разработана методика расчёта мощности гидротурбины гравитационной микроГЭС, с учётом профиля образующей поверхности воздушной воронки.
- Получены качественные зависимости изменения мощности гидротурбины при различных значениях геометрических параметров воздушной воронки.
- Показано, что при постоянной скорости входящего водяного потока и неизменной высоте турбинной камеры, увеличение воронки приводит к снижению мощности на валу турбины и, наоборот, уменьшение геометрических размеров воздушной воронки приводит к увеличению мощности.
- Впервые разработана методика расчёта и получена аналитическая зависимость выходной мощности гидротурбины от коэффициента заполняемости  $Z$ .
- Введённый коэффициент заполняемости  $Z$  позволяет оценить выходную мощность турбины в зависимости от геометрических параметров турбинной камеры  $R$ ,  $L$  и площади лопастей турбины  $F$ .
- Получены зависимости изменения выходной мощности гидротурбины от коэффициента заполняемости  $Z$ , которые показывают, что эти

функции являются линейно возрастающими и темпы их роста тем выше, чем больше полная ометаемая площадь лопастей турбины.

- Разработан графоаналитический метод синтеза геометрических параметров роторной турбины гравитационной микроГЭС, позволяющий получить более высокий КПД и избежать положения «мёртвой» точки.

## ГЛАВА 4

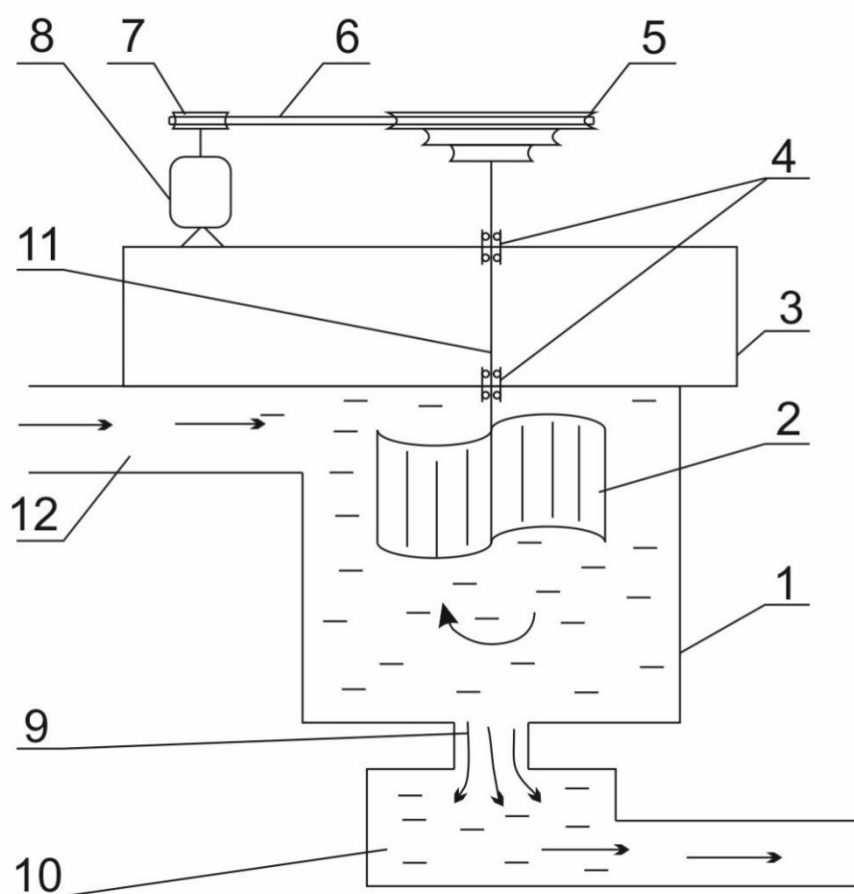
### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ

### ИССЛЕДОВАНИЯ

## ГРАВИТАЦИОННОЙ МИКРОГЭС

### 4.1 Принципиальная схема экспериментального стенда и описание его работы

Для проведения экспериментальных исследований микроГЭС, нами был разработан стенд, кинематическая схема которого приведена на рисунке 4.1.



#### Рисунок 4.1 Кинематическая схема экспериментального стенда

1 – аванкамера, 2 – турбина, 3 – опорная ферма, 4 – подшипники, 5 – многоступенчатый шкив, 6 – ремень (цепь), 7 – шкив, 8 – генератор, 9 – сливное отверстие аванкамеры, 10 – ёмкость для отвода воды, 11 – вал, 12 – лоток.

Установка состоит из следующих основных элементов. Аванкамера 1, в которую попадает гидросток и вращает турбину 2. Турбина расположена в аванкамере таким образом, чтобы его лопасти были расположены под определенным углом к гидростoku, который мог бы создавать вращающийся момент на валу турбины. Вал 11 жёстко соединен одним концом с турбиной, а на другом конце закрепляется многоступенчатый шкив 5. Вал вращается в подшипниках 4, установленных на опорной ферме 3. Многоступенчатый шкив соединён со шкивом 7 при помощи клиноременной передачи или цепи 6. Шкив жёстко соединён с валом генератора 8, который также размещен на неподвижной опорной ферме 3.

Работает установка следующим образом. При помощи специального гидравлического стенда водяной поток по лотку 12 с определённым расходом и скоростью подаётся в аванкамеру. Расположенная там турбина под воздействием этого гидравлического потока начинает вращаться. Причём, прежде чем гидравлический поток попадает на поверхности лопастей турбины, он приобретает определённую окружную скорость, в результате которой в аванкамере образуется воздушная воронка. Это происходит из-за того, что входящий гидросток в аванкамеру входит по касательной к её боковой поверхности, т.е. входящий лоток выполнен таким образом, что его осевое направление является как бы касательной к боковой поверхности аванкамеры.

Таким образом, закрученный водяной поток в аванкамере образует в центральной её части воздушную воронку и основная масса воды вращается с максимальной линейной скоростью по периферии аванкамеры. И это основная масса гидравлического потока с повышенной линейной скоростью в основном взаимодействует с лопастями турбины и создаёт на его валу вращающийся момент. Так как турбина жёстко соединена с валом, то вращающийся момент

через него передается на многоступенчатый шкив. Шкив имеет несколько ступеней и связан, как было отмечено выше, через ременную или цепную передачу со шкивом. Следовательно, вращение от многоступенчатого шкива через шкив передается валу генератора, который непосредственно вырабатывает электрическую энергию. Отработанная вода в аванкамере покидает её через отверстие 9, расположенное в его нижней части. В последующем, через ёмкость 10 вода отводится за пределы установки.

В нашей схеме, между валом турбины и валом генератора расположен мультипликатор, обеспечивающий соответствующим образом увеличение частоты вращения вала генератора.

## 4.2 Испытательный экспериментальный стенд

Испытательный стенд был специально спроектирован и создан для проведения исследований турбинной части микроГЭС [110, 111, 112]. Схема созданного стенда приведена на рисунке 4.2.

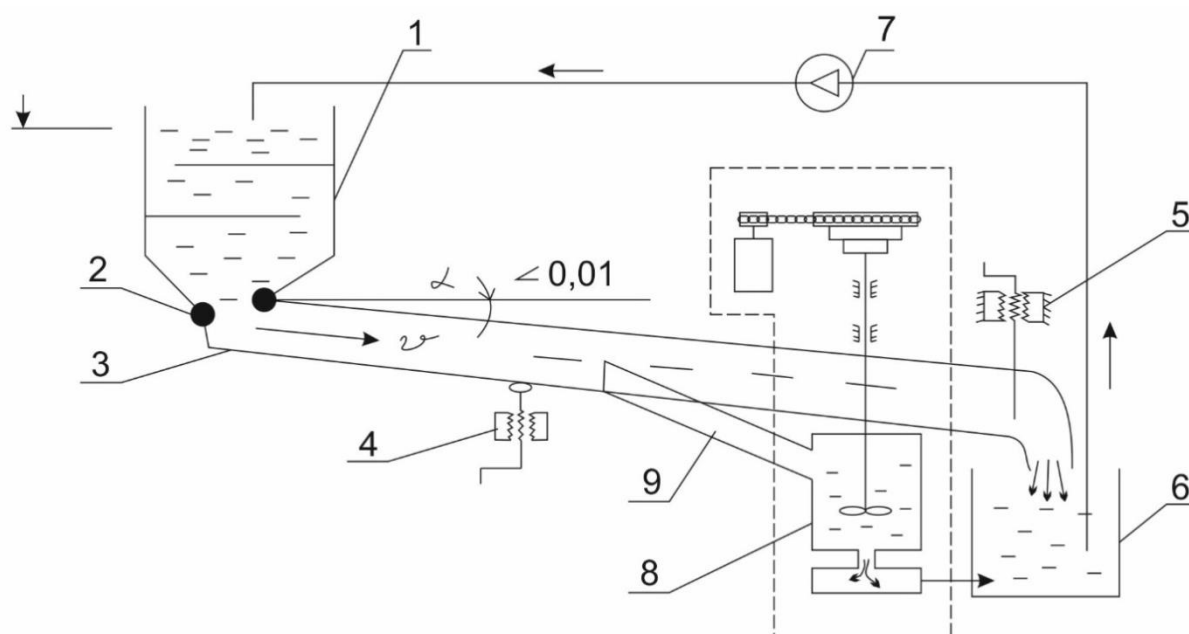


Рисунок 4.2 Испытательный стенд

1 – основная ёмкость, 2 – подвижное гибкое соединение, 3 – основной лоток, 4 – регулятор уровня лотка, 5 – шлюз, 6 – сливная ёмкость, 7 – циркуляционный

насос, 8 – испытываемая микроГЭС (обведена штриховой линией), 9 – соединительный лоток.

Стенд обеспечивает постоянную подачу гидротока на лопасти турбины микроГЭС и при этом создаёт возможность изменять как скорость подачи потока, так и её расход.

Работает стенд следующим образом. После заполнения всей системы водой при помощи шлюза 5 открывается заслонка и одновременно включается насос 7. Вода из основной ёмкости 1 самотёком через основной лоток 3 стекает в сливную ёмкость 6. Из сливной ёмкости при помощи насоса вода опять возвращается в основную ёмкость. Таким образом, происходит циркуляция воды в системе. За счёт регулирования угла наклона основного лотка, при помощи регулятора уровня 4, происходит изменение скорости воды. Величина расхода регулируется при помощи шлюза. В зависимости от требуемого режима работы стенда, происходит изменение производительности насоса, что позволяет устанавливать необходимый уровень верхнего бьефа и тем самым создавать соответствующий гидравлический напор  $H$ . Сама непосредственно микроГЭС 8 через соединительный лоток 9 состыковывается с основным лотком, через который происходит подача воды к турбине. Отведённый от основного лотка вода попадает в аванкамеру микроГЭС и установка работает согласно описанному ранее режиму.

После расчётов и проектирования был изготовлен действующий опытный образец стенда. На рисунке 4.3 показан действующий опытный образец стенда с элементами аванкамеры, соединительного лотка и одного из испытываемых типов турбин.



Рисунок 4.3 Действующий опытный образец экспериментального стенда  
 1 – основная ёмкость, 2 – подвижное соединение, 3 – основной лоток, 4 – шлюз,  
 5 – соединительный лоток, 6 – цилиндрический бассейн, 7 – гидротурбина, 8 –  
 генератор.

С учётом возможностей гидростенда, были рассчитаны и выбраны, соответственно, насос производительностью  $25 \text{ м}^3/\text{ч}$ , геометрические параметры аванкамеры: диаметр – 540 мм, высота 220 мм, донное отверстие с диаметрами 85 и 58 мм. Установленная мощность генератора 200 Вт при номинальной частоте вращения 2750 об/мин.

Следует отметить, что на начальной стадии оценки возможности использования того или иного типа турбины путём простых опытов, было установлено, что турбина с плоскими лопастями практически не перспективна. Это было установлено следующим образом. В аванкамере была размещена первоначально 4-х лопастная плоская турбина и по лотку подавалась вода с различным расходом и скоростью. Визуальные наблюдения показали, что при малых расходах турбина практически не вращается, а приходит в движение при определённой критической массе расхода воды, причём при максимально возможной величине расхода обороты турбины были весьма не значительные. Во втором случае, когда в качестве лопастей использованы криволинейные цилиндрические лопасти, при тех же условиях движения гидротока, обороты турбины были в разы больше.



### **4.3 Исследование влияния кинематических и геометрических параметров на устойчивость образования воронки**

В процессе изучения явления образования воронки при истечении жидкости из сосуда, было замечено, что форма и величина воронки существенным образом зависит от геометрических параметров аванкамеры и соотношению величин диаметра самой камеры и диаметра отверстия в её донной части, где происходит истечение жидкости. Причём в ряде случаев образование воронки может даже и не происходить [113, 114, 115]. Учитывая результаты этих исследований, мы попытались определить возможность отсутствия воронки в нашем случае, когда вода в аванкамеру подаётся по касательной к окружной поверхности аванкамеры.

Поэтому первая серия экспериментальных исследований была направлена на изучение возникновения устойчивой воронки при различных геометрических параметрах аванкамеры.

Эксперимент проводился в следующей последовательности. Для установленной аванкамеры диаметром 540 мм в первой серии экспериментов нижнее отверстие было взято диаметром 85 мм. Подавалось вода в лоток при скоростях 0,1 м/с и расходе  $5 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>/с. Расход воды при этом измерялся мерной ёмкостью, а скорость при помощи известной методики плавучего шарика и секундомера [116]. Аналогичным способом проводился и второй эксперимент, но уже при других скоростях потока воды и расходах. То же самое было осуществлено при другом диаметре отверстия в 58 мм.

Серия проведённых экспериментальных исследований позволила выявить ряд интересных явлений, связанных с образованием воронки и её поведением.

В частности, установлено, что не во всех случаях при подаче воды в аванкамеру образовывается воронка. В ряде случаев она вообще отсутствует, хотя процесс входа и выхода воды из аванкамеры стабилен. Установлено, что явление образования воронки в значительной степени зависит от геометрических параметров аванкамеры и гидравлических параметров водотока. Так же установлено, что в зависимости от взаимоотношения этих параметров и их изменения, изменяется форма самой воронки и его геометрические размеры. К примеру, установлено, что увеличение расхода приводит не только к формированию определённой формы воздушной воронки, но и к увеличению верхнего уровня воды в аванкамере. Все эти явления были визуально зафиксированы и сняты на камеру. Некоторые фрагменты этих наблюдений приведены на рисунке 4.4.

