



# ГИДРО- ТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Ежемесячный  
научно-технический журнал

УЧРЕДИТЕЛИ:

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ,

ОАО «РУСГИДРО»,

АССОЦИАЦИЯ «КОРПОРАЦИЯ ЕЭЭК»,

ЗАО НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,

НП «НТС ЕЭС»

Основан в 1930 г.

№ 12

декабрь

2010

## Содержание

### Строительство и эксплуатация

**Лобанов К. И., Серая О. З., Владимиров В. Б., Троицкий А. В., Дятлова О. П., Баранов А. Е.** Варианты и особенности проектных решений строящихся гидротехнических сооружений Загорской ГАЭС-2. . . . . 2

**Дикинов М. М.** Оценка эффективности системы натуральных наблюдений и состояния гидротехнических сооружений каскада Нижнечерекских ГЭС. . . . . 12

**Красов В. Д.** Управление режимом водохранилищ многолетнего регулирования в период первоначального наполнения. . . . . 23

**Корпачев В. П., Губин И. В., Андрияс А. А., Пережилин А. И.** Прогноз всплывания древесной массы и оценка объемов органических веществ растительного происхождения в ложе водохранилища Богучанской ГЭС. . . . . 28

### Безопасность гидротехнических сооружений

**Марчук А. Н.** Влияние береговых массивов со стороны верхнего бьефа в примыканиях арочных плотин на их напряженно-деформированное состояние. . . . . 33

**Доможиров Л. И.** Обеспечение высокой надежности основных узлов гидротурбинного оборудования. . . . . 37

Поздравление В. А. Пехтину. . . . . 44

Интервью с депутатом Государственной Думы Российской Федерации В. А. Пехтиным. . . . . 45

Поздравление Ю. К. Севенарду. . . . . 48

### За рубежом

**Петров Г. Н., Ахмедов Х. М.** Малая гидроэнергетика Таджикистана. . . . . 49

### Дискуссии

**Марчук А. Н.** Рецензия на статью О. К. Воронкова "Основание Саяно-Шушенской ГЭС: строение свойства, состояние" [1]. . . . . 56

Памяти М. Ф. Красильникова. . . . . 58

Памяти Б. В. Ухина. . . . . 58

Содержание журнала за 2010 год. . . . . 59

## Варианты и особенности проектных решений строящихся гидротехнических сооружений Загорской ГАЭС-2

Лобанов К. И., главный инженер проекта, Серая О. З.,  
Владимиров В. Б., Троицкий А. В., Дятлова О. П.,  
Баранов А. Е., кандидаты техн. наук (ОАО “Институт Гидропроект”)

Дано описание вариантов и особенностей проектных решений строящихся гидротехнических сооружений ГАЭС-2.

**Ключевые слова:** Загорская ГАЭС-2, аккумулирующий бассейн, реверсивный водоприемник, напорные сталежелезобетонные водоводы, машинный зал, безопасность.

Строительство Загорской ГАЭС-2 на р. Кунья начато в 2007 г., пуск первых двух агрегатов гидроаккумулирующей электростанции намечен на 2012 г. Установленная мощность ГАЭС в генераторном режиме 840 МВт при максимальном напоре 110 м, используемый полезный объем 11,9 млн. м<sup>3</sup>. ОАО “Институт Гидропроект” является генпроектировщиком этого объекта и разработчиком обоснования инвестиций (ОИ), ТЭО (проекта) [3]. В настоящее время его специалисты продолжают разработку рабочей документации, осуществление авторского надзора за строительством, ведение геотехконтроля.

В состав основных гидротехнических сооружений Загорской ГАЭС-2 входят: верхний аккумулирующий бассейн, реверсивный водоприемник, четыре напорных водовода, здание ГАЭС, стационарный узел, нижний аккумулирующий бассейн, сооружения выдачи мощности, служебно-производственный корпус.

Загорская ГАЭС-2 располагается на левом берегу реки, ось её напорных водоводов находится в 900 м к югу от эксплуатируемой Загорской ГАЭС. Нижний бьеф является общим для обеих станций, а верхний бассейн ГАЭС-2 примыкает к противоположной дамбе существующего верхнего бассейна (рис. 1).

Район строительства ГАЭС-2 в инженерно-геологическом строении характеризуется развитием мощного “чехла” рыхлых песчаных и глинистых отложений, скальные породы (известняки) находятся на глубине 150 – 300 м. Территория строительства является частью Московской синеклизы, входящей в состав Русской платформы. Уровень сейсмической опасности принят 5,5 баллов по шкале MSK-64. К опасным геологическим процессам относится потенциальная оползневая опасность, при этом участок строительства характеризуется сложными гидрогеологическими условиями.

Выбор площадки Загорской ГАЭС-2 был произведен в результате комплексного анализа проработок по размещению ГАЭС в Московской области с учетом территориальных, экономических, социальных и экологических факторов. Размещение и конфигурация основных сооружений ГАЭС-2 выбраны по результатам сравнения различных вариантов.

**Верхний аккумулирующий бассейн** расположен на территории, примыкающей к верхнему бассейну эксплуатируемой Загорской ГАЭС. Бассейн устраивается под защитой грунтовой дамбы обвалования, в примыкании к существующей дамбе ГАЭС. Высота дамбы меняется от 14 до 40 м, ширина по основанию — от 100 до 500 м.

Конструкция дамбы верхнего бассейна (на стадии ОИ) рассматривалась в трех вариантах:

*вариант 1* — из моренных суглинков с бетонным креплением откосов в пределах призмы сработки; заложение верхового откоса 1:3,5, низового — 1:2,5.

*вариант 2* — из смешанных грунтов (моренные суглинки с песком до 10 – 15 %, смеси моренных и покровных суглинков), облегчающих отсыпку грунта при избыточной влажности; заложение верхового откоса 1:7, низового — 1:2,5 с креплением верхового откоса ПГС, обогащенного камнем.

*вариант 3* — с бетонными уголковыми подпорными стенами в пределах переменного горизонта.

В результате сравнения вариантов по стоимости и балансу грунтов был определен для дальнейшей разработки вариант 2. Для отсыпки дамбы по этому варианту максимально используются грунты полезных (профильных) выемок — из котлованов основных сооружений и нижнего бассейна. В связи с превышением объема земляных выемок над объемом насыпей в общем балансе грунтов для строительства ГАЭС принято решение не использовать разведанный карьер моренного суглинка, ранее предусмотренный для отсыпки в дамбу. Для максимального использования грунтов полезных выемок

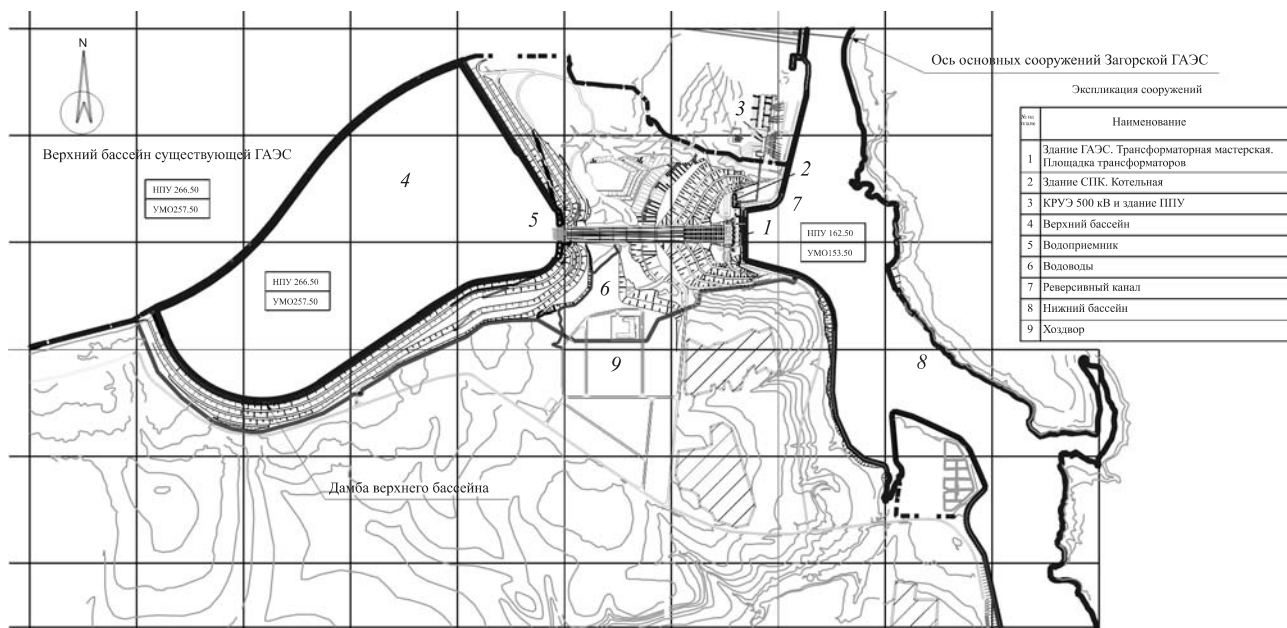


Рис. 1. Генплан Загорской ГАЭС

и для всепогодной отсыпки конструкции дамбы применены система вертикального и горизонтального дренажей, зонирование различных грунтов, использование смесей грунтов.

Заложение верхового откоса дамбы принято 1:7 для крепления ПГС, смешанного с камнем, и 1:3,5 для крепления бетонными плитами. Низовой откос имеет заложение 1:3,5 и крепится посевом трав с организованным отводом воды. Для размещения отвальных грунтов заполняется “мертвый” объем верхнего бассейна, неиспользуемый грунт размещается также в пределах землеотвода под строительство как пригрузка низового откоса.

**Реверсивный водоприемник** напорных водоводов объединяет входной оголовок и башню управления затворами (рис. 2). Водоприемник работает как водозабор при работе ГАЭС в турбинном режиме и как водовыпуск в насосном режиме с расходом каждого отверстия  $Q_{\max} = 236,5 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Водоприемник размещается в восточной части верхнего аккумулирующего бассейна, представляет собой неразрезную железобетонную конструкцию и практически аналогичен водоприемнику существующей Загорской ГАЭС. Высота 48 м, ширина вдоль потока 63,15 м, поперек потока 78,7 м. Отличие от построенных ГАЭС — в минимальном использовании сборного железобетона. Водоприемник состоит из следующих сооружений:

- железобетонного понура в верхнем бьефе;
- непосредственно водоприемника, состоящего из подводящей галереи, башни для размещения гидромеханического и грузоподъемного оборудования, левобережного и правобережного устоев;
- сопрягающих стенок с дамбой верхнего бассейна;

подпорных стенок подводящего канала.

Заглубление галерей водоприемника на 20,0 м под УМО является достаточным для предотвращения воронкообразования и исключения попадания льда в водопроводящий тракт. Геометрия водоприемника в сечении вдоль потока определена исходя из наиболее благоприятных гидравлических условий, а также из расчетов равномерности распределения напряжений в основании при опорожнении и наполнении верхнего бассейна [1].

На водоприемнике имеется два ряда пазов затворов. Обслуживание пазов происходит с гребня водоприемника при помощи козлового крана г. п.  $2 \cdot 40 + 5 \text{ т}$ . В первый паз устанавливается плоский ремонтный затвор, во вторые пазы — плоские аварийно-ремонтные затворы, которые управляются гидроприводами. Гидроприводы позволяют в аварийных ситуациях автоматически перекрывать водоприемные отверстия в течение 1 мин. Помещение гидроприводов обслуживается мостовым краном г. п.  $63 + 3,2 \text{ т}$ , установленным на отм. 262,50 м.

Водопуская галерея водоприемника ( $7,7 \times 7,5 \text{ м}$ ) переходит в круглое сечение диаметром 7,5 м, которое имеет металлическую облицовку и далее переходит в сталежелезобетонный напорный водовод такого же диаметра.

**Напорные сталежелезобетонные водоводы** (четыре нитки) расположены на склоне между водоприемником и зданием ГАЭС и имеют следующие параметры:

- Внутренний диаметр . . . . . 7,5 м
- Максимальный статический напор в начале водовода . . . . . 32,75 м

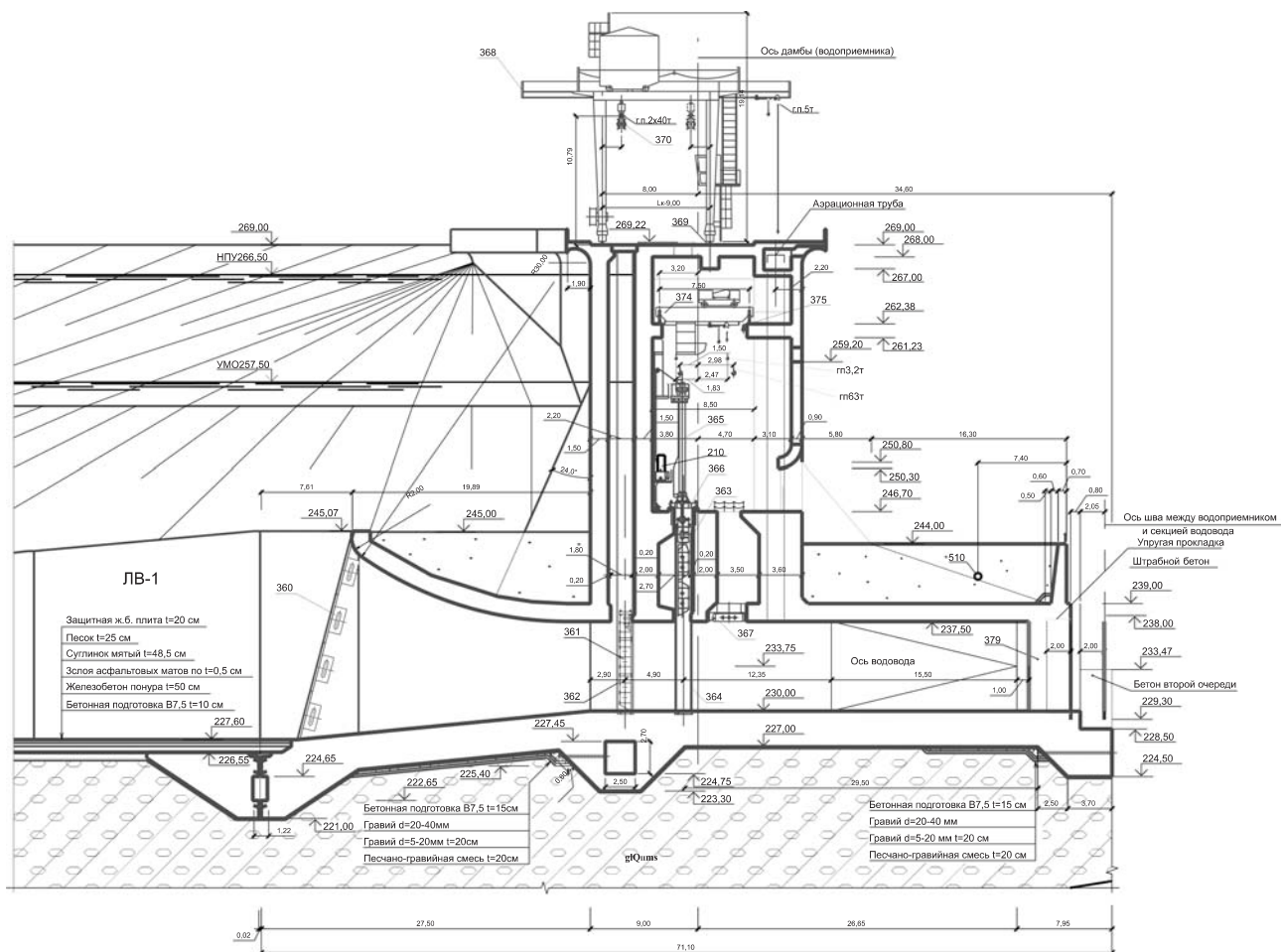


Рис. 2. Реверсивный водоприемник, продольный разрез

*Максимальный статический напор*

*в конце водовода . . . . . 127,7 м*

*Расчетный напор в конце водовода*

*с учетом гидроудара . . . . . 172,55 м*

*Расчетный расход в турбинном режиме . 236,5 м<sup>3</sup>/с*

Напорные водоводы Загорской ГАЭС-2 на стадии ОИ и ТЭО (проект) рассматривались открытые и подземные. Учитывая сложность работ при сооружении и эксплуатации напорных водоводов при строительстве Загорской ГАЭС, в ТЭО (проект) ГАЭС-2 достаточно детально был рассмотрен вариант с подземной компоновкой водоводов, который вызвал острую дискуссию и дважды рассматривался на НТС ОАО “РАО ЕЭС России”.

*Вариант открытых металлических водоводов.* Стальные конструкции водовода могут иметь дефекты, способные вызвать его разрыв. Появление таких разрывов приводит к лавинному разрушению водовода под нагрузкой.

Для защиты здания ГАЭС от затопления рассматривались два варианта решения: аккумуляция воды, излившейся за период закрытия аварийно-ремонтного затвора на водоприемнике, в пазухе здания ГАЭС и отвод воды каналом в нижний бассейн.

Этот вариант с аккумуляцией воды был признан не обеспечивающим надежную защиту станции.

Отвод воды предполагал выполнение укрепленного канала шириной 100 м со сбросом воды в нижний бассейн. Канал выполнялся на засышке сталежелезобетонной части водоводов с устройством массивной отбойной направляющей стенки, что подразумевало значительные дополнительные затраты и неопределенность работы засыпанного водовода под неравномерной нагрузкой.

*Вариант открытых сталежелезобетонных монолитных водоводов.* Применение сталежелезобетона обеспечивает надежность и исключает аварийный, катастрофический характер разрушения, имеющий место в стальных конструкциях. При рассмотрении вариантов напорных водоводов был принят этот вариант.

*Вариант подземных водоводов [4].* При разработке ТЭО (проект) было рассмотрено несколько вариантов компоновок подземных напорных водоводов с проходкой туннелей современным туннелепроходческим комплексом фирм “Lovat” или “Herrenknecht”. Все варианты подземных водоводов рассматривались в одинаковых геологических условиях. Трасса вертикальных и наклонных участ-



ков пересекала горизонтально лежащие слои суглинков с гравием и галькой до 10 – 15 % (плотностью до 2,25 г/см<sup>3</sup>), песчано-гравийного грунта и гравийно-галечного грунта (плотностью до 2 г/см<sup>3</sup>) с коэффициентом крепости пород (по шкале Протодьяконова)  $f = 1 \dots 1,5$ . Трасса горизонтальных участков проходила в парамоновских глинах (плотностью 1,9 г/см<sup>3</sup>) крепостью  $f = 1,3$ , с модулем деформации 20 МПа.

В состав сооружений входили: водоприемник, аналогичный водоприемнику Загорской ГАЭС; четыре напорных водовода с наклонными участками.

Открытые участки сопряжения с водоприемником выполнялись из железобетона (толщиной 50 см), с внутренним диаметром 7,5 м, с металлической облицовкой (толщиной 20 мм). В плане участки имели криволинейное очертание с расстоянием в осях между водоводами у водоприемника 12,0 м, в месте сопряжения с подземными участками — 22,0 м. В продольном профиле подземного участка были выделены горизонтальный участок длиной 343,7 м, наклонный — длиной 88,3 м и участки сопряжения по дуге радиусом 300 м с расстоянием между осями водоводов 22 м.

Диаметр водоводов в проходке 10,0 м. Обделка водоводов принималась многослойной и состояла из сборной железобетонной обделки (толщиной 40,0 см), металлической облицовки (толщиной 20 – 25 мм) и затрубного железобетона (85,0 см).

Основными недостатками подземных вариантов явились:

необходимость многократного монтажа и демонтажа туннелепроходческого комплекса (ТПК) из-за небольшой протяженности четырех напорных водоводов;

наличие двух видов принципиально отличающихся конструкций водоводов — на открытых участках у водоприемника и здания ГАЭС и основной подземной части;

значительные затраты на приобретение нового ТПК для проходки.

Общая стоимость варианта сооружения подземных водоводов оказалась выше стоимости открытых вариантов металлических и сталежелезобетонных водоводов.

В результате обсуждения и сравнения вариантов открытых и подземных компоновок водоводов по экономическим соображениям было принято решение по дальнейшему проектированию открытых монолитных сталежелезобетонных напорных водоводов.

Конструкция монолитных сталежелезобетонных напорных водоводов принята по аналогии с конструкцией водоводов на Загорской ГАЭС-1 и Круонисской ГАЭС [2] в монолитном варианте, то-

гда как на указанных станциях водоводы выполнены в сборном железобетонном варианте.

В плане водоводы имеют прямолинейное очертание, расстояние между осями переменное: от 12 м у водоприемника до 22 м у здания ГАЭС. Длина каждой нитки водоводов 769,0 м. Водовод разрезан температурными швами на 20 секций, соответственно имеет восемнадцать рядовых секций (С-1 – С-18) и две компенсаторные секции по 20 м (КС-0 и КС-19), которые размещены в примыкании к водоприемнику и зданию ГАЭС. Ширина межсекционных температурных швов 60 мм. Рядовые секции опираются на свайные ростверки. Секция КС-0 одним концом опирается на водоприёмник, а другим — на специальную опору на свайном ростверке. Секция КС-19 опирается на здание ГАЭС и специальную опору.

Сталежелезобетонная облицовка напорных водоводов ЗаГАЭС-2 состоит из внутренней стальной облицовки (толщиной 20 – 30 мм) из стали 09Г2С (на существующих ГАЭС — 10 мм) и железобетонной облицовки суммарной толщиной 500 мм (на существующих ГАЭС — 400 мм). Стальная облицовка предназначена для частичного восприятия внутреннего гидростатического давления, поэтому для полного восприятия в водоводе предусмотрен наружный ряд кольцевой арматуры, определенный расчетом.

Температурный компенсатор предусмотрен из листовой резины по типу компенсатора Загорской ГАЭС. Конструкция компенсаторов разрабатывалась исходя из возможности производства ремонтных работ, вплоть до полной замены компенсаторов в процессе эксплуатации. В примыкании к водоприемнику и зданию ГАЭС предусматриваются температурно-осадочные компенсаторы балочного типа. За 20-летний период эксплуатации Загорской ГАЭС перемещение водоприемника в сторону нижнего бассейна привело к закрытию температурно-осадочного шва между секциями КС-0 и С-1. В связи с этим на ГАЭС-2 температурно-осадочный шов между секциями КС-0 и С-1 увеличен до 200 мм.

Опираемые компенсаторные секции водоводов производится на металлические компенсаторные переходы в отличие от железобетонных компенсаторов водоводов на Загорской и Круонисской ГАЭС [2].

Компенсаторные переходы опираются двумя неподвижными опорами на водоприемник (здание ГАЭС), двумя подвижными — на опору верхнего (нижнего) компенсаторного перехода. Конструкция подвижной опоры выполнена катковой в отличие от качающейся на применённой Загорской и Круонисской ГАЭС.

Фундаменты напорных водоводов — буронабивные железобетонные сваи диаметром 1200 мм,

шаг свай 8 м. На каждой секции водоводов выполняются от 12 до 13 свай, длина свай составляет от 19 до 23 м в зависимости от геологических условий основания и действующей нагрузки. В среднем сечении секций выполняются козловые сваи для фиксации секций на склоне при температурных деформациях.

Конструктивным отличием напорных водоводов Загорской ГАЭС-2 является также отсутствие отдельно устраиваемых рандбалок. Между свайными ростверками вдоль водоводов предусмотрено размещение сборных железобетонных балок, по которым поперек раскладываются сборные железобетонные опалубочные плиты для бетонирования нижнего яруса водоводов высотой 1,5 м. Сборные балки рассчитаны на нагрузки при укладке бетона первого яруса бетонирования, по ним также осуществляется надвигка секций напорного водовода при монтаже и передвижение опалубки.

**Нижний аккумулирующий бассейн.** В ТЭО II очереди Загорской ГАЭС, разработанном Гидропроектом ещё в 1991 г., было признано целесообразным организовать общий нижний бассейн для обеих ГАЭС, что было подтверждено решением в ТЭО (проект) 2007 г. Для работы ГАЭС-2 потребуется дополнительная ёмкость нижнего бассейна объёмом около 13 млн. м<sup>3</sup>. Анализ условий нормальной эксплуатации Загорской ГАЭС показал, что для нижнего бассейна должны быть сохранены директивные отметки уровней воды НПУ 162,5 м, отметка УМО 153,5 м. В связи с этим вариант увеличения объёма нижнего бассейна для ГАЭС-2 за счёт подъёма отметки НПУ был исключён из рассмотрения. На этапе обоснований инвестиций расширение нижнего бассейна рассматривалось в трех вариантах.

*Вариант 1.* Расширение бассейна за счет дополнительной емкости в правобережном примыкании у низовой плотины, что предполагало снос д. Фёдоровское и молочно-товарной фермы. Дополнительную емкость нижнего бассейна предполагалось организовать частично грунтовыми дамбами из суглинка полезных выемок и карьера № 22, а также срезкой берега в районе молочно-товарной фермы и д. Фёдоровское. Кроме того, ликвидировался участок автодороги III категории Углич — Ярославль. Организация проезда предусматривалась частично по низовой берме дамбы и по мостовому переходу через р. Кунья.

*Вариант 2.* Расширение бассейна за счет дополнительной емкости, расположенной в дамбах ниже существующей низовой плотины, в пределах поймы рек Кунья и Дубна. Вариант не требует сноса д. Фёдоровское и молочно-товарной фермы, однако предполагает разборку существующей низовой плотины. Дополнительная емкость нижнего бас-

сейна организуется частично грунтовыми дамбами, а также (в пределах канала шириной 250 м) уголковыми железобетонными подпорными стенами с обратной засыпкой. Эксплуатационный водосброс размещается в северной части бассейна с отводом воды в р. Дубна. Ликвидируется участок автодороги Углич — Ярославль. Организация проезда предусматривается частично по низовой берме ограждающей дамбы, а далее насыпью сопрягается с существующим участком дороги. Мостовой переход в этом варианте не требуется.

*Вариант 3.* Увеличение объема существующего нижнего бассейна за счет дноуглубления и выемок вдоль его береговой линии и поймы р. Кунья в районе г. Краснозаводска. Этот вариант предусматривает расширение и углубление верховой части нижнего бассейна эксплуатируемой Загорской ГАЭС, а также создание дополнительной емкости за верховой плотиной существующей ГАЭС на участке длиной 1800 м. Такое решение позволяет получить необходимый полный объем нижнего бассейна, обеспечивающий совместную работу Загорских ГАЭС и ГАЭС-2. По данному варианту подлежит реконструкции участок существующего бассейна от створа Загорской ГАЭС-2 до верховой плотины, переносятся проходящие по ней напорный канализационный коллектор, водопровод и автодорога № 3. Сопряжение р. Кунья с нижним бассейном выполняется с помощью быстротока, обеспечивающего пропуск паводковых вод и оптимальное гидравлическое сопряжение при различных режимах работы ГАЭС. Следует отметить, что геологическое строение долины р. Кунья, которая подлежит углублению в районе нижнего бассейна, сложное и разнотипное, в виде песчаных и глинистых отложений и комплекса четвертичных образований. Кроме того, центральную часть долины занимает древний эрозионный врез глубиной свыше 100 м. Склоны крутых берегов характеризуются низкой устойчивостью.

Для оценки устойчивости склонов на участках дноуглубления была выполнена серия поверочных расчетов, которые показали, что практически на всем рассматриваемом участке устойчивость правого берега долины в бытовых условиях находится в предельном состоянии. В качестве инженерных мероприятий по повышению устойчивости склона принято, что береговой участок не разрабатывается и его основание пригружается дополнительно грунтом.

Исходя из анализа комплекса экономических, экологических и социальных проблем для дальнейших проработок на стадии проекта был принят вариант 3 расширения нижнего бассейна.

При составлении проекта общего нижнего бассейна НИИЭСом были проведены с использовани-

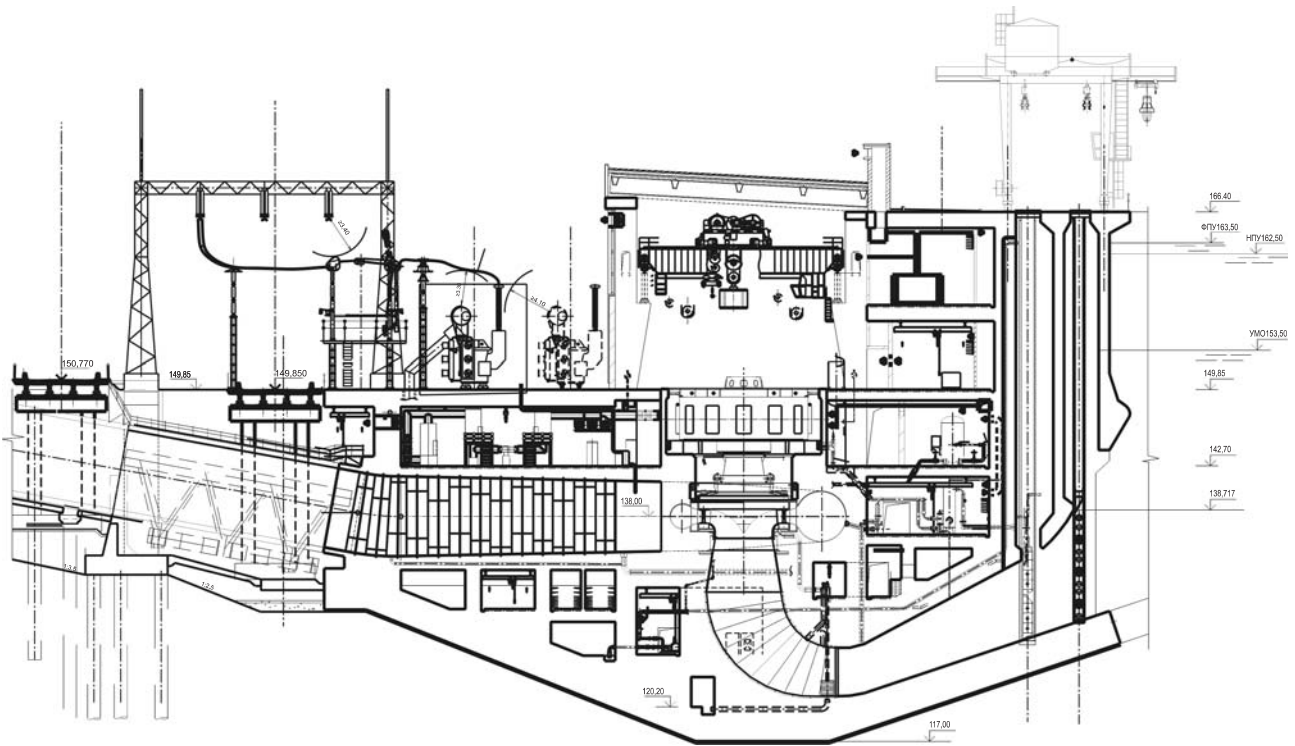


Рис. 3. Здание ГАЭС с участком сопряжения напорных водоводов, продольный разрез

ем математического моделирования исследования гидравлического режима при совместной работе обеих станций; кроме того, совместно с ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева проведены исследования ледо-термического режима. С учётом результатов этих исследований обоснованы геометрия увеличенного нижнего бассейна, отметки дна, заложение откосов и типы креплений. Основные параметры бассейнов Загорских ГАЭС, принятые в водохозяйственных и водноэнергетических расчетах, приведены в таблице

*Здание ГАЭС-2.* При разработке ТЭО (проекта) здания Загорской ГАЭС-2 (рис. 3), в качестве основного аналога использовался проект действующей Загорской ГАЭС-1 [5]. 20 лет её эксплуатации показали высокую надёжность сооружений и оборудования. Компактная компоновка обеспечила хорошие условия эксплуатации. Однако за прошедшее время со дня пуска Загорской ГАЭС-1 произошли качественные изменения в части совершенствования и модернизации гидромеханического и в большей степени электротехнического оборудования, а также технологии строительства, которые были максимально учтены в новом проекте Загорской ГАЭС-2.

Комплекс сооружений здания ГАЭС-2 расположен у подножия левобережного склона р. Кунья, в 800 м выше по течению от здания существующей Загорской ГАЭС-1 (рис. 4). В его состав входят: машинный зал (четыре агрегатных блока), монтажная площадка, трансформаторная мастерская и пло-

щадка размещения трансформаторов. Часть технологического оборудования расположена в помещениях сопрягающей подпорной стенки № 1 (левый борт). Монтажная площадка и трансформаторная мастерская расположены слева от машинного зала и являются его продолжением. Длина машинного зала по оси агрегатов 106,50 м, ширина 45,24 м, высота 54,0 м. Длина монтажной площадки 35,0 м, ширина 45,24 м, высота 30,0 м.

В здании ГАЭС-2 устанавливаются четыре обратимых гидроагрегата с радиально-осевыми насос-турбинами РОНТ 115 В 630 диаметром 6,3 м и двигателями СВГД 1030/245 – 40 УХЛ 4. Единичная мощность гидроагрегата 210 МВт, общая установленная — 840 МВт.

**Особенности компоновки и конструкций.** Машинный зал здания ГАЭС-2 рассчитан и запроектирован в виде неразрезной железобетонной конструкции. Принятие такого решения было обосновано наличием в основании нескальных грунтов, представленных песками, с относительно низкими показателями несущей способности.

Применение неразрезной конструкции позволило: увеличить общую жесткость с целью выравнивания осадок основания в период строительства;

обеспечить условия нормального восприятия вибрационных нагрузок от работы гидросилового оборудования;

повысить общую устойчивость всего сооружения, особенно в период строительства, что позво-





Рис. 4. Строительство здания ГАЭС и напорных водоводов

лило принять достаточно большим объем штрафного бетона на непусковых агрегатных секциях;

сократить объемы строительно-монтажных работ, которые должны быть выполнены для обеспечения пуска первых двух агрегатов;

уменьшить сложные и трудоемкие объемы работ по устройству температурно-деформационных швов.

Машинный зал делится на четыре агрегатных блока с расстоянием между осями агрегатов 22,0 м, которое определено размерами проточной части насос-турбины, двигателя-генератора, вспомогательного гидромеханического, электротехнического, механического, вентиляционного и другого оборудования, условиями их компоновки, а также толщины разделительных бычков.

Спиральная камера металлическая, сварная, круглого сечения, внутреннее давление воды воспринимается металлом. Входная часть имеет диаметр 6,5 м и соединяется переходным конусным патрубком с подводящим трубопроводом, имеющим диаметр 7,5 м.

Отсасывающая труба принята изогнутой со специальной формой колена, обеспечивающей плавный поворот потока в двух рабочих режимах — турбинном и насосном (рис. 5).

Нижняя, агрегатная часть здания ГАЭС, включая щитовую стенку, запроектирована в виде монолитной железобетонной конструкции коробчатой формы с большим количеством внутренних помещений сложного очертания, проемов, ниш и колонн, размещенных на разных уровнях. Жесткость

конструкции во всех направлениях обеспечивается связанной системой взаимопересекающихся вертикальных стен с горизонтальными несущими перекрытиями. Эта конструкция служит основанием верхнего строения здания ГАЭС-2, включая монтажную площадку. По конструктивной схеме она представляет собой каркас с железобетонными колоннами и металлическими подкрановыми балками.

Несущие конструкции машинного зала и монтажной площадки запроектированы из сварных металлических балок и распорок коробчатого сечения. По балкам уложены сборные железобетонные ребристые плиты, по которым выполняется кровля.

Машинный зал оборудован двумя мостовыми кранами пролетом 18,0 м и грузоподъемностью по 320 т. При транспортировке смонтированного ротора двигателя-генератора предусмотрена их спаренная работа с помощью траверсы.

Для восстановления работоспособности станции на случай ее аварийного затопления предусмотрены герметизация помещения насосной осушения и выход (вход) персонала по лестничной клетке на незатопляемую отметку 166,40 м. Все помещения имеют автономную систему энергоснабжения и вентиляции и в необходимых случаях снабжены гермокрышками, предохраняющими их при аварийном затоплении станции, или гермодверями.

Станок генератора принят круглым внутри диаметром 14,50 м и двенадцатигранным снаружи (средняя толщина 0,4 м). Такая конструкция хорошо зарекомендовала себя на ряде построенных





Рис. 5. Здание ГАЭС, монтаж колен отсасывающих труб

крупных гидроэлектростанций удобством размещения оборудования на плоских внешних гранях и повышением прочности в узлах размещения фундаментов статора и установки верхних распорных домкратов.

Щитовая стенка, воспринимающая напор воды со стороны нижнего бассейна, имеет высоту 31,40 м и длину 100,74 м.

В затворных секциях бычков размещены пазы восьми аварийно-ремонтных затворов (по два на каждый агрегат) и восьми сороудерживающих решеток. Маневрирование затворами и сороудерживающими решетками осуществляется двухконсольным козловым краном грузоподъемностью 80 т.

Со стороны нижнего бьефа между машинным залом и щитовой стенкой размещен пятиэтажный блок технологических помещений вспомогательного технологического оборудования. Все пять этажей связаны между собой двумя торцевыми маршевыми лестницами, в левом бортовом устое размещена шахта грузопассажирского лифта. Верхнее перекрытие блока технологических помещений служит общестанционной автодорогой, отнесенной к третьей категории. Со стороны верхнего бьефа на площадке размещены четыре главных и два трансформатора собственных нужд и электротехниче-

ское оборудование выдачи мощности по КРУЭ. Под этой площадкой на отм. 142,70 м к генераторному этажу примыкает комплекс помещений электротехнических устройств.

Монтажная площадка размещена с левой стороны машинного зала и является его продолжением с верхним строением, аналогичным машзалу. Размеры площадки определены из условия раскладки (в определенном порядке) деталей и конструкций узлов одного полностью разобранного гидроагрегата, которая обеспечивает возможность первичного монтажа, а также их осмотра и ремонта в период эксплуатации. На монтажную площадку предусматривается выезд трейлера грузоподъемностью до 250 т при доставке узлов гидроагрегатов в период монтажных и ремонтных работ.

Под перекрытием монтажной площадки на отметке генераторного этажа размещены электротехническая мастерская, КТП и КРУЭ. Между площадкой и стенкой напорной грани расположен четырехэтажный блок помещений вспомогательного технологического оборудования и мехмастерская с подсобными помещениями.

Помещения КТП и КРУЭ герметизированы на случай затопления станции, вход закрыт гермодв-

рю, грузовой люк — гермокрышкой, второй выход идёт на площадку аварийной лестницы.

*Трансформаторная мастерская* является продолжением монтажной площадки в её габаритах. Такая компоновка позволяет создать единую монтажно-транспортную линию, что даст возможность значительно сократить сроки монтажа основного оборудования.

Основанием трансформаторной мастерской служит массивная железобетонная плита, на которой возведено верхнее строение. Обеспечение общей жесткости конструкции аналогично решениям, принятым по машинному залу.

Железобетонные колонны ступенчатые с двумя ярусами консолей, первая служит для опирания подкрановых балок мостового крана машзала, вторая — подкрановых балок мостового крана трансформаторной мастерской. Такое решение было принято проектировщиками для обеспечения возможности прохода двух мостовых кранов для переноса в машинный зал смонтированных статоров генераторов. Их монтаж на территории трансформаторной мастерской позволяет значительно ускорить пуск первых двух гидроагрегатов.

Мостовой кран трансформаторной мастерской используется для монтажа гидромеханического оборудования, в строительный период — для монтажа основных кранов машзала, а в период эксплуатации — для монтажа главных трансформаторов. После окончания монтажных работ строитель-

ного периода трансформаторная мастерская отделяется капитальной стеной от монтажной площадки с восстановлением её технологических функций.

Разработка котлована перед зданием станции ГАЭС-2 со стороны водоводов приводит к вскрытию водоносного горизонта, уровень подземных вод которого в естественных условиях находится на отм. 158,0 – 161,6 м. Для предотвращения упомянутых процессов, вызванных техногенным воздействием, по результатам гидрологических наблюдений и геофильтрационных расчетов применяется постоянный дренаж. Мощность водоносного горизонта, достигающего 100 м, позволяет эффективно использовать вертикальный дренаж, выполненный в виде скважин.

В состав *сооружений выдачи мощности входят*: воздушные линии электропередач 500 кВ от РУ, расположенного на открытой площадке здания ГАЭС, до ОРУ-500 кВ, расположенного слева от здания ГАЭС; КРУЭ-500 кВ; здание подстанционного пункта управления (ППУ); кабельный туннель от служебно-производственного корпуса до ППУ.

*Служебно-производственный корпус*. К трансформаторной мастерской примыкает восьмиэтажный служебно-производственный корпус (СПК) длиной 60 м, шириной 15 м. Главный вход в СПК со стороны нижнего бьефа — с площадки на отм. 166,65 м, также есть вход в машинный зал.

Показатель	Значение показателя	
	Загорская ГАЭС	Загорская ГАЭС-2
Верхний бассейн:		
нормальный подпорный уровень (НПУ), м	266,5	266,5
минимальный подпорный уровень (УМО), м	257,5	257,5
полный объем, млн. м <sup>3</sup> :		
при НПУ	29,9	16,3
при УМО	7,2	4,4
полезный объем, млн. м <sup>3</sup>	22,7	11,9
Нижний бассейн:		
нормальный подпорный уровень (НПУ), м	162,5	
минимальный подпорный уровень (УМО), м	153,5	
полный объем, млн. м <sup>3</sup> :		
при НПУ	49,5	
при УМО	14,9	
полезный объем, млн. м <sup>3</sup>	34,6	

В СПК на отм. 149,85 м располагаются КТП, электротехнические помещения, блок помещений охраны, отдельным блоком запроектирована электрокотельная. Бытовые помещения скомпонованы на отм. 154,05 и 158,20 м (рассчитаны на весь состав работающих на ГАЭС); на отм. 162,45 м размещены помещения аккумуляторных батарей, электротехнической лаборатории, щита постоянного тока, узла связи. На отм. 166,65 м располагаются вестибюль с постом охраны, медпункт, столовая с производственными помещениями, служебные комнаты, лестнично-лифтовой блок с двумя пассажирскими лифтами. Под ЦПУ, расположенным на отм. 174,15 м, помещениями РПО, АСУ и мониторинга запроектирован кабельный этаж.

На основных сооружениях и в конструкциях Загорской ГАЭС-2 устанавливается значительное количество *контрольно-измерительной аппаратуры* комплексного назначения, включая проектные решения по автоматизированному получению информации.

**Дополнительные проектные решения и мероприятия по безопасности.** В соответствии с решениями Ростехнадзора и РусГидро по результатам оценки аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, для Загорской ГАЭС-2 были разработаны дополнительные мероприятия по обеспечению безопасности персонала станции в здании ГАЭС-2.

Основная специфическая особенность компоновки ГАЭС типа Загорской заключается в том, что практически все помещения здания станции находятся ниже уровня воды нижнего аккумулирующего бассейна. В связи с этим перед проектировщиками особенно остро были поставлены задачи по корректировке проектных решений в части:

создания дополнительных условий недопущения возможности аварийного затопления станции;

обеспечения максимально быстрой эвакуации персонала;

ускорения ликвидации последствий такой аварии.

В основной проект строительной части здания ГАЭС и его технологического оборудования были внесены коррективы

1. Со стороны нижнего бьефа устанавливается восемь ремонтных затворов вместо двух (на все агрегаты) в пазах на подвкатах (с целью уменьшения времени опускания затворов на порог) с созданием площадки обслуживания.

2. Предусматривается улучшение конструкции опорных и скользящих частей ремонтных затворов с целью уменьшения коэффициента трения и времени опускания затворов.

3. Все выходы трубопроводов насосных станций, связанных с бьефами, устанавливаются выше

их уровня с целью исключения затопления помещений.

4. Главные лестницы в машзале, размещенные в левом и правом устоях, выведены на незатопляемую отм. 164,40 м и на автодорогу.

5. Эвакуация людей из помещения оперативно-го персонала с отм. 149,5 машинного зала осуществляется через лестницу в сторону нижнего бьефа на отм. 162,5 м.

6. Бытовые и служебные помещения, в том числе для привлеченного персонала, размещаются на незатопляемых отметках СПК.

7. Рабочие места на монтажной площадке, в трансформаторной мастерской, в машинном зале ГАЭС из-за невозможности переноса на незатопляемые отметки обеспечиваются необходимыми средствами индивидуальной защиты.

8. Забор воды для рыбозащитных сооружений вынесен из внутренних помещений машзала в нижний бьеф на наружную грань бычков.

9. В правобережном устое размещена дополнительная стационарная насосная, оборудованная двумя мощными вертикальными насосами, с заборм воды с отм. 125,00 м.

10. Расширено герметизированное помещение, где размещены КРУ и КТП, для переноса шкафов систем управления насосных с затопляемых отметок.

11. Устройства РЗ и А, АСУ агрегатов для обеспечения безопасности и надежного отключения оборудования выполняются в шкафах со степенью защиты не ниже IP43 в отдельном помещении с герметичными дверями и поддержанием микроклимата. Черные ящики для регистрации предаварийных и аварийных событий устанавливаются в незатопляемых помещениях.

## Список литературы

1. Рубин О. Д., Лисичкин С. Е., Нефедов А. В., Серая О. З., Чуприна Я. Н. Схема рационального армирования фундаментной плиты водоприемника Загорской ГАЭС-2 // Гидротехническое строительство. 2008. № 4.
2. Данила С., Шикинис А. Состояние гидротехнических сооружений и окружающей среды Круонисской гидроаккумулирующей электростанции // Гидротехническое строительство. 2007. № 7.
3. Технико-экономическое обоснование (проект) строительства Загорской ГАЭС-2 на р. Куны: 1833-КН 2 / ОАО "Инженерный центр ЕЭС", филиал "Институт Гидропроект". 2007.
4. Орлов Ю. А., Кулешов А. С., Серая О. З. Строительство подземных напорных водоводов Загорской ГАЭС-2 // Гидротехническое строительство. 2007. № 4.
5. Чесалин Ю. В., Лобанов К. И. Проектирование Загорской ГАЭС и авторский надзор за ходом строительства // Гидротехническое строительство. 1999. № 10.



# Оценка эффективности системы натуральных наблюдений и состояния гидротехнических сооружений каскада Нижнечерекских ГЭС

Дикинов М. М., инженер (ЦСГНЭО)

Изложены результаты работы, целями которой являлись оценка эффективности системы натуральных наблюдений, действующей на сооружениях каскада Нижнечерекских ГЭС, и анализ состояния ГТС каскада по данным натуральных наблюдений, полученным за период действия системы.

**Ключевые слова:** каскад Нижнечерекских ГЭС, натурные наблюдения, критерии безопасности.

Каскад Нижнечерекских ГЭС расположен в нижнем течении р. Черек между населенными пунктами Бабугент и Аушигер, на территории Черекского района Кабардино-Балкарской Республики. Район относится к центральной части Главного Кавказского хребта. Река Черек образуется от слияния рек Черек Балкарский и Черек Безенгийский, истоки которых находятся в ледниках центральной части Северного Кавказа. Район строительства Нижнечерекских ГЭС характеризуется как высокосейсмичный. По действующей карте общего сейсмического районирования территории РФ (ОСР-97) фоновая сейсмичность района составляет 9 баллов.

Каскад Нижнечерекских ГЭС состоит из двух равных по мощности гидроэлектростанций: Кашхатау (Советской) и Аушигерской. Суммарная установленная мощность каскада составляет 128,6 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 469 млн. кВт · ч. Хронология строительства каскада приведена в табл. 1.

В целях контроля за безопасностью гидротехнических сооружений каскада Нижнечерекских ГЭС при их эксплуатации проектом предусмотрен комплекс натуральных наблюдений и исследований, включающий в себя три вида работ:

наблюдения за фильтрационными режимами;

наблюдения за деформациями сооружений геодезическими методами;

визуальные осмотры состояния сооружений.

Для производства названных работ по проекту предусматривалась установка 689 ед. контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) эксплуатационного периода: геодезические реперы, марки и знаки, преобразователи порового давления, пространственные щелемеры, безнапорные пьезометры и др.

**Аушигерская ГЭС** является нижней ступенью каскада. В состав основных сооружений гидроузла входят:

резервный головной водозаборный узел (ГРУ);

резервный деривационный канал-лоток;

напорный бассейн с водоприемником и аварийным водосбросом, сопряженный с быстротоком;

напорный металлический трубопровод;

здание ГЭС, ОРУ;

отводящий канал с защитной дамбой.

Для проведения пьезометрических наблюдений за фильтрационными режимами на сооружениях Аушигерской ГЭС проектом предусматривалась установка 20 пьезометров. Из них 12 должны были быть установлены на резервном головном узле для контроля обходной фильтрации в примыкании пра-

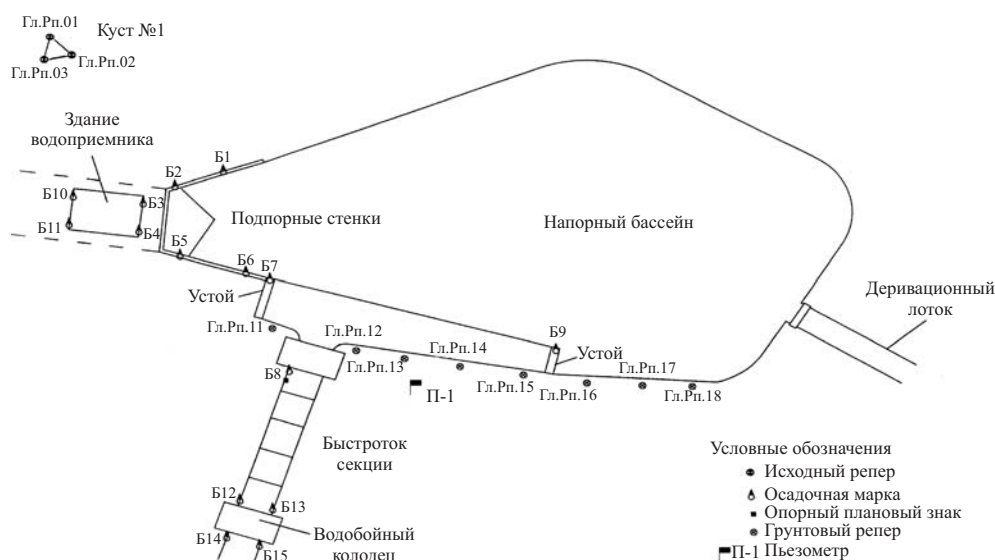


Рис. 1. Схема расположения КИА на БСР Аушигерской ГЭС

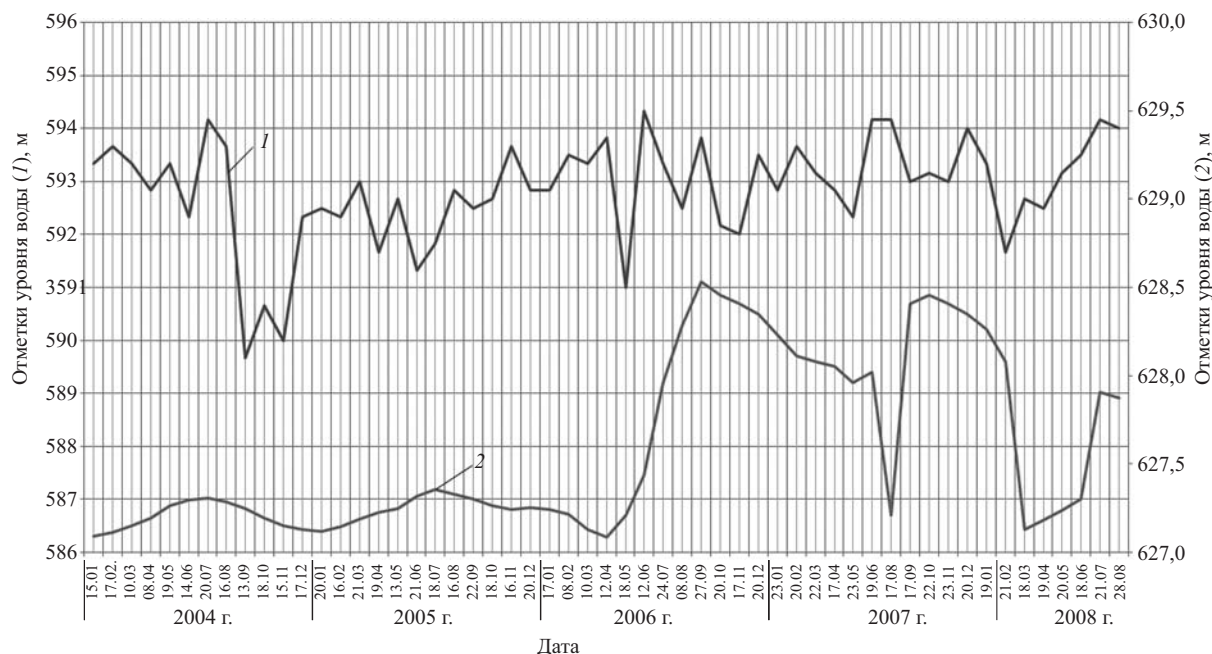


Рис. 2. Диаграммы изменения уровня воды в пьезометре 1 (1) и уровня воды в бассейне (2)

вобережной сопрягающей дамбы, а также величины фильтрационного противодействия в головной части резервного деривационного канала. На сего-

дняшний день не установлен ни один из них. В здании ГЭС фильтрационный расход воды должен был устанавливаться по числу опорожнений сборного

Т а б л и ц а 1  
Хронология строительства

Сооружение	Начало строительства, год	Окончание строительства, год
<b>Аушигерская ГЭС:</b>		
головной резервный узел	1999	Окончание строительства всех сооружений и запуск их в эксплуатацию — декабрь 2002
деривационный канал-лоток	1997	
напорный бассейн с водоприемником и аварийным водосбросом, сопряженный с быстротоком	1998	
напорный металлический трубопровод	1998	
здание ГЭС, ОРУ	1999	
отводящий канал с защитной дамбой	1997	
<b>Кашхатау ГЭС</b>		
головной узел	2003	2007
деривационный канал-лоток	2004	—
деривационный туннель	1995	—
напорный бассейн — БСР	1994	—
напорный металлический трубопровод	2005	начало 2009
здание ГЭС, ОРУ	2005	—
отводящий канал	2005	—

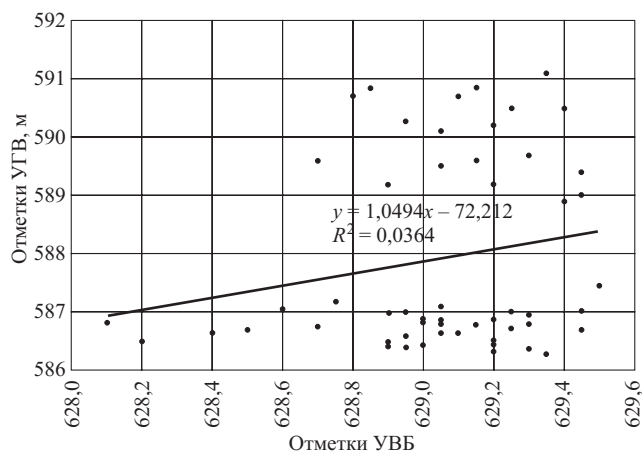


Рис. 3. Точечная диаграмма зависимости между УГВ и УВБ

дренажного колодца за определенный промежуток времени, но этого служба эксплуатации не выполняет, хотя именно этот показатель принят в качестве критерия для определения состояния бетона и уплотнения швов в здании ГЭС.

Единственный пьезометр, который установлен на сооружениях Аушигерской ГЭС, — это пьезометр П-1, который находится рядом с грунтовым репером 13 (рис. 1). Наблюдения по нему ведутся начиная с 15 января 2004 г., все полученные данные заносятся в Журнал регистрации измерений уровней воды в пьезометре. Замеры производятся с периодичностью 1 раз в месяц. По данным записей

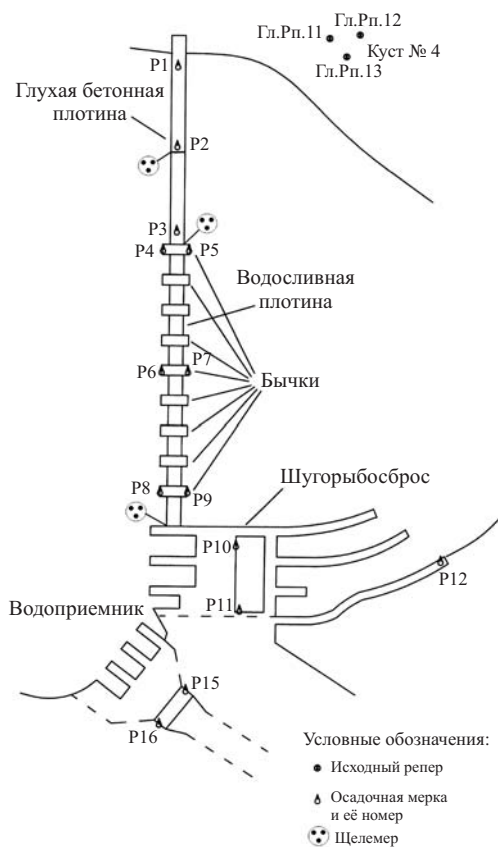


Рис. 4. Схема расположения КИА на ГРУ

Журнала нами построены диаграммы изменения уровня воды в пьезометре (УГВ) и уровня воды в

бассейне (УВБ) во времени в период с 15.01.2004 г. по 28.08.2008 г. (рис. 2). Существование зависимости между УГВ и УВБ определялось путем построения точечной диаграммы (рис. 3), связывающей между собой эти показатели, проведения линии тренда и определения коэффициента корреляции  $R = 0,1908$ .

По данному виду наблюдений за сооружениями Аушигерской ГЭС могут быть сформулированы следующие выводы:

на Аушигерской ГЭС установлен лишь один пьезометр, что не позволяет в достаточной мере контролировать работу сооружений, вести полноценные наблюдения и составить представление о фильтрационных режимах сооружений ГЭС;

для оперативного контроля фильтрационного режима сооружений необходимо разработать отсутствующие критериальные значения контролируемых пьезометрами параметров, а именно отметки УГВ, соответствующие переходу фильтрационного режима из нормального состояния в потенциально опасное (К1) и из потенциально опасного в предаварийное (К2);

из анализа данных натуральных наблюдений по пьезометру 1 видно, что какой-либо явной взаимосвязи между УГВ и УВБ в настоящее время не просматривается.

Состав и количество контрольно-измерительной аппаратуры на сооружениях Аушигерской ГЭС

Т а б л и ц а 2

Состав и количество контрольно-измерительной аппаратуры на сооружениях Аушигерской ГЭС

Сооружение	Марка грунтовая МГ	Марка бетонная МБ	Знаки гор. смещ.	Опорный знак ОЗ	Глубинный репер ГлРП	Пьезометр ПБ	Пространственный щелемер ПЩ	Примечание
Напорный трубопровод	$\frac{9}{8}$	$\frac{92+72}{90+72}$	$\frac{41}{40}$	$\frac{2}{2}$	$\frac{6}{6}$	—	—	72-МК, а 92 и 90-МБ, два обратных отвеса
Резервный головной узел	—	$\frac{16}{14}$	—	—	$\frac{3}{3}$	$\frac{12}{0}$	$\frac{3}{3}$	По ПЩ наблюдений не ведется
Деривационный лоток	—	$\frac{66}{179}$	—	$\frac{9+25}{12+37}$	$\frac{4}{4}$	—	—	12-ОЗ, 37-ОпЗ
Напорный бассейн	$\frac{8}{8}$	$\frac{7}{7}$	—	$\frac{4}{1}$	—	$\frac{8}{1}$	$\frac{5}{0}$	Имеются четыре ПВЗ, из трех ОР установлено два, наблюдений по ним не ведутся
Водоприемник с подпорными стенками	—	$\frac{8}{6}$	—	—	—	—	—	—
Здание ГЭС	—	$\frac{8}{8}$	—	—	—	—	—	—
Всего	$\frac{17}{16}$	$\frac{269}{376}$	$\frac{41}{40}$	$\frac{40}{52}$	$\frac{13}{13}$	$\frac{20}{1}$	$\frac{8}{3}$	$\Sigma = \frac{408}{501}$

Примечание. Числитель — количество КИА по проекту; знаменатель — то же, установленной в натуре; МК — марка на кольцах трубопровода; ОпЗ — определяемый знак; ПВЗ — планово-высотный знак.



приведены в табл. 2. Из этой таблицы видно, что общее количество установленной КИА превышает предусмотренное проектом за счет увеличения количества опорных знаков и бетонных марок, предназначенных для контроля за смещениями деривационного канала-лотка.

Состав наблюдаемых геодезическими методами сооружений Аушигерской ГЭС, виды определяемых деформаций, рекомендуемая точность их определения приведены в табл. 3.

Все виды указанных геодезических наблюдений на объекте выполняются специалистами топографо-геодезической партии ГПК "Геомаркет". Наблюдения ведутся начиная с 17 октября 2002 г. Последний цикл измерений был проведен летом 2008 г., но в связи с тем, что материалы этого цикла не удалось получить от заказчика, они не были включены и проанализированы в данной работе.

Периодичность наблюдений за сооружениями по проекту составляет 1 раз в квартал. Осадки нижней части лотка шугорыбосброса определяются после паводка.

После сейсмособытий интенсивностью 5 баллов и более должен быть выполнен внеочередной цикл измерений [1].

Для изучения взаимных подвижек блоков (секций) сооружений по температурно-осадочным швам на резервном головном узле по проекту предусмотрено три щелемера (рис. 4). На сегодняшний день они установлены, но никаких наблюдений по ним не ведется из-за их неисправного состояния. Причиной неисправности послужило то, что щелемеры не были своевременно оборудованы защитными крышками. Это, по утверждению специалистов ГПК "Геомаркет", привело к неоднократным механическим воздействиям на щелемеры со сто-

Т а б л и ц а 3

Состав геодезических наблюдений на Аушигерской ГЭС

Сооружение	Виды деформаций	СКО определения, мм
Головной резервный узел: глухая плотина	Осадки гребня	2,0
	Подвижки по деформационному шву	0,2
водосливная плотина	Осадки, наклон гребня	2,0
	Подвижки по деформационным швам	0,2
шугорыбосброс	Осадки	2,0
водоприемник	Осадки	2,0
Деривационный лоток: участок от пикета 18 до напорного бассейна	Осадки	2 – 3
	Осадки, горизонтальные смещения склона	3 – 4
Напорный бассейн: устои аварийно-холостого водосброса	Осадки	2,0
	Осадки, горизонтальные смещения	2 – 3
	Подвижки по деформационным швам	0,2
водоприемник с подпорными стенками	Осадки	2,0
склон, обращенный к реке	Осадки	2,0
Здание ГЭС: агрегатный блок, монтажная площадка	Осадки	2,0
	Осадки, горизонтальные смещения	2,0
анкерные опоры	Осадки, горизонтальные смещения	2,0
промежуточные опоры	Осадки, горизонтальные смещения	2,0
кольца трубопровода	Осадки	0,4 (относительно высотных марок на промежуточных опорах)
неустойчивый склон	Осадки	2,0

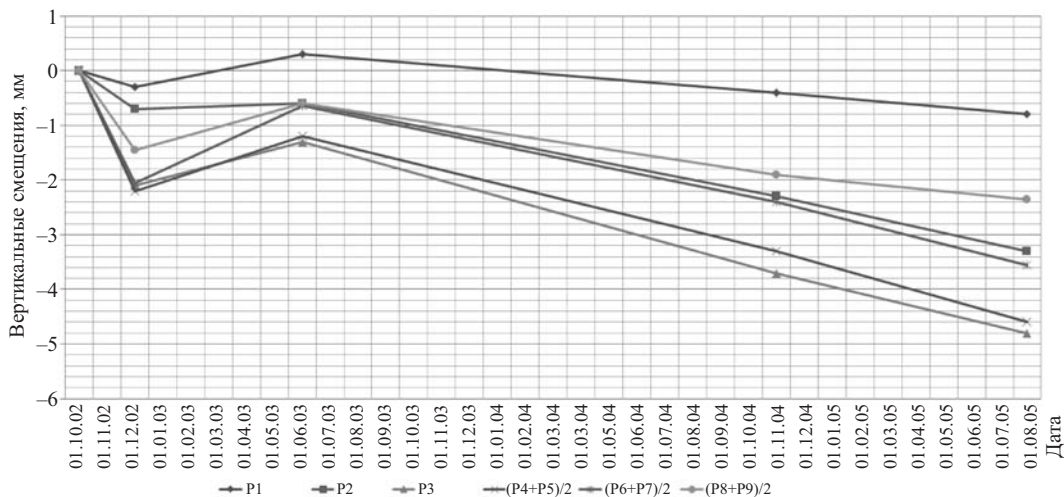


Рис. 5. Диаграмма вертикальных смещений по оси гребня глухой и водосливной бетонных плотин

роны работников, производивших другие виды работ.