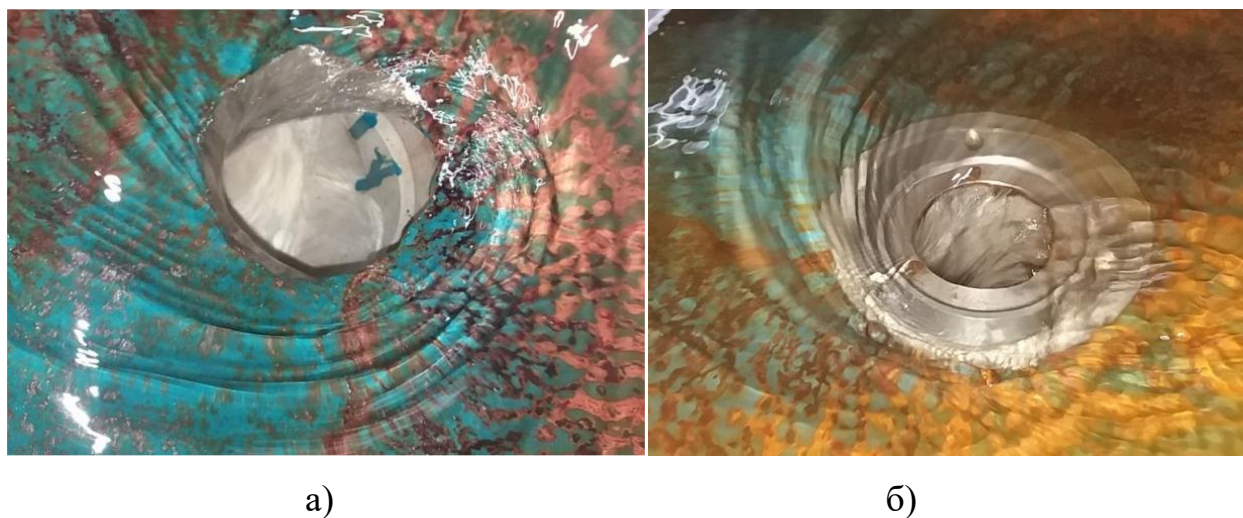


Рисунок 4.4 Фрагменты образования гидроворонки при различных диаметрах отверстия

а) 85 мм, б) 58 мм.

Данные, полученные при экспериментальных исследованиях, приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные, полученные в результате эксперимента

№	Внешний диаметр ёмкости D, мм	Диаметр отверстия d, мм	Уровень воды в ёмкости h, мм	v, м/с	Q, м <sup>3</sup> /с	Гидроворонка
а	540	85	50–60	0,12	0,0005	есть
	540	85	100–120	0,1	0,001	есть
б	540	58	50–60	0,17	0,0005	есть
	540	58	100–120	0,09	0,001	есть

По результатам анализа данных, полученных во время эксперимента, можно уверенно констатировать, что явление образования воздушной воронки в аванкамере зависит от гидравлических и геометрических параметров установки. Сама воронка имеет устойчивую динамическую форму.

Для раскрытия этих явлений и установления закономерностей поведения турбины в зависимости от вышесказанных кинематических, геометрических, гидродинамических параметров, необходимо проведение большого количества целенаправленных экспериментов. Как правило, это требует разработки специальных методик экспериментальных исследований по каждому из интересующих нас явлений, проведения экспериментов и обработки полученных данных. В данном случае, перечень этих задач не входили в круг наших исследований.

Следует отметить, что при предполагаемой схеме взаимодействия турбины с гидропоток, возникает устойчивая воздушная воронка, которая зависит от геометрических параметров аванкамеры и кинематических параметров гидропотока. Величина расхода гидропотока и её скорость влияет на величину и форму воздушной воронки.

## 4.4 Исследование влияния расхода гидротока на частоту

### вращения турбины

Основной целью рассматриваемой микроГЭС является выработка электроэнергии, следовательно, наиболее важным для рассматриваемой установки является надёжное обеспечение потребителя электроэнергией, т.е. вопрос состоит в том, насколько предлагаемая технология преобразования гидроэнергии в электрическую энергию с использованием водоворотной микроГЭС работоспособна и надёжна.

Чтобы дать ответ на этот вопрос, был разработан и собран воедино стенд с турбиной, мультипликатором, генератором, подводящим гидравлическим лотком, соответствующей нагрузкой и на нём были проведены серии экспериментов при различных величинах расхода, скорости потока, частот вращения турбины и генератора, различных графиках нагрузки на генераторе [117].

Для решения поставленной задачи эксперимента, необходимо измерение электрических параметров водоворотной микроГЭС при изменении параметров гидравлического потока и графика нагрузки потребителя.

Основными измеряемыми и вычисляемыми параметрами являются:

- расход воды  $Q$ , л/сек;
- скорость потока  $v$ , м/с;
- частота вращения турбины  $n_t$ , об/мин;
- частота вращения генератора  $n_g$ , об/мин;
- напряжение холостого хода генератора  $U_{xx}$ , В.

Было проведено испытание водоворотной микроГЭС в режиме холостого хода. В режиме холостого хода, когда отсутствует нагрузка на генераторе, исследуется общая работоспособность установки. Испытания проводились в нормальных условиях: при температуре  $+20^{\circ}\text{C}$  и давлении 760 мм рт. ст.

Эксперимент проводился следующим образом: вначале запускается циркуляционный насос, который постоянно перекачивает воду с нижнего бака в основной бак, затем вода с основного бака поступает в основной лоток. В основном лотке сделан отвод для лотка водоворотной микроГЭС. Открывается заслонка шлюза и вода поступает в лоток установки, затем в аванкамеру. В последнем гидравлический поток закручивается и, взаимодействуя с лопастями гидротурбины, расположенного посередине аванкамеры, приводит его во вращение, после чего удаляется в нижний бак. Далее вращающийся момент от гидротурбины передается генератору, который вырабатывает электрическую энергию [118]. При этом измеряемыми параметрами являются: расход  $Q$  и скорость потока  $v$ , частота вращения турбины  $n_t$  и генератора  $n_g$ , напряжение холостого хода генератора  $U_{xx}$ . Расход и скорость потока определялись по известным методикам [119]. Частота вращения измерялась цифровым тахометром, напряжение – вольтметром. В ходе выполнения эксперимента величина расхода воды регулировалась с помощью открывания и закрывания шлюза, за счёт чего исследования проводились при трёх различных значениях расхода. Данные, полученные в результате проведения эксперимента в режиме холостого хода, приведены в таблице 4.2. Графики зависимостей напряжения холостого хода генератора от расхода воды и частоты вращения турбины представлены соответственно на рисунках 4.5 и 4.6.

Таблица 4.2 – Данные результатов эксперимента в режиме холостого хода

Расход $Q$ , м <sup>3</sup> /с	Скорость потока $v$ , м/с	Частота вращения турбины $n_t$ , об/мин	Частота вращения генератора $n_g$ , об/мин	Напряжение холостого хода генератора $U_{xx}$ , В
0,005356	0,2481	50	235	1,4
0,007311	0,303	65	306	1,8
0,008441	0,3165	73	343	2

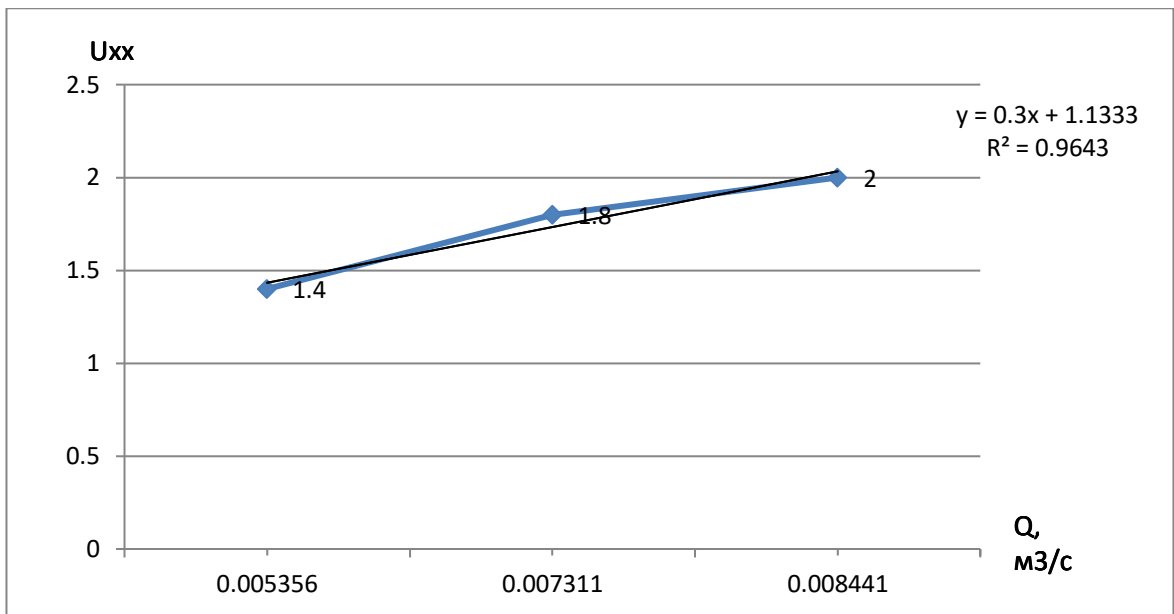


Рисунок 4.5 График зависимости напряжения холостого хода генератора от расхода воды

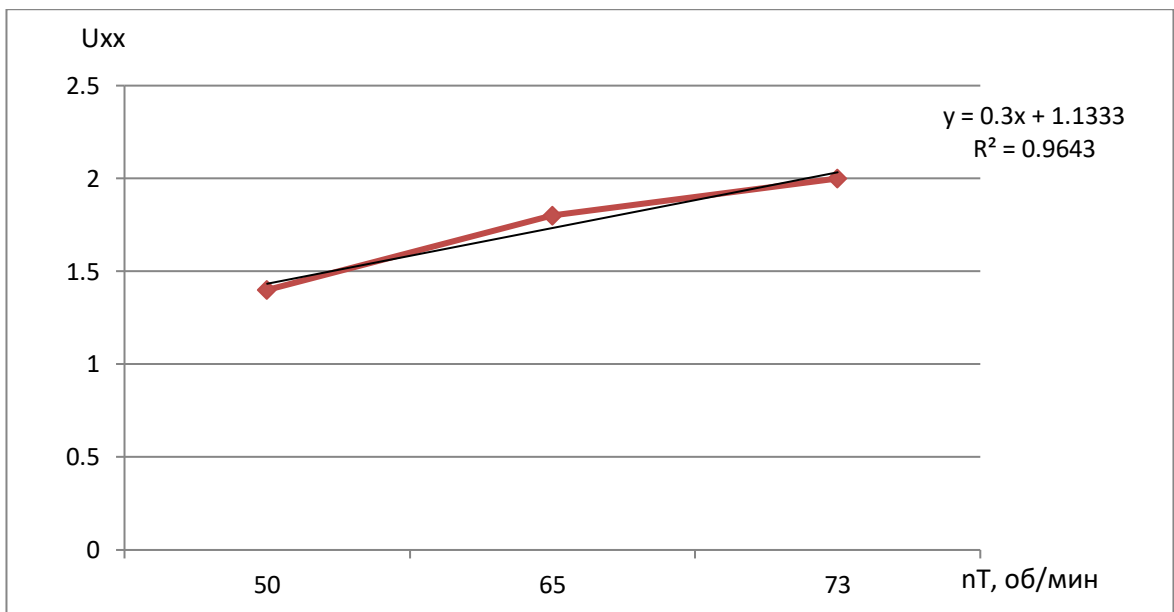


Рисунок 4.6 График зависимости напряжения холостого хода генератора от частоты вращения турбины

Обработка полученных результатов показывает, что в режиме холостого хода, когда нагрузка равна нулю, при минимальном расходе  $Q_{\text{мин}}=5,3$  л/сек частота вращения турбины  $n_T=50$  об/мин, частота вращения генератора  $n_T=235$  об/мин, генератор вырабатывает напряжение  $U_{xx}=1,4$  В. При максимальном расходе  $Q_{\text{макс}}=8,4$  л/сек частота вращения турбины  $n_T=73$  об/мин, частота

вращения генератора  $n_r=343$  об/мин, генератор вырабатывает напряжение  $U_{xx}=2$  В. Как видно из графиков, при построении линии тренда (аппроксимации и сглаживании), эти зависимости приобретают линейный характер [120]. Закономерность изменения подчиняется уравнению  $y=0,3x+1,1333$ , а величина достоверности аппроксимации соответствует  $R^2=0,9643$ . Анализируя полученные кривые зависимостей, построенные по результатам экспериментальных данных, можно утверждать, что напряжение генератора с увеличением частоты вращения турбины и генератора также растёт согласно уравнению линии тренда, и если произвести прогноз наперёд, увеличив частоту вращения на несколько периодов до номинального значения частоты вращения генератора  $n_{г.ном}=2750$  об/мин, то получим номинальное напряжение генератора  $U_{ном}=24$  В. Таким образом, анализ полученных результатов показывает, что при различных значениях расхода воды и частоты вращения, водоворотная микроГЭС в целом достаточно надёжно и устойчиво вырабатывает электрическую энергию.

## **4.5 Оборудование и методика экспериментальных исследований**

### **4.5.1 Методика проведения эксперимента**

Сначала в бассейне водоворотной микрогидроэлектростанции устанавливается гидротурбина модели 1. В первой серии экспериментов, вода подаётся в основной лоток с помощью насоса, который поддерживает циркуляцию потока и определённый расход. При этом скорость течения в лотке измеряется при помощи вертушки, а расход воды рассчитывается по основному уравнению неразрывности потока. Частота вращения гидротурбины измеряется цифровым лазерным тахометром, а крутящий момент – динамометром с

тросовым тормозом. Результаты измерений записываются в таблицу. Затем, при тех же входных условиях, но при различных нагрузках на вал турбины, проводится второй, третий, четвёртый и пятый эксперимент. Далее гидротурбина заменяется на модель 2, модель 3 и проводится повтор экспериментов во второй и третьей серии аналогичным способом. Данные соответственно заносятся в последующие таблицы.

Гидротурбина гравитационной водоворотной микрогидроэлектростанции частично преобразует гидравлическую энергию текущей воды в механическую энергию на валу турбины [121, 122, 123]. Мгновенный крутящий момент, развиваемый лопастями турбины, а затем и мгновенная угловая скорость являются переменными в процессе выработки энергии. Следовательно, для расчёта механической мощности, развиваемой турбиной, необходимо измерить крутящий момент и угловую скорость.