Для сооружений Аушигерской ГЭС фирмой «ОРГРЭС» были разработаны критерии безопасности. В качестве критерия безопасности вертикальных перемещений практически всех ГТС принята интенсивность приращения осадок. В рассматри-

ваемых условиях этот критерий является неработоспособным. Так, на резервном головном узле (РГУ) (рис. 4), по данным натурных измерений, фактическая интенсивность вертикальных смещений в течение всего периода наблюдений по всем осадочным маркам многократно превышает установленное в [2] значение показателя  $K1 = \pm 0,1$  мм/год. В

Т а б л и ц а 4

Состав и количество контрольно-измерительной аппаратуры на сооружениях Кашхатау ГЭС

Сооружение	Марка грунтовая МГ	Марка бетонная МБ	Знаки гор. смещ.	Плита марка ПЛМ	Визирная марка ВМ	Преобразователь давления ПДС	Пьезометр ПБ	Пространственный шелемер		Примечание
								ПЩ	ПЩШ	
Каменно-земляная плотина	$\frac{14}{14}$	—	—	$\frac{6}{0}$	—	$\frac{10}{10}$	$\frac{20}{12}$	—	—	Включая обходную фильтрацию
Водосброс	—	$\frac{4}{4}$	—	—	—	—	—	—	$\frac{8}{6}$	—
Отстойник	—	$\frac{8}{8}$	—	—	—	—	—	—	$\frac{8}{6}$	—
Рыбоход	—	$\frac{4}{0}$	—	—	—	—	—	—	—	Возможна дополнительная КИА
Деривационный канал-лоток	$\frac{13}{13}$	$\frac{67}{58}$	—	—	$\frac{78}{34}$	—	—	$\frac{82}{48}$	—	Включая оползневой участок
Напорный бассейн с водоприемником	$\frac{18}{0}$	$\frac{4}{0}$	—	—	—	—	$\frac{14}{4}$	—	—	—
Металлический трубопровод и уравнильный резервуар	—	$\frac{14}{100+20МК}$	$\frac{0}{12}$	—	—	—	—	—	—	МК-марки на кольцах
Здание ГЭС	—	$\frac{8}{0}$	—	—	—	—	—	—	$\frac{4}{0}$	—
Всего	$\frac{45}{27}$	$\frac{109}{190}$	$\frac{0}{12}$	$\frac{6}{0}$	$\frac{78}{34}$	$\frac{10}{10}$	$\frac{34}{16}$	$\frac{82}{48}$	$\frac{20}{12}$	$\Sigma = \frac{384}{355}$

Примечание. Числитель — количество КИА по проекту; знаменатель — то же, установленной в натуре

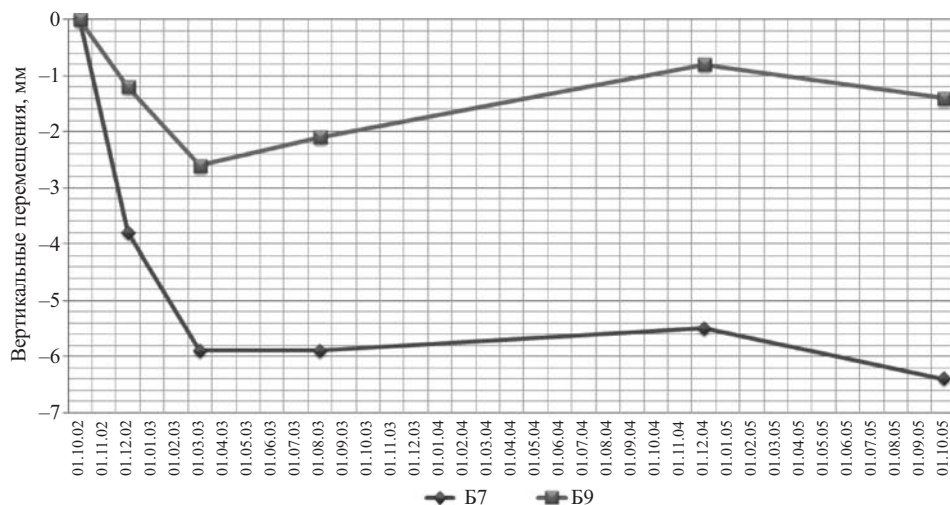


Рис. 6. Диаграмма вертикальных перемещений марок Б7 и Б9

начальный период наблюдений (2002 г.) вертикальные перемещения составили 2,2 мм за два месяца, в то время как  $K_2 = -2,4$  мм/год (рис. 5). Никаких действий, регламентированных нормами [3] при превышении критериев безопасности, служба эксплуатации не проводила. Очевидно, что для оценки опасности осадок необходимо разработать иные критерии безопасности.

На здании ГЭС установлено восемь бетонных марок, по которым ведутся наблюдения. Осадки здания Аушигерской ГЭС в целом достаточно невелики и равномерны. Следует обратить внимание на небольшой крен агрегатного блока здания, развитие которого может потребовать выполнения стабилизационных мероприятий. К сожалению, в месте примыкания анкерной опоры № 5 к зданию ГЭС не установлены марки для определения взаимных смещений между ними, хотя в проекте они были предусмотрены. В связи с этим не представляется возможным проведение анализа взаимных смещений между анкерной опорой АО-5 и компенсаторным помещением в здании ГЭС. Следует незамедлительно установить марки М13 и М14 и начать наблюдения по ним, а также возобновить измерения по анкерной опоре АО-5.

На участке напорного бассейна (рис. 1) наибольшие опасения вызывают устои аварийно-холодного водосброса, на которых установлены марки Б7 и Б9. На диаграмме рис. 6 видно, что осадки марки Б7 превышали осадки Б9 в течение всего периода наблюдений, в конце которого разность осадок достигла 5 мм (06.10.2005). С момента проведения шестого цикла наблюдений прошло более трех лет. Можно предполагать, что приращение осадок продолжалось и в эти годы, а их разница возрастала. Хотя разница вертикальных перемещений Б7 и Б9 на сегодняшний день неизвестна, при визуальном осмотре водосброса было замечено,

что вода сбрасывается через боковой водослив преимущественно в серединной части и на участке примыкания его к левобережной стенке (рис. 7). Характер истечения воды через боковой водослив свидетельствует о его перекосе. Если разница осадок марок Б7 и Б9 будет возрастать, придется принимать специальные меры по выправлению ситуации.

На быстротоке (рис. 1) на сегодняшний день КИА (деформационные знаки, закладываемые в секции лотка), необходимая для проведения наблюдений за вертикальными смещениями лотка, не установлена.

Необходимо восполнить это упущение и начать вести предусмотренные наблюдения за подвижками склона.

Предписанный программой наблюдений [4] контроль за раскрытием деформационных швов секций быстротока не выполняется, так как по факту не установлен ни один щелемер. Необходимо в кратчайшие сроки произвести установку щелемеров, обеспечить их защитными крышками и начать вести наблюдения по ним.

Т а б л и ц а 5

Состав и количество КИА опорной высотной сети Кашхатау ГЭС

Сооружение и место КИА	Аппаратура	Количество КИА	
		по проекту	установлено
Опорная высотная сеть	Исходные реперы — ГлРп	13	10
	ГлРп	8	5

Примечание. ГлРп — репер глубинный, ГрРп — репер грунтовый





Рис. 7. Напорный бассейн и боковой водослив (фото автора)

В феврале-марте 2002 г. на *напорном трубопроводе* (НТ) был проведен первый цикл измерений. В апреле в связи с уничтожением многих марок в результате производства земляных работ, а также с отсутствием средств финансирования работы по натурным наблюдениям на этом участке были приостановлены. За время, в течение которого не проводились наблюдения, все марки левой стороны были уничтожены в ходе строительства кабельного лотка.

После возобновления наблюдений в октябре 2002 г. марки продолжали выходить из строя. Работники ГПК «Геомаркет» склонны полагать, что этому способствует то обстоятельство, что конструкция марок не обладает необходимой жесткостью, так как при их изготовлении использована тонкая арматура диаметром до 2 см вместо рекомендуемой [5] диаметром 4 – 5 см.

По результатам семи циклов наблюдений нами были построены эпюры вертикальных перемещений марок, установленных на напорном трубопроводе, представленные на рис. 8 – 11.

Анализ данных натурных наблюдений производился по участкам. Первый участок в целом достаточно стабилен, однако имеются места, на которые необходимо обратить особое внимание. Так, осадки П-111 в течение полугода составили –6,2 мм, что превышает значение  $K_2 = -5$  мм/год [2]. Разность осадки марок АО-13 и АО-14 на 05.11.2002 г. составила 4 мм при  $K_2 = 5$  мм. Перемещения остальных марок не вызывают опасений, однако без результатов последнего цикла говорить об этом с уверенностью не приходится.

Второй участок в целом деформируется достаточно незначительно, больших значений вертикальных перемещений не наблюдается.

Третий участок является самым нестабильным участком НТ, величины осадок здесь в разы больше, чем на других участках. Значения контролируе-

мых показателей по многим маркам превысили критерий безопасности  $K_2 = -5,0$  мм/год [2]. Эти превышения наблюдаются на марках, расположенных как по оси трубопровода, так и на опорах: п332в = –5,6 мм/год; п353в = –7,7 мм/год; п354в = –7,1 мм за 6 месяцев; п361 = –6,4 мм/год; п361в = –6,4 мм/год; п361в = –10,7 мм/год; П362 = –6,1 мм/год; п362в = –11,4 мм/год; п371 = –7,1 мм за 10 месяцев; п371в = –10,2 мм/год, на следующий год приращение осадки этой марки равнялось 5 мм; п372 = –9 мм/год; п372в = –11,6 мм/год; п382в = –8 мм/год; п392в = –5,6 мм/год. Никакой реакции службы эксплуатации на превышения критерия безопасности второго уровня  $K_2$  не последовало. Такое отношение к результатам натурных наблюдений является недопустимым, впоследствии это может привести к возникновению чрезвычайной ситуации.

На четвертом участке больших вертикальных перемещений не наблюдается, смещения происходили достаточно синхронно по всему участку. Максимальные вертикальные перемещения зафиксированы на п462 = –4,9 мм/год.

В ноябре – декабре 2005 г. выполнен четвертый цикл наблюдений за горизонтальными смещениями анкерных и промежуточных опор. По этим данным нами построены эпюры горизонтальных смещений трубопровода (рис. 12). Рассмотрение эпюр показывает, что по всей длине НТ происходит увеличение горизонтальных смещений во времени. Сотрудники ГПК «Геомаркет» склонны связывать такой характер смещений с инструментальной точностью измерений.

Надо заметить, что максимальные горизонтальные перемещения зафиксированы, как и вертикальные, на третьем участке НТ, который, как уже отмечалось, является наиболее проблемным. На наш взгляд, повышенные значения горизонтальных смещений являются следствием значительных вертикальных перемещений.

Согласно представленным данным за участком лотка, проходящим в насыпи с ПК 17 до ПК 26, проведено три цикла измерений (последний 31.07.2003 г.), на участке лотка от ПК 26 до ПК 40 (левая сторона) этот цикл наблюдений явился единственным.

В ходе строительных работ многие марки были уничтожены. С 2003 г. никаких наблюдений за каналом-лотком не велось. В 2008 г. КИА была восстановлена, а также установлена дополнительная аппаратура для получения большего объема данных о состоянии сооружения в натуре.

По имеющимся данным нами построена эпюра вертикальных перемещений деривационного кана-

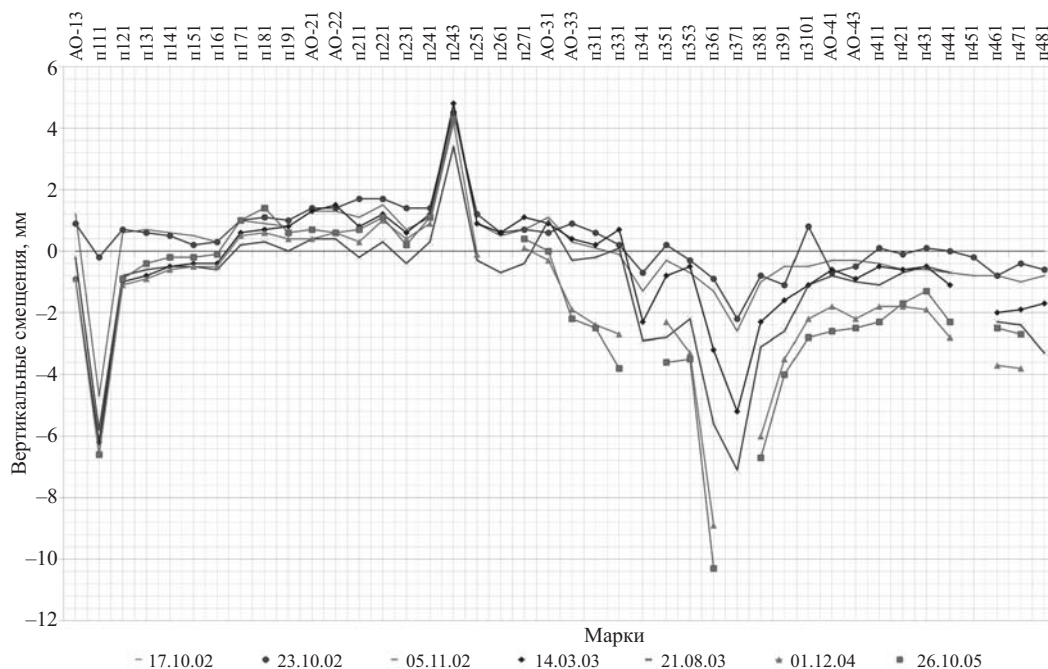


Рис. 8. Эпюры вертикальных перемещений марок, установленных на опорах НТ с левой стороны

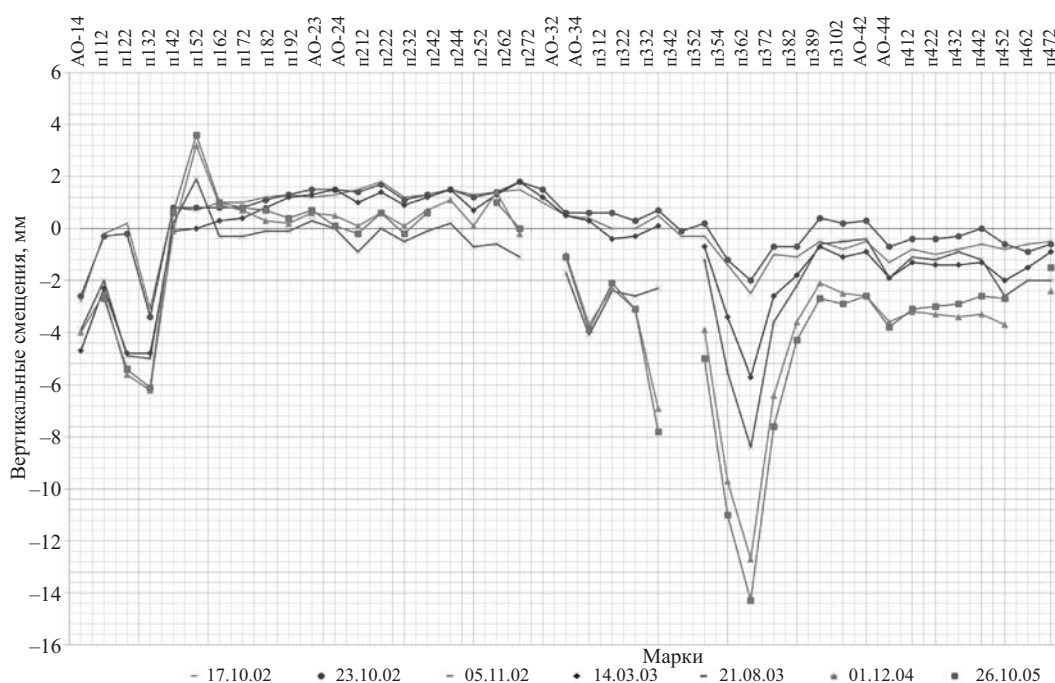


Рис. 9. Эпюры вертикальных перемещений марок, установленных на опорах НТ с правой стороны

ла-лотка в период с 31.10.2001 г. по 31.07.2003 г (рис. 13). Эпюра показывает, что осадка канала-лотка происходила с очень высокой интенсивностью, максимальная величина вертикальных перемещений на ПК 18 + 04 составила 36,4 мм (с правой стороны) и 31,3 мм (с левой стороны). На остальных участках величина осадки колебалась от 5 до 15 мм по левой стороне и от 10 до 25 мм по правой стороне. Исходя из этих данных, можно сде-

лать вывод, что лоток оседает неравномерно, величина осадки со стороны склона больше.

При визуальном осмотре в августе 2008 г. были обнаружены места раскрытия деформационных швов, через которые происходит потеря воды, движущейся по каналу-лотку. Необходимо принять меры по устранению этих протечек, произвести более тщательный осмотр и оценку состояния лотка на месте.

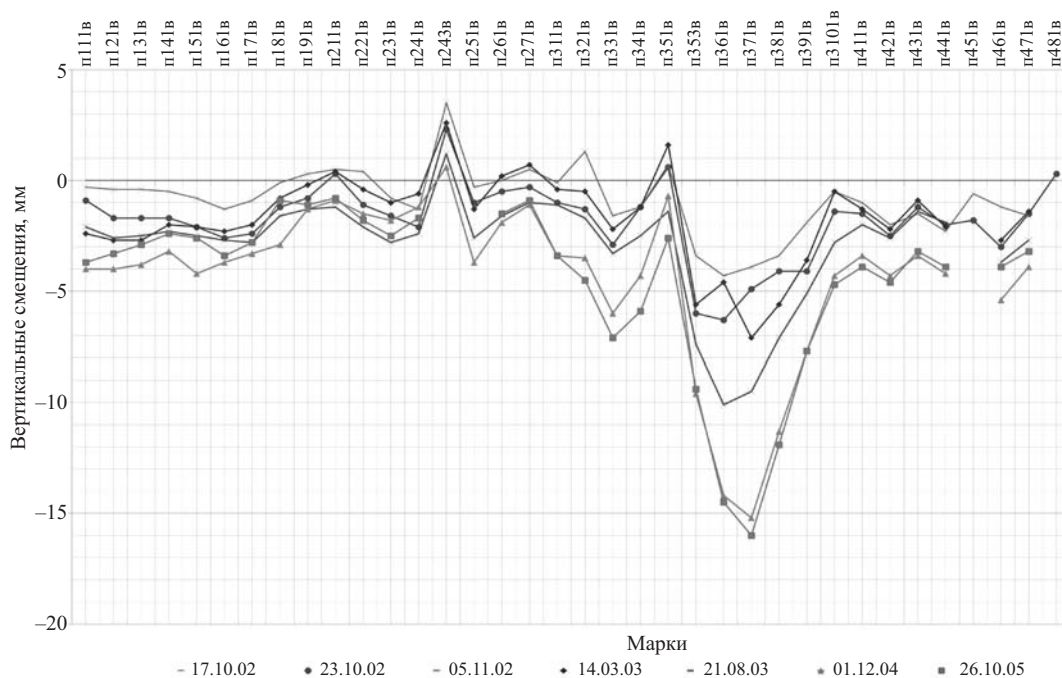


Рис. 10. Эпюры вертикальных перемещений марок, установленных на кольцах НТ с левой стороны

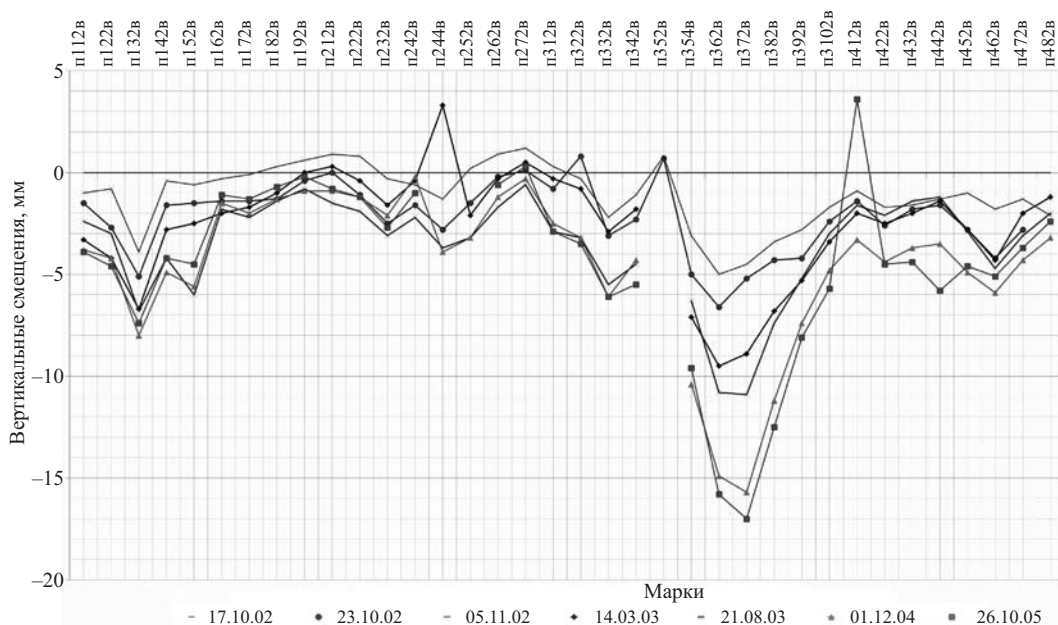


Рис. 11. Эпюры вертикальных перемещений марок, установленных на кольцах НТ с правой стороны

Как говорилось выше, в качестве критерия безопасности вертикальных перемещений выступает величина интенсивности осадков, которая является величиной переменной, зависящей от многих факторов. Задание интенсивности осадков в виде постоянной величины не отражает физической природы этого показателя.

По данным натурных измерений фактическая интенсивность вертикальных смещений в течение всего периода наблюдений по всем осадочным маркам многократно превышала установленное значе-

ние показателя  $K1 (\pm 0,1 \text{ мм/год})$ . По ряду измерительных пунктов были превышены значения  $K2$ . Никаких действий, регламентированных нормами, при превышении критериев безопасности служба эксплуатации не проводила.

**Деривационная Кашхатау ГЭС** является верхней регулирующей ступенью деривации каскада Нижнечерекских ГЭС на р. Черек. В состав гидроузла входят:

- головной узел сооружений;
- открытый канал-лоток;



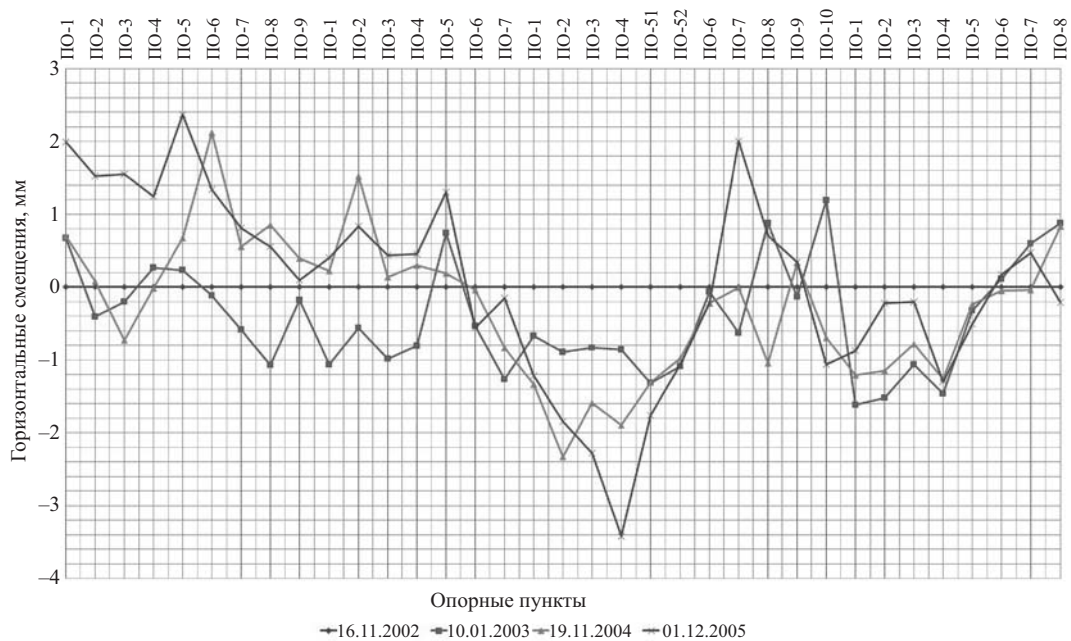


Рис. 12. Эпюры горизонтальных перемещений промежуточных опор НТ

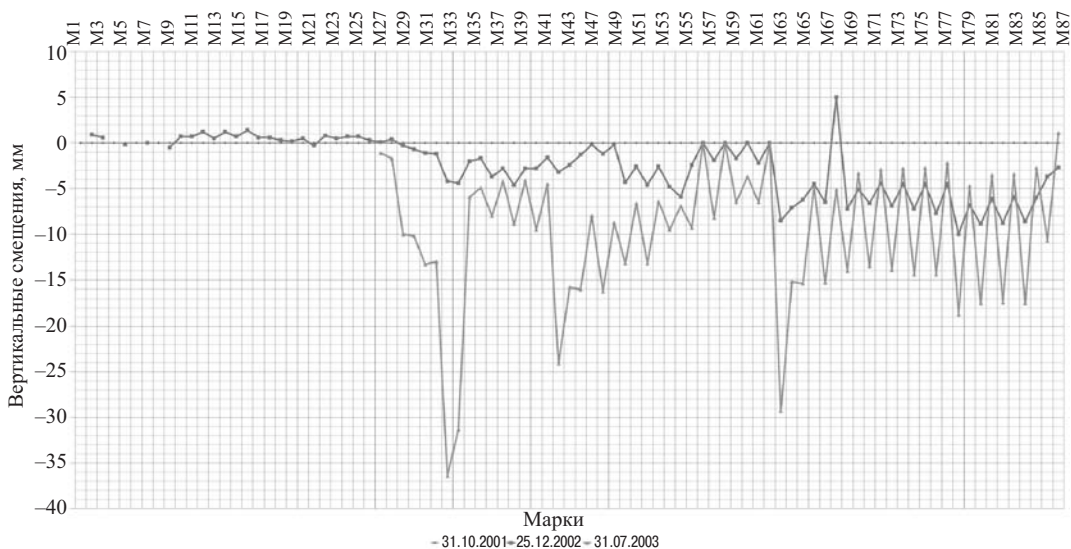


Рис. 13. Эпюры вертикальных перемещений деривационного канала-лотка

напорный деривационный туннель;  
 бассейн суточного регулирования (БСР);  
 напорный металлический трубопровод;  
 здание ГЭС;  
 ОРУ 110 кВ;  
 отводящий канал.

По результатам обследования гидротехнических сооружений Кашхатау ГЭС и сбора данных о количестве и номенклатуре установленной КИА нами составлены табл. 4 и 5, в которых содержится информация о составе и количестве установленной аппаратуры на конец лета 2008 г. На сегодняшний день из предусмотренных проектом 34 пьезометров на Кашхатау ГЭС установлено лишь 16. Для обеспечения функционирования системы фильтрацион-

ных наблюдений в проектном режиме следует в короткий срок произвести доустановку пьезометров в соответствии с проектом, восстановить уничтоженные, отремонтировать поврежденные пьезометры и производить измерения с требуемой периодичностью. Необходимо после завершения строительных работ начать вести учет расходов фильтрации в здании ГЭС в соответствии с предусмотренной проектом процедурой.

Фильтрационные измерения на участке головного узла Кашхатау ГЭС начаты своевременно и должны быть продолжены с заданной проектом регулярностью. Безотлагательно следует начать фильтрационные наблюдения на участке БСР.

По Кашхатау ГЭС из предусмотренных проектом 337 ед. КИА установлено в натуре лишь 122. Существенно увеличено относительно проекта количество геодезических марок на напорном металлическом трубопроводе.

Система критериев безопасности по Кашхатау ГЭС отсутствует до настоящего времени.

Во многих случаях наблюдения не начаты вовсе. Данные цикла геодезических измерений, проведенного в августе 2008 г., недоступны для анализа до настоящего времени.

Из-за отсутствия или недостаточности данных геодезических измерений на сооружениях Кашхатау ГЭС анализ и оценка их состояния в настоящее время не представляются возможными.

## Выводы

1. Реализация проекта системы натуральных наблюдений каскада Нижнечерекских ГЭС далека от завершения и имеет серьезные недостатки.

2. Общее количество установленной КИА превышает предусмотренное проектом за счет увеличения количества геодезических марок на отдельных участках, в то время как на некоторых участках КИА практически отсутствует.

3. Система критериев безопасности по Кашхатау ГЭС отсутствует до настоящего времени, а по Аушигерской ГЭС — требует серьезной корректировки.

4. Организация наблюдений грешит серьезными недостатками. Во многих случаях наблюдения начаты со значительным запозданием или не начаты вовсе. По ряду наблюдений на Аушигерской ГЭС измерения были прерваны в 2005 г. и возобновились лишь в 2008 г., после трехлетнего перерыва. Данные последнего цикла геодезических измерений, проведенного в августе 2008 г., недоступны для анализа до настоящего времени.

Служба эксплуатации каскада не выполняет регламентированных действий, предусмотренных нормативными документами при превышении критериев безопасности первого К1 и второго К2 уровней.

5. На сегодняшний день в силу указанных выше причин не представляется возможным в достаточной мере контролировать работу сооружений и составить достоверное представление о фильтрационных режимах в основаниях гидротехнических сооружений каскада.

6. Для обеспечения функционирования системы фильтрационных наблюдений в проектном режиме следует в короткий срок произвести доустановку пьезометров в соответствии с проектом, восстановить уничтоженные, отремонтировать поврежденные пьезометры и производить измерения с требуемой периодичностью. Необходимо вести учет расходов фильтрации в зданиях ГЭС каскада в соответствии с предусмотренной проектом процедурой.

7. Необходимо безотлагательно провести анализ последнего цикла измерений. В случае опасного развития осадок необходимо принимать экстренные меры по предотвращению аварийной ситуации.

8. По причине отсутствия или недостаточности данных натуральных измерений на сооружениях Кашхатау ГЭС анализ и оценка их состояния в настоящее время не представляются возможными.

9. Рекомендуются продолжить работу по анализу состояния системы и данных натуральных наблюдений на сооружениях каскада Нижнечерекских ГЭС.

## Список литературы

1. Программа наблюдений геодезическими методами за деформациями сооружений Аушигерской ГЭС / Гидропроект. — М., 1998.
2. Критерии безопасности гидротехнических сооружений Черекской ГЭС-1. — М., 2006.
3. РД 153-34.2-21.342-00. Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений. — М., 2001.
4. Руководство по натурным наблюдениям за деформациями гидротехнических сооружений и их оснований геодезическими методами: П-648 / Гидропроект. — М.: Энергия, 1980.
5. Программа наблюдений за подвижками напорного трубопровода / Гидропроект. — М., 1998.