#### **4.5.2 Измерение крутящего момента**

Для измерения крутящего момента использовался динамометр с тросовым тормозом. Он работает на основе теории, согласно которой тормозной момент равен крутящему моменту, создаваемому турбиной, когда он достигает постоянной скорости вращения. Данная система состоит из колеса диаметром 61 мм, прикреплённого к выходному валу, и троса диаметром 2,5 мм, соединённого с двумя цифровыми ручными весами через колесо, как показано на рисунке 4.7, более детальная информация о характеристиках приведена ниже в таблице 4.3. Обе весы поставлены на станину в верхней части бассейна и определяют величину натяжения с каждой стороны троса. Грузики, один из которых представлен на рисунке 4.8, подвешиваются ко вторым ручным весам через небольшой шкив, который несёт вес. Груз на весы постепенно увеличивают, чтобы приложить нагрузку к выходному валу турбины, и записывают соответствующее значение скорости вращения. Трос затягивается с разной силой и прикладывает к турбине разные моменты трения.



Момент трения моделирует рабочую нагрузку турбины и вследствие этого получается соответствующая рабочая скорость вращения. Показания цифровых весов, диаметр колеса и троса используются для расчёта тормозной силы и, следовательно, тормозного момента на валу турбины по следующей формуле:

$$F = g(G_1 - G_2) \quad (4.1)$$

$$M = F \left( \frac{D + d}{2} \right) \quad (4.2)$$

$G_1$  и  $G_2$  – масса в кг, полученная по показаниям цифровых весов на стороне высокого и низкого натяжения.  $D$  и  $d$  – диаметры шкива и троса.

Таблица 4.3 – Подробная информация о системе

№	Наименование	Спецификация
1	Ручные весы	Тип: цифровой Минимальный вес: 0,01 кг Максимальный вес: 50 кг Погрешность: 5 грамм от 0 до 10 кг
2	Колесо	Материал: полимер Диаметр: 61 мм Ширина: 24 мм Ширина канавки: 9 мм
3	Трос	Материал: медь Диаметр: 2,5 мм
4	Шкив	Материал: латунь Глубина канавки: 4 мм Толщина: 8 мм Диаметр: 23 мм
5	Грузики	Стандартные калиброванные грузики 100–500 грамм



Рисунок 4.7 Система измерения момента

Как уже отмечено выше, момент трения моделирует рабочую нагрузку турбины, при этом известно, что моментно-угловая характеристика турбины имеет отрицательный угловой коэффициент, т.е. уменьшение частоты вращения (частоты электрического тока) сопровождается повышением вращающего момента турбины [124, 125]. Калиброванные грузики по 100 грамм, которые постепенно увеличиваются, сопоставимы с электрической нагрузкой на гидрогенератор, т.к. мощность турбины:

$$N_{\text{тур}} = \omega \times M \quad (4.3)$$

Мощность генератора:

$$P_{\text{ген}} = U \times I \quad (4.4)$$

Электрические характеристики генератора можно определить через механическую мощность турбины, связав с КПД генератора [126, 127]. Так:

$$\eta_{ген} = \frac{P_{ген}}{N_{тур}} = \frac{U \times I}{\omega \times M} \quad (4.5)$$



Рисунок 4.8 Калиброванный грузик весом 100 грамм

### 4.5.3 Измерение скорости

Для измерения скорости потока воды применялась вертушка, а также «поплавковый метод» для сопоставления и более точного определения скорости течения воды. Вертушка состоит из каркаса, четырех лопастей, датчика и спидометра (рисунок 4.9). Она устанавливается в лотке и во время протекания воды, она взаимодействуя с лопастями вертушки, приводит их во вращение. На одном из лопастей установлен магнит, а на каркасе – датчик спидометра, который снимает данные о частоте пересечения и выводит на дисплей значение скорости. Сущность поплавкового метода заключается в следующем: поплавок запускается на поверхности потока, при этом скорость его движения будет равняться скорости течения. Скорость движения поплавка определяется в зависимости от времени, за которое он проходит определённое расстояние. Поплавок запускается в начале канала и одновременно включается секундомер, таким образом проводится наблюдение за движением поплавка.

При достижении им конца канала, останавливается секундомер и фиксируются его показания. Измерения повторяются не менее 3 раз. Затем, отношением длины канала на время его прохождения поплавком, определяется скорость. Цифровой лазерный тахометр используется для определения скорости вращения вала гидротурбины (рисунок 4.10). Время измерения прибора составляет 0,5 с, а погрешность – 0,05%.



Рисунок 4.9 Вертушка для измерения скорости потока



Рисунок 4.10 Цифровой лазерный тахометр

#### 4.5.4 Определение расхода

Расход воды определяется довольно широко известным методом «скорость-площадь», вытекающего из основного уравнения гидродинамики – уравнения неразрывности потока. Для использования данного метода необходимо сначала измерить скорость потока  $v$  и площадь живого сечения потока  $S$ . Расход воды  $Q$  находится по формуле [128]:

$$Q=v \times S \quad (4.6)$$

Площадь живого сечения потока  $S$  определяется как:

$$S=b \times h_{\text{п}} \quad (4.7)$$

где  $b$  – ширина канала,  $h_{\text{п}}$  – высота потока в канале.

#### 4.5.5 Определение напора

Скоростной (кинетический) напор, под которым подразумевается механическая энергия потока жидкости в открытом лотке, определим из уравнения Бернулли как [129, 130]:

$$H=v^2/2g \quad (4.8)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, равная  $9,81 \text{ м/с}^2$ .

#### 4.5.6 Определение мощности и КПД

Мощность потока жидкости в ваттах получаем из основного уравнения для определения мощности гидроэнергии водотока:

$$N_{\text{вх}} = \rho \times g \times Q \times H \quad (4.9)$$

где  $g=9,81 \text{ м/с}^2$ ,  $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$ .

Мощность гидротурбины была получена следующим образом:

$$N_{\text{ввых}} = \omega \times M \quad (4.10)$$

где  $\omega = \frac{2\pi n}{60}$  – угловая скорость, рад/с.

Коэффициент полезного действия гидротурбины определяется как:

$$\eta = \frac{N_{\text{ввых}}}{N_{\text{вх}}} \times 100\% \quad (4.11)$$

## **4.6 Экспериментальные исследования и обработка**

### **полученных результатов**

Экспериментальные исследования были выполнены с тремя разными турбинами, имеющими одинаковый внешний диаметр. Исследовались три типа турбин: модель 1-й турбины – с плоскими лопастями, модель 2-й турбины – с полуцилиндрическими лопастями, модель 3-й турбины – с полуцилиндрическими лопастями со сквозным каналом (рисунок 4.11).



а)

б)

в)

Рисунок 4.11 Модели турбин

а) турбина с плоскими лопастями, б) турбина с полуцилиндрическими лопастями, в) турбина с полуцилиндрическими лопастями со сквозным каналом.

Серия экспериментальных исследований была связана с изучением влияния механической нагрузки на число оборотов турбины, мощность на валу турбины, момент на валу турбины, КПД и другие характеристики.

Была проведена серия экспериментов, при которой механическая нагрузка на валу турбины варьировалась в пределах 200–700 грамм через каждые 200 грамм (рисунок 4.12).



#### Рисунок 4.12 Экспериментальное исследование турбин

При изменении нагрузки, с помощью бесконтактных тахометров и измерительных приборов, в реальном масштабе времени осуществлялась запись суммарного числа оборотов, скорости потока в канале, скоростного напора и других экспериментальных значений.

Результаты полученных измерений представлены в таблицах 4.4, 4.5 и 4.6.



Таблица 4.4 – Экспериментальные данные модели 1-й турбины

№	Груз 1-й турбины, грамм	Скорость потoka 1-й турбины v, м/с	Площадь поперечного живого сечения канала 1-й турбины S, м <sup>2</sup>	Расход 1-й турбины Q, м <sup>3</sup> /с	Напор 1-й турбины Н, м	Мощность потoka воды 1-й турбины N <sub>вх</sub> , Вт	Вес 1-й турбины G1, кг	Вес 1-й турбины G2, кг	Сила 1-й турбины F, Н	Момент на валу 1-й турбины M, Н×м	Частота вращения 1-й турбины, об/мин	Мощность на валу 1-й турбины N <sub>вых</sub> , Вт	КПД 1-й турбины, %
1	0	0,74	0,0254	0,0187	0,03	5,07	0	0	0	0	97		
2	200	0,76	0,02413	0,0184	0,03	5,38	0,8	0,18	6,08	0,19	87	1,76	32,7
3	400	0,83	0,02159	0,0180	0,04	6,25	1,8	0,38	13,93	0,44	67	3,10	49,7
4	500	0,85	0,020955	0,0178	0,04	6,37	2,13	0,48	16,19	0,51	57	3,07	48,1
5	700	0,90	0,02032	0,0183	0,04	7,48	2,9	0,68	21,78	0,69	47	3,40	45,5

Таблица 4.5 – Экспериментальные данные модели 2-й турбины

№	Груз 2-й турбины, грамм	Скорость потoka 2-й турбины v, м/с	Площадь поперечного живого сечения канала 2-й турбины S, м <sup>2</sup>	Расход 2-й турбины Q, м <sup>3</sup> /с	Напор 2-й турбины Н, м	Мощность потoka воды 2-й турбины N <sub>вх</sub> , Вт	Вес 2-й турбины G1, кг	Вес 2-й турбины G2, кг	Сила 2-й турбины F, Н	Момент на валу 2-й турбины M, Н×м	Частота вращения 2-й турбины, об/мин	Мощность на валу 2-й турбины N <sub>вых</sub> , Вт	КПД 2-й турбины, %
1	0	0,67	0,025	0,017	0,02	3,76	0	0	0	0	100		
2	200	0,75	0,025	0,019	0,03	5,36	0,7	0,19	5,00	0,16	94	1,56	29,2
3	400	0,81	0,023	0,018	0,03	5,97	1,7	0,39	12,85	0,41	79	3,38	56,5
4	500	0,83	0,022	0,018	0,04	6,25	2,1	0,5	15,70	0,50	68	3,55	56,8
5	700	0,89	0,021	0,019	0,04	7,36	2,67	0,69	19,42	0,62	48	3,10	42,1

Таблица 4.6 – Экспериментальные данные модели 3-й турбины

№	Груз 3-й турбины, грамм	Скорость потoka 3-й турбины v, м/с	Площадь поперечного живого сечения канала 3-й турбины S, м <sup>2</sup>	Расход 3-й турбины Q, м <sup>3</sup> /с	Напор 3-й турбины Н, м	Мощность потoka воды 3-й турбины N <sub>вх</sub> , Вт	Вес 3-й турбины G1, кг	Вес 3-й турбины G2, кг	Сила 3-й турбины F, Н	Момент на валу 3-й турбины M, Н×м	Частота вращения 3-й турбины, об/мин	Мощность на валу 3-й турбины N <sub>вых</sub> , Вт	КПД 3-й турбины, %
1	0	0,72	0,0254	0,0183	0,03	4,78	0	0	0	0	91		
2	200	0,78	0,024765	0,0193	0,03	5,83	1	0,18	8,04	0,26	87	2,33	39,9
3	400	0,81	0,023495	0,0189	0,03	6,14	1,5	0,38	10,99	0,35	75	2,74	44,6
4	500	0,86	0,02159	0,0186	0,04	6,89	2,2	0,47	16,97	0,54	69	3,89	56,5
5	700	0,93	0,02032	0,0189	0,04	8,19	3,2	0,68	24,72	0,78	53	4,36	53,2

Как видно из диаграммы, при изменении механической нагрузки (для расчёта крутящего момента) от 0 до 700 грамм, характер изменений числа оборотов турбин имеют приближённые значения друг к другу, однако наблюдаются определённые отличия, как при различной, так и при холостой нагрузке (рисунок 4.13).

В момент вращения турбины без механической нагрузки, наивысшие обороты оказались у турбины 2-й, а наименьшие у турбины 3-й модели. При увеличении нагрузки до 500 грамм, наибольшие обороты также принадлежат турбине 2-й модели. Однако при максимальной нагрузке 700 грамм, наибольшие обороты имеет турбина 3-й модели. Разность оборотов между турбинами в среднем составляет около 8 об/мин. Как видно из диаграммы, более высокие обороты имеет турбина 2-й модели.

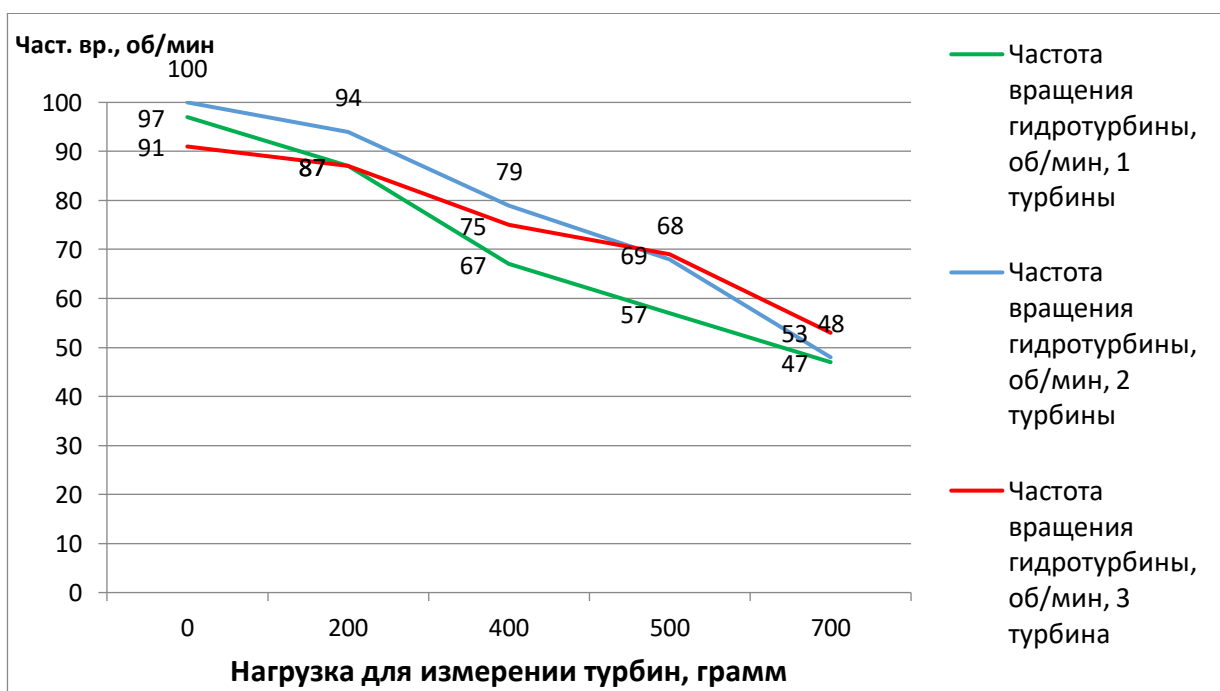


Рисунок 4.13 Зависимость числа оборотов турбин от нагрузки

Параллельно, в одно время при измерении частоты вращения турбин, измерялась скорость потока, подводимая к турбинам при этих же нагрузках от 0 до 700 грамм (рисунок 4.14). Наибольшая скорость потока при изменении нагрузки была зафиксирована у турбины 3-й модели, а наименьшая скорость потока была у турбины 2-й модели. Однако, как видно на диаграммах, при

наименьшей скорости подводимого гидравлического потока, турбина 2-й модели обладает наибольшим числом оборотов.