# Управление режимом водохранилищ многолетнего регулирования в период первоначального наполнения

Красов В. Д., кандидат техн. наук (Воронежский государственный университет)

Предлагаются способы управления режимом водохранилищ в период первоначального наполнения. В качестве критерия используется надёжность водоснабжения (вероятность перебоя). Учитываются экологические требования, имеется возможность применения экономических оценок. Предлагается новый параметр — “ёмкость перехода”, определяющий условия перехода водохранилищ на режим нормальной эксплуатации. Разработаны диспетчерские графики для регламентации водоотдачи, учитывающие внутригодовое распределение стока.

**Ключевые слова:** водохранилища, первоначальное наполнение, надёжность водообеспечения, правила управления, параметр “ёмкость перехода”, диспетчерские графики, внутригодовое распределение стока.

В режиме водохранилищ важное место занимает период первоначального наполнения, предшествующий переходу на нормальную эксплуатацию. Проблемы, связанные с первоначальным наполнением, особенно актуальны для водохранилищ многолетнего регулирования стока, нередко обладающих не только большим мертвым, но и значительным полезным объемом.

Период первоначального наполнения водохранилищ  $t_{\text{пн}}$  состоит из двух частей:

$$t_{\text{пн}} = t_{\text{м}} + t_{\text{п}}, \quad (1)$$

где  $t_{\text{м}}$  — продолжительность заполнения мертвого объема;  $t_{\text{п}}$  — продолжительность заполнения той части полезного объема, которая обеспечивает переход на нормальный режим.

Для водохранилищ, осуществляющих многолетнее регулирование стока, полезный объем которых зачастую превышает норму стока, его заполнение представляет собой непростую задачу. В этом случае необходимо определить момент перехода водохранилища на нормальный (стационарный) режим работы и установить зависимость гарантированной водоотдачи  $\alpha_{\text{р}}$  заданной надёжности (обеспеченности)  $P$  от накопленного запаса воды  $X_{\text{н}}$  в пределах полезного объема ( $0 \leq X_{\text{н}} \leq \beta$ ).

**Определение “ёмкости перехода”.** В процессе эксплуатации водохранилищ в период первоначального наполнения не исключены случаи, когда с целью быстрой окупаемости затрат могут перейти на полную отдачу воды потребителям. При таком подходе в результате отсутствия или недостаточности первоначального запаса воды в пределах полезного объема в число перебойных могут быть вовлечены некоторые годы, которые в условиях нормального режима были бы бесперебойными. Возникает необходимость установления объема заполнения водохранилищ (в пределах полезного объема), который позволяет в последующий период поддерживать нормальную водоотдачу с преду-

смотренной для потребителя надёжностью. Назовем такой запас воды “ёмкостью перехода”  $\beta_{\text{п}}$ .

Отмеченная часть задачи управления водными ресурсами в период первоначального наполнения имеет и важное самостоятельное значение. Разумеется, заполнение всего полезного объема водохранилища гарантирует от дополнительных перебоев даже при совпадении перехода на нормальную водоотдачу с началом маловодного критического периода. Однако есть основания полагать, что такое решение является неоправданно жестким. В условиях неограниченного периода эксплуатации необходимо считаться с тем, что критическое  $n$ -летие той или иной продолжительности наступит обязательно. При первоначальном наполнении переход водохранилища на нормальную водоотдачу обязательно должен приходиться на критическое  $n$ -летие и тем более совпадать с его началом. Следовательно, доля лет, когда понадобится величина  $\beta_{\text{п}} < \beta_1$ , будет равна  $(1 - q) > q$ , где  $q$  — вероятность перебоя в водоснабжении. Другими словами, математическое ожидание величины “ёмкости перехода” меньше полезного объема водохранилища:

$$M(\beta_{\text{п}}) < \beta. \quad (2)$$

Количественная оценка “ёмкости перехода” зависит от сочетания параметров стока и регулирования. Поскольку регулирование стока на протяжении первоначального наполнения водохранилища представляет собой процесс нестационарного типа, для установления связи между достигнутой степенью заполнения полезного объема  $X_{\text{н}}$  и надёжностью водоснабжения в последующий период могут быть использованы условные водохозяйственные характеристики (УВХ) [6]. Их ординаты выражают соотношения между элементами водного баланса водохранилищ (наполнениями, гарантированной водоотдачей, холостыми сбросами и дефицитами) и вероятностью их превышений в каждый  $j$ -й год первоначального наполнения. УВХ могут быть получены как на основе композиционной теории



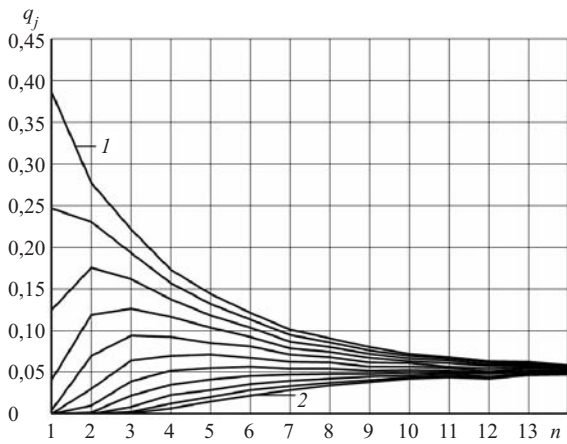


Рис. 1. Изменение вероятности перебора  $q_j$  по годам наполнения  $n$  при различном накопленном запасе воды  $X_n$ :

1 —  $X_n = 0$ ; 2 —  $X_n = \beta$ ; остальные значения  $X_n$  — через  $0,1\beta$

С. Н. Крицкого и М. Ф. Менкеля [2, 7], так и путем использования моделированных последовательностей стока необходимой длины. В настоящей работе применяется второй метод, основанный на теоретической концепции Д. Я. Ратковича [9]. Для моделирования последовательностей годового стока используется выражение [5]

$$a_0 p_{i+1}^5 + a_1 p_{i+1}^4 + a_2 p_{i+1}^3 + a_3 p_{i+1}^2 + a_4 p_{i+1} + a_5 = 0, \quad (3)$$

где  $a_i = \varphi_i(p_i, r_0)$ , ( $i = 0, 1, \dots, 4$ ),  $a_5 = \delta_{1+i} - 1$ ;  $p_i$ ,  $p_{i+1}$  — вероятности превышения обеспеченности;  $r_0$  — коэффициент автокорреляции  $p_i$  и  $p_{i+1}$ ;  $\delta_{1+i}$  — случайные числа, равномерно распределенные в интервале  $[0, 1]$ .

Переход от  $p_{i+1}$  к значениям стока в настоящей работе осуществляется путем решения уравнения трехпараметрического гамма-распределения С. Н. Крицкого и М. Ф. Менкеля в форме плотности вероятностей [8].

Для определения  $\beta_n$  при многолетнем регулировании предлагается следующий алгоритм. Задаются параметры стока: среднее  $\bar{k}$ ; коэффициенты вариации  $C_V$ , асимметрии  $C_S$ , автокорреляции  $r$  и регулирования; полезный объем водохранилища  $\beta$ , гарантированная отдача  $\alpha$ ; надёжность водоснабжения  $P$  и вероятность перебора  $q$ . Далее моделируется последовательность годовых объёмов стока длиной  $N_1 = N \times n^*$ , где  $N$  — число периодов продолжительностью  $n^*$  ( $n^* < N$ ). Таким образом, для каждого  $i$ -го периода ( $i = 1, 2, \dots, N$ ) и каждого  $j$ -го года внутри него ( $j = 1, 2, \dots, n^*$ ) имеем величины стока  $k_{ij}$ . Последовательность  $N_1$  проверяется на совпадение её параметров с исходными (по  $\bar{k}$ ,  $C_V$ ,  $C_S$  и  $r$ ). В полученные последовательности при необходимости вносятся предполагаемые антропогенные изменения стока [5]. Отметим, что парамет-

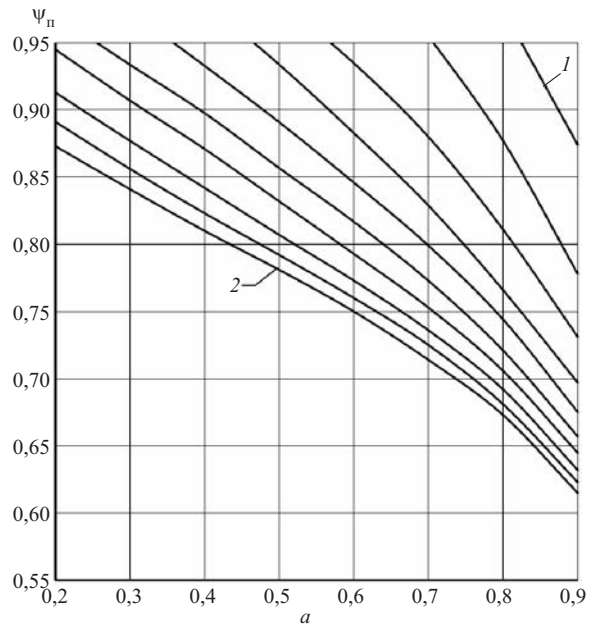


Рис. 2. Номограмма для определения “ёмкости перехода”  $\psi_n$ :

1 —  $C_V = 0,1$ ; 2 —  $C_V = 1,0$ ; остальные значения  $C_V$  — через  $0,1$

ры водохранилища и характеристики его режима представляются в долях нормы стока; мертвый объем предполагается заполненным. Затем задаются значения  $X_n$ , отвечающие разной степени заполнения полезного объема водохранилища ( $0 \leq X_n \leq \beta$ ). Для выбранного  $X_n$  получаем координаты условных водохозяйственных характеристик на основе решения уравнения водного баланса водохранилища

$$Y_{ij} = X_{ij} + k_{ij} - \alpha, \quad (4)$$

где  $Y_{ij}$  — ординаты УВХ (в конце годовых интервалов);  $X_{ij}$  — наполнение водохранилища к началу  $j$ -го года  $i$ -го периода.

Значения  $Y_{ij}$ , полученные по уравнению (4), отображают характеристики режима водохранилища в целом и в общем являются непрерывной функцией притока и других параметров. Вместе с тем значения  $Y_{ij}$  служат основой для определения составляющих баланса водохранилища: наполнений к концу года  $Y_{ij}^*$ , холостых сбросов  $C_{ij}$  и дефицитов отдачи  $D_{ij}$ :

$$\left. \begin{aligned} Y_{ij}^* &= Y_{ij} \text{ (в пределах } 0 \leq Y_{ij} \leq \beta); \\ C_{ij} &= Y_{ij} - \beta \text{ (в пределах } Y_{ij} > \beta); \\ D_{ij} &= Y_{ij} \text{ (при } Y_{ij} < 0). \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

В связи с вышеизложенным при решении уравнения (4) в границах  $i$ -го периода соблюдаются следующие условия:

при  $j = 1$  значение  $X_{ij}$  назначается равным  $X_n$ ;

при  $j = 2, 3, \dots, n^*$  (и  $0 \leq Y_{ij} \leq \beta$ )  $X_{i,j+1} = Y_{ij}$ , фактическая (нормальная) отдача  $\alpha_\Phi = \alpha$ ;  
 при  $Y_{ij} > \beta$   $C_{ij} = Y_{ij} - \beta$ ;  $X_{i,j+1} = \beta$ ;  $D_{ij} = 0$ , фактическая (повышенная) отдача  $\alpha_\Phi = \alpha + C_{ij}$ ;  
 при  $Y_{ij} < 0$   $Y'_{ij} = 0$ ,  $X_{ij} = 0$ ,  $C_{ij} = 0$ ,  $D_{ij} = Y_{ij} < 0$ , фактическая (урезанная) отдача  $\alpha_\Phi = \alpha + D_{ij}$  ( $D_{ij} > 0$ ).

В результате получаем  $N$  УВХ, которые позволяют установить не только надёжность водоснабжения  $P_j$  и вероятность перебоя  $q_j = 1 - P_j$  для каждого года  $i$ -го периода  $n^*$  по абсциссе  $\Phi_j(0)$  на участке наполнений УВХ, но и математические ожидания наполнений  $M_j(Y)$ , холостых сбросов  $M_j(C)$  и дефицитов отдачи  $M_j(D)$  по следующим выражениям (в численной интерпретации):

$$\left. \begin{aligned} M_j(Y') &= \sum_0^\beta Y \Delta \Phi(Y); \\ M_j(C) &= \Phi(\beta) \sum_\beta^{Y_{\max}} (Y - \beta) \Delta \Phi(Y); \\ M_j(D) &= [1 - \Phi(0)] \sum_0^{-\alpha} Y \Delta \Phi(Y), \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

где  $Y$  — наполнение водохранилища;  $Y$  — ординаты УВХ;  $Y_{\max}$  — максимальная ордината УВХ;  $\Delta \Phi(Y)$  — интервал дискретности по  $\Phi(Y)$ ,  $M$  — символ математического ожидания.

Для оценки точности проводимых вычислений предлагается критериальное соотношение

$$\alpha + [M_j(Y') - M_j(X)] + M_j(D) + M_j(C) = 1,0. \quad (7)$$

Кроме того, появляется возможность оценить степень стабилизации с заданной точностью  $\varepsilon$  величин  $\Phi_j$  и  $\Phi_{j+1}$  в зависимости от года периода  $n^*$ :

$$|\Phi_{j+1}(0) - \Phi_j(0)| \leq \varepsilon. \quad (8)$$

Условие (8) позволяет откорректировать продолжительность периода  $n^*$  и объём  $N_1$  моделируемой последовательности стока, т.е. принять  $n^* = n_c$  и  $N_1 = n_c N$ , где  $n_c$  — число лет, при котором наступает стабилизация. Если при корректировке длины последовательности  $N_1$  параметры стока не совпадут с исходными, рекомендуется в процессе моделирования перемещать обе границы периода  $N_1$  до получения приемлемой сходимости.

С использованием откорректированной последовательности проводится следующая стадия исследования, в которой для каждого  $X_n$  на получаемых УВХ фиксируются  $P_j = \Phi_j(0)$ ,  $P_{\min} = \Phi(0)$ ; определяются  $q_j = 1 - P_j$ ,  $q_{\max} = 1 - P_{\min}$ . По значени-

ям  $X_n$  и  $P_{\min}$  или  $q_{\max}$  строятся зависимости  $P_{\min} = \Phi(X_n)$  или  $q_{\max} = \Phi_1(X_n)$ .

В качестве “ёмкости перехода”  $\beta_n$  принимается такое наполнение  $X_n$ , при котором соблюдаются соотношения

$$|P_{\min} - P| \leq \varepsilon_1 \text{ или } |q_{\max} - q| \leq \varepsilon_1. \quad (9)$$

На рис. 1 представлена зависимость  $q_j = f_1(X_n, n)$ , где  $n = j$ . Зависимость получена для параметров:  $k = 1,0$ ;  $C_V = 0,5$ ;  $C_S = 1,0$ ;  $r = 0,3$ ;  $P = 0,95$ ;  $\alpha = 0,8$ ;  $\beta = 0,95$ . Как видно из рис. 1, при отсутствии запаса воды в пределах полезного объема ( $X_n = 0$ ) вероятность перебоя в водоотдаче  $q_j$  существенно больше  $q$ , особенно для первых лет периода регулирования стока. По мере увеличения первоначального запаса воды  $X_n$  вероятность перебоя заметно снижается. При некотором  $X_n$ , меньшем полезного объема и равном 1,18 или 0,74 $\beta$ , вероятность перебоя в воде ни в одном последующем году не превышает той, что предусмотрена для потребителя ( $P = 0,95$ ).

Дальнейший анализ позволил установить, что такая ситуация складывается при заполнении полезного объема, которое удовлетворительно согласуется с математическим ожиданием наполнений  $Y$  по обобщённой (безусловной) водохозяйственной характеристике для нормального (стационарного) режима эксплуатации, т.е.  $\beta_n = M(Y)$ .

На рис. 2 представлена номограмма для определения относительной величины “ёмкости перехода”  $\psi_n = \psi_n/\beta$  при  $C_S = 2C_V$ , обеспеченности отдачи  $P = 0,95$  и коэффициенте автокорреляции  $r = 0,3$ . Значение  $\psi_n$  представляет собой долю полезного объема, заполнение которой обеспечивает переход водохранилища на стационарный (нормальный) режим. Как видно из рис. 2, относительный объем пе-

Т а б л и ц а 1

Значения  $\psi_n$  по группам  $C_V$  и  $\alpha$

$\psi_n$	Диапазон параметров при			
	$r = 0$		$r = 0,3$	
	$\alpha$	$C_V$	$\alpha$	$C_V$
0,65	0,84 – 0,90	0,69 – 1,0	0,80 – 0,90	0,65 – 1,0
0,7	0,72 – 0,90	0,40 – 1,0	0,74 – 0,90	0,38 – 1,0
0,75	0,56 – 0,90	0,27 – 1,0	0,60 – 0,90	0,26 – 1,0
0,8	0,40 – 0,90	0,17 – 1,0	0,44 – 0,90	0,18 – 1,0
0,85	0,27 – 0,90	0,10 – 1,0	0,37 – 0,90	0,13 – 1,0
0,9	0,27 – 0,87	0,10 – 0,80	0,20 – 0,90	0,10 – 0,87

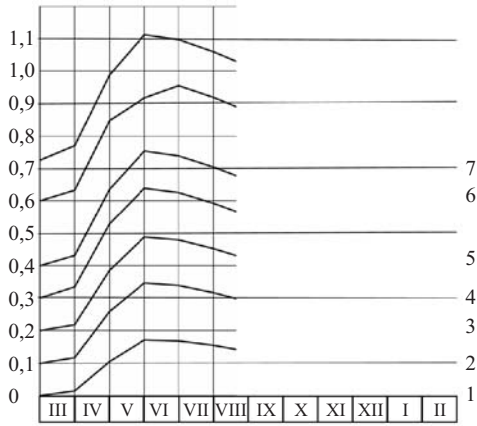


Рис. 3. Диспетчерский график для условий первоначального наполнения водохранилища:

1 —  $\alpha_P = 0,43$ ; 2 —  $\alpha_P = 0,55$ ; 3 —  $\alpha_P = 0,65$ ; 4 —  $\alpha_P = 0,71$ ; 5 —  $\alpha_P = 0,75$ ; 6 —  $\alpha_P = 0,78$ ; 7 —  $\Delta P = 0,80$

рехода  $\psi_{II}$  возрастает с уменьшением степени регулирования стока  $\alpha$  и коэффициента вариации  $C_V$ . В диапазоне вариантов, охваченных номограммой,  $\psi_{II}$  колеблется весьма значительно — от 0,615 при  $\alpha = 0,9$  и  $C_V = 1,0$  до 0,948 при  $\alpha = 0,2$  и  $C_V = 0,7$  (на границе между многолетним и сезонным регулированием стока), т.е. более чем на 50%. Наибольшие приращения  $\psi_{II}$  имеют место в зоне высоких значений  $\alpha$  и низких  $C_V$ .

Особенности изменения  $\psi_{II}$  позволяют характеризовать величиной  $\psi_{II} = \text{const}$  широкий диапазон  $C_V$  и  $\alpha$ . Для случая с параметрами  $P = 0,95$ ;  $C_S = 2C_V$ ;  $r = 0$  и 0,3 в табл. 1 приводятся данные, подтверждающие это положение. Кроме того, они свидетельствуют о достаточно удовлетворительном совпадении границ  $C_V$  и  $\alpha$  для случаев отсутствия и наличия автокорреляции в последовательностях стока.

**Правила управления режимом водоотдачи.** Итак, чтобы обеспечить потребителям обусловленную надёжность водоотдачи на протяжении первоначального наполнения, объём подаваемой потребителям воды надо уменьшать по сравнению с величиной  $\alpha$ , отвечающей режиму нормальной эксплуатации. Степень такого снижения обуславливается правилами управления водными ресурсами, в которых водоотдача  $\alpha_P$  зависит от достигнутого при заполнении полезного объёма  $X_H$ . Для их разработки можно использовать подход, предложенный

в предыдущем разделе. Отличие здесь состоит в определении методом итераций величины  $\alpha_{Pj} \leq \alpha$  при заданном  $X_H$ , при которой надёжность водоснабжения  $P_{\min}$  или вероятность перебоя  $q_{\max} = 1 - P_{\min}$  в последующий период удовлетворяет соотношению (8).

На основе подобного подхода в итоге строится зависимость  $\alpha_P = L(X_H)$ . Её характер иллюстрируют данные табл. 2, которые показывают, что при отсутствии запаса воды ( $X_H$ ) можно рассчитывать только на водоотдачу, равную стоку года  $k_P$ , вероятность превышения которого соответствует принятой надёжности водоснабжения  $P$ . С увеличением  $X_H$  происходит возрастание  $\alpha_P$ , а при  $X_H = \beta_{II}$  возможен переход на нормальную отдачу  $\alpha$ .

Весьма существенным для оценки регламентации водоотдачи в период первоначального наполнения является фактор внутригодового распределения притока. Его учет позволяет корректировать режим водохранилища на протяжении года и более точно определять момент перехода водохранилища на режим нормальной эксплуатации. В этой связи представляется важным прежде всего рассмотреть вопрос о сопряжении периода первоначального наполнения водохранилищ с диспетчерскими графиками для стационарного режима эксплуатации. При глубоком многолетнем регулировании стока зона гарантированной отдачи достаточно широка. Она заключена между верхней и нижней противоположными линиями и охватывает весь полезный объём водохранилища, включая многолетнюю и сезонную составляющие. Некоторые авторы (например, [1]) ошибочно полагают, что для перехода на нормальную отдачу в период первоначального наполнения достаточно достигнуть уровня мертвого объёма (УМО) в конце межени (т.е. самой нижней части зоны гарантированной отдачи диспетчерского графика). Несмотря на формальное сходство этих моментов для условий стационарного режима и первоначального наполнения, между ними есть принципиальная разница. Она заключается в том, что при стационарном режиме уровень воды снижается до УМО в результате регулирования стока на протяжении критического маловодного периода при поддержании бесперебойной подачи воды потребителям. В условиях нестационарного режима достижение УМО произойдёт при отсутствии необходимого для регулирования запаса воды и в число перебойных могут попасть не только годы маловодного критического периода, но и  $n$ -летий с более высокой водностью.

В качестве основы для построения диспетчерских графиков, позволяющих регламентировать внутри года полезную водоотдачу водохранилища в период первоначального наполнения, предлагаются

Таблица 2

Координаты зависимости  $\alpha_P = L(X_H)$

$X_H$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,73
$\alpha_P$	0,43	0,55	0,65	0,71	0,75	0,78	0,80



зависимости вида  $\alpha_P = L(X_H)$ . Как отмечалось выше, величина  $X_H$  представляет ту часть многолетнего объема, заполнив которую, мы получаем возможность в предстоящий период эксплуатации поддерживать гарантированную водоотдачу водохранилища  $\alpha_P$ , соответствующую  $X_H$ , с надежностью не ниже  $P$ . В этом случае для учета внутригодовых колебаний притока и потребления с помощью известных методов [10] моделируются условия приточности для построения диспетчерского графика, при этом годовой объем притока принимается равным величине  $\alpha_P$ , включающей в себя полезное водопотребление и потери из водохранилища. Внутригодовое распределение притока берется по моделям ряда лет, близких по стоку к величине  $\alpha_P$ , с наиболее низкой меженью. Ординаты диспетчерского графика для серии значений  $X_H$  и  $\alpha_P$  применительно к началу внутригодовых интервалов устанавливаются по уравнению

$$X_m = Y_m - k_m + \alpha_{Pm}, \quad (10)$$

где  $X_m$  и  $Y_m$  — ординаты диспетчерского графика соответственно для начала и конца внутригодовых интервалов;  $\alpha_{Pm}$  — отдача водохранилища в  $m$ -й интервал;  $m = t - s + 1$ , где  $t$  — количество интервалов,  $s = 1, 2, \dots, t$  — порядковый номер интервала, начиная с самого позднего; при  $m = t$  ( $s = 1$ ) и  $m = 1$  ( $s = t$ )  $Y_m = X_m = X_H$ ; при  $1 < s < t$   $Y_m + 1 = X_m$ .

Отмеченные положения легли в основу построения диспетчерского графика, построенного для условий с параметрами годового стока:  $\bar{k} = 1,0$ ;  $C_V = 0,4$ ;  $C_S = 0,8$ ;  $r = 0,3$ ;  $P = 0,95$ ;  $\alpha = 0,8$ ;  $\beta = 0,95$ . Координаты зависимости  $\alpha_P = L(X_H)$ , соответствующие выбранному случаю, представлены в табл. 2.

Диспетчерский график для выбранного сочетания параметров и равномерного режима водообеспечения на протяжении года показан на рис. 3. Использованное при его построении внутригодовое распределение стока принято по данным для р. Дон у ст. Раздорская. Диспетчерский график представляет собой семейство кривых в пределах полезного объема водохранилища, соответствующих различной степени заполнения ее многолетней составляющей  $X_H$ . Представленные кривые охватывают годовой промежуток времени и разделяют полезный объем водохранилища на ряд зон, применительно к различным значениям гарантированной водоотдачи  $\alpha_P$  ( $k_P \leq \alpha_P \leq \alpha$ , где  $k_P$  — годовой сток вероятностью превышения  $P$ ). Учет внутригодовых колебаний притока позволяет предусмотреть

его сезонное регулирование. При этом необходимая дифференциация  $\alpha_P$  для варьирующих объемов водохранилища определяется по интерполяции между значениями  $\alpha_P$ , отвечающими находящимся в поле диспетчерского графика кривым. Таким образом, предложенная структура диспетчерских графиков позволяет корректировать отдачу воды потребителям в любой отрезок времени периода первоначального наполнения без угрозы срыва ее надежности, а также определять момент перехода водохранилищ на режим нормальной эксплуатации.

В заключение отметим, что предлагаемый подход не исключает учета нестационарности притока, вызванного антропогенными изменениями водности рек, а также необходимых экологических попусков. Получаемые при реализации метода вероятностные характеристики отдачи и её дефицита могут быть эффективно использованы при экономическом сопоставлении вариантов первоначального наполнения.

## Список литературы

1. Галынский А. И., Панасенко И. М. Режим первоначального наполнения Бухтарминского водохранилища // Изв. АН Каз. ССР. Сер. Энергетическая. 1961. Вып. 2(20). С. 95 – 105.
2. Гуглий И. В., Красов В. Д. Об условиях перехода водохранилищ многолетнего регулирования стока на режим нормальной эксплуатации // Тр. Гидропроекта. 1972. Сб. 26. С. 41 – 47.
3. Красов В. Д. Некоторые вопросы первоначального наполнения Капчагайского водохранилища и водного режима оз. Балхаш на перспективу // Матер. Второй научн.-техн. конф. Гидропроекта. — М., 1972. С. 191 – 193.
4. Красов В. Д. Прогноз режима Капчагайского водохранилища с учётом изменения водного баланса и уровня оз. Балхаш // Тр. ГГИ. — Л.: Гидрометеиздат, 1974. Вып. 220. С. 17 – 32.
5. Красов В. Д., Лысачёв П. С. Применение моделированных последовательностей при оценке антропогенного воздействия на сток рек // Матер. девятой межд. научн.-метод. конф. “Информатика”. — Воронеж, 2009. Т. 1. С. 375 – 378.
6. Красов В. Д., Лысачёв П. С. Управление режимом первоначального наполнения водохранилищ многолетнего регулирования стока // Вестн. ВГУ. Сер.: География. Геоэкология, 2009. № 2. С. 72 – 78.
7. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Расчёты многолетнего регулирования речного стока на основе теории вероятностей // Тр. ВИСУ. Гидротехнич. сб. 1932. № 4, С. 7 – 31.
8. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Гидрологические основы управления речным стоком. — М.: Наука, 1981.
9. Раткович Д. Я. Многолетние колебания речного стока. — Л.: Гидрометеиздат, 1976.
10. Плешков Я. Ф. Регулирование речного стока. — Л.: Гидрометеиздат. 1975.

# Прогноз всплывания древесной массы и оценка объемов органических веществ растительного происхождения в ложе водохранилища Богучанской ГЭС

Корпачев В. П., Губин И. В., Андрияс А. А., кандидаты техн. наук,  
Пережилин А. И., инженер (ГОУ ВПО “Сибирский  
государственный технологический университет”)

Рассматриваются четыре возможных сценария проведения работ по лесоводке и лесоочистке ложа водохранилища Богучанской ГЭС. Представлена оценка объемов древесной массы и органических веществ растительного происхождения, поступающих в ложе водохранилища, для двух наиболее вероятных (по мнению авторов) вариантов работ по лесоводке и лесоочистке.

**Ключевые слова:** ложе водохранилища Богучанской ГЭС, плавающая древесина, органические вещества растительного происхождения, лесоводка, лесоочистка.

Водоохранилища гидроэлектростанций являются мощными источниками воздействия на окружающую природную среду. Затопленная и плавающая древесина не только представляет опасность для судоходства и гидротехнических сооружений как механический загрязнитель, но и ухудшает качество воды.

Международная комиссия по крупным плотинам (МККП) провела глобальный обзор информации о разрушении плотин и представила причины разрушения крупных плотин за последние четыре десятилетия [1]. К сожалению, в отчете МККП и в научных публикациях водохранилище рассматривается в основном как емкость для сбора и хранения воды, хотя доля финансовых затрат на подготовку ложа водохранилища под затопление, на природоохранные и компенсационные мероприятия составляет от 20 до 50 % от общих затрат на строительство гидроузла.

Авария на Саяно-Шушенской ГЭС показала, что при проектировании, строительстве и эксплуатации ГЭС необходимо предусматривать все ситуации и причины возможных дополнительных нагрузок, разрушений, отказов аппаратуры и т.д.

Особенность строительства крупных ГЭС в Сибири заключается в том, что водохранилища создаются на лесопокрываемых территориях с запасом древесно-кустарниковой растительности (ДКР) до 200 м<sup>3</sup> на один гектар, а уборка ее перед затоплением сопряжена с определенными трудностями.

Многолетний опыт наблюдений за подготовкой, созданием и эксплуатацией водохранилищ ГЭС в лесных регионах выявил экологические, экономические и социальные проблемы. Одной из экологических проблем эксплуатации водохранилищ являются засорение их плавающей и затопленной древесной массой, загрязнение органическими веществами.

Очистка водохранилищ ГЭС от плавающей и затопленной древесной массы не только повышает

безопасность гидротехнических сооружений, улучшает экологическую обстановку на водоемах, но и позволяет вовлечь в производство миллионы кубических метров так называемой бесхозной древесины и таким образом сохранить от вырубki сотни тысяч гектаров леса. С целью разработки мероприятий по очистке водохранилищ ГЭС от затопленной и плавающей древесной массы уже на стадии проектирования необходимо составить прогноз ее всплывания на акватории для различных сценариев подготовки ложа.

В стадии завершения строительства (начатого еще в 1980-х г.) находится Богучанская ГЭС на р. Ангаре, водохранилище которой располагается в лесистой зоне Нижнего Приангарья, поэтому все описанные ранее проблемы будут присущи и этой гидроэлектростанции. Параметры водохранилища:

Отметка нормального подпорного уровня (НПУ) — 208,0 м

Отметка форсированного подпорного уровня (ФПУ) — 209,5 м

Отметка максимальной сработки водохранилища — 207,0 м

Площадь зеркала водохранилища при НПУ — 2326 км<sup>2</sup>

Средняя глубина водохранилища — 25,0 м

Протяженность водохранилища по основному руслу — 375 км

Ширина водохранилища — от 1,2 до 15 км

Объем водохранилища при НПУ (полный/полезный) — 58,20 / 2,31 км<sup>3</sup>

Объем затопления и прогноз всплывания древесной массы составлены на основе инвентаризации ДКР в зоне затопления Богучанской ГЭС с отметкой НПУ 208,0 м, проведенной “Востсиблес-проектом” (филиал ФГУП “Рослесинфорг”) в 2007 г. По данным инвентаризации площадь, покрытая ДКР, составляет 122,5 тыс. га, общий запас — 9,6 млн. м<sup>3</sup>, средний запас — 78 м<sup>3</sup>/га.

В настоящей работе рассматриваются четыре возможных сценария проведения работ по лесосводке и лесочистке ложа водохранилища Богучанской ГЭС (табл. 1):

вариант I — в ложе водохранилища проводятся только работы по лесочистке спецучастков на территории Кежемского района Красноярского края на площади 13320,8 га. На территории Усть-Илимского района Иркутской области работы по лесосводке и лесочистке не проводятся. При этом в ложе водохранилища будет затоплено 8647,0 тыс. м<sup>3</sup> сырорастущей ДКР. Это самый неблагоприятный вариант;

вариант II — предусматривается проведение лесосводки и лесочистки на территории Красноярского края и проведение лесосводки в границах водохранилища на территории Иркутской области (т.е. весь необходимый комплекс работ согласно требованиям СанПиН 3907–85). Объем затопления ДКР составит 3910,5 тыс. м<sup>3</sup>;

вариант III — лесочистка спецучастков ложа водохранилища на территории Красноярского края и проведение лесосводки в границах Иркутской области. Объем затопления — 7714,2 тыс. м<sup>3</sup>;

вариант IV — лесосводка и лесочистка только на территории ложа водохранилища в границах Красноярского края. Объем затопления — 4843,3 тыс. м<sup>3</sup>.

Объем поступления древесной массы на акваторию водохранилища Богучанской ГЭС определяется по методике прогнозирования поступления древесной массы на акваторию водохранилищ, разработанной на кафедре ИВР СибГТУ [2] и опубликованной в работах [3, 4, 5].

В табл. 2 представлен прогноз затопления и поступления плавающей древесины на акваторию водохранилища Богучанской ГЭС для рассматриваемых вариантов через год после заполнения до отметки НПУ.

Водохранилища ГЭС, построенные в лесопокрываемых регионах, явились аккумулятором не только плавающей, затопленной и полузатопленной древесной массой, но и огромной массы органических веществ: лесного опада, корневой системы древесины и кустарников и т.д. — элементов, которые оказывают влияние на качество воды водохранилища и непосредственно на водные ресурсы в нижнем бьефе ГЭС. Исходными данными для определения объемов (ресурсов) органических веществ являются: объемы древесной массы, определенные по методике прогнозирования объемов засорения древесной массой водохранилищ ГЭС; объемы древесины в пнях, корневой системе; объемы гумуса; объемы торфа; запасы органических веществ в лесной подстилке; воды, приносимые выпадающими в водохранилище реками, содержащие биогенные,

органические вещества и микроэлементы; органические вещества, поступающие с промышленно-бытовыми сточными водами и выпадающие с атмосферными осадками; органические вещества, поступающие в водохранилище в процессе размыва берегов; органические вещества, возникающие в водохранилище за счет развития фитопланктона. Далее представлена оценка объемов органических веществ растительного происхождения, поступающих в ложе водохранилища Богучанской ГЭС, для двух наиболее вероятных (по мнению авторов) вариантов работ по лесосводке и лесочистке — это варианты I и III, описанные выше.

В зоне затопления в процессе лесосводки на территории Кежемского района в 1981–1987 г. было убрано около 7 млн. м<sup>3</sup> древесины, из которых 21,4 % составляла древесина осины и березы (табл. 5.5 [2]).

Объем древесины в пнях от первичной лесосводки, оставшейся в ложе водохранилища, составит 155,92 тыс. м<sup>3</sup> (3 % от объема заготавливаемой древесины [8, 9]).

Согласно отраслевой методике [8] пни составляют от 2 до 3 % объема заготавливаемой древесины. СанПиН 3907–85 допускают оставлять при проведении лесосводки и лесочистки пни высотой 50 см, т.е. объем древесины в пнях может составлять до 7 % запаса древесины на корню.

Объем корневой системы зависит от породного состава. Зная запас и породный состав насаждений, можно определить суммарный объем корневой системы в зоне затопления водохранилища. Объем древесной массы в корневой системе после проведения первой лесосводки составит 787,46 тыс. м<sup>3</sup>, или 464,6 тыс. т АСВ (табл. 3).

Т а б л и ц а 1

Объемы затопления ДКР по вариантам подготовки ложа водохранилища

Вариант подготовки ложа	Планируемые работы			Объем заготавливаемой ДКР, тыс. м <sup>3</sup>
	Красноярский край		Иркутская область	
	л/о	л/с	л/с	
I	+	–	–	8647,0
II	+	+	+	3910,5
III	+	–	+	7714,2
IV	+	+	–	4843,3

Примечание: л/о — лесочистка (уборка всей ДКР на территории участков специального назначения), л/с — лесосводка (уборка/вырубка товарной древесины в зоне затопления).



Прогноз затопления и поступления плавающей древесины на акваторию водохранилища Богучанской ГЭС через год после заполнения водохранилища до отметки НПУ 208,0 м, тыс. м<sup>3</sup>

Вариант подготовки ложа	Будет затоплено сырьем ДКР	Всплывание порубочных остатков после первой лесосводки	Поступление древесины из рек	Поступление древесины от размыва берегов	Поступление древесины от технологических операций	Поступление древесины от стихийных бедствий	Поступление древесины от опавшей в прибрежной полосе вдоль водохранилища (отм. 190,0 – 208,0 м)	Поступление древесины от заросенной разнесенной древесины	Всплывание порубочных остатков от повторной лесосводки			Всплывание сухостоя и валежника по материалам инвентаризации (2006 – 2007 гг.)	Всего плавающей древесины	
									Красноярский край	Иркутская область	Всего		непосредственно после заполнения	после 1-го года эксплуатации
I	8647,0	209,0	0,23	173,05	20,2	3,0	426,86	19,2	–	–	–	470,51	701,94	1322,05
II	3910,5	209,0	0,23	173,05	20,2	3,0	193,04	19,2	173,88	35,22	209,10	282,30	722,83	1109,12
III	7714,2	209,0	0,23	173,05	20,2	3,0	380,81	19,2	–	35,22	35,22	436,21	702,86	1276,92
IV	4843,3	209,0	0,23	173,05	20,2	3,0	239,10	19,2	173,88	–	173,88	316,08	720,89	1153,74

Объем лесной подстилки зависит от типа тайги и составляет по разным источникам от 17 до 90 т/га [10, 11]. Натурные обследования в разных створах водохранилища Богучанской ГЭС показали на слабый слой лесной подстилки. По данным [12] объем лесной подстилки составляет 7366 тыс. т АСВ.

Таким образом, при затоплении почв глубоководной и мелководной зон водохранилища Богучанской ГЭС объем органического вещества в воде составит более 27 млн. т. Наименьший вклад поступления органики в воду окажут подзолистые почвы, имеющие мощность гумусового горизонта от 1 до 3 см, и незначительное распространение в ложе водохранилища; наибольший — аллювиальные почвы. Объем гумусового горизонта составит 19 672 тыс. т АСВ, подстилки — 7366 тыс. т АСВ. Более 27 % от всей почвенной органики, находящейся в ложе будущего водохранилища, будет составлять лесная подстилка, которая начнет разрушаться с момента наполнения водохранилища и будет являться постоянным источником поступления органики на всех стадиях заполнения водохранилища.

Почвы в ложе Богучанской ГЭС содержат маломощный гумусовый горизонт от 10 до 20 см. Иногда в слабоподзолистых почвах от 25 до 30 см залегает второй гумусовый горизонт мощностью от 10 до 15 см. Почвы содержат от 3 до 7 % гумуса в верхнем горизонте и от 1 до 1,5 % в подзолистом. По данным И. В. Тюрина [10] в метровой толще подзолистых лесных почв (включая подстилку) содержится общее количество гумуса 110 т/га.

Максимальная мощность гумусового горизонта по данным экспедиционных исследований не превышает 32 см [12]. Слабый слой гумуса объясняется нарушением естественного процесса формиро-

вания гумуса в период проведения первой лесосводки и лесочистки, малым запасом лесного опада, изменившимися влагообменом и температурой воздуха на поверхности почвы [2].

Для оценки запаса торфа в ложе водохранилища Богучанской ГЭС рассматриваются два источника информации [7, 13]. По материалам [7] всего в Богучанском водохранилище выявлено и охарактеризовано 144 торфяных месторождения площадью 9,5 тыс. га с запасом 86,6 млн. м<sup>3</sup>, или 11,483 млн. т АСВ. Основная масса затопляемого торфа будет расположена на больших глубинах, превышающих 10 м. По материалам [13] площадь торфяных залежей составляет 7682 га с запасом торфа 122,9 млн. м<sup>3</sup>, или 16,3 млн. т АСВ.

Что касается всплытия торфа, то по типам залежи около 80 % составляют месторождения низинного типа, 13 % — переходного и менее 10 % — верхового. Мощность всплытия торфяных островов ожидается от 0,2 до 2,5 м при доминировании от 0,5 до 1,0 м и площадью от 1 до 20 га. Для точного прогнозирования всплытия торфа необходимо в течение длительного времени проводить наблюдения на водохранилищах. К сожалению, по водохранилищу Богучанской ГЭС можно опираться только на прогнозные материалы, представленные в работах [7, 13].

В табл. 3 представлены суммарные объемы древесных ресурсов и органических веществ в ложе водохранилища Богучанской ГЭС после первого года заполнения для I и III вариантов лесосводки и лесочистки по данным [14].

**Суммарные объемы древесных ресурсов и органических веществ в ложе водохранилища Богучанской ГЭС  
после первого года заполнения**

Показатели	Ресурсы органических веществ			
	тыс. м <sup>3</sup>		АСВ, тыс. т	
	I	III	I	III
Реальный объем затопления сырораствующей древесины	8647,00	7714,20	5101,73	4551,38
Порубочные остатки:				
от первой лесосводки	495,86	495,86	292,56	292,56
от второй лесосводки на территории Красноярского края	–	–	–	–
от лесосводки на территории Иркутской области	–	173,10	–	102,13
Сухостой и валежник	1280,58	1191,22	755,54	702,82
Вынос древесины из рек, не задействованных в лесосплаве	0,23	0,23	0,14	0,14
Разнесенная древесина вдоль уреза воды	19,20	19,20	11,33	11,33
Потери от стихийных бедствий, неучтенные	3,00	3,00	1,77	1,77
Потери от деятельности лесосплавных и лесозаготовительных предприятий	20,20	20,20	11,92	11,92
Размыв берегов	173,05	173,05	102,10	102,10
Пни:				
от первой лесосводки	155,92	155,92	91,99	92,00
от второй лесосводки на территории Красноярского края	–	–	–	–
от лесоочистки на территории Красноярского края	38,20	38,20	22,54	22,54
от лесосводки на территории Иркутской области	–	369,90	–	218,24
Корневая система:				
от первой лесосводки	787,46	787,46	464,60	464,60
лесосырьевых ресурсов на территории Красноярского края и Иркутской области	1282,80	1282,80	756,85	756,85
Итого древесных ресурсов	12903,50	12424,34	7613,07	7330,38
Лесная подстилка	–	–	7029,00	7029,00
Гумус	–	–	14318,00	14318,00
Торф	–	–	11438,00	11438,00
Живой напочвенный покров	–	–	241,70	241,70
Всего	–	–	40639,77	40357,08

Примечания: 1. Для сравнительной оценки загрязнения водохранилища органическими веществами и ДКР в зоне затопления водохранилища Богучанской ГЭС из названных аналитических источников и экспедиционных исследований приняты минимальные значения загрязнителей. Однако для общей оценки загрязнения водохранилища необходимо принимать максимальные значения: лесная подстилка и гумус — 7366 и 19 672 тыс. т АСВ соответственно [13], торф — 16 300 тыс. т АСВ [7].

2. При определении запасов органических веществ не учитывались запасы органики, вносимые стоком из Усть-Илимского водохранилища.

## Выводы

1. Анализ результатов прогноза всплывания древесной массы при проведении работ по четырем вариантам (табл. 2), позволяет сделать следующие выводы:

объем затопления ДКР в ложе водохранилища Богучанской ГЭС составит от 3910,5 до 8647,0

тыс. м<sup>3</sup>. При этом объем плавающей древесины на акватории после первого года эксплуатации водохранилища составит от 1109,12 до 1322,05 тыс. м<sup>3</sup> (табл. 2), в зависимости от варианта подготовки ложа (проведения работ по лесосводке и лесоочистке);

расчеты показывают, что объемы поступления древесной массы на акваторию водохранилища не-

посредственно после заполнения ложа водохранилища для первого и третьего (наиболее вероятных) вариантов составляют 8,1 и 9,1 % соответственно, а через год после начала эксплуатации водохранилища — 15,3 и 16,6 % от объема затопленной древесины;

на объем древесной массы, которая всплывет и будет находиться на акватории водохранилища сразу после наполнения, практически не влияют варианты проведения работ по лесосводке и лесочистке (табл. 2). Однако это будет ощутимо в последующие годы эксплуатации.

2. Анализ результатов прогноза поступления органических веществ растительного происхождения в ложе водохранилища Богучанской ГЭС после проведения работ по двум наиболее вероятным вариантам (табл. 3) позволяет сделать следующие выводы:

вариант I — при подготовке ложа водохранилища под затопление только лесочисткой спецучастков при его заполнении до отм. 208,0 м объем затопленной древесно-кустарниковой растительности составит 8647,0 тыс. м<sup>3</sup>, или 5101,7 тыс. т АСВ — 12,55 % от общей массы загрязнителей;

вариант III — при подготовке ложа водохранилища под затопление выполняются в полном объеме работы по лесочистке на территории Красноярского края и лесосводке на территории Иркутской области. Объем затопленной древесно-кустарниковой растительности составит 7714,2 тыс. м<sup>3</sup>, или 4551,4 тыс. т АСВ — 11,28 % от общей массы загрязнителей;

основными источниками загрязнения водохранилища являются гумус, торф, лесная подстилка (табл. 3). Их доля от общей массы АСВ органических загрязнителей составит 80,7 % по варианту I и 81,2 % по варианту III.

3. Поступающая на акваторию водохранилища древесная масса и всплывающие торфяные поля (и образующаяся под действием волн торфяная крошка) создают серьезные проблемы нормальной и безопасной эксплуатации гидроузлов и акваторий водохранилищ, а именно:

при подходе к плотине создается опасность забивания водоприемников и остановки станции;

появляющиеся плавающие препятствия на акватории водохранилища (фактор физического загрязнения) затрудняют судоходство;

вследствие изменения газового и химического состава воды (особенно в малопроточных заливах и

местах большого скопления) ухудшаются условия использования водохранилища для целей рыбного хозяйства, водоснабжения и рекреации;

торфяная крошка, находясь во взвешенном состоянии, засоряет фильтры водозаборов и судов, орудия рыбного лова, создает антисанитарные условия побережья и т.п.

## Список литературы

1. *Плотины и развитие*. Новая методическая основа для принятия решений: Отчет Всемирной комиссии по плотинам. — М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2009.
2. *Разработка прогноза засорения и загрязнения водохранилища Богучанской ГЭС древесной массой и органическими веществами, комплекса предложений по очистке водохранилища от древесной массы*: Отчет о НИР / ГОУ ВПО “Сибирский госуд. технол. ун-т”. — Красноярск, 2006.
3. *Корпачев В. П., Малинин Л. И., Чебых М. М.* Методика прогнозирования поступления древесной массы при затоплении и эксплуатации водохранилищ ГЭС Ангаро-Енисейского региона // Сб. научн. тр. Всесоюзн. научно-практ. конф. “Использование и восстановление ресурсов Ангаро-Енисейского региона”. — Красноярск, Лесосибирск, 1991. Т. II. С. 107 – 113.
4. *Корпачев В. П.* Методика прогнозирования засорения древесной массой водохранилищ ГЭС Сибири // Лесное хозяйство. 2004. № 6. С. 21 – 23.
5. *Корпачев В. П.* Засорение и загрязнение водохранилищ ГЭС Ангаро-Енисейского региона древесной массой и органическими веществами / Сибирский госуд. технол. ун-т. Красноярск, 2004. 118 с. — Деп. в ВИНТИ 15.12.04, № 1994-В2004.
6. *Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ*: СанПиН 3907 – 85 / Утв. заместителем главного государственного врача СССР 01.07.1985 г.
7. *Богучанская ГЭС на реке Ангара*: Технический проект. Том III. Водохранилище и охрана окружающей среды. Кн. I. — М.: Гидропроект, 1976.
8. *Отраслевая методика определения объемов вторичных материальных ресурсов в лесной и деревообрабатывающей промышленности*. — М.: ВНИПИЭлеспром.
9. *Вороницын К. И., Гулеев С. В.* О минимальной высоте пня // Лесная промышленность. 1987. № 7. С. 15 – 16.
10. *Уголев Б. Н.* Древесиноведение с основами лесного товароведения: Учебник для вузов. — М.: Лесн. пром-сть, 2001.
11. *Роде А. А., Смирнов В. Н.* Почвоведение: Учебник для вузов. — М.: Высшая школа, 1972.
12. *Прогноз качества воды в водохранилище и в нижнем бьефе Богучанской ГЭС / СО РАН, ИВЭП ДВО РАН*. — Красноярск – Хабаровск, 2009.
13. *Уточненный прогноз всплывания торфа в Богучанском водохранилище / Горьковская геологоразведочная экспедиция*. — Горький, 1984.
14. *Корпачев В. П., Пережиллин А. И., Андрияс А. А.* Проблемы засорения водохранилищ ГЭС Сибири древесной массой. — Красноярск: СибГТУ, 2010.



## Влияние береговых массивов со стороны верхнего бьефа в примыканиях арочных плотин на их напряженно-деформированное состояние

Марчук А. Н., доктор техн. наук (Институт физики Земли РАН)

Результаты натуральных наблюдений на арочных плотинах Чиркейской, Миатлинской, Ингурской ГЭС свидетельствуют о несовершенстве принятых методов расчета этих статически неопределимых систем [1]. В наибольшей степени такое утверждение относится к арочно-гравитационной плотине Саяно-Шушенской ГЭС, где район створа кроме тектонической нестабильности отличается суровым климатом и сложными геологическими условиями. В целях повышения надежности существующих и проектируемых объектов представляется необходимым глубоко проанализировать накопленные материалы натуральных наблюдений для определения причин расхождения наших теоретических представлений с действительностью.

Главная проблема арочных плотин — взаимодействие с вмещающим геоблоком. Обычно наибольшее внимание в примыканиях арочных плотин к берегам (береговым врезкам) уделяется упорным массивам со стороны нижнего бьефа, которые несут основную нагрузку от гидростатического давления и геодинамических воздействий. Часто эти массивы укрепляются анкерровкой, цементацией, опорными стенками. Применяется уширение пят арок, устройство гравитационных береговых устоев (Ингурская плотина), открьлки (плотина Куробе, Япония), массивные береговые устои (испанские плотины Альмендра, Альдеадавила, Санта Эвлалая) и т.п. Противолежащие им массивы со стороны верхнего бьефа (рис. 1) остаются “terra incognita”. Вместе с тем именно со стороны верхнего бьефа вмещающая геологическая среда прежде всего подвергается существенным изменениям из-за переменного водонасыщения в пределах призмы сработки; нарушения температурного, гидрогеологического и геохимического режимов; разгрузки локальных тектонических напряжений, которые могут иметь значительную величину (в створе Ингури ГЭС до 20 МПа, в створе Саяно-Шушенской ГЭС от 20 до 40 МПа). В случае Саяно-Шушенской ГЭС имеют место ещё замораживание и оттаивание, воздействие льда в пределах высоты призмы сработки, природная и техногенная сейсмичность. Кроме того, следует иметь в виду, что скальные породы в зоне, прилегающей к врез-

ке, разуплотнены взрывными работами строительного периода.

По мере углубления водонасыщения с сезонными колебаниями кривой депрессии в берегах, развития эффекта Ребиндера (адгезионное снижение прочности пород), действия взвешивания, природных и техногенных землетрясений, выноса растворимых заполнителей трещин массивы пород у напорной грани береговых секций испытывают снижение параметров сопротивления сдвигу, уменьшение угла внутреннего трения и крип от ньютоновской силы. Вектор крипа, помимо движения вниз, зависит от ориентации трещин и главных векторов в локальном поле тектонических напряжений. При наличии контакта массива с напорной гранью плотины такой крип должен передавать касательные и нормальные напряжения на плотину (рис. 1) в соответствии с законом Терцаги — Динника. К сожалению, специальных исследований влияния верховых массивов в примыканиях на напряженно-деформированное состояние (НДС) арочных плотин в нашей стране и за рубежом не было. В связи с этим для достижения поставленной цели пришлось использовать геодезические наблюдения по реперам и маркам на верховых откосах, данные по горизонтальным нормальным напряжениям на напорной грани береговых секций, по смещениям в штольнях, изучать геологические планы и разрезы по береговым врезкам. Данных по изменениям кривой депрессии с верховой стороны примыканий найти не удалось, такие измерения не проводились.

Весьма ценные наблюдения обнаружались в материалах геодезической службы Тбилгидропроекта по Ингурской плотине. По данным отдела инженерной геодезии (Г. И. Кузнецов) за период с мая 1974 г. по октябрь 1978 г. при УВБ 410 м правобережный массив сместился к руслу и плотине на 17,5 мм (знак № 516 на отм. 516 м), а левобережный — на 12,5 мм на отм. 460 м. Вектор смещений соответствовал наклону трещин в сторону нижнего бьефа и к руслу реки (рис. 2). Осадки знаков составляют соответственно 1,2 и 1,6 мм. Такие смещения означают передачу давления на плотину. Вероятно, этот процесс со временем развивался, и в целом по плотине к сентябрю 1985 г. установилось напряженно-деформированное состояние с макси-

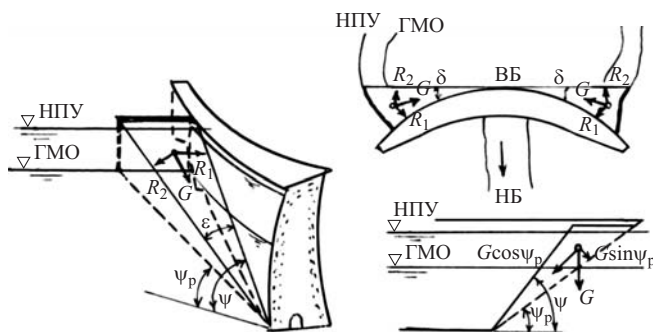


Рис. 1. Схема воздействий верхних береговых массивов на арочную плотину (модель с клиновидным блоком)

мумом арочного сжатия на низовой грани. В табл. 1 даны значения арочных напряжений у граней плотины симметричных прибрежных секций 7 и 32 на отм. 485 м (отметка гребня плотины 511 м).

Наиболее показательной является разница сжимающих арочных напряжений на гранях ключевой секции, где по действующим методам расчета и моделирования максимум сжатия должен быть на верховой грани. Указанная ситуация может быть вызвана с участием воздействия верхних массивов береговых врезок, которое трудно моделировать. С точки зрения геомеханики это может быть смещение клиновидного блока [2], а по геофизическим представлениям оно складывается из разгрузки собственных тектонических напряжений и напряжений по литостатическому закону Терцаги — Динника. Эти воздействия при проектировании не учитываются в связи с неопределенностью, а учет податливости береговых примыканий по Фогту [3] определяет максимум сжатия на верховой грани, что противоречит действительной картине НДС плотины по натурным наблюдениям.

Таблица 1

Сравнительные арочные напряжения по граням Ингурской плотины по состоянию на сентябрь 1985 г., УВБ 488,5 м (по Тбилгидропроекту)

Место расположения	Номер секции	Верховая грань			Низовая грань		
		напряжение, МПа	отм., м	№№ номер розетки	напряжение, МПа	отм., м	номер розетки
Правый берег	4	-3,7	485	-	-5,1	485	-
	7	+0,4	485	81	-6,6	485	79
Ключ	18	-9,3	393	43	-10,6	393	50
		-6,7	343	34	-7,6	343	35
Левый берег	32	-3,1	485	84	-7,0	485	82
		-3,8	443	72	-6,9	443	70

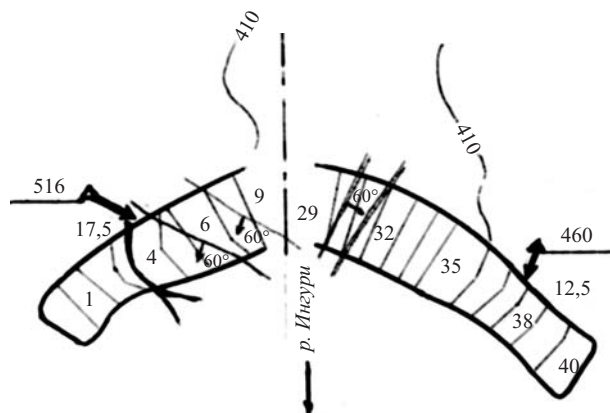


Рис. 2. Перемещения геодезических знаков в береговых примыканиях со стороны верхнего бьефа у плотины Ингурской ГЭС в 1979 г. при УВБ 410 м (по Г. И. Кузнецову)

Обратимся к береговым примыканиям плотины Саяно-Шушенской ГЭС, имея в виду сложность их геологических и геоструктурных условий. Наблюдения за осадками реперов № 6088 и № 6163 на береговых пригребневых участках примыканий плотины со стороны верхнего бьефа (рис. 3) начаты геодезической службой экспедиции № 7 Ленгидропроекта с 1979 г. До 1985 г., когда УВБ достиг отм. 520 м, реперы практически не меняли своего высотного положения. После обводнения береговых примыканий отметка правобережного репера стала сезонно изменяться от 0 до -17 мм синхронно с изменениями УВБ, а с 1988 г. проявился устойчивый тренд к увеличению осадки при снижении флуктуаций по вертикали. К сожалению, вектор смещения этого знака в плане не фиксировался, но геоструктурный анализ позволяет установить, что этот вектор направлен к руслу и плотине в соответствии с характером трещиноватости и ориентацией тектонического нарушения П-1, отсекающего верховой массив с крутым падением в сторону нижнего бьефа, а также в соответствии с направлением главного вектора сжатия в локальном поле тектонических напряжений, установленным ИЗК СО РАН. Общий характер смещений правого крыла плотины в нижний бьеф подтверждается вектором смещения знака триангуляции на устье с. 67 за период 1971 – 1994 гг. на 17 мм и смещением торца штольни на отм. 413 м в 1993 г. на 37 мм при понижении УВБ с 500,97 до 500,06 м. По левому берегу синхронное смещение торца штольни на этой же отметке составило 26 мм. Геодезическая служба эксплуатации № 7 Ленгидропроекта (В. И. Кондратьев) утверждает, что ошибки в этих измерениях исключены. Из графика на рис. 2 следует, что влияние верхового массива врезки на плотину развивается постепенно, по мере разуплотнения пород под действием переменного противодействия, замораживания и оттаивания и снижения параметров сопротивления сдвигу. Так, у напорной грани секций 5 и

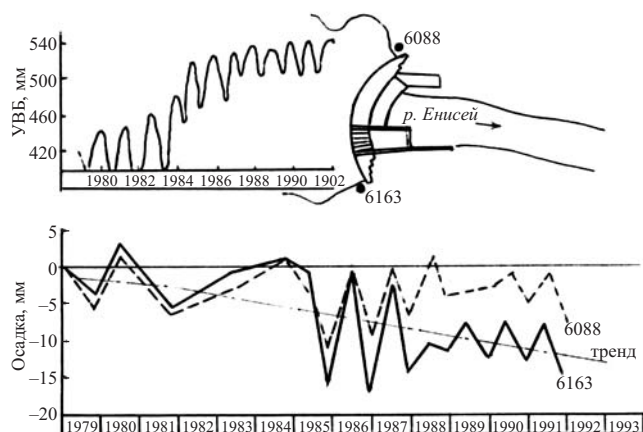


Рис. 3. Осадки реперов на береговых примыканиях плотины Саяно-Шушенской ГЭС со стороны верхнего бьефа с 1979 по 1992 г. (по данным экспедиции № 7 Ленгидропроекта)

7 на левом берегу, секций 55 и 62 на правом берегу в период 1984 – 1989 гг. горизонтальные нормальные напряжения на расстоянии 1,4 – 1,7 от грани имели положительные значения (растяжение), обусловленные, вероятно, смещениями в верхний бьеф при отклонении русловой части плотины в нижний бьеф. Однако после 1994 г., весьма вероятно, после землетрясения 14 марта 1994 г., график изменился в сторону сжатия и в конце 2001 г. достиг значения — 1,4 МПа при расчетных напряжениях от гидростатики — 1,25 МПа (розетка 173 на отм. 534 м).

Анализ нормальных горизонтальных напряжений на напорной грани береговых секций плотины Саяно-Шушенской ГЭС показывает, что их величина в 5 – 7 раз превосходит расчетную по гидростатическому напору (табл. 2).

Представляет интерес распределение указанных напряжений вдоль напорного фронта арочной полосы на одной отметке, где гидростатическое давление одинаково в русловой и береговой частях. При сработавшем водохранилище, УВБ 502 м в мае 2007 г. на отм. 435 м на напорной грани левобережной секции 10 нормальные горизонтальные напряжения имели значение – 5,37 МПа, на напорной грани правобережной секции — 5,5 – 6,89 МПа, а на напорной грани русловой секции 18 – 3,42 МПа. Поэтому можно утверждать, что верховые массивы береговых врезок, соприкасающиеся с напорной гранью плотины, передают ей дополнительную нагрузку.

График зависимости горизонтальных нормальных напряжений от УВБ показывает прямую связь напряжений от изменений напора в пределах призмы сработки между отм. 539 и 500 м с размахом 0,39 МПа (рис. 4), а базовая часть более 5 МПа остается практически неизменной. В этой части, которая представляет собой еще не познанную статическую неопределенность взаимодействия арочно-гравитационной плотины с основанием, имеют

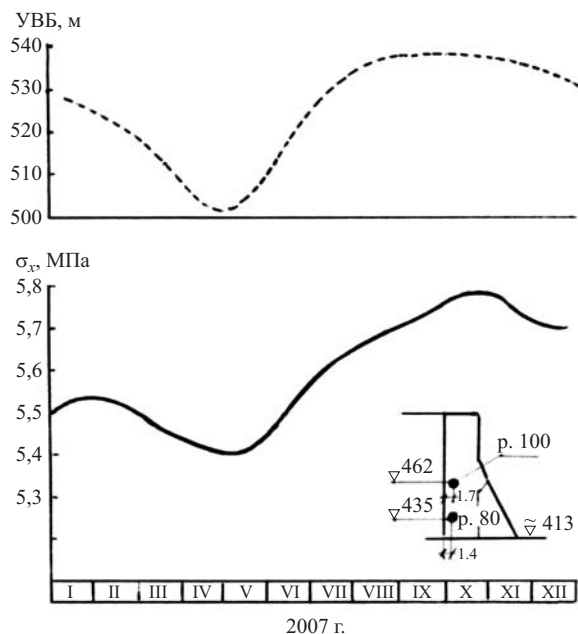


Рис. 4. Изменения горизонтальных нормальных напряжений на отм. 435 м (розетка 80) у напорной грани левобережной секции 10 плотины Саяно-Шушенской ГЭС в зависимости от УВБ в 2007 г.

место тектонические напряжения, напряжения от унаследованных и новейших движений, от крипа потенциально оползневых массивов у напорной грани береговых врезок, от температурных изменений в скале и бетоне, от необратимой части геодинамических нагрузок. Для расшифровки этих составляющих необходимо оснащать верховые массивы геодезическими знаками, пьезометрами, длиннобазовыми автоматизированными деформометрами, защищенными от повреждения льдом.

На плотинах Чиркейской и Миатлинской ГЭС, врезанных в борта Сулакского ущелья в пределах Хадумской антиклинали, воздействие оползневых

Таблица 2

Нормальные горизонтальные напряжения, МПа, на напорной грани береговых секций 10 и 55 плотины Саяно-Шушенской ГЭС по состоянию на 2007 г.