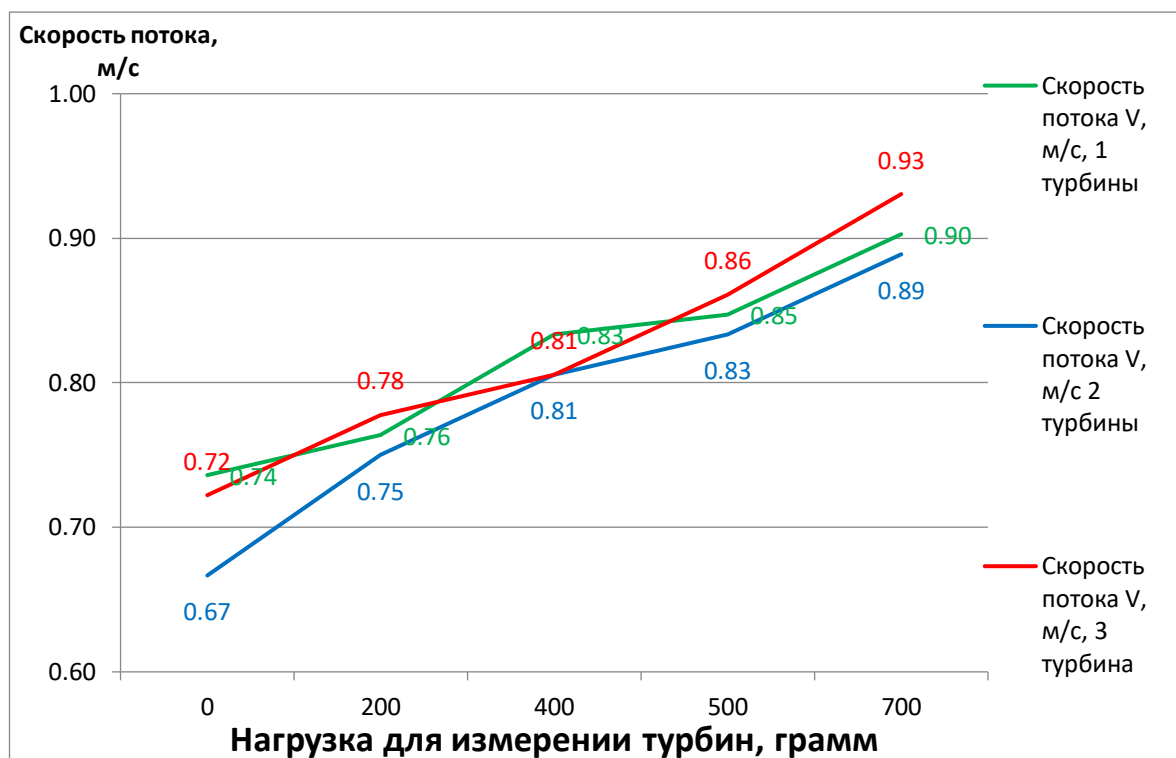


Рисунок 4.14 Зависимость скорости гидравлического потока, подводимой к турбине, от нагрузки

На основе проведённых серий экспериментов, был произведён расчёт КПД трёх турбин и как видно из полученных диаграмм, максимальное отклонение КПД трёх турбин друг от друга при определённых нагрузках составляет около 12%. Наибольший КПД имеет турбина 2-й модели при нагрузках 400–500 грамм, однако при увеличении механической нагрузки КПД начинает снижаться, а при 700 грамм механической нагрузки, значение КПД данной турбины становится наихудшим среди всех турбин (рисунок 4.15).

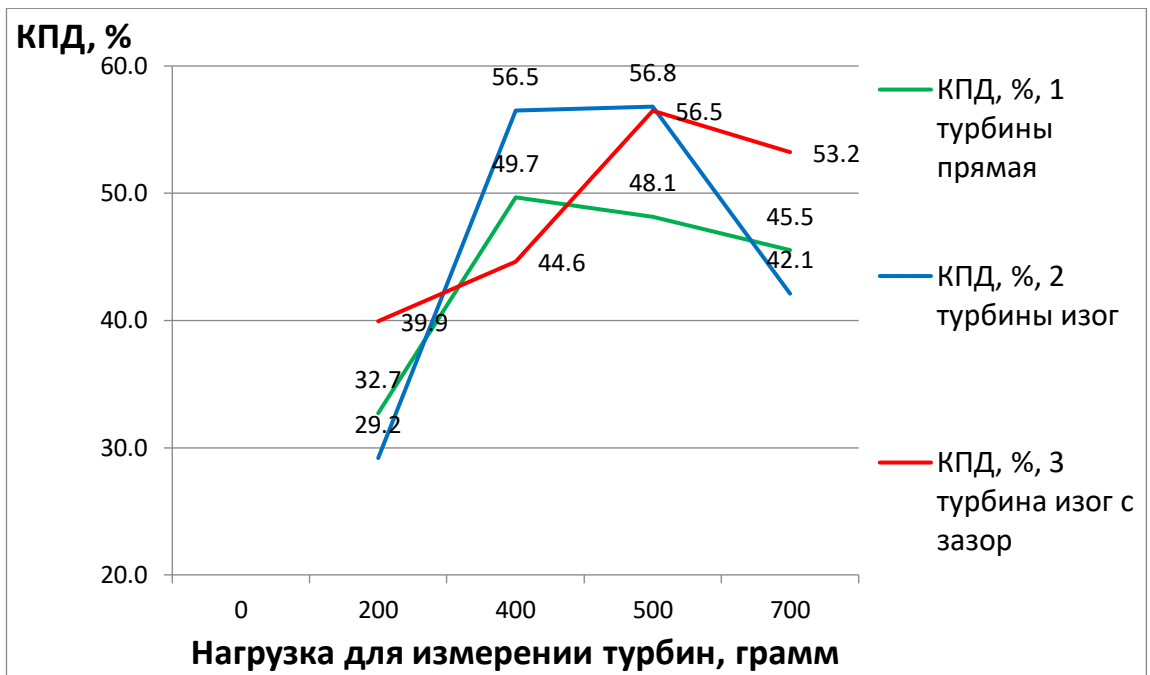


Рисунок 4.15 Зависимость КПД турбин от механической нагрузки

Однако при увеличении механической нагрузки, груз приводит к увеличению момента сопротивления на валу турбины, которое вызывает увеличение нагрузки на саму турбину (рисунок 4.16).

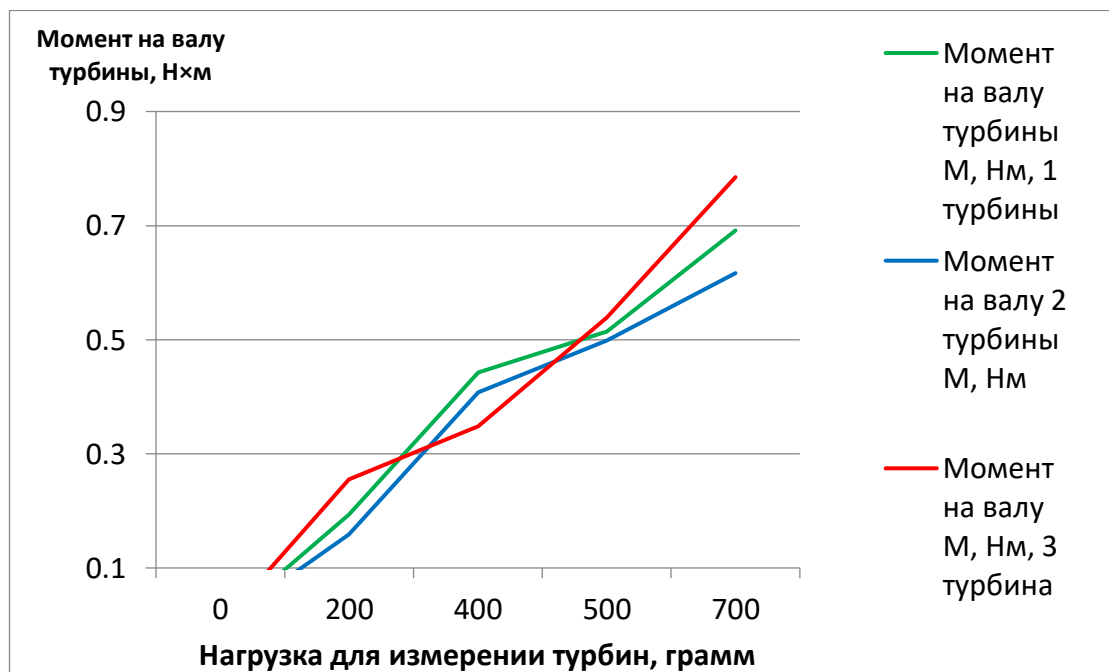


Рисунок 4.16 Зависимость момента на валу турбины от механической нагрузки

Это приводит к изменению эффективности работы турбины. Эффективность возрастает до тех пор, пока взаимодействие гидравлического потока с лопастями турбины не уменьшится за счёт изменения траектории

движения потока, вызванного искривлением гидравлического потока (вихря) в турбинной камере (чаше).

Оптимальный крутящий момент, при котором достигается наибольший КПД, находится посередине между отсутствием крутящего момента (усилия механической нагрузки) на вал (лопасти) турбины и максимальным моментом, который приводит к торможению или даже кратковременной остановке (рисунок 4.17).

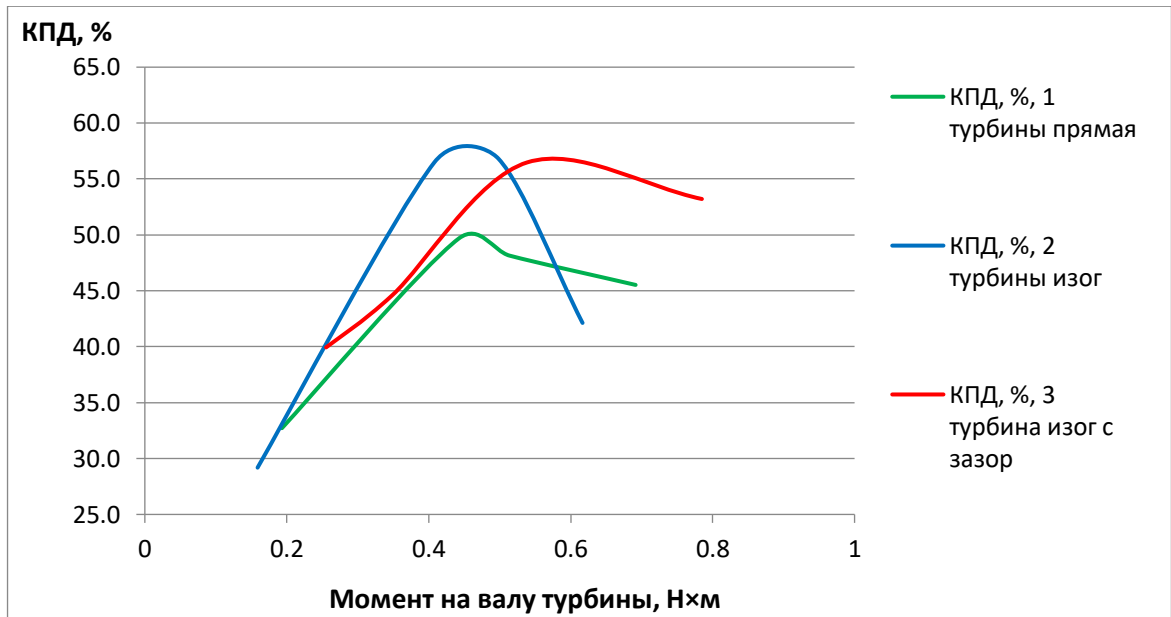


Рисунок 4.17 Зависимость момента на валу турбины от КПД

Как видно из рисунка 4.18, когда крутящий момент турбины увеличивается, её угловая скорость уменьшается. Такое уменьшение угловой скорости связано с уменьшением слоя стока в турбинной камере. Уменьшение взаимодействия гидравлического потока с лопастями турбины и вызывает уменьшение угловой скорости самой турбины (рисунок 4.19).