Секция 10					Секция 55
Дата	УВБ, м	Напор, м	$\sigma_x$ по напору	$\Sigma_x$ измеренная розетка 80	$\Sigma_x$ измеренная розетка 77
Отм. 435,0 м					
03.05.2007	502,4	67,4	– 0,674	– 5,40	– 6,88
09.10.2007	539,41	104,4	– 1,04	– 5,77	– 7,0
Отм. 462 м					
11.01.2007	529,4	67,4	– 0,67	– 3,57	–
14.02.2007	522,9	60,9	– 0,61	– 3,74	–



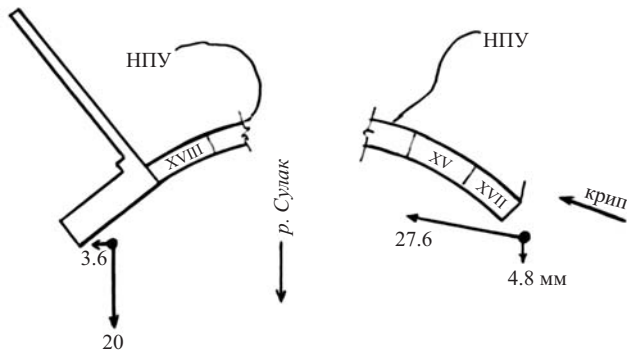


Рис. 5. Смещения контрольных знаков в массивах береговых упоров плотины Чиркейской ГЭС по состоянию на 4 мая 2004 г. (по А. М. Курахмаеву)

массивов, сложенных карбонатными сланцами с глиняными прослойками, наклонёнными к руслу, проявляется более определенно в деформации арок, в максимальном арочном сжатии на низовых гранях и в береговых секциях [1]. Следует отдать должное удачным проектным решениям на плотине Чиркейской ГЭС (гл. инженер проекта М. А. Мионов), где в правобережном примыкании выполнены массивный устой и отсекающая стенка в сторону верхнего бьефа, а в русле выполнена массивная пробка. Основное воздействие на плотину от левобережного примыкания определяется здесь более высоким левым берегом и наклонным к руслу напластованием сланцев с глинистыми прослойками. Смещения контрольных знаков IV и VI у береговых примыканий Чиркейской плотины показаны на рис. 5. Определяющими условиями таких смещений являются криповое давление со стороны более высокого левого берега и обходная фильтрация по правому берегу, где проходит 90 % суммарного фильтрационного расхода, что не исключает участия в формировании этих смещений так же верховых массивов врезок.

В зарубежной практике существуют примеры закрепления верховых откосов береговых врезок обетонированием, анкерровкой, заанкеренной балочной сетью [3]. Следует заметить, что зарубежные плотины практически не подвергаются сильным температурным воздействиям, которые испытывает, например, плотина Саяно-Шушенской ГЭС.

Модель воздействия верхового блока врезки на береговое крыло арочной плотины не разработана, в каждом отдельном случае она индивидуальна. В первом приближении можно пользоваться решением для сдвига клиновидного блока (Hudson, Harrison, 1997), обозначения по рис. 1:

$$R_1 + R_2 = \frac{G \cos \psi_p \sin \psi_p}{\sin 0,5\delta}$$

или уравнением Терцаги — Динника в деформациях

$$\varepsilon_h = \frac{\mu}{1 - \mu} \varepsilon_v,$$

где  $\varepsilon_v$  — коэффициент Пуассона;  $\varepsilon_h$  — горизонтальная деформация блока у напорной грани;  $\varepsilon_v$  — осадка клиновидного блока в его вершине.

В любом случае необходим комплекс натуральных наблюдений для получения надежных исходных данных. Наш расчет по методу Терцаги — Динника для правобережной врезки плотины Саяно-Шушенской ГЭС даёт дополнительные горизонтальные напряжения порядка 1 МПа, что меньше наблюдаемых.

### Выводы

1. В процессе эксплуатации арочных плотин постепенно проявляется нерасчетное воздействие на напорную грань береговых секций от прилегающих со стороны верхнего бьефа массивов горных пород. Величина воздействия зависит от высоты призмы сработки водохранилища, ориентации и характера трещиноватости, литологических особенностей массива, направления главных векторов тектонических напряжений во вмещающем массиве, геодинамической активности региона.

2. Для более глубокого изучения вопроса построения приемлемой модели расчета, особенно для арочных плотин в суровом климате и тектонически нестабильных регионах, целесообразно оснащать верховые массивы береговых врезок контрольно-измерительной аппаратурой.

3. В отдельных случаях потенциально оползневые массивы с верховой стороны береговых врезок целесообразно закреплять анкерровкой, обетонированием или изолировать от соприкосновения с напорной гранью плотины.

### Список литературы

1. Марчук А. Н. О работе береговых примыканий арочных плотин // Гидротехническое строительство. 2002. № 11.
2. Зерцалов М. Г. Механика грунтов. — М.: Асс. стр. вузов, 2006.
3. Рассказов Л. Н., Орехов В. Г., Анискин Н. А. и др. Гидротехнические сооружения. — М.: Асс. стр. вузов, 2008.
4. Jimenez J. A. Left slope reinforcement of the reservoir of El Atazar dam (Spain) // Proc. International symposium on rock mechanics related to dam foundation. — Rio de Janeiro, Brazil, 1978. V. 1.
5. Hudson J., Harrison J., Engineering rock mechanics. — Pergamon, 1997.

# Обеспечение высокой надежности основных узлов гидротурбинного оборудования

Доможиров Л. И., доктор техн. наук (ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»)

Рассмотрен ряд предложений, направленных на обеспечение высокой надежности элементов гидротурбинного оборудования, работающих в условиях вибрационных нагрузок и коррозионной среды.

**Ключевые слова:** гидротурбина, лопасти рабочих колес, усталостная прочность, запас прочности.

Обеспечение высокой надежности гидротурбинного оборудования, относящегося к опасным техногенным конструкциям, является в машиностроении одной из ключевых задач, которая должна решаться с привлечением широкого комплекса мер в течение всего цикла жизнедеятельности оборудования — от его проектирования до окончания функционирования.

Крупнейшая в отечественной гидроэнергетике авария на Саяно-Шушенской ГЭС в результате разрушения второго гидроагрегата станции должна послужить поводом для критического анализа применяемых подходов обоснования работоспособности гидротурбинного оборудования и для незамедлительного внедрения новых разработок, обеспечивающих выполнение современных требований к надежности и безопасности ответственного оборудования.

Важнейшим показателем надежности оборудования, определяющим его суммарную наработку от начала эксплуатации до перехода в предельное состояние, является ресурс. Такие показатели надежности оборудования, как долговечность, безотказность, вероятность безотказной работы и ряд других, базируются на понятии ресурса [1].

Ресурс лопастей рабочих колес гидротурбин обосновывается на основании расчетов на усталостную прочность, проводимых по коэффициенту запаса прочности по напряжениям  $n_\sigma$  [2, 3]. Величина допускаемых циклических напряжений  $\sigma_a$  определяется на основании соотношения

$$n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}^N}{\frac{K_\sigma}{\varepsilon_\sigma} \sigma_a + \Psi_\sigma \sigma_m} \geq [n_\sigma], \quad (1)$$

где  $\sigma_{-1}^N$  — условный предел выносливости материала в коррозионной среде при симметричном цикле на базе нагружения  $N$ ;  $K_\sigma$  — эффективный коэффициент концентрации напряжений;  $\varepsilon_\sigma$  — масштабный коэффициент;  $\Psi_\sigma$  — коэффициент влияния асимметрии цикла;  $\sigma_a$  и  $\sigma_m$  — амплитудное и среднее значения напряжений цикла.

Нормативный коэффициент запаса прочности  $[n_\sigma]$  зависит от способа определения расчетных на-

грузок и напряжений, характеристик прочности материалов и выбирается с учетом опыта проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования.

Условный предел выносливости материала  $\sigma_{-1}^N$  устанавливают на основании экстраполяции на базу  $10^9 - 10^{11}$  циклов (проектный ресурс) экспериментальной коррозионно-усталостной кривой, которая представляется в виде степенного уравнения

$$\sigma_a = AN^{-B} \quad (2)$$

по результатам испытаний образцов на базе, составляющей обычно  $5 \cdot 10^7$  циклов.

В связи с отсутствием предела выносливости материалов в коррозионных средах расчеты на прочность лишь по коэффициенту запаса прочности по напряжениям  $n_\sigma$  будут неполными, поскольку в этом случае не рассматривается важнейший показатель работоспособности конструкций — запас прочности по долговечности, обозначаемый коэффициентом  $n_N$ . Для кривой усталости (2) связь между коэффициентами  $n_N$  и  $n_\sigma$  принимает вид

$$n_N = (n_\sigma)^{\frac{1}{B}}. \quad (3)$$

В соответствии с (3) при одинаковом уровне  $n_\sigma$  значение  $n_N$  будет выше для материала с более низким уровнем показателя степени уравнения (2).

На примере лопастей рабочих колес, изготавливаемых из литой стали 06Х12НЗДЛ, рассмотрим, как в соответствии с нормативными материалами [2, 3] решаются вопросы обоснования ресурса и какие задачи при этом необходимо решать с учетом современных требований к их надежной эксплуатации.

На рис. 1 представлены результаты усталостных испытаний образцов сечением  $180 \times 200$  мм из литой стали 06Х12НЗДЛ в водной среде при симметричном цикле (темные точки). Кривая усталости, представленная в виде уравнения (2), показана штриховой линией. Численные значения коэффициентов уравнения (2) определялись методом наименьших квадратов, а кривая усталости соответствует вероятности разрушения  $P = 0,5$ .

Многолетний опыт изготовления и эксплуатации рабочих колес гидротурбин, расчет которых на

усталостную прочность проводился в соответствии с [2, 3], следует признать удовлетворительным\*. Однако с позиций современных требований к надежности и безопасности ответственного оборудования используемые подходы расчета на прочность имеют ряд недостатков, в том числе в части обоснования характеристик сопротивления коррозионно-усталостному разрушению гидротурбинных сталей. К их числу следует отнести:

экстраполяцию коррозионно-усталостных кривых, представляемых каким-либо уравнением с постоянными коэффициентами, например уравнением (2), на базы  $10^{10} - 10^{12}$  циклов без учета изменения механизма влияния коррозионной среды на усталость материалов, которое отражается в виде переломов кривой усталости;

недостаточную достоверность определяемых кривых усталости из-за ограниченного количества испытанных образцов и рассеяния результатов их испытаний;

определение коррозионно-усталостных кривых без анализа рассеяния характеристик усталости.

Перечисленные недостатки могут привести к заметным погрешностям при оценках характеристик сопротивления коррозионной усталости на базах  $10^{10} - 10^{12}$  циклов. В связи с этим задаваемый при проектировании рабочих колес гидротурбин нормативный ресурс (обычно 30 лет) носит в основном плано-экономический характер. Следует отметить также, что применяемая методика расчета на усталостную прочность лопастей рабочих колес не позволяет оценить их остаточный ресурс, поскольку в этом случае необходимо учитывать влияние на долговечность возникающих эксплуатационных повреждений.

Свободным от перечисленных недостатков является расчетно-экспериментальный метод построения коррозионно-усталостных кривых на основании кинетической диаграммы усталостного разрушения (КДУР), устанавливающей связь скорости роста усталостной трещины с коэффициентом интенсивности напряжений, и результатов усталостных испытаний образцов [4, 5]. Необходимые расчеты проводятся с использованием уточненных подходов линейной механики разрушения, адекватно описывающих развитие больших и малых трещин [4]. В качестве силового параметра используется приведенный коэффициент интенсивности напряжений  $I_0$ , вытекающий из уточненной оценки протяженности пластической зоны в вершине трещины [6].

Предлагаемый метод построения кривых усталости состоит в следующем. На основании КДУР и результатов усталостных испытаний образцов расчетным путем определяется протяженность исходной трещины  $l_0$  для каждого образца, т.е. устанавливается такая трещина, при наличии которой расчетная долговечность будет соответствовать экспериментальному результату. Использование КДУР позволяет в дальнейшем учесть эффекты коррозионной среды при построении кривых усталости на больших базах испытаний.

Статистическая обработка значений  $l_0$  повышает достоверность расчетных кривых усталости и позволяет построить кривые усталости для различной вероятности разрушения. Все факторы, влияющие на разброс результатов испытаний образцов, количественно отражаются через величину  $l_0$ . В связи с этим вводимые исходные трещины являются условными, а их протяженность представляет случайную величину, отражающую качество образцов.

Предлагаемый метод построения кривых усталости подробно рассмотрен в работе [5], а некоторые результаты его применения к задачам обоснования работоспособности лопастей рабочих колес гидротурбин представлены в работе [7].

Применительно к задачам обеспечения высокой надежности узлов гидротурбинного оборудования предлагаемый метод построения кривых усталости позволяет:

построить кривые усталости в коррозионной среде на базах  $10^9 - 10^{12}$  циклов с учетом механизмов коррозионно-усталостного разрушения;

повысить надежность обоснования ограниченного предела выносливости в коррозионной среде на базах  $10^9 - 10^{12}$  циклов;

определить усталостные свойства материала с учетом его исходных дефектов, представляемых в виде условных начальных трещин;

определить рассеяние характеристик усталости крупногабаритных образцов;

построить кривые усталости по параметру вероятности разрушения в коррозионной среде на базах до  $10^9 - 10^{12}$  циклов по результатам усталостных испытаний ограниченного числа образцов на воздухе при долговечностях  $10^5 - 10^6$  циклов;

перейти на вероятностные методы расчета на усталостную прочность.

Расчетная кривая усталости для образцов сечением  $180 \times 200$  мм из литой стали 06X12H3ДЛ при вероятности разрушения  $P = 0,5$  представлена на рис. 1 сплошной линией. Исходные трещины представлялись в виде поверхностных полуэллиптических трещин с начальным соотношением малой  $a$  и большой полуосей  $a/c = 0,5$ . При расчетах учитывалось изменение соотношения полуосей  $a/c$  при развитии трещины, обусловленное разным уровнем

\* Причинами аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в первую очередь следует считать, по мнению автора, продолжительную эксплуатацию второго агрегата за пределами проектных условий и отсутствие надлежащей нормативной базы по неразрушающему контролю шпилек крепления крышки гидроагрегата.



коэффициента интенсивности напряжений в вершине полуосей.

Глубина расчетных исходных трещин в испытанных образцах составила 1,7 – 23,0 мм, а среднее значение — 6,4 мм. На кривой усталости (рис. 1, сплошная линия) можно выделить три характерных участка. Два крайних участка при  $N < 2 \cdot 10^6$  и  $N > 5 \cdot 10^7$  циклов представляют собой практически прямолинейные наклонные прямые линии с разным углом наклона. Третий (промежуточный) участок имеет переменный угол наклона. Изменение наклона кривой усталости обусловлено различным вкладом отдельных участков КДУР в долговечность образцов при разных уровнях амплитуды циклического напряжения [5].

Расчеты на усталостную прочность лопастей рабочих колес на основании экспериментальной и расчетной кривых усталости (пунктирная и сплошная линия на рис. 1) приводят для ресурса  $10^9$  циклов и запаса прочности по напряжениям  $n_\sigma = 1,6$  к следующим результатам. Условный предел выносливости  $\sigma_{-1}^N$  составляет 29,4 и 26,9 МПа, амплитуда допускаемых переменных напряжений для симметричного цикла  $\sigma_a$  — 18,4 и 16,8 МПа, а коэффициент запаса прочности по долговечности  $n_N$  — 12,5 и 35,4 по экспериментальной и расчетной кривым усталости соответственно. Эти результаты свидетельствуют о небольшой (~ 10 %) разнице допускаемых переменных напряжений и существенной (~ 300 %) разнице долговечности. Если же расчет на усталостную прочность проводился с использованием экспериментальной кривой усталости ( $\sigma_{-1}^N = 29,4$  МПа,  $\sigma_a = 18,4$  МПа,  $n_\sigma = 1,6$  и  $n_N = 12,5$ ), то на основании расчетной кривой усталости получим  $n_\sigma = 1,46$  и  $n_N = 17,7$ . В этом случае запас прочности по напряжениям снижается на 9 %, а запас по долговечности увеличивается на 42 %.

Результаты испытаний образцов сечением  $180 \times 200$  мм из стали 06X12H3ДЛ (темные точки на рис. 1) не позволяют установить уровень рассеяния долговечности. На основании визуального анализа можно заключить, что рассеяние не должно быть большим. Однако оценка рассеяния долговечности должна основываться на результатах испытаний достаточно большого количества образцов. Очевидно, что проведение таких испытаний на крупногабаритных образцах практически невозможно.

Предлагаемый расчетно-экспериментальный метод построения кривых усталости позволяет, используя значения протяженности условных трещин, проводить “численные эксперименты” и, например, определить долговечность всех испытанных образцов при различных уровнях напряжений. Результаты усталостных испытаний и расчетные значения долговечности (численный эксперимент

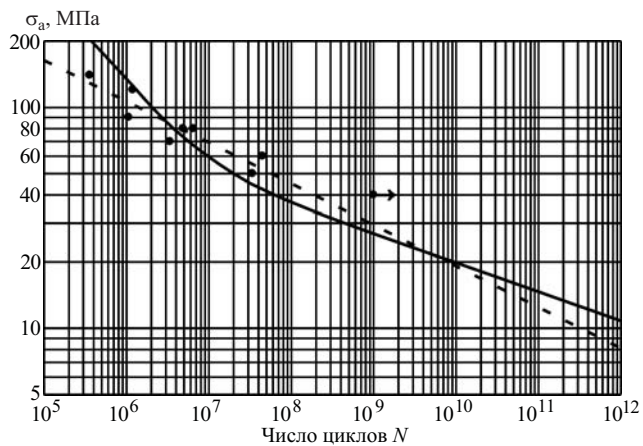


Рис. 1. Кривые усталости образцов сечением  $180 \times 200$  мм из литой стали 06X12H3ДЛ в водной среде

для  $\sigma_a = 100, 45$  и  $20$  МПа) образцов сечением  $180 \times 200$  мм из стали 06X12H3ДЛ представлены на рис. 2 темными и светлыми точками соответственно. Численный эксперимент показал, что долговечность стали 06X12H3ДЛ подвержена рассеянию, которое существенно возрастает с уменьшением нагрузки. Так, при  $\sigma_a = 100$  МПа крайние значения долговечности составляют  $8,05 \cdot 10^5$  и  $4,45 \cdot 10^6$  циклов и, следовательно, долговечность изменяется в 5,5 раза, а при  $\sigma_a = 20$  МПа —  $4,77 \cdot 10^8$  и  $2,27 \cdot 10^{11}$  циклов, т.е. долговечность изменяется уже в 475 раз. Если эти результаты перевести на оценку ресурса лопастей и принять, что для  $\sigma_a = 20$  МПа и  $N = 10^{10}$  циклов (средняя долговечность образцов, рис. 2) ресурс составляет 30 лет, то разрушение из-за коррозионной усталости первой из восьми лопастей произойдет через 1,4 года, а последней — через 680 лет.

Представленные результаты рассеяния долговечности и выработки ресурса определялись лишь с учетом коррозионно-усталостного механизма разрушения. Можно полагать, что для коррозионно- и кавитационностойких литых сталей, используемых в настоящее время для изготовления лопастей рабочих колес гидротурбин, при сроках эксплуатации гидротурбинного оборудования порядка 30 лет такой подход является правомерным. При более длительных сроках эксплуатации необходимо учитывать и другие механизмы разрушения, например кавитационный. Он обычно протекает в макрообъемах материала и выявляется значительно проще, чем коррозионно-усталостные трещины. Скорость кавитационного разрушения мало изменяется во времени, и, следовательно, долговечность, определяемая этим механизмом, достаточно просто прогнозировать при эксплуатации оборудования.

Таким образом, из представленных выше расчетных оценок долговечности следует важный для практики вывод: при обосновании ресурса элементов оборудования, изготовленных из литых сталей

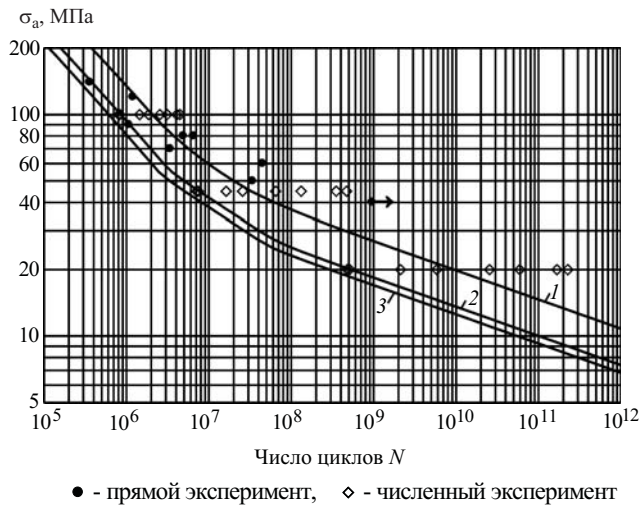


Рис. 2. Семейство кривых усталости по параметру вероятности разрушения для стали 06Х12НЗДЛ:

1, 2 и 3 —  $P = 0,5; 0,1$  и  $0,01$  соответственно

и воспринимающих вибрационные нагрузки, учет рассеяния долговечности становится более существенным фактором, чем уточнение вида кривой усталости.

Долговечность лопастей рабочих колес с заданной вероятностью разрушения, обусловленная рассеянием усталостных характеристик материала, можно установить на основании усталостных кривых, соответствующих требуемым значениям вероятности разрушения. Такие кривые можно построить на основании анализа распределения протяженности исходных трещин.

Расчетные кривые усталости образцов сечением  $180 \times 200$  мм из стали 06Х12НЗДЛ для вероятности разрушения  $P = 0,5; 0,1$  и  $0,01$  представлены на рис. 2. Примем проектный ресурс эксплуатации  $N = 10^9$  циклов, коэффициент запаса прочности по напряжениям  $n_\sigma = 1,6$  и амплитуду переменных напряжений для симметричного цикла  $\sigma_a = 18,4$  МПа. Оценки ресурса лопастей рабочих колес при различной вероятности разрушения в этом случае приводят к следующим результатам:

для вероятности разрушения  $P = 0,5$  (кривая 1) —  $n_\sigma = 1,46$  и  $n_N = 17,7$ ;

для вероятности разрушения  $P = 0,1$  (кривая 2) —  $n_\sigma = 1,00$  и  $n_N = 1,02$ ;

для вероятности разрушения  $P = 0,01$  (кривая 3) —  $n_\sigma = 0,93$  и  $n_N = 0,56$ .

На основании полученных результатов можно заключить, что при ресурсе  $N = 10^9$  циклов вероятность безопасной эксплуатации отдельных лопастей рабочих колес составляет  $\sim 0,9$ .

Обоснование наличия начальных трещин, которые характеризуют уровень дефектности материалов и изготовленного оборудования [4, 8], позволяет проводить прочностные расчеты по коэффициентам запаса прочности по напряжениям  $n_\sigma$  и раз-

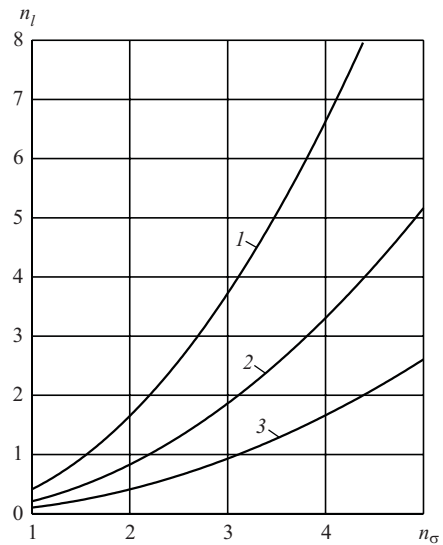


Рис. 3. Связь между коэффициентами  $n_1$  и  $n_\sigma$  для литой стали 06Х12НЗДЛ: 1, 2 и 3 —  $l = 5; 10$  и  $20$  мм соответственно

мерам трещин, а также установить связь между  $n_\sigma$  и  $n_1$  [9]. Некоторые результаты применения указанного подхода к элементам гидротурбинного оборудования представлены в работе [10]. На рис. 3 показана зависимость между коэффициентами  $n_\sigma$  и  $n_1$  для литой стали 06Х12НЗДЛ при наличии трещин размером 5, 10 и 20 мм. Условие равной прочности ( $n_1 = n_\sigma$ ) для трещин размером  $l = 5$  и 10 мм будет соблюдаться при  $n_\sigma = 2,5$  и 5 соответственно. С принятой на рис. 3 расчетной трещиной протяженностью  $l$  размеры поверхностных полуэллиптических трещин глубиной  $a$  и протяженностью  $2c$  следующим образом: для  $a/c = 1 - a = 2,26l$  и  $2c = 4,52l$ ; для  $a/c = 0,5 - a = 1,24l$  и  $2c = 4,96l$  и для  $a/c = 0,25 - a = 0,97l$  и  $2c = 7,76l$ .

Влияние асимметрии цикла на уровень допускаемых переменных напряжений при расчетах на усталостную прочность лопастей рабочих колес гидротурбин учитывается в формуле (1) через коэффициент  $\psi_\sigma$ , который для больших асимметрий цикла ( $R = 0,7 \dots 0,9$ ) в нормативных материалах [2, 3] определяется соотношением

$$\psi_\sigma = \frac{\sigma_{-1}^N}{\sigma_B}, \quad (4)$$

где  $\sigma_B$  — временное сопротивление (предел прочности при статическом нагружении). Уравнение (4) отвечает эмпирическому соотношению Гудмана

$$\sigma_a = \sigma_{-1}^N \left( 1 - \frac{\sigma_m}{\sigma_B} \right), \quad (5)$$

которое на диаграмме предельных амплитуд цикла (рис. 4) представляет собой наклонную прямую 1.

Уравнения (4) и (5) соответствуют линейной аппроксимации результатов испытаний на воздухе лабораторных малогабаритных образцов, и, следова-

тельно, необходимо обоснование их применимости как к коррозионной среде, так и к крупногабаритным элементам оборудования. Известно, что с увеличением размеров образцов происходит снижение усталостных свойств материалов, получившее название масштабного эффекта (МЭ). Влияние МЭ на усталость материалов учитывается в формуле (1) через коэффициент  $\varepsilon_\sigma$ , определяемый обычно для симметричного цикла. Экспериментально определить МЭ при асимметричных циклах достаточно сложно, а во многих случаях и практически невозможно. Поэтому необходима разработка расчетных методов построения диаграмм предельных амплитуд цикла для крупногабаритных образцов.

Расчетные оценки влияния средних напряжений на предел выносливости образцов сечением  $30 \times 40$  и  $50 \times 75$  мм из стали 06Х12Н3Д, полученные с использованием подходов механики разрушения [11], представлены на рис. 4 (кривые 2 и 3). Там же показан результат испытаний образцов сечением  $30 \times 40$  мм при асимметрии, близкой к отнулевому циклу (темная точка). Видно, что расчетные данные хорошо согласуются с экспериментом. Из рис. 4 следует, что влияние средних напряжений на предел выносливости усиливается с увеличением размеров образцов. Например, при  $\sigma_m/\sigma_B = 0,6 \dots 0,8$  снижение предела выносливости образцов сечением  $30 \times 40$  и  $50 \times 75$  мм будет соответственно в 2 и 4 раза сильнее по сравнению с лабораторными малоразмерными образцами. Иными словами, для образцов сечением  $30 \times 40$  и  $50 \times 75$  мм при асимметричных циклах ( $\sigma_m/\sigma_B = 0,6 \dots 0,8$ ) МЭ усиливается в 2 и 4 раза соответственно по сравнению с симметричным циклом ( $\sigma_m/\sigma_B = 0$ ).

Представленные выше результаты о МЭ при асимметричных циклах получены для воздушной среды. При наличии коррозионной среды проявление МЭ при асимметричных циклах может оказаться иным, чем на воздухе, поскольку в коррозионной среде усталостные свойства материалов определяются главным образом процессом развития трещины, а на воздухе — условиями её нераспространения.

Ресурс оборудования, определяемый статистической природой ресурсопределяющих свойств материала, случайным характером действующих нагрузок, возможными ошибками при проектировании, изготовлении и монтаже оборудования, подвержен рассеянию, и, следовательно, его следует определять в вероятностной трактовке. Вопросы обоснования ресурса и других показателей работоспособности машин и конструкций (долговечность, безотказность, вероятность безотказной работы и др.) достаточно полно изучены и систематически изложены в ряде монографий, в том числе в [1].

Некоторые практические вопросы оценки вероятности безотказной работы элементов гидроагре-

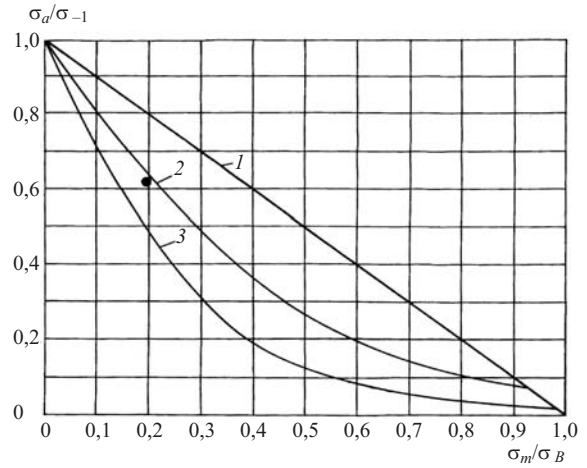


Рис. 4. Диаграмма предельных амплитуд цикла стали 06Х12Н3Д:

1 — нормативная зависимость (уравнение Гудмана); 2 и 3 — расчетные зависимости для образцов сечением  $30 \times 40$  и  $50 \times 75$  мм соответственно; темная точка — эксперимент для образцов сечением  $30 \times 40$  мм

гатов рассмотрены в работе [12]. Важность этой проблемы для гидроэнергетики и некоторая необоснованность решения этих вопросов и неадекватность полученных результатов в этой работе вызывают необходимость более подробно остановиться на ней.

Для оценки вероятности безотказной работы выбран показательный закон надежности

$$P = e^{-\lambda}, \quad (6)$$

где  $\lambda = \lambda_0 t$ ;  $t$  — время;  $\lambda_0$  — интенсивность роста повреждаемости.

Применительно к лопастям рабочих колес в качестве параметра повреждаемости рассматривается число циклов или напряжение. Во втором случае выражение, определяющее уровень повреждаемости, представлено в виде

$$\lambda_\sigma = \frac{[n_\sigma]}{n}, \quad (7)$$

где  $n$  — текущий запас прочности по напряжениям,  $[n_\sigma]$  — нормативный запас прочности по напряжениям.

Показательный закон надежности (6) вытекает из экспоненциального (показательного) закона распределения случайной величины, плотность которой описывается одним числовым параметром  $\lambda$ , имеющим в формуле (6) смысл интенсивности отказов [13]. Важнейшее свойство показательного закона надежности состоит в том, что вероятность безотказной работы объекта на задаваемом интервале времени не зависит от предыстории его нагружения, т.е. не связана с ухудшением параметров его



качества, например, в результате постепенного накопления повреждений.

В работе [12] не приводятся каких-либо обоснований применимости показательного закона надежности к выбранным деталям, при эксплуатации которых происходит постепенное накопление необратимых повреждений (стареющие объекты). Интенсивность этого процесса, зависящая, в том числе, от свойств материала и условий эксплуатации объекта, и будет предопределять его ресурс. Для оценки ресурса стареющих объектов используются кумулятивные модели отказов, в том числе модель на основе распределения Вейбула, охватывающая широкий класс законов надежности [1].

В работе [12] также не приводятся какие-либо объяснения о представлении параметра  $\lambda_0$ , входящего в формулу (6) и определяемого при ресурсных испытаниях, в виде соотношения (7), которое к тому же без всякого обоснования трактуется как интенсивность роста повреждаемости. Понятие повреждаемости, накапливаемой при эксплуатации в элементах конструкций и представляемой скалярной функцией времени  $\varphi(t)$ , широко используется при оценках ресурса [1]. Граничные значения  $\varphi = 0$  и  $\varphi = 1$  отвечают состоянию объекта до начала эксплуатации и к моменту выработки ресурса (разрушению объекта) соответственно. Однако соотношение (7) не отвечает указанным граничным условиям. Кроме того, оно не имеет какого-либо технического содержания, так как нормативный коэффициент запаса прочности  $[n_\sigma]$ , входящий в (7), не является параметром, базирующимся на каких-либо физических критериях или моделях, а отражает в эмпирической форме совокупность всех факторов, точное влияние которых на ресурс определить практически невозможно.

И наконец приведем некоторые количественные результаты, которые следуют из подходов, предложенных в [12]. Так, для вероятности безотказной работы  $P = 0,99$  (значение весьма скромное для ответственных конструкций) в соответствии с соотношением (6) получим применительно к (7)  $n = 99,5[n_\sigma]$ . Очевидно, что такой результат является полной бессмыслицей. Другой пример. Допускаемый уровень вероятности безотказной работы элемента конструкции принимается равным  $P = 0,85$ . В этом случае вероятность безотказной работы, например, рабочего колеса с 8 или 12 лопастями по критерию выхода из строя хотя бы одной из них составит  $P = 0,85^8 = 0,27$  или  $P = 0,85^{12} = 0,14$  соответственно, что является недопустимо низким уровнем надежности для любого оборудования.

В заключение отметим некоторые направления экспериментальных исследований и разработок расчетных методов, которые необходимы для обос-

нования надежной и безопасной эксплуатации гидротурбинного оборудования:

1. Экспериментальное определение характеристик усталости, статической и циклической трещиностойкости гидротурбинных сталей.

К настоящему времени характеристики усталости с учетом условий эксплуатации гидротурбинного оборудования (коррозионная среда, база нагружения, масштабный фактор, асимметрия цикла) достаточно полно определены лишь для стали 06Х12НЗД в литом и катаном состоянии. Для других сталей, используемых в гидроэнергетике, имеются лишь ограниченные данные по усталостным свойствам.

С учетом сказанного важное практическое значение приобретает задача минимизации затрат при определении коррозионно-усталостных кривых и рассеяния характеристик усталости на базах до  $10^9 - 10^{12}$  циклов. Её можно решить взяв за основу рассмотренную методику определения коррозионно-усталостных кривых, но используя при этом результаты усталостных испытаний образцов на воздухе при долговечностях  $10^4 - 10^6$  циклов.

Данных о статической и циклической трещиностойкости гидротурбинных материалов практически нет, за исключением ограниченных результатов для стали 06Х12НЗД. А без них невозможно определить ресурс и показатели безопасности, определяемые развитием усталостных трещин.

2. Расчетно-экспериментальное построение кривых усталости на базах  $N = 10^9 - 10^{12}$  циклов и определение рассеяния характеристик усталости применительно к крупногабаритным элементам гидротурбинного оборудования.

Важность этой проблемы и круг решаемых при этом вопросов рассмотрены в данной работе на примере литой стали 06Х12НЗДЛ. Очевидно, что для обеспечения современных требований к надежности и долговечности ответственного оборудования такие же задачи необходимо решить и для других сталей, применяемых для изготовления ресурсоопределяющих элементов гидротурбинного оборудования.

3. Разработка расчетных методик оценки влияния асимметрии цикла на усталостную прочность крупногабаритных деталей в коррозионной среде.

Многие крупногабаритные элементы гидротурбинного оборудования (лопасти рабочих колес, крепежные детали и др.) работают при асимметричных циклах. Экспериментально и расчетами показано, что чувствительность к асимметричным циклам у крупногабаритных образцов заметно выше по сравнению с лабораторными малогабаритными образцами. В связи с этим представляется крайне важным довести имеющиеся в этом направлении предложения до практического применения.

4. Разработка концепции безопасных трещин и ее применение при проектировании, изготовлении и эксплуатации гидротурбинного оборудования.

Исходные трещиноподобные дефекты практически неизбежны во многих конструкциях. Для крупногабаритных деталей, при использовании литых сталей или сварки вероятность образования дефектов значительно увеличивается. В связи с этим при обосновании работоспособности оборудования необходимо учитывать дефекты и повреждения типа трещин.

Концепция безопасных трещин [9, 14] может служить единой методологической базой для решения широкого круга вопросов обеспечения современных требований к надежности и безопасности ответственного оборудования, в том числе:

расчета на усталостную прочность по коэффициентам запаса прочности по напряжениям и протяженности дефектов типа трещин;

оптимизации коэффициента запаса прочности по напряжениям с учетом исходной дефектности материала;

выбора материалов с позиций минимизации влияния дефектов и повреждений типа трещин на усталостную прочность элементов оборудования;

обоснований требований к технологии изготовления деталей и методам дефектоскопического контроля с целью обеспечения требуемого качества (протяженности допускаемых дефектов типа трещин).

5. Прогнозирование ресурса и определение показателей безопасности элементов гидротурбинного оборудования.

Данная задача является сложной и многофакторной. Остановимся здесь лишь кратко на некоторых вопросах.

При прогнозировании ресурса и показателей безопасности следует использовать подходы, базирующиеся на вероятностно-статистических методах [1], которые в гидроэнергетической отрасли не получили ещё не только практического применения, но и достаточно четкого понимания (примером может служить уже упоминавшаяся работа [12]).

Для уникального гидроэнергетического оборудования, изготавливаемого и монтируемого практически в единичном исполнении, прогноз ресурса и показателей безопасности должен основываться на индивидуальном состоянии рассматриваемого объекта и фактических режимах и условиях его эксплуатации.

Индивидуальное состояние элементов оборудования устанавливается на основании результатов соответствующих наблюдений, измерений и испытаний. При этом необходимо определиться с выбором характеристик технического состояния, которые в количественной постановке можно связать с ресурсом и показателями надежности, а затем вы-

брать способы определения этих характеристик. Однако на практике решить эти задачи непросто. Например, достоверность результатов экспериментального определения фактических механических свойств и кривой усталости приобретает большое значение в связи с ограниченной выборкой образцов, вырезаемых из металла исследуемого объекта. Важным вопросом является также достоверность оценок изменения свойств материала при многоциклового усталости, которое протекает в локальных объемах материала, сопоставимых с его характерным структурным элементом. Установить расположение этих зон, а тем более определить требуемые свойства материала в этих зонах чрезвычайно сложно и в большинстве случаев невозможно.

## Список литературы

1. Болотин В. В. Ресурс машин и конструкций. — М.: Машиностроение, 1990.
2. РТМ 108.242.02–83. Турбины гидравлические радиально-осевые. Методы расчета на прочность рабочих колес. — 1985.
3. РТМ 108.243.101–83. Турбины гидравлические поворотно-лопастные. Расчеты на усталостную прочность лопастей. — 1985.
4. Доможиров Л. И. Определение характеристик сопротивления многоциклового усталости металлов с позиций уточненных подходов линейной механики разрушения. Автореф. дис... докт. техн. наук / ЦНИИТМАШ. М., 1998.
5. Доможиров Л. И. К определению характеристик сопротивления усталости в коррозионной среде на больших базах нагружения // Заводская лаборатория. 2002. № 10. С. 41 – 45.
6. Махутов Н. А., Доможиров Л. И. Двухпараметрический критерий разрушения в связи с уточненными размерами пластической зоны // Заводская лаборатория. 1989. № 1. С. 54 – 59.
7. Доможиров Л. И. Обоснование ресурса рабочих колес гидротурбин с учетом рассеяния характеристик усталости // Гидротехническое строительство. 2005. № 2. С. 24 – 29.
8. Доможиров Л. И. Определение характеристик сопротивления усталости металлов с позиций механики коротких трещин // Технология машиностроения. 2001. № 1. С. 44 – 48.
9. Доможиров Л. И. Оптимизация коэффициента запаса прочности крупногабаритных деталей с учетом малых трещин // Тяжелое машиностроение. 2006. № 2. С. 35 – 39.
10. Доможиров Л. И. К обоснованию усталостного ресурса гидротурбинного оборудования с учетом дефектов и повреждений типа трещин // Гидротехническое строительство. 2006. № 7. С. 38 – 45.
11. А. с. 1748010 СССР. Способ определения предела выносливости элементов конструкций при асимметричных циклах нагружения / Доможиров Л. И., Махутов Н. А. // Бюллетень изобретений. 1992. № 26.
12. Смелков Л. Л., Гаврилов С. Н., Левина С. М. и др. Оценка остаточного ресурса и вероятности безотказной работы гидроагрегата № 1 Иркутской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2009. № 9. С. 21 – 26.
13. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика. — М.: Высшая школа, 1999.
14. Доможиров Л. И. Проектирование, изготовление и эксплуатация оборудования на основе концепции безопасных трещин // Арматуростроение. 2010. № 2. С. 44 – 48.

## Поздравление Владимиру Алексеевичу Пехтину

9 декабря 2010 г. исполнилось 60 лет со дня рождения видного политического деятеля России, доктора технических наук Владимира Алексеевича Пехтина.

В 1974 г. В. А. Пехтин закончил гидротехнический факультет Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина, получив специальность инженера-строителя гидротехника, после чего был направлен на работу на строительство Колымской ГЭС в качестве мастера. Затем он работал прорабом, начальником участка, главным инженером и начальником строительно-монтажного управления основных сооружений ГЭС, начальником управления строительства “Колымагэсстрой”, в 1992 – 1997 гг. – генеральным директором ОАО “Колымаэнерго”.

В ходе строительства уникальных гидротехнических объектов Колымской ГЭС в суровых природных условиях, в зоне сплошного распространения вечномерзлых пород В. А. Пехтин приобрёл богатейший практический опыт, нашедший отражение в научных работах. Вопросам строительства крупных каменно-земляных плотин в условиях Крайнего Севера были посвящены кандидатская и докторская диссертации В. А. Пехтина. Опыт гидроэнергетического строительства в северной строительно-климатической зоне получил обобщение в книгах (написанных в соавторстве) “Колымская ГЭС. Опыт строительства и эксплуатации”, “Пропуск строительных расходов при возведении гидроузлов на реках Крайнего Севера”, “На порогах Колымы”, “Противофильтрационные завесы гидротехнических сооружений на многолетней мерзлоте”, “Инженерное мерзлотоведение в гидротехнике”, а также в ряде статей, опубликованных в журналах “Гидротехническое строительство”, “Колыма” и др.

Большое внимание В. А. Пехтин уделял вопросам строительства второй гидроэлектростанции на р. Колыме – Усть-Среднеканской ГЭС, сооружение которой было начато в трудные годы перестройки. Благодаря его усилиям и настойчивости стройка выстояла, в настоящее время гидроэлектростанция находится в предпусковой стадии.



В 1994 и 1997 гг. В. А. Пехтина выбирают депутатом Магаданской областной Думы, и с этого времени он меняет область деятельности с производственной на политическую. В 1997 – 1999 гг. он председатель Магаданской областной Думы, член Совета Федерации, заместитель председателя комиссии по энергетике. В 1997 г. В. А. Пехтин также был членом Совета директоров РАО “ЕЭС России”. В декабре 1999 г. он был избран депутатом Государственной Думы Российской Федерации, в 2003 и 2007 гг. переизбран. В Государственной Думе В. А. Пехтин занимал ответ-

ственные должности, возглавлял важные направления работы, был заместителем Председателя Государственной Думы.

В. А. Пехтин является членом партии “Единая Россия” с момента ее образования в декабре 2001 г. В дальнейшем его избирали членом Бюро Высшего Совета, членом Президиума Генерального Совета и заместителем секретаря Генерального Совета партии. В настоящее время В. А. Пехтин является первым заместителем руководителя фракции “Единая Россия” в Государственной Думе.

В 2008 г. Владимира Алексеевича Пехтина назначили председателем Российского национального комитета по большим плотинам.

За активную и плодотворную государственную и законодательскую деятельность В. А. Пехтин награжден орденами “За заслуги перед Отечеством” III и IV степени, орденом Почета, орденом Дружбы и многими медалями. Владимир Алексеевич – заслуженный строитель РФ и почетный энергетик России.

В. А. Пехтину свойственны целеустремленность, творческая инициатива, принципиальность, умение добиваться выполнения поставленных задач.

Гидротехническая общественность, редколлегия журнала “Гидротехническое строительство”, друзья и коллеги сердечно поздравляют Владимира Алексеевича Пехтина с юбилеем и желают ему крепкого здоровья, счастья и дальнейших творческих успехов в работе.



## Интервью с депутатом Государственной Думы Российской Федерации В. А. Пехтиным

*Где прошли Ваши детские и юношеские годы и почему Вы выбрали профессию инженера-строителя гидротехника?*

Родился я в пригороде Ленинграда – в Шувалово-Озерках, в доме на Большой Десятинной улице. Там и прошли все мои детские годы. Мы жили в обычном деревянном доме. В огороде выращивали овощи, фрукты, у нас даже корова была. Надо было носить воду, пилить и колоть дрова, топить печку. Конечно, это закаляло и формировало серьёзное отношение к жизни, приучало к терпению и выносливости. Я прошел школу, по сути, деревенскую, где все нужно было делать самому, чтобы обеспечить свое существование.

Когда я перешел в 9-й класс, моему отцу дали однокомнатную квартиру и мы переехали в город, но всё лето я проводил в Озерках, в нашем родовом доме, где проживали бабушка и другие родственники.

В 1967 г. я поступил на гидротехнический факультет Ленинградского политехнического института. Почему именно туда? Наверное, это самое интересное... Я – единственный ребенок в семье, все время был на глазах, обо мне заботились, опекали, несмотря на большое количество хозяйственных дел, но мне хотелось самостоятельной жизни, без постоянного надзирающего родительского ока. Я думаю, у каждого молодого человека есть такое желание – вырваться из-под опеки родителей. Кстати, все постройки у нашего дома были сделаны своими руками. Мы с отцом строили теплицы, сараи, гараж – опыт строительный был. После школы я сразу выбрал Политехнический институт, потому что меня привлекали прикладные науки. Я хотел поступить либо на механико-машиностроительный, либо на гидротехнический факультет. Гидротехнический факультет мне нравился больше. Конец 60-х – начало 70-х годов – это был период гигантских строек в Сибири, Таджикистане, Киргизии, Казахстане. Строились энергетические объекты, о которых знала вся страна: Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская ГЭС. Бурная жизнь этих огромных строек вызвала у меня большой интерес, и свой выбор я остановил на гидротехническом факультете Ленинградского политехнического института.

*Почему после окончания института Вы поехали на работу именно на строительство Колымской ГЭС, которая возводилась в самых неблагоприятных природных условиях нашей страны?*

Моя первая геодезическая практика проходила в Ивангороде, на р. Нарове, там же был один из первых гидроузлов, который мы внимательно изучали, и я еще раз убедился в том, что выбор будущей специальности мною сделан правильно. Первые два года кроме геодезии и механики грунтов мы изучали общие дисциплины – математику, начерталку, сопромат. Но к этим предметам большого влечения у меня не было, поэтому, наверное, я состоялся не как проектировщик, а как строитель. Все последующие практики проходили уже на стройках. Это были Усть-Илимская, Колымская, Братская, Красноярская ГЭС – все стройки в Сибири и на Дальнем Востоке. Природа, охота, рыбалка – любовь к этому у меня в крови, мы с отцом часто рыбачили и охотились, у меня всегда была тяга к тайге, к рекам. Преддипломную строительную практику я проходил на Колыме, сам попросил, чтобы меня распределили именно туда. Я и мои товарищи, которые были со мной на практике на Колыме, после окончания учебы поехали на строительство каскада Колымских ГЭС, где было очень сложно, но интересно. В принципе, можно было остаться работать проектировщиком в Ленгидропроекте или во ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, но захотелось живого дела, чего-то в жизни добиться самому – так мы были воспитаны в то время. Почему именно Колымская ГЭС? Во-первых, это уникальная станция, построенная на вечной мерзлоте: перепад годовых температур 100 градусов, зимой –65, а летом +35 °С, 10000 м/с паводки весной. Природа Колымы привлекала меня своей непокорностью. Поэтому я выбрал именно Колымскую ГЭС.

*Как формировалось Ваше мировоззрение и что Вас закалило в течение длительного времени работы на Колымской ГЭС?*

Мировоззрение формировала длительная упорная работа на Колымской ГЭС. Приведу одну интересную поговорку. На Колыме шутили: есть Госстрой, капстрой, соцстрой, Дальстрой, на Колыме – Колымагэсстрой. Это была организация со своими законами, со своим укладом, все мосты через Колыму строила и все объекты энергетики. Она включала более 17 тысяч работающих – специалистов, которые, в основном, прошли стройки Сибири и Дальнего Востока. Сначала благоустроенных условий для жилья не было, но все же наша стройка отличалась от других в этом плане. Везде все начиналось со строительства основных сооружений гидроэлектростанций, а быт и условия проживания трудящихся уходили на второй план. А мы сначала построили базовый поселок Синегорье, перевалочные базы вблизи г. Магадана, в Находке.

На это ушло около трех лет, и только после приступили к строительству гидроузла. Первый агрегат ГЭС пустили в 1980 г., в 1988 г. были запущены все агрегаты.

***Расскажите, пожалуйста, о самых больших трудностях и самом радостном событии в период Вашей работы на строительстве Колымской ГЭС.***

Не лукавя, могу сказать, что самая большая радость для любого гидростроителя – пуск первого агрегата гидроэлектростанции. На Колымской ГЭС это было для нас, строителей, большим и очень радостным событием. Был февраль, 26-й съезд КПСС, стоял 50-градусный мороз. Вообще, пуск первого агрегата в жизни любого молодого человека способствует дальнейшему его совершенствованию, развитию его внутреннего мира. Ты видишь, как мощь реки покоряется человеку, и тогда под напором воды начинает крутиться турбина, – это ощущение непередаваемое. Бессонные ночи, сложности монтажа, проблемы с поставкой частей оборудования (на Колыме сложная транспортная схема) – все это в одночасье прекращается и ты видишь плоды своего труда. Для каждого настоящего гидростроителя, будь то проектировщик, простой рабочий, технический работник или начальник строительства, это самое знаменательное событие.

Перекрытие Колымы в районе Страшных или, как их еще называют, Великих Колымских порогов было неординарным событием не только для нас, но и для всей страны.

Есть и еще одно событие, которое, нельзя не отметить. Ты встречаешь человека, который тебе дорог, соединяешь с ним свою судьбу. Для меня это событие произошло в 1976 г., когда я работал на Колыме, мне было 26 лет. Это была комсомольская молодежная свадьба, которую отмечала буквально вся стройка - от начальника строительства до плотников-бетонщиков. Тогда еще никто не знал, что я стану начальником строительства. Уже это было знаменательным событием для всего Колымагэсстроя. Вот это самые знаковые и радостные события.

А что касается самых больших трудностей... Во время моей работы на Колыме самая большая трудность была в том, что мы не смогли набрать проектную отметку в водохранилище после пуска первого агрегата. И, вместо того, чтобы тех, кто трудился, отметить государственными наградами, мы получили выговор за пуск, который все-таки состоялся, но не была выдана проектная мощность, и, соответственно, не было получено достаточно электроэнергии. Вот это, пожалуй, была самая большая трудность – наполнить водохранилище.

***Как отразилась Ваша работа при защите кандидатской и докторской диссертации и в книгах, посвященных строительству ГЭС на Крайнем Севере?***

Я считаю, что каждый человек, прошедший путь от студента-практиканта до начальника строительства, участвовавший в строительстве с нулевой стадии, когда еще только выбирался створ гидроэлектростанции, до ввода агрегатов, получает богатый опыт. При этом за всю свою жизнь человек может построить максимум две гидроэлектростанции - настолько это длительный период жизни. Я начал работать в 21 год, а сейчас мне 60, на второй станции мы еще первый агрегат не пустили. И поэтому, конечно, этот опыт в умах сохраняется недолго, он должен оставаться на каком-то носителе, в электронном виде или на бумаге. Тем более что опыт строительства таких гидротехнических объектов, как Колымская ГЭС - уникален, как гидроэлектростанции, построенной на вечной мерзлоте. Я напомним один факт. В 1994 г. Колымская ГЭС вошла в состав ОАО “Колымаэнерго”, чему было много противников. Поддержал меня тогда только министр энергетики России, а впоследствии президент и председатель Совета директоров РАО ЕЭС России Дьяков Анатолий Федорович. Все остальные были против, они считали, что эксплуатация должна быть отдельно от строителей, как от второсортного товара. Я глубоко убежден, что эксплуатация и строительство – неотделимые друг от друга вещи. Станция – это живой организм, который живет своей жизнью, стареет, болеет, который нужно лечить, о котором необходимо заботиться, - весь опыт и строительства, и эксплуатации нужно сохранять. Поэтому я защитил одну диссертацию, потом вторую, и будучи начальником строительства, генеральным директором ОАО “Колымаэнерго”, я стал писать и издавать книги, посвященные гидростроению, воплощать в них полученный опыт.

В диссертации я предложил использовать электроэнергию на отопление и горячее водоснабжение, что раньше не разрешалось. Это особенно актуально в районах Крайнего Севера, где существует сложная транспортная схема по доставке угля, мазута, нефтепродуктов. Один из пунктов экономического обоснования моей работы - использование дешевой электроэнергии, ее себестоимость очень низкая. Сейчас это практикуется на Колыме.

***Почему после окончания строительства Колымской ГЭС Вы изменили направление Вашей деятельности – стали политическим деятелем.***

Могу сказать следующее – все исходило из практики решения вопросов. Конец 90-х гг. ознаменовался тем, что общая экономическая ситуация в стране была непростой - по сути, экономика не работала, денег на строительство новых энергетических объектов не давали, институты разваливались, так как не было за-

казчиков, строительство гидроэнергетических объектов было никому не нужно. На Дальнем Востоке люди были брошены. Кстати говоря, нужно отдать должное губернаторам-дальневосточникам – Виктору Ивановичу Ишаеву, Валентину Ивановичу Цветкову, Владимиру Афанасьевичу Бирюкову, которые держали ситуацию под контролем. В 1999 г. мы с Цветковым В. И. без финансирования ввели линию электропередачи Колымская ГЭС – Магадан, линия очень сложная по рельефу местности, но в тот момент денег на завоз топлива в бюджете практически не было, город мог замерзнуть. Мы передали электроэнергию по введенной линии на Магаданскую ТЭЦ, которая работает от органического топлива, и тем самым спасли город. Конечно, все эти моменты вызывали желание как-то повлиять на ситуацию, надо было помогать развивать весь энергетический комплекс. Для этого нужны были какие-то рычаги, в том числе, политические. А Цветков - политик дальновидный, он тогда предложил мне возглавить Областную Думу, организовать в Совете Федерации Комиссию по энергетике, чтобы влиять на процессы в энергетике, на финансирование. Эта схема и была выполнена. Более того, я на тот момент был членом совета директоров РАО “ЕЭС России”, это был 1996 г., а в 1997 г. там начали менять руководство. Пришли люди абсолютно далекие от энергетике, которые, прежде всего, интересовались прибылью. Я выступал неоднократно на собраниях РАО “ЕЭС России”, пытался влиять на ситуацию, чтобы сохранить энергетику - как строительный, так и эксплуатационный комплекс. В этот самый сложный период, гидроэнергетический комплекс являлся кредитором, который бесплатно работал на всю страну - деньги за электроэнергию не платили, но, между тем, энергетики работали. Все это и послужило тому, что я пошел в политику.

***Как Вы – как патриот Дальнего Востока, видите сегодня перспективы развития края?***

Перспективы развития Дальнего Востока вижу в развитии энергетике, в том числе, возобновляемой, - это самое перспективное направление в районах Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера.

***Как Вы относитесь к воплощению в жизнь грандиозных проектов, важных как для нашей страны, так и соседних стран на Дальнем Востоке. Речь идет о проектах, которые активно обсуждались относительно недавно, а именно:***

туннель через Берингов пролив между Россией и США;

туннель, соединяющий материковую часть России с островом Сахалин, где из 40 км 20 км были уже пройдены, и эта часть туннеля находится в хорошем состоянии;

переброска подводного электрического кабеля через пролив Лаперуза, для передачи электроэнергии в Японию на остров Хоккайдо, а возможно и туннель, который дал бы возможность для связи с Европой вообще отказаться от морских перевозок и Россия, таким образом, оказалась бы практически в центре мировой торговли?

Туннель через Берингов пролив между Россией и США – утопия. Нам необходимо направить эти деньги на развитие гидроэнергетического комплекса на Дальнем Востоке, чтобы получать дешевую энергию и использовать ее для отопления, для горячего водоснабжения.

Туннель, соединяющий материковую часть России с островом Сахалин, – дело интересное, но я сторонник возведения моста, а не туннеля.

Переброска подводного электрического кабеля через пролив Лаперуза – тема довольно интересная с точки зрения передачи электроэнергии, но нужно учитывать то, что Япония – закрытая страна. Я несколько раз там был, пытался понять технологию строительства гидротехнических сооружений, но когда мы приезжали на объекты, специалистов оттуда убирали. Поэтому я пришел к выводу, что это будет сложно воплотить в жизнь.

***Возможно, у Вас есть еще информация о планах, о которых нашему читателю будет интересно узнать?***

Нужно развивать гидроэнергетику, нужно, в конце концов, опять поднять статус Министерства энергетике. Все должны понять, что Министерство энергетике и электрификации РФ – одно из ведущих министерств. Оно было восстановлено после многих обращений к Правительству, сейчас функционирует эффективно. Министерство должно заниматься не только газом и нефтью – органическим топливом, а перспективой развития строительства энергетических объектов, гидро- и тепловых станций, линий электропередач, передающих кабельных сетей. На мой взгляд, без развития гидроэнергетического комплекса у любой страны нет будущего. Коэффициент прочности и потенциал, которые мы создали в 70-е годы, сейчас растрочен. Поэтому, считаю, мы должны возвратиться к плану ГОЭЛРО с новыми подходами – с учетом курса на модернизацию, который задал наш Президент Д. А. Медведев, и не забывать слова, сказанные В. В. Путиным на праздновании 80-летия плана ГОЭЛРО – “Электроэнергия для Севера – это жизнь!”.



## Поздравление Юрию Константиновичу Севенарду

Севенард Юрий Константинович – человек в гидроэнергетике известный, относящийся к поколению инженеров, которое создавало мощь и славу отечественной энергетики. Многие нынешние руководители строительства гидроэнергетических объектов с гордостью называют его своим учителем.

Ю. К. Севенард родился 29 июня 1935 г. в поселке Малая Ульба в Восточно-Казахстанской области в горах Алтая в семье инженера-гидростроителя. Профессиональный выбор Юрия Константиновича был определен еще в детстве, его отец руководил возведением многих гидроэлектростанций. Теперь на стройках трудятся и сыновья Юрия Константиновича.

В 1958 г., закончив Московский инженерно-строительный институт им. В. В. Куйбышева по специальности гидротехническое строительство, Ю. К. Севенард начал свою трудовую деятельность на строительстве Красноярской ГЭС в Сибири. Через несколько лет, пройдя путь прораба, старшего прораба, начальника участка, он стал заместителем начальника Управления строительством основных сооружений гидроэлектростанции. Юрия Константиновича уже тогда ценили и уважали как умелого и инициативного организатора производства, автора смелых технических решений. По его предложению и под его руководством было осуществлено перекрытие р. Енисея.

В 1966 г. он был переведен в Египет руководителем строительства основных сооружений Асуанского гидроузла на р. Нил, которое вошло в историю гидроэнергетики.

Следующим местом назначения Ю. К. Севенарда стал Таджикистан, где он работал начальником строительства Нурекской ГЭС на р. Вахш. Это была одна из крупнейших гидроэлектростанций на планете с самой высокой в мире плотиной, которая требовала неординарных технических и организационно-технологических решений. Именно в это время имя начальника строительства обрело мировую известность.

С 1980 г., после ввода Нурекской ГЭС на полную мощность, до октября 2001 г. Юрий Констан-



тинович возглавлял строительство Комплекса защитных сооружений Ленинграда от наводнений.

Ю. К. Севенард защитил кандидатскую, а затем докторскую диссертации.

С 1993 по 2000 г. Ю. К. Севенард являлся депутатом Государственной Думы, первым заместителем Комитета по промышленности, строительству, транспорту и энергетике. Затем в качестве заместителя генерального директора ЗАО “Загранэнергостроймонтаж” руководил возведением здания ГЭС Сангтудинского гидроузла в Таджикистане, а с 2006 г.

руководил строительством этого гидроузла в качестве заместителя председателя Правления ОАО “Инженерный центр ЕЭС”. В настоящее время Юрий Константинович в должности технического директора в ОАО “Энергостроительный комплекс ЕЭС” (ЭСКО ЕЭС) участвует в руководстве возведением Зарамагских ГЭС в Северной Осетии и Загорской ГАЭС-2 в Московской области.

Трудовая деятельность Ю. К. Севенарда отмечена орденами Ленина, Трудового Красного Знамени, “Знак Почета” и медалями. Высокий уровень ответственности за принимаемые решения, глубокий научный подход и аналитическое осмысление, настойчивость и постоянный поиск эффективных путей решения поставленных задач помогают Юрию Константиновичу в многоплановой деятельности, направленной на развитие энергетики.

Юрий Константинович убежден в необходимости и неизбежности возрождения крупномасштабного гидроэнергетического строительства в нашей стране, считая прообразом будущего руководителя этой отраслью государственную организацию “Рус-Гидро” со своим единым генеральным подрядчиком – Энергостроительным комплексом ЕЭС.

Гидротехническая общественность России, друзья и коллеги сердечно поздравляют Юрия Константиновича Севенарда с юбилеем и желают ему крепкого здоровья, счастья и новых достижений в работе на благо нашей Родины.

## Малая гидроэнергетика Таджикистана

Петров Г. Н., кандидат техн. наук, Ахмедов Х. М., доктор хим. наук  
(Академия наук Таджикистана)

Представлены материалы об энергетических ресурсах малой гидроэнергетики Таджикистана, о ее состоянии, возможностях использования и перспективах развития на период до 2020 г.

**Ключевые слова:** Таджикистан, малая гидроэнергетика, малые ГЭС, гидроэнергетические ресурсы, малые водотоки.

Мировой опыт показывает, что использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) может в значительной мере снизить остроту современных проблем энергетики, связанных с ее влиянием на климат и ограниченностью запасов минерального топлива. Малая гидроэнергетика является одним из наиболее известных и хорошо освоенных источников возобновляемой энергии.

Малая гидроэнергетика органически входит в общую гидроэнергетику. Ее выделение из последней несколько условно: считается, что верхней границей мощности малых ГЭС является 30 МВт. Но при этом необходимо учитывать время и местные условия. Например, в Таджикистане вся энергетика началась со строительства в 1936 г. малой ГЭС Варзоб-1 мощностью 7,2 МВт, которая в то время обеспечила промышленное развитие республики. Также сегодня в самом крупном территориальном районе Таджикистана — Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) вся энергетика состоит из малых ГЭС, самой крупной из которых является Памир ГЭС-1 мощностью 28 МВт.

Таким образом, как раньше, так и теперь малая гидроэнергетика может быть не только добавочной к большой, но и самостоятельно решать вопросы энергообеспечения и отдельных потребителей, и

целых районов и регионов. Особенно это относится к таким странам, как Таджикистан, где значительная часть населения проживает в горных, отдаленных и труднодоступных районах.

Таджикистан обладает очень большими ресурсами малой гидроэнергетики [1 – 3]. Как показано в табл. 1, ее промышленные запасы составляют почти 60 ТВт · ч в год при сегодняшней общей выработке в стране 16 – 18 ТВт · ч в год [4].