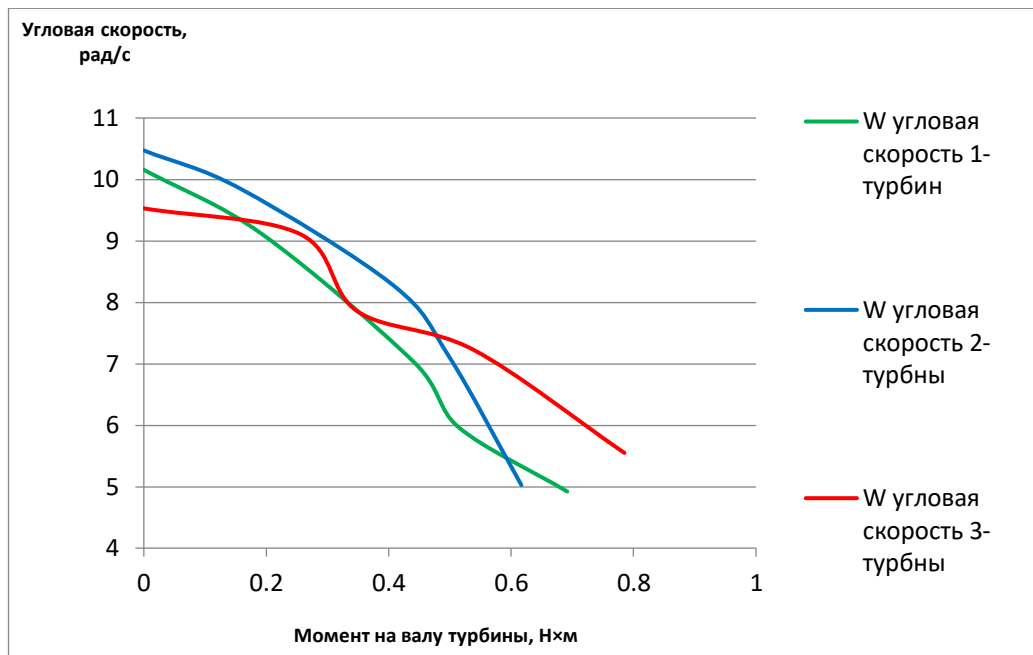


Рисунок 4.18 Влияние крутящего момента вала турбины на угловую скорость

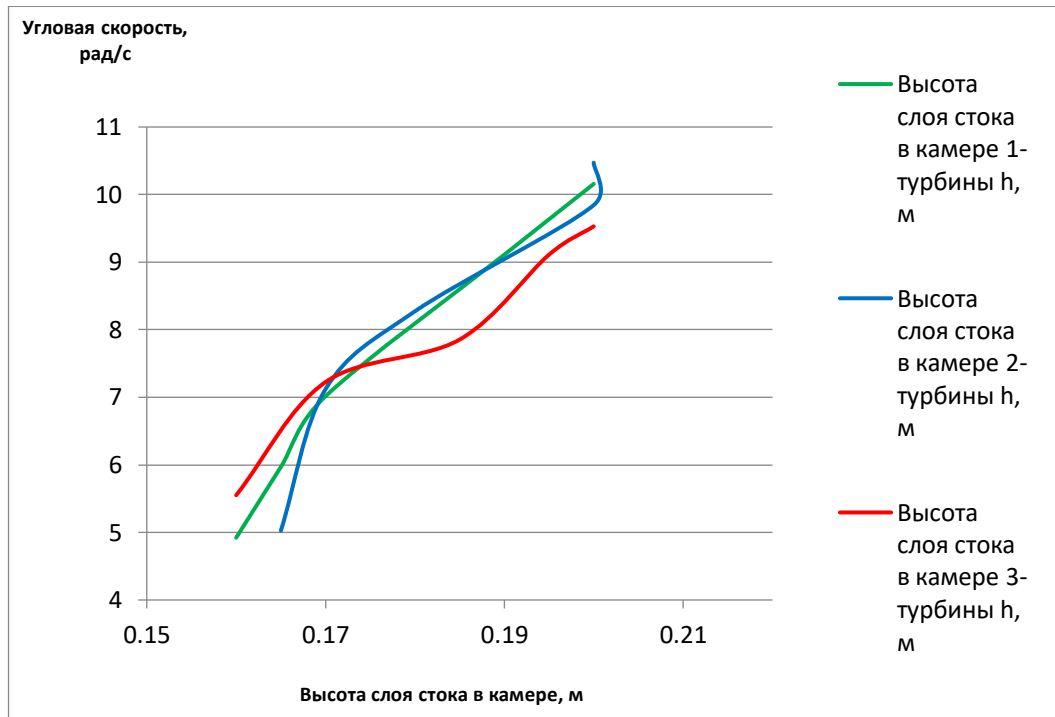


Рисунок 4.19 Зависимость угловой скорости турбины от высоты слоя стока в камере

Таким образом, результаты экспериментальных исследований показали, что турбина 3-й модели с полуцилиндрическими лопастями с центральным сквозным каналом является наиболее эффективной, и подтвердили результаты теоретического анализа и компьютерного моделирования. Полуцилиндрическая форма лопасти со сквозным каналом обуславливает увеличение относительной



скорости, зависящей от профиля лопасти, притом, что тангенциальная составляющая скорости или окружная скорость остаётся постоянной для всех типов турбин, т.к. диаметры у всех трёх типов одинаковы. Именно из-за большой относительной скорости в 3-й модели турбины увеличивается разность в кинематических параметрах турбины, что увеличивает мощность турбины.

## Выводы по главе 4

На основе проведённых работ по обобщению и анализу опыта разработки и практического применения микроГЭС, синтезу новой принципиальной схемы водоворотной микроГЭС и его экспериментальным исследованиям, получены следующие результаты.

- Установлено, что водоворотная микроГЭС достаточно хорошо может работать при низких напорах, больших расходах и широком диапазоне изменения скоростей гидропотока.

- Разработан и создан специальный гидравлический стенд, обеспечивающий измерение кинематических, расходных и гидродинамических параметров гидротурбины.

- Спроектирован и изготовлен действующий образец водоворотной микроГЭС, на основе которого создан экспериментальный стенд для проведения научных исследований.

- Проведённые экспериментальные исследования позволили установить следующее:

- Предлагаемая конструкция водоворотной микроГЭС вполне работоспособна и может быть успешно реализована на практике.

- Визуальные наблюдения показали устойчивое появление воздушной воронки в аванкамере и зависимость её геометрических параметров от параметров гидропотока и аванкамеры.

- Установлено, что увеличение скорости водяного потока и его расхода приводит к увеличению частоты вращения турбины и, при определённых условиях, к увеличению верхнего уровня воронки в аванкамере.

- Показано, что тип турбины с лопастями в виде полуцилиндрических поверхностей работают значительно лучше, чем обычные плоские турбины.

- Установлено существенное влияние нагрузки на число оборотов гидротурбины в зависимости от типа лопастей. Причем показано, что роторная турбина при прочих равных условиях имеет высокие обороты.

- Показано, что эффективность работы турбины меняется с изменением нагрузки. Причём вне зависимости от типа турбины имеется определённая область нагрузки, при которой КПД достигает максимальных величин.

- Эффективность турбины достигает своего экстремума при максимальной величине момента сопротивления на валу и может достигать величины 0,55–0,6.

- В целом следует отметить, что проведённые экспериментальные исследования показали, что роторный тип турбин с центральным сквозным каналом является наиболее эффективным, что подтвердило результаты теоретического анализа и компьютерного моделирования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведённый анализ и обобщение опыта использования ВИЭ, в том числе экологически чистой энергии малых водотоков, показал, что в настоящее время это направление является одним из наиболее перспективных и актуальных в области современной энергетики, которые призваны решить две основные проблемы современности – это развитие новых высокоэффективных инновационных технологий получения энергии и обеспечение охраны окружающей среды.

2. Казахстан является страной, осуществляющей свою деятельность на использовании в основном традиционных углеводородных топлив как уголь, нефть, газ (в системе генерации занимают около 88%), что ставит перед страной острую задачу снижения вредных выбросов в атмосферу.

3. Наряду с активным использованием углеводородного топлива, Казахстан обладает огромным потенциалом экологически чистых источников энергии малых водотоков, которые по оценкам специалистов составляют порядка 7,6 млрд. кВт·ч в год, которые, к сожалению, в настоящее время недостаточно используются. Так, к настоящему времени в Казахстане насчитывается 37 малых ГЭС с установленной мощностью порядка 280 МВт.

4. Анализ возможностей использования энергии малых водотоков Казахстана показал, что наиболее перспективным и актуальным направлением в их использовании являются низкопотенциальные наплавные гидроэлектрические станции гравитационного типа, используемые в основном в равнинной части, где отсутствуют большие перепады высот и преобладают реки с большими расходами и достаточно высоким энергетическим потенциалом в виде скоростного напора воды.

5. На основе обзора и сравнительного анализа различных схем и конструкций низконапорных микроГЭС предложена их классификационная таблица с выделением их основных отличительных параметров.

6. Осуществлен синтез и описан принцип работы гравитационной микроГЭС с учётом образования воздушной воронки в турбинной камере.

7. Сформулированы основные задачи исследований, связанные с необходимостью определения рациональных геометрических параметров гидрокамеры и турбины, исследования особенностей взаимодействия лопастей турбины с водяным потоком, определения крутящего момента на валу турбины и определения кинематических и гидродинамических параметров в процессе преобразования и передачи энергии.

8. Впервые для оценки эффективности гравитационной микроГЭС разработана методика определения мощности гидротурбины с учётом «коэффициента трансформации  $K$ ». Показано, что для рассматриваемого класса установок, при увеличении скорости водяного потока, доля и значимость потенциальной составляющей снижается и уже при скоростях 5 м/с их величина не превышает 0,4%.

9. Моделирование течения жидкости в гидротурбине с использованием программного продукта KompasFlow показал, что в гравитационных микроГЭС с возникающей в ней воздушной воронкой имеет место существенное различие давлений до и после лопастей турбины с одновременным изменением высоты столба жидкости в зависимости от геометрических параметров воронки.

10. Построена расчётная модель вращающейся массы гидротурбины совместно с входным водяным потоком для расчёта выходной мощности микроГЭС. Установлено, что при стационарном режиме работы гидротурбины, её число оборотов пропорциональны скорости водяного потока ( $v_0$ ) и обратно пропорциональна величине радиуса турбинной камеры ( $R$ ).

11. Впервые разработана методика расчёта мощности гравитационной микроГЭС с учётом профиля образующей поверхности воздушной воронки. Получены качественные зависимости изменения мощности гидротурбины от её параметров.

12. Впервые разработана методика и получена аналитическая зависимость расчёта выходной мощности гидротурбины от «коэффициента заполняемости  $Z$ ». Методика позволяет оценить выходную мощность турбины в зависимости от геометрических параметров турбинной камеры ( $R$ ,  $L$ ) и площади лопастей турбины ( $F$ ).

13. Разработан графо-аналитический метод синтеза геометрических параметров роторной турбины гравитационной микроГЭС, позволяющий получить более высокий КПД и избежать положения «мёртвой» точки.

14. На основе созданной расчётной схемы, разработанных методов расчёта геометрических, кинематических и гидродинамических параметров, с использованием уравнения Навье – Стокса и программного продукта MATLAB построена обобщённая математическая модель гравитационной микроГЭС.

15. На основе разработанной обобщённой математической модели установлены зависимости изменения скорости вращения турбины ( $\omega$ ) от напора ( $H$ ) и внешнего диаметра камеры ( $D$ ). Найдены количественные закономерности изменения выходной мощности турбины в зависимости от геометрических параметров воздушной воронки.

16. Изучение особенностей конструкций гидравлических стендов для проведения экспериментальных исследований низконапорных гравитационных микроГЭС позволило разработать и создать стенд для исследований гидротурбинной части установки.

17. Разработан алгоритм и методика экспериментальных исследований трёх типов роторных турбин, в том числе и турбины с наличием сквозного канала между лопастями.

18. На основе проведённых экспериментальных исследований показано, что максимальный КПД гидротурбины находится между минимальным значением крутящего момента на валу и максимальным моментом сопротивления.

19. Определено, что для микроГЭС гравитационного типа наиболее перспективными и эффективными являются гидравлические роторные турбины с центральным сквозным каналом.

20. Результаты проведённых экспериментальных исследований подтвердили адекватность разработанных методов расчёта и достоверность построенной обобщённой математической модели гравитационной микроГЭС.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. **Оразбаев, Қ. Н.** Ауалық электр беріліс желілерінің өткізгіштік қабілетін жоғарылату мәселесін зерттеу / Қ. Н. Оразбаев, М. Р. Боранбай, Ж. Қабасова, Д. К. Абенова, Д. Қ. Естаева, Э. Б. Мусина // Вестн. КазННТУ. – 2020. – № 5 (141). – С. 430–434. – ISSN 1680-9211.
2. **Сагитов, П. И.** Векторное управление двухдвигательным асинхронным электроприводом синхронного вращения / П. И. Сагитов, Д. Б. Акпанбетов, Б. К. Байбутанов, К. Н. Оразбаев // Исследования, результаты. – 2012. – № 3. – С. 141–146. – ISSN 2304-3334.
3. **Бекбаев, А. Б.** Снижение высших гармоник в частотно-регулируемом электроприводе / А. Б. Бекбаев, П. И. Сагитов, Д. Б. Акпанбетов, Б. К. Байбутанов, К. Н. Оразбаев, К. С. Жонкешова // Проблемы повышения эффективности электромеханических преобразователей в электроэнергетических системах : материалы XII Междунар. науч.-техн. конф. – Севастополь, 2013. – С. 115–116. – ISBN 978-617-612-039-1.
4. **Kelisbekov, A. K.** Control of starting modes of an apron conveyor multi-motor electric drive / A. K. Kelisbekov, N. A. Daniyarov, A. M. Akhmetbekova, K. N. Orazbayev // Eurasian Physical Technical Journal. – 2021. – Vol. 18, N 4 (38). – P. 74–81. – E-ISSN 2413-2179.
5. **Махатова, К. Н.** Қашықтықтан оқытудағы білімді бағалау әдістері / К. Н. Махатова, Д. К. Абенова, К. Н. Оразбаев // Байтурсыновские чтения – 2014. Образование и наука Казахстана начала XXI века: проблемы, поиски, решения : материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Костанай, 2014. – Ч. 2. – С. 153–159. – ISBN 978-601-7385-77-4.
6. **Қабасова, Ж. Қ.** Энергетикалық жүйедегі микропроцессорлық релелік қорғаныстың қолданылуы / Ж. Қ. Қабасова, А. М. Ахметбекова, Қ. Н. Оразбаев // Человеческий капитал – фундаментальная основа развития общества и движущая сила четвертой промышленной революции : сб.



материалов Междунар. XVIII Байконуровских чтений. – Жезказган, 2018. – С. 227–232. – ISBN 978-601-7245-99-3.

7. **Оразбаев, К. Н.** Эуелік электр беріліс желілерінің өткізу қабілетін арттыру мүмкіндіктерін зерттеу / К. Н. Оразбаев, Ж. К. Кабасова, Д. Ғ. Ғалымжан // Научный взгляд в будущее – как путь модернизации общественного сознания: материалы X Междунар. науч.-практ. конф. «Дулатовские чтения – 2018». – Костанай, 2018. – Ч. 2. – С. 33–37. – ISBN 978-601-7396-35-0.

8. Исследование и разработка нетрадиционных технологий и технических средств с использованием ВИЭ в целях обеспечения устойчивого развития ТЭК Кыргызстана [Текст] : отчет о НИР / Науч.-исслед. ин-т энергетики и связи при КГТУ им. И. Раззакова. – Бишкек, 2011.

9. **Сарсембаев, Д. Ж.** Электроэнергетика в концепции «Зеленой экономики» / Д. Ж. Сарсембаев, А. А. Саргулжина, К. Н. Оразбаев // Улытау в историческом контексте концепции «Мәңгілік ел» : сб. материалов Междунар. XVI Байконуровских чтений. – Жезказган, 2016. – С. 197–201. – ISBN 978-601-7245-28-3.

10. **Оразбаев, К. Н.** Солнце как альтернативный источник энергии / К. Н. Оразбаев, Ж. К. Шакенова, Ж. К. Кабасова, М. Е. Ордабаев, М. Р. Боранбай // Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство : сб. науч. статей седьмой междунар. науч. конф. – Казань, 2019. – С. 73–74. – ISBN 978-5-6043267-8-7.

11. **Оразбаев, Қ. Н.** Биогаз секторы қалпына келетін энергия кезі ретінде / Қ. Н. Оразбаев, М. Р. Боранбай, Д. К. Абенова // Вестн. Жезказганского ун-та им. О. А. Байконурова. – 2021. – № 2 (42). – С. 27–31. – ISSN 1680-9262.

12. **Оразбаев, К. Н.** Газопоршневые электростанции как автономные системы генерации / К. Н. Оразбаев, Ж. К. Шакенова, Ж. К. Кабасова, М. Е. Ордабаев, М. Р. Боранбай // Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство : сб.

науч. статей седьмой междунар. науч. конф. – Казань, 2019. – С. 97–98. – ISBN 978-5-6043267-8-7.

13. **Оразбаев, К. Н.** Перспективы применения газопоршневой электростанции в Республике Казахстан / К. Н. Оразбаев, Ж. К. Кабасова, М. Р. Боранбай, Ж. К. Шакенова, А. М. Ахметбекова, Д. К. Естаева, М. Е. Ордабаев, Г. А. Досжанова // Наука сегодня: вызовы, перспективы и возможности : материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Вологда, 2018. – С. 31–33. – ISBN 978-5-907083-25-7.

14. **Обозов, А. Дж.** Возобновляемые источники энергии [Текст] : учеб. пособие для студентов вузов / А. Дж. Обозов, Р. М. Ботпаев. – Бишкек : Текник, 2010. – 270 с. – ISBN 978-9967-436-73-2.

15. Центральная Азия и Монголия. Развивая ВИЭ и привлекая инвестиции : материалы конф. – Ташкент, 2021.

16. **Соколов, Д. Я.** Использование водной энергии [Текст]. В 2 ч. Ч. 1. Гидравлические двигатели : учеб. пособие для гидромелиоративных ин-тов и фак. / Д. Я. Соколов. – М. : Сельхозгиз, 1953. – 344 с.

17. **Рахимов, К. Р.** Гидроэнергетика Кыргызстана : к изучению дисциплины [Текст] / К. Р. Рахимов, Ю. П. Беляков. – Бишкек : Текник, 2006. – 216 с.

18. **Гончаров, А. Н.** Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж [Текст] : учебник для учащихся гидроэнергетических и энергостроительных техникумов / А. Н. Гончаров. – Изд. 2-е. – М. : Энергия, 1972. – 319 с.

19. Гидротехнические сооружения [Текст] : учеб. пособие для студентов гидротехнических специальностей вузов / И. А. Васильева [и др.] ; под ред. Н. П. Розанова. – М. : Стройиздат, 1978. – 647 с.

20. **Жабудаев, Т. Ж.** Гидроэнергетические установки [Текст] : учеб. пособие для энергетических вузов / Т. Ж. Жабудаев. – Бишкек : Текник, 2009. – 223 с. – ISBN 978-9967-436-32-9.

21. **Обозов, А. Дж.** Научно-экспериментальная база малой гидроэнергетики – определяющий фактор повышения социально-экономического развития регионов [Текст] / А. Дж. Обозов, Р. Э. Исаев // Междунар. науч.-техн. центр : материалы междунар. семинара. – Бишкек, 2008.
22. Развитие использования возобновляемых источников энергии в государствах – участниках СНГ [Текст] : программа стран СНГ. – М., 2013.
23. **Обозов, А. Дж.** Общие вопросы развития гидроэнергетики в Республике Казахстан / А. Дж. Обозов, К. Н. Оразбаев // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2022. – Вып. 1 (81). – Ч. 8. – С. 170–173. – ISSN 2524-0986.
24. **Оразбаев, К. Н.** Состояние и перспективы солнечной энергетики в Казахстане / К. Н. Оразбаев, Ж. К. Шакенова, Ж. К. Кабасова, М. Е. Ордабаев, М. Р. Боранбай // Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство : сб. науч. статей седьмой междунар. науч. конф. – Казань, 2019. – С. 75–76. – ISBN 978-5-6043267-8-7.
25. National Renewable Energy Laboratory [Electronic resource]. – Режим доступа: [www.nrel.gov/](http://www.nrel.gov/)
26. Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2023–2029 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.adilet.zan.kz/rus/docs/P1400000724](http://www.adilet.zan.kz/rus/docs/P1400000724)
27. **Кажинский, Б. Б.** Простейшая гидроэлектростанция [Текст] / Б. Б. Кажинский. – М. : ДОСАРМ, 1950. – 56 с.
28. **Брызгалов, В. И.** Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций [Текст] : производственное изд. / В. И. Брызгалов. – Красноярск : Суриков, 1999. – 562 с.
29. **Акпаралиев, Р. А.** Исследование и разработка бироторного гидрогенератора для микроГЭС [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.08 / Акпаралиев Руслан Абдысаматович. – Бишкек, 2015. – 25 с.

30. Разработка микрогидроэлектростанции для автономных потребителей [Текст] : отчет о грантовом финансировании науч. исслед. МОН РК на 2013–2015 гг. / КазГосЖенПУ. – Алматы, 2013.

31. **Обозов, А. Дж.** Состояние и перспективы применения микроГЭС для электроснабжения автономных потребителей / А. Дж. Обозов, К. Н. Оразбаев // Перспективы развития науки и образования в условиях новой реальности : сб. материалов Междунар. XXI Байконуровских чтений. – Жезказган, 2021. – С. 203–206. – ISBN 978-601-7971-70-0.

32. **Медеров, Т. Т.** Исследование и разработка бироторной микрогидроэлектростанции [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.08 / Медеров Таалайбек Тынычтыкович. – Бишкек, 2017. – 24 с.

33. **Свит, П. П.** Разработка микро-ГЭС с асинхронными генераторами для сельскохозяйственных потребителей [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.20.02 / Свит Павел Петрович. – Барнаул, 2007. – 24 с.

34. **Пат. 1748 Кыргызская Республика, МПК F 03 В 13/00, F 03 В 3/04.** Микрогидроэлектростанция [Текст] / Обозов А. Д., Акпаралиев Р. А., Исаев Р. Э., Ботпаев Р. М., Медеров Т. Т. ; заявитель и патентообладатель Обозов Алайбек Джумабекович, Медеров Таалайбек Тынычтыкович. – № 20140049.1 ; заявл. 08.05.14 ; опубл. 30.06.15, Бюл. № 6. – 4 с. : ил.

35. **Пат. 1808 Кыргызская Республика, МПК F 03 В 3/02, F 03 В 13/00.** Комбинированная гидроустановка [Текст] / Ураимов Р. Ж., Обозов А. Д., Кенжаев И. Г., Жамалов А. Ж., Акпаралиев Р. А., Медеров Т. Т. ; заявитель и патентообладатель Ураимов Рабшанбек Жусупович. – № 20140116.1 ; заявл. 30.09.14 ; опубл. 31.12.15, Бюл. № 12. – 3 с. : ил.

36. **Мелешко, Н. С.** Рукавная микроГЭС для электрификации быта чабанов в горных районах [Текст] / Н. С. Мелешко, А. М. Шахматов // Механизация и электрификация горного земледелия и животноводства. – 1965. – № 2.

37. **Токомбаев, К. А.** Местные энергоресурсы – на службе ирригации и отгонного животноводства (схемы и способы энергоснабжения

рассредоточенных сельских потребителей) [Текст] / К. А. Токомбаев. – Фрунзе : Кыргызстан, 1979. – 127 с.

38. **Лойцянский, Л. Г.** Механика жидкости и газа [Текст] : учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности 010500 «Механика» / Л. Г. Лойцянский. – Изд. 7-е, испр. – М. : Дрофа, 2003. – 840 с. – ISBN 5-7107-6327-6.

39. **Pritchard, Philip J.** Fox and McDonald's Introduction to Fluid Mechanics [Text] / Philip J. Pritchard, John C. Leylegian. – 8th ed. – Hoboken : John Wiley and Sons, 2011. – 875 p. – ISBN 978-0470547557.

40. **Обозов, А. Дж.** Обоснование выбора и расчета диаметра рабочего колеса низконапорной микроГЭС [Текст] / А. Дж. Обозов, Р. Э. Исаев // Изв. КГТУ им. И. Раззакова. – 2007. – № 12. – С. 101–104. – ISSN 9967-4557.

41. **Оразбаев, К. Н.** Модернизация рабочего колеса бироторного микроГЭС (БМГЭС) / К. Н. Оразбаев, М. Т. Медетбеков, М. Б. Джоошбеков // Проблемы автоматики и упр. – 2022. – № 3 (45). – С. 59–64. – E-ISSN 1694-836X.

42. **Блинов, Б. С.** Гирляндная ГЭС [Текст] / Б. С. Блинов. – М. : Госэнергоиздат, 1963. – 64 с.

43. **Пат. 2153041 Российская Федерация, МПК Е 02 В 9/00, F 03 В 13/10.** Донная гидроэлектростанция [Текст] / Гинкулов Г. В. ; заявитель и патентообладатель Гинкулов Георгий Владимирович. – № 98115403/13 ; заявл. 04.08.98 ; опубл. 20.07.00.

44. **Пат. 2346180 Российская Федерация, МПК F 03 В 13/00, F 03 В 17/00.** Наплавная гидроэнергетическая установка [Текст] / Горчаков В. В., Кашарин Д. В., Поляков С. А., Горчакова Т. В. ; заявитель и патентообладатель ООО НПП «Интор». – № 2007105305/06 ; заявл. 12.02.07 ; опубл. 10.02.09, Бюл. № 4. – 6 с. : ил.

45. **Пат. 2166664 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> F 03 В 9/00, F 03 D 5/02.** Двигатель для утилизации энергии текущей среды [Текст] / Ленев Н. И. ;

заявитель и патентообладатель Ленев Николай Иванович. – №2000115369/06 ; заявл. 19.06.00 ; опубл. 10.05.01.

46. Бесплотинные микро ГЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.szemp.ru/raznoe/mikro-ges-besplotinnye.html](http://www.szemp.ru/raznoe/mikro-ges-besplotinnye.html)

47. **Краснов, В. Г.** Возобновляемые источники энергии микроГЭС [Текст] : монография / В. Г. Краснов. – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2017. – 56 стр.

48. **Müller, G.** Simplified theory of Archimedean screws / G. Müller, J. Senior // Journal of Hydraulic Research. – 2009. – Vol. 47, N 5. – P. 666–669. – ISSN 1814-2079.

49. Gravitation water vortex power plants [Electronic resource]. – Режим доступа: [www.zotloeterer.com/welcome/gravitation-water-vortex-power-plants/](http://www.zotloeterer.com/welcome/gravitation-water-vortex-power-plants/)

50. **Пат. 2261360 Российская Федерация, МПК F 03 B 13/00.** Гидродинамическое устройство «Буревал» для использования энергии кориолисова потока [Текст] / Бурмистров Е. А. ; заявитель и патентообладатель Бурмистров Евгений Александрович. – №2003119427/06 ; заявл. 01.07.03 ; опубл. 27.09.05, Бюл. № 27. – 12 с. : ил.

51. **Пат. 2396392 Российская Федерация, МПК В 02 В 9/00.** ГЭС на кольцевом потоке воды [Текст] / Яковенко А. Л., Жигуленко И. В., Таран Д. Г. ; заявитель и патентообладатель ФГОУ ВПО «МГУП». – №2009124287/03 ; заявл. 26.06.09 ; опубл. 10.08.10, Бюл. № 22. – 7 с. : ил.

52. **Dhakal, S.** Development and Testing of Runner and Conical Basin for Gravitational Water Vortex Power Plant / S. Dhakal, S. Nakarmi, P. Pun, A. B. Thapa, T. R. Bajracharya // Journal of the Institute of Engineering. – 2014. – Vol. 10, N 1. – P. 140–148. – ISSN 1810-3383.

53. **Dhakal, S.** Comparison of cylindrical and conical basins with optimum position of runner: Gravitational water vortex power plant / S. Dhakal, A. B. Timilsina, R. Dhakal, D. Fuyal, T. R. Bajracharya, H. P. Pandit, N. Amatya, A. M. Nakarmi // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2015. – Vol. 48. – P. 662–669. – ISSN 1364-0321.

54. **Dhakal, S.** Mathematical modeling, design optimization and experimental verification of conical basin: Gravitational water vortex power plant / S. Dhakal, A. B. Timilsina, R. Dhakal, D. Fuyal, T. R. Bajracharya, H. P. Pandit, N. Amatya // HydroVision International : Conference Paper. – Portland, 2015. – P. 1–23.

55. Низконапорные бироторные микрогидроэлектростанции [Текст] : монография / А. Дж. Обозов [и др.]. – Бохтар : Ношир-С, 2021. – 190 с.

56. **Пат. 1506 Кыргызская Республика, МПК F 03 В 13/00.** Бироторная микро гидроэлектростанция (БМГЭС) [Текст] / Обозов А. Д., Акпаралиев Р. А., Исаев Р. Э., Ботпаев Р. М., Медеров Т.Т. ; заявитель и патентообладатель Обозов Алайбек Джумабекович, Акпаралиев Руслан Абдысаматович. – № 20110040.1 ; заявл. 19.04.11 ; опубл. 31.10.12, Бюл. № 11. – 5 с. : ил.

57. **Акпаралиев, Р. А.** Исследование особенностей работы гидрогенератора бироторной микроГЭС [Текст] / Р. А. Акпаралиев, А. Дж. Обозов, Т. Т. Медеров, Р. У. Ураимов // Изв. КГТУ им. И. Раззакова. – 2014. – № 31. – С. 174–179. – ISSN 9967-4557.

58. **Пат. 2345 Кыргызская Республика, МПК F 01 В 3/00, F 03 В 3/04.** Бироторная гидроэнергетическая установка (БГЭУ) [Текст] / Обозов А. Д., Акпаралиев Р. А., Медеров Т. Т., Оразбаев К. Н. ; заявитель и патентообладатель Обозов Алайбек Джумабекович, Акпаралиев Руслан Абдысаматович, Медеров Таалайбек Тынычтыкович, Оразбаев Казбек Найманказиевич. – № 20220024.1 ; заявл. 01.04.22 ; опубл. 31.05.24, Бюл. № 6. – 5 с. : ил.

59. **Обозов, А. Дж.** Принципы классификации и особенности малых ГЭС / А. Дж. Обозов, К. Н. Оразбаев // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2022. – Вып. 1 (81). – Ч. 8. – С. 167–169. – ISSN 2524-0986.

60. Турбинное оборудование гидроэлектростанций [Текст] : рук. для проектирования / Ф. В. Аносов [и др.] ; под общ. ред. проф. А. А. Морозова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Госэнергоиздат, 1958. – 519 с.

61. **Михайлов, И. Е.** Турбинные камеры гидроэлектростанций [Текст] / И. Е. Михайлов. – М. : Энергия, 1970. – 272 с.
62. Модельные исследования гидротурбин [Текст] / Ф. В. Аносов [и др.] ; под ред. В. М. Малышева. – Л. : Машиностроение, 1971. – 288 с.
63. Справочник по гидротурбинам [Текст] : справочник / В. Б. Андреев [и др.] ; под общ. ред. Н. Н. Ковалева. – Л. : Машиностроение, 1984. – 496 с.
64. **Акпаралиев, Р. А.** Анализ и исследование существующих типов гидротурбин малой мощности [Текст] / Р. А. Акпаралиев, А. Дж. Обозов, Т. Т. Медеров. // Инновация – основа развития сельского хозяйства : материалы междунар. науч.-практ. конф., посвященной 20-летию Конституции Республики Таджикистан. – Душанбе, 2014. – С. 147–151.
65. **Лысенко, В. С.** Кинетическая энергия вихревых образований и альтернативная энергетика [Текст] / В. С. Лысенко, С. Ж. Пралиев, Б. Т. Сулейменов, С. Е. Мунасипов // Успехи современного естествознания. – 2012. – № 12. – С. 104–106. – ISSN 1681-7494.
66. **Баксаисов, Е. И.** Бесплотинная микроГЭС с роторной гидротурбиной для преобразования энергии равнинных рек [Текст] / Е. И. Баксаисов, С. Ф. Степанов // Вестн. СГТУ им. Ю. А. Гагарина. – 2012. – Вып. 2. – № 2 (66). – С. 38–40. – ISSN 1999-8341.
67. **Орго, В. М.** Гидротурбины [Текст] : учеб. пособие / В. М. Орго. – Л. : Изд-во Ленингр. ун-та, 1975. – 320 с.
68. **Обозов, А. Дж.** Особенности преобразования энергии гидропотока гравитационной микроГЭС / А. Дж. Обозов, К. Н. Оразбаев // Проблемы автоматизации и упр. – 2022. – № 2 (44). – С. 85–91. – E-ISSN 1694-836X.
69. **Рапинчук, С. Ф.** Гидравлика и гидрология [Текст] : учебник для техникумов / С. Ф. Рапинчук, Р. И. Герман. – М. : Лесная промышленность, 1982. – 221 с.
70. **Савельев, И. В.** Курс общей физики [Текст]. В 3 т. Т. 1. Механика. Молекулярная физика : учеб. пособие / И. В. Савельев. – 16-е изд., стер. – СПб. : Лань, 2020. – 436 с. – ISBN 978-5-8114-5539-3.



71. **Альтшуль, А. Д.** Об истечении из отверстий с образованием вихревых воронок [Текст] / А. Д. Альтшуль, М. Ш. Марголин // Сб. тр. МИСИ. – Москва, 1968. – Вып. 1. – № 55.

72. **Альтшуль, А. Д.** Влияние вихревых воронок на коэффициент расхода при истечении жидкости из отверстий [Текст] / А. Д. Альтшуль, М. Ш. Марголин // Гидротехническое строительство. – 1968. – № 6. – С. 32–34.

73. **Бутаев, Д. А.** К вопросу о влиянии закрутки потока на работу отсасывающей трубы [Текст] / Д. А. Бутаев // Исследование гидромашин : тр. ВНИИГидромаш. – Москва, 1963. – Вып. 33. – С. 71–77.

74. **Яворский, Б. М.** Основы физики [Текст]. В 2 т. Т. 1. Движение и силы. Законы сохранения. Молекулярно-кинетическая теория газа. Молекулярные силы и агрегатные состояния вещества. Электродинамика / Б. М. Яворский, А. А. Пинский. – Изд. 2-е, перераб. – М. : Наука, 1974. – 496 с. : ил.

75. **Яворский, Б. М.** Справочник по физике [Текст] : справочник для инженеров и студентов вузов / Б. М. Яворский, А. А. Детлаф. – Изд. 3-е, испр. – М. : Наука, 1965. – 847 с. : ил.

76. **Волькенштейн, В. С.** Сборник задач по общему курсу физики [Текст] : для студентов техн. вузов / В. С. Волькенштейн. – Изд. 3-е, испр. и доп. – СПб. : Книжный мир, 2006. – 328 с. – ISBN 5-86457-2357-7.

77. **Shabara, H. M.** CFD Validation for Efficient Gravitational Vortex Pool System / H. M. Shabara, O. B. Yaakob, Yasser M. Ahmed, A. H. Elbatran, Muhammad S. M. Faddir // Jurnal Teknologi. – 2015. – Vol. 74, N 5. – P. 97–100. – E-ISSN 2180-3722.

78. **Медеров, Т. Т.** Результаты построения гидродинамической модели турбины микроГЭС [Текст] / Т. Т. Медеров // Изв. КГТУ им. И. Раззакова. – 2014. – № 33. – С. 273–278. – ISSN 9967-4557.

79. **Обозов, А. Дж.** Применение среды KompasFlow для демонстрации течения жидкости гравитационной водоворотной ГЭС / А. Дж. Обозов, Т. Т.

Медеров, Р. А. Акпаралиев, К. Н. Оразбаев // Проблемы автоматки и упр. – 2022. – № 2 (44). – С. 32–40. – E-ISSN 1694-836X.

80. **Попов, Д. Н.** Механика в техническом университете [Текст] : учебник для вузов. В 8 т. Т. 6. Гидромеханика / Д. Н. Попов, С. С. Панайотти, М. В. Рябинин ; под ред. Д. Н. Попова. – М. : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2002. – 384 с. : ил. – ISBN 5-7038-1936-9.

81. **Кривченко, Г. И.** Гидравлические машины: турбины и насосы [Текст] : учебник для студентов вузов, обучающихся по специальностям «Гидротехническое строительство речных сооружений и гидроэлектростанций» и «Гидротехническое строительство водных путей и портов» / Г. И. Кривченко. – М. : Энергия, 1978. – 320 с.

82. **Учингус, А. А.** Гидравлика [Текст] : учебник для студентов строительных специальностей вузов железнодорож. трансп. / А. А. Учингус, Е. А. Чугаева. – Л. : Издательство литературы по строительству, 1971. – 351 с.

83. **Викторов, Г. В.** Гидродинамическая теория решеток [Текст] : учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Гидравлические машины и средства автоматки» / Г. В. Викторов. – М. : Высшая школа, 1969. – 368 с.

84. Гравитационно-вихревые гидроэлектростанции (ГЭС) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.gidrotechnologies.ru/gravitaczionno-vihrevye-gidroelektro/](http://www.gidrotechnologies.ru/gravitaczionno-vihrevye-gidroelektro/)

85. **Баклин, А. А.** Исследование возможности применения водоворотной микрогидроэлектростанции на тихоходных реках Пензенской области [Текст] / А. А. Баклин, В. М. Голощапов, Д. А. Асанина, А. В. Рябов // XXI век: итоги прошлого и проблемы настоящего плюс. – 2015. – Вып. 05 (27). – С. 68–73. – ISSN 2221-951X.

86. **Обозов, А. Дж.** К одной из задач создания гравитационных водоворотных гидроэлектростанций / А. Дж. Обозов, Т. Т. Медеров, К. Н. Оразбаев // Вестн. КГУСТА им. Н. Исанова. – 2022. – Т. 1. – № 2 (76). – С. 326–334. – E-ISSN 1694-8181.

87. **Orazbayev, K.** Generic mathematical model of a non-pressurized gravitational microhydroelectric power plant / K. Orazbayev // International Journal of Professional Science. – 2023. – N 4. – P. 97–100. – ISSN 2542-1085.
88. **Марголин, М. Ш.** Об измерении окружных скоростей потоков с вихревыми воронками [Текст] / М. Ш. Марголин // Сб. тр. МИСИ. – Москва, 1968. – Вып. 1. – № 55.
89. Turbulent [Electronic resource]. – Режим доступа: [www.turbulent.be/](http://www.turbulent.be/)
90. **Калашник, М. В.** Формирование вихревой воронки стоком массы в модели мелкой воды [Текст] / М. В. Калашник // Изв. Рос. акад. наук. Механика жидкости и газа. – 2004. – № 2. – С. 120–132.
91. **Trefethen, Lloyd M.** The Bath-Tub Vortex in the Southern Hemisphere / Lloyd M. Trefethen, R. W. Bilger, P. T. Fink, R. E. Luxton, R. I. Tanner // Nature. – 1965. – Vol. 207, N 5001. – P. 1084–1085.
92. **Исаев, Р. Э.** Расчет и выбор параметров подводящего лотка микроГЭС [Текст] / Р. Э. Исаев // Изв. КГТУ им. И. Раззакова. – 2000. – № 11. – С. 76–78.
93. **Агроскин, И. И.** Гидравлика [Текст] : учебник для гидромелиоративных ин-тов и фак. и для гидротехнических фак. строительных ин-тов / И. И. Агроскин, Г. Т. Дмитриев, Ф. И. Пикалов ; под общ. ред. проф. И. И. Агроскина. – Изд. 4-е, перераб. – М. : Энергия, 1964. – 352 с.
94. **Константинов, Н. М.** Гидрология и гидрометрия [Текст] : учеб. пособие для студентов строительных специальностей автомобильно-дорож. вузов и ин-тов железнодорож. трансп. / Н. М. Константинов. – М. : Высшая школа, 1980. – 199 с.
95. **Байбаков, О. В.** Вихревые гидравлические машины [Текст] / О. В. Байбаков. – М. : Машиностроение, 1981. – 197 с.
96. **Обозов, А. Дж.** Методика расчета мощности гравитационной микроГЭС с воздушной воронкой / А. Дж. Обозов, К. Н. Оразбаев, Т. Т. Медеров, З. Ш. Айдарбеков // Изв. Нац. акад. наук Кыргызской Республики. – 2022. – № 5. – С. 322–328. – ISSN 0002-3221.

97. **Andersen, A.** Anatomy of a Bathtub Vortex [Text] / A. Andersen, T. Bohr, B. Stenum, J. Juul Rasmussen, B. Lautrup // *Physical Review Letters*. – 2003. – Vol. 91, N 10. – P. 104502-1–104502-4. – ISSN 0031-9007.
98. **Женишбек уулу, К.** Микрогидроэлектростанция с использованием гидроворонки [Текст] / К. Женишбек уулу, Т. Т. Медеров, А. Дж. Обозов // Молодой ученый – вызовы и перспективы : материалы 59-й науч.-техн. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов. – Бишкек, 2017. – Ч. 1. – С. 285–290.
99. **Ашимбекова, Б. А.** Исследование особенностей гравитационной микроГЭС [Текст] / Б. А. Ашимбекова, А. Дж. Обозов // Наука, техника и инженерное образование в цифровую эпоху : идеи и решения : материалы 62-й междунар. сетевой науч.-техн. конф. молодых ученых, аспирантов, магистрантов и студентов. – Бишкек, 2020. – Ч. 1. – С. 465–471.
100. **Степанов, Г.Ю.** Гидродинамика решеток турбомашин [Текст] / Г. Ю. Степанов. – М. : Физматгиз, 1962. – 512 с. : ил.
101. **Аульченко, С. М.** Оптимизация решеток профилей вариационно-градиентным методом [Текст] / С. М. Аульченко // Теплофизика и аэромеханика. – 2005. – Т. 12. – № 3. – С. 357–363.
102. **Sharif, A.** Novel Runner Configuration of a Gravitational Water Vortex Power Plant for Micro Hydropower Generation [Text] / A. Sharif, M.U.R. Siddiqi, R. Muhammad // *Journal of Engineering and Applied Science*. – 2020. – Vol. 39, N 1. – P. 87–93. – E-ISSN 2536-9512.
103. **Щапов, Н. М.** Турбинное оборудование гидроэлектростанций [Текст] / Н. М. Щапов. – Изд. 2-е, перераб. – М. ; Л. : Госэнергоиздат, 1955. – 272 с. : ил.
104. **Sritram, P.** Effect of turbine materials on power generation efficiency from free water vortex hydro power plant / P. Sritram, W. Treedet, R. Suntivarakorn // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2015. – Vol. 103. – P. 012018. – ISSN 1757-899X.
105. **Wichian, P.** The Effects of Turbine Baffle Plates on the Efficiency of Water Free Vortex Turbines / P. Wichian, R. Suntivarakorn // *Energy Procedia*. – 2016. – Vol. 100. – P. 198–202. – ISSN 1876-6102.

106. **Sritram, P.** The effects of blade number and turbine baffle plates on the efficiency of free-vortex water turbines / P. Sritram, R. Suntivarakorn // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 257, N 1. – P. 012–040. – E-ISSN 1755-1315.

107. **Gupta, A.** Design of A Micro Hydro Power Plant Based on The Vortex Flow of Water [Text] / A. Gupta, A. Prakash, G. K. Singh, H. Tripathi // International Journal of Advanced Research in Science, Communication and Technology. – 2021. – Vol. 5, N 1. – P. 420–427. – ISSN 2581-9429.

108. **Alzamora Guzmán, V. J.** Analytical solution for a strong free-surface water vortex describing flow in a full-scale gravitational vortex hydropower system / V. J. Alzamora Guzmán, J. A. Glasscock // Water Science and Engineering. – 2021. – Vol. 14, N 1. – P. 72–79. – ISSN 1674-2370.

109. **Обозов, А. Дж.** Методика синтеза геометрических параметров лопастей турбины гравитационной микроГЭС [Текст] / А. Дж. Обозов, К. Н. Оразбаев // Изв. КГТУ им. И. Раззакова. – 2022. – № 3 (63). – С. 90–96. – ISSN 1694-8343.

110. **Wanchat, S.** Preliminary Design of a Vortex Pool for Electrical Generation / S. Wanchat, R. Suntivarakorn // Advanced Science Letters. – 2012. – Vol. 13, N 1. – P. 173–177. – E-ISSN 1936-7317.

111. **Bajracharya, T. R.** Design and performance analysis of water vortex powerplant in context of Nepal / T. R. Bajracharya, R. M. Ghimire, A. B. Timilsina // 20th International Seminar on Hydropower Plants : Conference Paper. – Vienna, 2018. – P. 1–20.

112. **Alzamora Guzmán, V. J.** Design and construction of an off-grid gravitational vortex hydropower plant: A case study in rural Peru / V. J. Alzamora Guzmán, J. A. Glasscock, F. Whitehouse // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2019. – Vol. 35. – P. 131–138. – ISSN 2213-1388.

113. **Фокеев, В. С.** Вихревые воронки и их применение на электростанциях [Текст] / В. С. Фокеев. – М. : Энергия, 1964. – 183 с. : ил.

114. **Штарёв, А. А.** Экспериментальное исследование расхода жидкости при нестационарном истечении из заполненной емкости [Текст] / А. А. Штарёв // Изв. Рос. акад. наук. Механика жидкости и газа. – 2005. – № 2. – С. 113–121.
115. **Штарёв, А. А.** Экспериментальное исследование формирования нестационарных вихревых воронок [Текст] : автореф. дис. ... канд .физ.-мат. наук : 01.02.05 / Штарёв Александр Анатольевич. – М., 2005. – 16 с.
116. **Чугаев, Р. Р.** Гидравлика (техническая механика жидкости) [Текст] : учебник для студентов гидротехнических специальностей вузов / Р. Р. Чугаев. – Изд. 2-е, испр. и доп. – Л. : Энергия, Ленингр. отд-ние, 1971. – 551 с. : ил.
117. **Obozov, A.** Research and development of a gravitational water vortex micro-HPP in the conditions of Kyrgyzstan / A. Obozov, R. Akparaliev, T. Mederov, B. Ashimbekova, A. Tolomushev, K. Orazbaev // Energy Reports. – 2023. – Vol. 10. – P. 544–557. – E-ISSN 2352-4847.
118. Генераторы на постоянных магнитах 5000 Ватт 500 об/мин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.windkraft.com.ua/product/generatory-na-postojannyh-magnitah-5000-vatt-500-obmin/](http://www.windkraft.com.ua/product/generatory-na-postojannyh-magnitah-5000-vatt-500-obmin/)
119. **Power, C.** A Parametric Experimental Investigation of the Operating Conditions of Gravitational Vortex Hydropower (GVHP) / C. Power, A. McNabola, P. Coughlan // Journal of Clean Energy Technologies. – 2016. – Vol. 4, N 2. – P. 112–119. – ISSN 1793-821X.
120. **Timilsina, A. B.** Water vortex hydropower technology: a state-of-the-art review of developmental trends [Text] / A. B. Timilsina, S. Mulligan, T. R. Bajracharya // Clean Technologies and Environmental Policy. – 2018. – Vol. 20, N. 8. – P. 1737–1760. – ISSN 1618-9558.
121. Vortex Hydro Energy [Electronic resource]. – Режим доступа: [www.vortexhydroenergy.com/](http://www.vortexhydroenergy.com/)
122. Hydro Induction Power [Electronic resource]. – Режим доступа: [www.hipowerhydro.com/](http://www.hipowerhydro.com/)

123. CINK Hydro-Energy [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.cink-hydro-energy.com/ru](http://www.cink-hydro-energy.com/ru)

124. **Rahman, M. M.** A Review on the Development of Gravitational Water Vortex Power Plant as Alternative Renewable Energy Resources / M. M. Rahman, J. H. Tan, M. T. Fadzlita, A. R. Wan Khairul Muzammil // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2017. – Vol. 217. – P. 012007. – ISSN 1757-899X.

125. **Dahal, N.** Performance Analysis of Booster based Gravitational Water Vortex Power Plant / N. Dahal, R. K. Shrestha, S. Sherchan, S. Milapati, S. R. Shakya, A. K. Jha // Journal of the Institute of Engineering. – 2019. – Vol. 15, N 3. – P. 90–96. – ISSN 1810-3383.

126. **Kawakubo, T.** Experimental Studies of Some Phase Transitions in Nonequilibrium Open Systems / T. Kawakubo, S. Kabashima, Y. Tsuchiya // Progress of Theoretical Physics. Supplement. – 1978. – Vol. 64. – P. 150–163. – ISSN 0375-9687.

127. **Venukumar, A.** Run-of-the-river micro hydroelectric power generation from artificially induced vortices / A. Venukumar, M. Nandakumar, M. Venkateswara Rao, M. Shekhar Kumar // The Journal of CPRI. – 2016. – Vol. 11, N 4. – P. 741–750. – ISSN 0973-0338.

128. **Nicolet, C.** Experimental Investigations on Upper Part Load Vortex Rope Pressure Fluctuations in Francis Turbine Draft Tube / C. Nicolet, A. Zobeiri, P. Maruzewski, F. Avellan // International Journal of Fluid Machinery and Systems. – 2011. – Vol. 4, N 1. – P. 179–190. – E-ISSN 1882-9554.

129. **Nishi, Y.** Performance and Flow Field of a Gravitation Vortex Type Water Turbine / Y. Nishi, T. Inagaki // International Journal of Rotating Machinery. – 2017. – Vol. 2017, N 1. – P. 1–11. – ISSN 1542-3034.

130. **Cheema, T. A.** Performance analysis of a two-stage gravitational water vortex turbine / T. A. Cheema, R. Ullah, A. S. Saleem // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 291. – P. 012039. – E-ISSN 1755-1315.

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1







(19) **KG** (11) **2345** (13) **C1** (46) **30.06.2023**

(51) *F01B 3/00* (2023.01)  
*F03B 3/04* (2023.01)

ГОСУДАРСТВЕННОЕ АГЕНТСТВО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ И ИННОВАЦИЙ  
ПРИ КАБИНЕТЕ МИНИСТРОВ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ (КЫРГЫЗПАТЕНТ)

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

к патенту Кыргызской Республики под ответственность заявителя

(21) 20220024.1  
(22) 01.04.2022  
(46) 30.06.2023. Бюл. № 6  
(76) Обозов Алайбек Джумабекович (KG)  
Акпаралиев Руслан Абдысаматович (KG)  
Медеров Таалайбек Тынычтыкович (KG)  
Оразбаев Казбек Найманказиевич (KZ)  
(56) Патент под отв. заявителя KG № 1506,  
C1, кл. F03B 13/00, 30.11.2012

### (54) Бироторная гидроэнергетическая установка (БГЭУ)

(57) Изобретение относится к гидроэнергетическим установкам, которые предназначены для преобразования гидравлической энергии в электрическую.

Задачей изобретения является усовершенствование конструкций, повышения эффективности работы и улучшение энергетических характеристик гидроэнергетических установок бироторного типа.

Задача решается тем, что в бироторной гидроэнергетической установке (БГЭУ), состоящей из турбинной камеры, конуса обтекателя, первого рабочего колеса, второго ра-

бочего колеса, вала ротора, гайки грундбуksа, вала статора, переднего подшипника с корпусом и крышкой, генератора с вращающимся статором, щетки токосъемника, кольца токосъемника, задней перегородки с монтированным на ней подшипником, заднего обтекателя, боковых водоотводных каналов, генераторного отсека, крышки генераторного отсека, два рабочих колеса одинакового диаметра размещены в одном узле, в турбинной камере и закреплены на разных соосных валах, вращающихся одновременно в противоположные стороны. Генератор расположен горизонтально в герметичном отсеке, ротор и статор вращаются в противоположные стороны и токосъем осуществляется со стороны статора. В передней и задней перегородках генераторного отсека установлены подшипники, позволяющие относительно противоположное вращение ротора и статора. В конструкции выполнены боковые отводные каналы и задний обтекатель, предназначенные для наиболее эффективной утилизации потока воды.

1 н. п. ф., 3 з. п. ф., 2 фиг.

(19) **KG** (11) **2345** (13) **C1** (46) **30.06.2023**

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по академической  
деятельности АО «АЛТ  
Университет имени Мухамеджана  
Тынышпаева», к.т.н., доцент  
Жармагамбетова М.С.

«27» января 2025 г.

### Акт внедрения результатов научно-исследовательских, научно-технических работ, результатов научной и научно-технической деятельности

- 1. Автор внедрения:** соискатель Оразбаев Казбек Найманказиевич
- 2. Наименование научно-исследовательских, научно-технических работ, результатов научной и научно-технической деятельности:** исследование и разработка практических методов расчета гравитационно-водоворотной микроГЭС.
- 3. Краткая аннотация:** данная работа посвящена разработке научно обоснованных методов расчёта и проектирования гравитационной микроГЭС для электроснабжения малоэнергоёмких автономных потребителей.
- 4. Эффект от внедрения:** материалы диссертационной работы успешно используются при написании магистерских и докторских диссертаций. Во время апробации, отдельное внимание было уделено методике экспериментов, который представляет особый интерес. Созданный гидравлический стенд для проведения экспериментальных исследований планируется применять как лабораторный стенд для проведения практических занятий бакалавров и проведения исследований для магистрантов и докторантов, что позволит повысить качество подготовки будущих специалистов.
- 5. Место и время внедрения:** кафедра «Энергетика» АО «АЛТ Университет имени Мухамеджана Тынышпаева» от 27 января 2025 г.
- 6. Форма внедрения:** разработанные методы, модели, созданные алгоритмы и результаты исследований внедрены в учебный процесс кафедры «Энергетика» при подготовке бакалавров, магистров и PhD по ОП «Электроэнергетика».

**Представитель организации, в которую внедрена разработка**  
Егзекова А.Т. – к.т.н., ассистент профессор, зав. кафедрой  
«Энергетика» АО «АЛТ Университет имени М. Тынышпаева»

**Представитель организации, из которого исходит внедрение**  
Жабудаев Т.Ж. – к.т.н., доцент, зав. кафедрой  
«ВИЭ» КГТУ имени И. Раззакова

И. РАЗЗАКОВ АТЫМДАҒЫ  
КЫРГЫЗ МАЙЛЕКЕТТИК  
ТЕХНИКАЛЫК УНИВЕРСИТЕТИ

Копия предоставлена  
Адам ресурстар  
башкарылыгына 02.01.2025

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

**«УТВЕРЖДАЮ»**  
Директор проектной компании  
**«B-PROJECT» Кузембаев Б.С.**  
  
**«17» ноября 2023 г.**

### Акт внедрения результатов научно-исследовательских, научно-технических работ, результатов научной и научно-технической деятельности

1. **Автор внедрения:** соискатель Оразбаев Казбек Найманказиевич
2. **Наименование научно-исследовательских, научно-технических работ, результатов научной и научно-технической деятельности:** исследование и разработка практических методов расчета гравитационно-водоворотной микроГЭС.
3. **Краткая аннотация:** данная работа посвящена разработке научно обоснованных методов расчёта и проектирования гравитационной микроГЭС для электроснабжения малозергоемых автономных потребителей.
4. **Эффект от внедрения:** одним из важных этапов проектирования и практического использования гидравлических машин является выбор типа используемых гидротурбин и определения его класса. В данной диссертационной работе разработан новый графо-аналитический метод расчёта и проектирования геометрических параметров лопастей роторной гидротурбины гравитационного типа, который позволяет не только обеспечить эффективную работу турбины и повысить её КПД, но и избежать экстремальных положений «мёртвой точки», возникающих в процессе практической эксплуатации типовых микроГЭС. А предложенная новая классификационная таблица различных классов низкопотенциальных микроГЭС позволила систематизировать их по основным отличительным характеристикам и тем самым обеспечила достаточно простой, но надёжный способ выбора класса гравитационных микроГЭС в зависимости от условий эксплуатации и требуемой выходной мощности для потребителя.
5. **Место и время внедрения:** отдел конструирования проектной компании «B-PROJECT» от 17 ноября 2023 г.
6. **Форма внедрения:** разработанная методика и классификация были приняты предприятием и внедрены в производственный процесс при выполнении соответствующих проектных работ.

**Представитель организации, в которую внедрена разработка**

Кабдрахманов Е.Н. – главный конструктор  
проектной компании «B-PROJECT»

**Представитель организации, из которого исходит внедрение**

Жабудаев Т.Ж. – к.т.н., доцент, зав. кафедрой  
«ВИЭ» КГТУ имени И. Раззакова



## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

**«УТВЕРЖДАЮ»**  
**Директор ТОО**  
**«EnergyProject» Бимакаев Д.К.**  
**«20» сентября 2023 г.**

### Акт внедрения результатов научно-исследовательских, научно-технических работ, результатов научной и научно-технической деятельности

1. **Автор внедрения:** соискатель Оразбаев Казбек Найманказиевич
2. **Наименование научно-исследовательских, научно-технических работ, результатов научной и научно-технической деятельности:** исследование и разработка практических методов расчета гравитационно-водооборотной микроГЭС.
3. **Краткая аннотация:** данная работа посвящена разработке научно обоснованных методов расчёта и проектирования гравитационной микроГЭС для электроснабжения малозергоемых автономных потребителей.
4. **Эффект от внедрения:** разрабатываемая и исследуемая автором микроГЭС является принципиально новой, основанной на использовании, прежде всего гравитационных сил водного потока (скоростной напор массы воды), а не напора высотного давления столба жидкости. Такие микроГЭС представляются наиболее перспективными в равнинных зонах, где нет крупных перепадов. Типичным ландшафтом является территория Казахстана, поэтому представленная методика расчёта и выбора выходной мощности микроГЭС такого типа является не только новой, но и весьма перспективной для практики создания таких установок. В предложенной методике автором учитывается не только особенность работы гравитационной микроГЭС, но и возникающий эффект воздушной воронки, сопровождающийся в процессе взаимодействия водного потока с турбиной в её камере. Автором получена аналитическая зависимость расчёта выходной мощности на валу турбины с учётом введенных впервые им коэффициента «трансформации» и коэффициента «заполняемости».
5. **Место и время внедрения:** проектный отдел ТОО «EnergyProject» от 20 сентября 2023 г.
6. **Форма внедрения:** методика доведена до уровня инженерных расчётов и достаточно эффективно используется при проектировании и выборе параметров микроГЭС.

**Представитель организации, в которую внедрена разработка**

Елемесов С.Б. – главный инженер проекта  
ТОО «EnergyProject»

**Представитель организации, из которого исходит внедрение**

Жабудаев Т.Ж. – к.т.н., доцент, зав. кафедрой  
«ВИЭ» КГТУ имени И. Раззакова