Большое количество малых гидроэлектростанций (МГЭС) может быть также построено на существующих ирригационных сооружениях — быстротоках, перепадах и т.п. Это даст возможность, кроме всего, использовать для МГЭС уже готовые сооружения и удешевить их строительство. Обследование таких створов на ирригационных сооружениях было выполнено в 1988 – 1989 гг. [5]. Была выявлена возможность строительства 114 МГЭС на существующих перепадах и водотоках общей мощностью 97,13 МВт с годовой выработкой 355,5 млн. кВт · ч (табл. 2). При этом предполагалось, что эти МГЭС будут работать в ирригационном режиме всего 5 месяцев в году. В действительности срок их использования может быть продлен в течение вегетационного периода с соответствующим увеличением выработки электроэнергии.

Малые ГЭС на ирригационных каналах представляют особый интерес также в связи с тем, что водное хозяйство Таджикистана является вторым

Т а б л и ц а 1  
Энергетические ресурсы малых рек Таджикистана

Районы	Потенциальные		Технические	
	N, МВт	Э, ТВт · ч	N, МВт	Э, ТВт · ч
Ленинабадская группа	1288,0	11,28	450,8	3,95
Районы республиканского подчинения	16056,0	140,65	5619,6	49,23
Горно-Бадахшанская автономная область	3713,0	32,53	742,6	6,51
Всего	21057,0	184,46	6813,0	59,69

Т а б л и ц а 2  
Малые ГЭС на ирригационных сооружениях Таджикистана

Напор, м	Количество	Общая мощность, МВт	Выработка, млн. кВт · ч
< 10	95	32,54	119,1
10 – 20	7	4,48	16,4
20 – 50	6	9,21	33,7
> 50	6	50,90	186,3
Всего	114	97,13	355,5

по величине (после алюминиевого завода) должником за электроэнергию, а строительство собственных МГЭС может хоть в какой-то мере способствовать их самообеспечению, причем непосредственно в местах производства ими электроэнергии.

Экономический потенциал малой гидроэнергетики Таджикистана велик не только сам по себе, но и в сравнении со всеми другими возобновляемыми источниками энергии [6]. В общей структуре ВИЭ он составляет 72,6 % (табл. 3).

Ресурсы малой гидроэнергетики равны 20 – 25 % от технически возможных ресурсов общей гидроэнергетики Таджикистана, составляющих 250 – 300 ТВт · ч в год [7].

Гидроэнергетика является безальтернативным ресурсом электроэнергетики: сегодня в Таджикистане на ГЭС вырабатывается более 95 % всей электро- и теплоэнергии. При этом в условиях отсутствия собственных промышленных запасов нефти и газа и резкого снижения добычи угля (более чем в 4 раза по сравнению с концом 80-х гг. прошлого века) доля электроэнергии, т.е. гидроэнергии, в общем энергобалансе республики в настоящее время составляет более 75 % (табл. 4).

Все это говорит о важности развития в Таджикистане гидроэнергетики, и малой в том числе. Значимость малой гидроэнергетики сегодня определяется тем, что при общем дефиците электроэнергии, порядка 3 ТВт · ч в год, он наиболее сильно ощущается в сельской местности, особенно в горных районах\*, население которых получает электроэнергию в зимний, самый тяжелый период года до 8 – 12 ч в сутки.

Такая ситуация сложилась в республике не сегодня. Важность развития в Таджикистане малой гидроэнергетики для сельских районов была понятна уже в середине прошлого века, в самом начале

экономического и социального развития Таджикистана в рамках СССР. В 1949 – 1950 гг. в республике была разработана “Схема использования гидроэнергетических ресурсов малых водотоков для электрификации сельского хозяйства Таджикской ССР”, имеющая целью сплошную электрификацию всей сельской территории республики [8]. В Схеме подробно изучены общие и возможные для использования запасы гидроресурсов, выявлены наиболее перспективные водотоки для МГЭС и осуществлена их разбивка на ступени использования, определены потребители, состав и количество необходимого оборудования, необходимые капиталовложения и решены вопросы выдачи мощности. Предложенная Схемой программа строительства малых ГЭС впечатляет и сегодня (табл. 5). При этом количество станций в программе определялось не возможностями, не запасами гидроэнергоресурсов, а тогдашними потребностями, довольно скромными по теперешним оценкам. Это хорошо показывает табл. 6 для одной из областей — Ленинабадской, не самой богатой энергоресурсами. В ней предусматривалось сооружение 119 МГЭС, и это притом, что Схемой предполагалось освоение только 28,5 % возможных гидроресурсов области.

Реализация Схемы началась практически одновременно с её разработкой. В 1958 г. в Таджикистане действовало уже 53 МГЭС общей мощностью 12 МВт, а к 1978 г. общее количество построенных малых ГЭС достигло 69 суммарной мощностью 32 МВт.

К сожалению, в связи с переориентацией на большую энергетику программа строительства МГЭС в республике, как и во всем СССР, была свернута, и к началу 90-х гг. из общего их количества в эксплуатации осталось всего пять станций. Как показало время, такое решение было ошибочным. Оно базировалось на недостаточно корректной оценке сравнительной эффективности малых и

Т а б л и ц а 3

**Ресурсы возобновляемых источников энергии  
Таджикистана, млн. т. у. т. в год**

Ресурсы	Потенциал		
	Валовой	Технический	Экономический
Малая гидроэнергия	62,7	20,3	20,3
Солнечная энергия	4790,6	3,92	1,43
Энергия биомассы	4,25	4,25	1,12
Энергия ветра	163	10,12	5,06
Геотермальная энергия	0,045	0,045	0,045
Всего	5020,595	38,635	27,955

Т а б л и ц а 4

**Структура энергобаланса Таджикистана**

Источники энергии	Доля, %	
	1990 г.	1998 – 2005 гг.
Электроэнергия (ГЭС)	48,7	76,1
Нефтепродукты	28,8	9,2
Газ (природный)	17,7	14,2
Уголь	4,8	0,5
ВИЭ	–	–

\* Горные районы занимают в Таджикистане 93 % территории.



крупных ГЭС, при которой в расчет принимались капитальные затраты и эксплуатационные издержки только самих станций, без учета затрат на транспортировку и распределение электроэнергии, последние же в условиях Таджикистана могут быть определяющими.

Интерес к малым ГЭС в Таджикистане возродился вновь в начале 1990-х гг. К этому времени схема размещения МГЭС, разработанная в 1949 – 1950 гг., уже потеряла свое значение, как несоответствующая новым условиям. В связи с этим в 1990 – 1991 гг. в республике была составлена новая “Схема развития малой гидроэнергетики в Старо-Матчинском, Гармском и Джиргитальском районах Таджикской ССР” [9], а в 1995 г. — схемные проработки “Использование гидроэнергетических ресурсов малых и средних водотоков ГБАО средствами малой гидроэнергетики” [10], предусматривающие строительство МГЭС в первую очередь в горных, отдаленных районах республики, где отсутствовало централизованное электроснабжение. Основные положения этих схем показаны в табл. 7 и 8.

Особое значение имеют МГЭС для Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО), расположенной на высоте более 3000 тыс. м над уровнем моря и испытывающей острый дефицит электроэнергии. В настоящее время там намечено строительство целого ряда МГЭС, параметры которых приведены в табл. 9.

Нужно отметить, что речной сток в высокогорных районах ГБАО очень неравномерен в течение года, поэтому в условиях нерегулируемого стока параметры МГЭС для них выбираются не по среднегодовым, а по гарантированным зимним расходам. Это обеспечивает устойчивое энергоснабжение потребителей в течение всего года. Например, для приведенных в табл. 9 параметров МГЭС число

часов использования их установленной мощности находится в диапазоне 6000 – 8000.

В Таджикистане действует целый пакет законодательных и нормативно-правовых документов, регулирующих, стимулирующих и создающих льготный режим в области строительства и эксплуатации малых ГЭС. В 1992 г. институтом “ТаджикГИДЭП” совместно с московским институтом “Гидропроект” и ассоциацией “Стройнормирование” Госстроя СССР были разработаны регионально-отраслевые строительные нормы “Определение сметной стоимости строительства и проектирования малых и микрогидроэлектростанций для горных районов Таджикистана” (Росн 2 – 91 ПО “Тад-

Т а б л и ц а 6

Программа использования малых водотоков Ленинабадской области Таджикской ССР

Районы	Потенциальные ресурсы	Возможные к использованию		Намечаемые к использованию	
	N, тыс. кВт	К-во ГЭС	N, тыс. кВт	К-во ГЭС	N, тыс. кВт
Ленинабадский	1,6	1	0,2	–	–
Пролетарский	1,7	5	0,6	1	0,14
Наусский	11,5	8	2,4	3	1,85
Чкаловский	11,5	11	9,3	5	4,80
Аштский	42,8	40	4,7	22	2,90
Исфаринский	197,8	13	14,5	9	7,26
Канибадамский	–	–	–	–	–
Ура-Тюбинский	4,8	8	1,6	7	1,52
Калининабадский	20,8	26	10,2	6	4,20
Шахристанский	9,9	36	4,9	10	1,42
Пенджикентский	87,9	29	6,8	4	1,52
Колхозчионский	313,0	60	31,9	10	1,92
Захматабадский	1027,3	143	8,9	25	2,46
Матчинский	389,4	175	15,5	17	1,65
Всего	2120,0	555	111,5	119	31,74

Т а б л и ц а 5

Основные показатели “Схемы использования гидроэнергетических ресурсов малых водотоков для электрификации сельского хозяйства Таджикской ССР”

Группа районов	Потенциальные ресурсы	Возможные к использованию		Намечаемые к использованию	
	N, тыс. кВт	К-во ГЭС	N, тыс. кВт	К-во ГЭС	N, тыс. кВт
Ленинабадская	2120,00	555	111,5	119	31,4
Южная	457,76	52	16,67	–	–
Сталинабадская	4002,27	177	151,67	–	–
Кулябская	726,36	–	–	141	44,06

жикэнерго”), в которых отражены все специфические особенности республики. В том же году совместно с ВНИИОСП им. Н. М. Герсевича и ассоциацией “Стройнормирование” были разработаны ещё одни регионально-отраслевые строительные нормы “Инженерные изыскания для строительства малых и микроГЭС в горных районах Таджикистана”, позволяющие значительно ускорить и удешевить все подготовительные работы, связанные с инженерно-геологическими, инженерно-геодезическими и инженерно-гидрологическими изысканиями при строительстве МГЭС.

Собственное производство оборудования для МГЭС в Таджикистане было организовано на чкаловском машиностроительном заводе АО “Востокредмет” в Ленинабадской области совместно с российской фирмой МАГИ, являющейся одним из учредителей Российской ассоциации малой и нетрадиционной энергетики. Перед этим опытным заводом НПО ЦКТИ им. И. И. Ползунова (Санкт-Петербург) были проведены исследования, которые показали, что практически всю потребность в оборудовании для МГЭС, предусмотренных разработанными схемами, можно покрыть за счет двух типов турбин — радиально-осевых (80 %) и ковшовых (20 %). Такая унификация позволяет, кроме всего, значительно снизить стоимость производимого оборудования.

В 1993 г. в Таджикистане было принято постановление Президиума Верховного Совета Республики Таджикистан № 1350 “Об освобождении от

уплаты налогов строящихся малых гидроэлектростанций, объектов нетрадиционных источников энергии и малых предприятий по добыче и переработке угля”, предусматривающее освободить строящиеся малые гидроэлектростанции, объекты нетрадиционных источников энергии и малые предприятия по добыче и переработке угля от уплаты налога на прибыль сроком на 3 года со дня ввода их в эксплуатацию. Также с 1993 г. действует постановление Совета Министров Республики Таджикистан № 139, в котором решено:

разрешить строительство малых ГЭС на всех действующих гидротехнических сооружениях и водохранилищах неэнергетического назначения независимо от их ведомственной принадлежности;

возложить координацию работ по строительству малых ГЭС и нетрадиционных источников энергии на государственную акционерную холдинговую компанию “Барки Точик”.

В сентябре 1993 г. в республике утверждено “Положение о порядке строительства и эксплуатации установок, использующих возобновляемые нетрадиционные источники энергии в Республике Таджикистан”, регламентирующее весь комплекс использования возобновляемых источников энергии: солнечной, ветровой, био, гидро и других, при условии ограничения их единичных мощностей до величин:

для солнечных установок, используемых для получения низкопотенциального тепла, — до 1 Гкал/ч;

Т а б л и ц а 7

Перспективные ГЭС в Старо-Матчинском, Гармском и Джиргитальском районах

Показатель	Старо-Матчинский р-н			Гармский р-н			Джиргитальский р-н		
	К-во ГЭС	N, МВт	Э, ГВт·ч	К-во ГЭС	N, МВт	Э, ГВт·ч	К-во ГЭС	N, МВт	Э, ГВт·ч
	По установленной мощности								
$N_{уст} = 0,1...1,0$ МВт	19	9,68	52,20	30	17,87	87,91	14	8,69	48,68
$N_{уст} = 1,0...10$ МВт	20	34,39	174,7	21	45,62	228,6	24	65,20	348,7
$N_{уст} > 10$ МВт	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	По напору								
$H < 20$ м	—	—	—	—	—	—	—	—	—
$H = 20...75$ м	6	4,10	15,4	8	9,84	46,06	2	5,76	36,57
$H > 75$ м	33	39,97	212,5	43	53,65	270,4	36	68,13	360,8
	По режиму работы								
Параллельно с энергосистемой	3	1,82	8,64	14	9,81	47,24	13	15,57	89,23
На изолированного потребителя	13	16,57	84,45	34	52,27	261,8	23	52,12	264,4
Изолированно и параллельно с другой системой	23	25,68	134,8	3	1,41	7,47	2	6,2	43,71

## Перспективные МГЭС в ГБАО

Район	Количество МГЭС	Технический потенциал		N <sub>гарантир</sub> , тыс. кВт.	Э <sub>гарантир</sub> , млн. кВт · ч
		N <sub>ср. годовая</sub> , тыс. кВт	Э <sub>ср. годовая</sub> , млн. кВт · ч		
Дарвазский	8	89,39	783,83	11,97	104,86
Ванчский	7	47,91	420,15	8,57	75,07
Рушанский	13	76,08	667,01	10,86	95,13
Шугнанский	14	76,03	666,77	8,92	78,14
Рошткалинский	12	30,59	268,18	5,53	48,44
Ишкашимский	11	42,24	370,24	11,75	102,93
Мургабский	8	22,33	195,81	–	–
Всего	73	384,57	3372,0	57,60	504,58

для ветроустановок — до 250 кВт;  
 для гидравлических установок — до 30 мВт;  
 для солнечных установок прямого преобразования в электрическую энергию — до 5 кВт;  
 для других видов — до 10 кВт.

В 1997 г. Правительством Республики Таджикистан принято постановление № 267 “О развитии малой энергетики Республики Таджикистан”, в котором определена ответственность министерств и ведомств за реализацию программы развития малых ГЭС. С мая 2007 г. в республике действует “Закон об инвестициях”, в котором иностранным инвесторам установлена система льгот, стимулирующая их участие в строительстве МГЭС. 12 января 2010 г. в Таджикистане принят “Закон об использовании возобновляемых источников энергии”, в котором предусмотрены доплаты к тарифам всех собственников возобновляемых источников энергии за счет субъектов естественных монополий.

Строительство малых ГЭС в Таджикистане осуществляется как за счет собственных средств, так и за счет финансовой помощи международных финансовых институтов. 1998 г. было подписано Межправительственное соглашение между Республикой Таджикистан и Исламской Республикой Иран о выделении на эти цели кредита в сумме 1 млн. долл. США. В 2000 г. Правительством Таджикистана было достигнуто соглашение с Исламским банком развития о предоставлении республике льготного кредита в размере 9 млн. долл. США сроком на 25 лет. Достигнута договоренность о предоставлении льготных кредитов для МГЭС с Азиатским банком развития, Международной финансовой корпорацией и другими финансовыми институтами.

В настоящее время в Таджикистане с помощью международных финансовых организаций разработана и постановлением Правительства Республики Таджикистан от 3 октября 2006 г. утверждена “Дол-

госрочная программа строительства малых электростанций на период 2007 – 2020 гг.”, в которой предусмотрено строительство 71 МГЭС, выделены первоочередные этапы и объекты строительства МГЭС (табл. 10). В феврале 2009 г. это постановление было заменено постановлением Правительства Республики Таджикистан “О долгосрочной программе строительства малых электростанций на период 2007 – 2020 гг.”. В этой программе общее количество планируемых МГЭС было увеличено до 189. В результате к концу 2009 г. в Таджикистане построено более 150 МГЭС, большей частью классифицируемых как микро- и мини-ГЭС.

С учетом намеченного продолжения массового строительства МГЭС становится интересным вопрос их экономической эффективности. Расчеты

Т а б л и ц а 9

## Перспективные МГЭС ГБАО, намеченные к строительству в 2010 – 2020 гг.

МГЭС	Район	Установленная мощность, кВт	Выработка энергии в год, тыс. кВт · ч	Предварительная стоимость, тыс. долл. США
Язгулом-1	Ванч	1900	16 000	2280
Язгулом-2	Ванч	1900	16 000	2280
Язгулом-3	Ванч	1900	16 000	3800
Язгулом-4	Ванч	1900	16 000	3800
Язгулом-5	Ванч	1900	16 000	3800
Ширговад	Ванч	500	3000	
Ванч	Ванч	1000	8000	
Ок-су-1	Мургаб	1200	7200	1440
Ок-су-2	Мургаб	1300	7800	1560



Таблица 10

**Долгосрочная программа строительства малых электростанций на период 2007 – 2020 гг.**

Технические параметры		Предварительная стоимость, тыс. долл. США
N, кВт	Э, МВт · ч	
Краткосрочная программа развития		
9562	53 262	11 799,8
Среднесрочная программа развития		
22 460	104 260	20 653
Долгосрочная программа развития		
47 556	321 689	92 651
Всего		
79 578	479 211	125 103,8

эффективности МГЭС сравнительно с основной для Таджикистана альтернативой — дизельными станциями показывают, что они становятся экономически эквивалентными при предельно допустимых удельных капиталовложениях в МГЭС 13,4 тыс. долл. за 1 кВт установленной мощности. Все проекты МГЭС в Таджикистане имеют примерно равные удельные стоимости — 2500 долл/кВт, что в 5,35 раза (13 400:2500) меньше предельно допустимой стоимости МГЭС. Это говорит об очень высокой сравнительной эффективности МГЭС.

Экономические преимущества МГЭС по сравнению с крупными ГЭС могут быть достигнуты за счет повышения числа часов использования. При малых ГЭС обычно используется только часть стока реки и поэтому гарантированная мощность МГЭС может быть равна установленной и за счет существенного сокращения срока строительства. Соответствующие расчеты тарифов, при которых окупаются проекты крупной и малой ГЭС, с параметрами, приведенными в табл. 11, показаны на рисунке.

При соответствующем к ней отношении малая гидроэнергетика может быть в 3 раза экономически эффективнее, чем большая. МГЭС не требуют крупных капиталовложений, могут возводиться, практически в течение одного сезона, относительно просты в эксплуатации и могут обеспечить быстрый возврат инвестиций.

Таблица 11

Показатель	Крупные ГЭС	Малые ГЭС
Срок строительства, лет	5	1
Срок окупаемости, лет	15	15
Себестоимость электроэнергии, долл/кВт · ч	0,005	0,005
Число часов использования, ч/год	4000	8000

Очень важным является вопрос размещения ГЭС на территории Таджикистана с учетом необходимого уровня обеспечения электроэнергией всех потребителей. Критерием оптимизации при этом будет минимизация суммарных капиталовложений на строительство ГЭС для выработки электроэнергии и на строительство линий электропередач (ЛЭП) для её транзита потребителям. С учетом этого зона влияния одной ГЭС будет ограничиваться расстоянием, на котором стоимость передачи электроэнергии будет дешевле сооружения новой станции на его конце. Математически это можно записать в виде

$$L_{\text{макс}}^{\text{опт}} \leq \frac{p_{\text{уд}}^{\text{ГЭС}}}{p_{\text{уд}}^{\text{ЛЭП}}} N,$$

где  $L_{\text{макс}}^{\text{опт}}$  — максимальное расстояние передачи мощности, км;  $N$  — передаваемая мощность, кВт;  $p_{\text{уд}}^{\text{ГЭС}}$  — удельные капиталовложения в ГЭС, долл/кВт;  $p_{\text{уд}}^{\text{ЛЭП}}$  — удельные капиталовложения в ЛЭП, долл/км.

Результаты соответствующих расчетов приведены в табл. 12. Они показывают, что для характерных для МГЭС значений мощности максимально допустимые расстояния её передачи также очень небольшие. Для мощностей до 1000 кВт, характерных для сельских населенных пунктов республики, частных и акционерных предприятий, небольших коллективных хозяйств и т.п., это максимальное расстояние равно примерно 15 км.

Таким образом, для отдельных ущелий в горных районах оптимальная зона влияния одной МГЭС составляет 30 км. Отсюда можно определить и среднюю мощность таких МГЭС, которые

Таблица 12

**Максимально допустимые расстояния передачи электроэнергии при различной мощности ГЭС**

Мощность, мВт	0,1	0,2	0,3	0,5	1	5	10	50	100	200	500
$L_{\text{макс}}$ , км	5	10	15	15	18,6	61	122	250	444	700	700

будут характерны для Таджикистана на ближайшую перспективу. Она составляет 2 – 4 МВт.

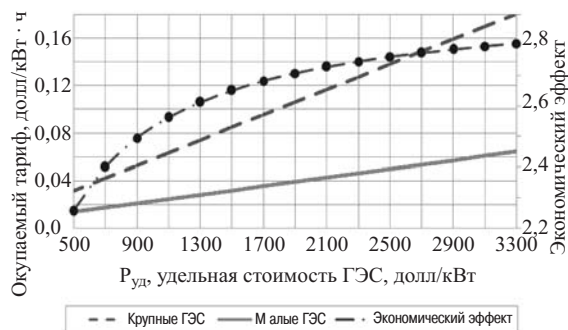
В заключение остановимся на вопросе классификации малых ГЭС по их мощности. Одним из основных признаков, по которым классифицируются гидроэлектростанции, является установленная мощность ГЭС. Согласно этой классификации все МГЭС делятся на три категории: малые, мини и микро. В табл. 13 приведены примеры классификации МГЭС, принятой в некоторых странах мира [11].

Сегодня эта классификация малых ГЭС носит условный характер. Для того чтобы придать ей конкретный смысл, целесообразно принять за основу внутренней классификации систему регулирования и льгот, предоставляемых станциям разной мощности. К микро-ГЭС можно отнести станции, оборудование для которых будет являться товарами бытового пользования, например, бензиновые микрогенераторы, свободно продающиеся сегодня на потребительском рынке. Для мини-ГЭС можно предусмотреть облегченную систему разрешений и лицензирования. Это создаст дополнительные льготы и стимулы для индивидуальных собственников микро- и мини-ГЭС.

Именно такой подход используется сегодня для малой гидроэнергетики в целом. Согласно Киотскому протоколу, для развивающихся стран, в том числе и Таджикистана, только для малой гидроэнергетики доступен механизм финансовой поддержки, так называемый механизм чистого развития (МЧР). Этим малая гидроэнергетика отличается от большой. К сожалению, несмотря на принципиальную возможность использования МЧР, в Таджикистане он не был применен ни к одному проекту малых ГЭС, строящихся как за счет внутренних ресурсов, так и за счет грантов международных организаций. Насколько известно авторам, нет такого опыта и в других странах Центральной Азии.

## Выводы

Таджикистан обладает большими потенциальными возможностями малой гидроэнергетики, од-



Возможный экономический эффект от сокращения срока строительства и увеличения числа часов использования оборудования ГЭС

нако их реальное освоение только начинается. В республике сегодня построено более 150 МГЭС, но в основном они относятся к микро-ГЭС, многие из них требуют постоянного ремонта или вышли из строя. В результате общая выработка всех МГЭС в 2008 и 2009 гг. составляла только 40 млн. кВт·ч в год, что никак не отразилось на снижении дефицита электроэнергии в стране, который составлял в 2008 г. 4,5 ТВт·ч и только после ввода в 2009 г. Сангтудинской ГЭС-1 уменьшился до 2 ТВт·ч.

Для более успешного освоения ресурсов малой гидроэнергетики и массового строительства МГЭС в Таджикистане необходимо

применять при строительстве МГЭС схемный подход, используя для этого уже имеющиеся проектные проработки;

поручить проектирование МГЭС специализированным проектным институтам, повысить уровень экспертизы проектов;

организовать в республике собственное производство основных видов технологического оборудования для МГЭС, обеспечив их стандартизацию и унификацию;

создать в республике специализированную организацию по комплексному обслуживанию МГЭС.

Таблица 13

Классификация малых ГЭС по установленной мощности, МВт

Категория ГЭС	Страны и организации					
	Итальянский национальный комитет	Энергетическая ассоциация латиноамериканских стран (ОЛАДЭ)	Россия	Новая Зеландия	Австрия, Испания, Италия, Канада, Франция	Япония
Малые	5	10	30	30 – 50	5	20
Мини	0,5	1	1	10	2	— 0,1
Микро	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	—

## Список литературы

1. Мухиддинов П. М., Петров Г. Н., Радченко В. Г. Гидроэнергетика Таджикистана и перспективы ее развития // Гидротехническое строительство. 2007. № 4.
2. Петров Г. Н., Халиков Ш. Х. К вопросу о развитии гидроэнергетики Таджикистана // Экономика Таджикистана: стратегия развития. 2006. № 3.
3. Азим Иброхим, Петров Г. Н., Леонидова Н. В. Промышленное использование малой гидроэнергетики в Таджикистане // Горный журнал. 2004. Специальный вып.
4. Абдуллаева Ф. С., Баканин Г. В. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР. — М.: Недра, 1965.
5. Схема малых ГЭС на каналах оросительных систем Таджикской ССР / ХРПГ “Мелиорация”, Министерство мелиорации и водного хозяйства Таджикской ССР. — Душанбе, 1989.
6. Петров Г. Н., Ахмедов Х. М. Малая гидроэнергетика Таджикистана / АН РТ. — Душанбе: Дониш, 2010.
7. Petrov G. Tajikistan's Hydropower Resources. Central Asia and the Caucasus. Journal of social and Political Studies. Sweden. 2003. 3 (21).
8. Схема использования гидроэнергетических ресурсов малых водотоков для электрификации сельского хозяйства Таджикской ССР / Главгидроэнергострой, Гидроэнергострой, Среднеазиатское отделение, Бюро перспективного проектирования. — 1949 – 1959 гг.
9. Схема развития малой гидроэнергетики в Старо-Матчинском, Гармском и Джиргитальском районах Таджикской ССР / Гидроэнергопроект, ОАХК “Барки Точик”. 1990 – 1991 гг.
10. Схемные проработки “Использование гидроэнергетических ресурсов малых и средних водотоков ГБАО средствами малой гидроэнергетики” / Гидроэнергопроект, ОАХК “Барки Точик”. 1995.
11. Современные тенденции развития малых ГЭС в мировой гидротехнической практике: Отчет ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. СПб, 1992.

---

---

## Дискуссии

---

---

### Рецензия на статью О. К. Воронкова “Основание Саяно-Шушенской ГЭС: строение свода, состояние” [1]

Марчук А. Н., доктор техн. наук (Институт физики Земли РАН)

Статья [1] посвящена актуальной и сложной теме — состоянию основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) и содержит полемику с гипотезой В. В. Тетельмина [2] о причинах необратимых процессов в геоблоке, вмещающем сооружение и водохранилище СШГЭС.

Прежде всего выразим согласие с мнением О. К. Воронкова относительно невозможности передачи сколько-нибудь существенной нагрузки от водохранилища на мантию. В орогенных (горных) областях граница Мохоровичича между твердой литосферой и мантией залегает на глубине более 40 км, что и указано в статье. Не вызывает сомнений вывод о том, что основание “хорошее”, хотя такая оценка приличествует только на стадии выбора створа, которая и сделана 50 лет тому назад. Нельзя не согласиться и с тем, что “за плотиной и основанием следует наблюдать, диагностировать, выполнять расчеты и при необходимости лечить”. Это было понятно проектировщикам, строителям и эксплуатационному персоналу с первых дней создания СШГЭС и с тех пор непрерывно реализуется. Однако от постулата “основание живёт вместе с плотиной” автор иногда отступает.

Понятно, что все необратимые процессы в системе “плотина — основание” протекают в приповерхностной зоне литосферы, а движения происходят по разломам, тектоническим нарушениям и

трещинам, которые на рисунках статьи [1] не показаны. Вместе с тем в основании русловой части плотины показана зона с осредненным модулем деформации 15 ГПа, которой в действительности не существует. Утверждение О. К. Воронкова о том, что “современных тектонических движений внутри Джойско-Кибикского блока не выявлено” представляется ошибочным. Во-первых, это не согласуется с сейсмичностью региона (по карте ОСР-97-9 баллов), что по определению означает его тектоническую нестабильность, а во-вторых, геодезическими наблюдениями экспедиции № 7 Ленгидропроекта с декабря 1970 г. по апрель 1978 г. в штольнях № 16 и № 45 на правом берегу выявлены горизонтальные и вертикальные относительные смещения до 10 – 5, тогда как 10 – 8 означает тектоническую активность [3]. С началом наполнения водохранилища геодинамическое влияние проявилось во флуктуациях всех измеряемых параметров, в сильной пульсации дренажных скважин в береговых штольнях, в появлении возбужденной сейсмичности, наличие которой автор статьи отрицает. Известны специальные исследования геодезиста СШГЭС М. В. Иванова в 1982 и 1983 гг. по ежедневным измерениям на прямых отвесах, зафиксировавших возбужденные толчки в периоды изменений УВБ. Здесь было бы уместно указать на большое количество промышленных взрывов, которые представляют собой тех-

ногенные сейсмособытия с энергетическим коэффициентом до 10. В заключительном отчете экспедиции № 7 Ленгидропроекта по геодезическим работам за 1964 – 1994 гг. есть такая запись: “Гидротехники по-прежнему уклоняются от исследования и объяснения перемещений контрольных точек в глубине бортов”. Известны и публикации на эту тему сейсмслужбы СШГЭС [4] и сотрудников ИФЗ РАН [5]. О. К. Воронков аргументирует невозможность возбужденной сейсмичности наличием водоупора по кровле интрузии гранитов. Такое утверждение бездоказательно, поскольку контакт сланцев с интрузией по глубине и свойствам не определен бурением. Кроме того, интрузия обладает потенциалом унаследованного движения, проявившегося признаками надвига на левом берегу в первые годы наполнения водохранилища и смещениями якорей обратных отвесов, не затухающими с глубиной. Такое унаследованное движение и русловое разрывное нарушение под секциями 28 – 31 включают возможность существования водоупора.

Отмеченная в статье [1] несимметричность деформируемости береговых упоров объясняется не столько разностью деформационных характеристик, сколько неравномерностью нагружения с первых лет подъема УВБ из-за различной жесткости станционной и водосливной частей плотины. Станционная часть воспринимала гидростатическую нагрузку тремя столбами с ослабленным основанием из-за котлована здания ГЭС, тогда как водосливная часть имела все четыре столба с упором в мощные конструкции водобойного колодца, отдельный устой, бетонную верховую перемычку. На графиках развития напряжений в береговых секциях плотины с 1978 по 1990 г. видно, что в конце 1989 г. арочные напряжения в левобережных секциях в зоне отм. 367 – 486 м достигали значений: в секции 3 – 10 МПа, в секциях 5 и 12 – 5 МПа, тогда как в правобережных секциях в этой же зоне арочные напряжения имели существенно меньшие значения: в секции 62 – 1,8 МПа, в секции 59 – 2,5 МПа. Это значит, что на начальном этапе нагружения плотины роль правобережного упора частично приняла на себя группа секций 37 – 48. Об этом свидетельствуют силовые трещины в секции 37 в галерее на отм. 344 м и в верховом клине секции 39 (прибор № 82 – 12 на контакте), наклон секций к левому берегу и временная ключевая роль секции 25, которая до сих пор имеет прогиб, сопоставимый секцией 33. Кстати, по данным института “Гидроспецпро-

ект” модуль деформации массива левобережного примыкания составляет в среднем 18 ГПа против 14 ГПа на правом. Сопротивление пород сдвигу имеет примерно такое же соотношение (Роза, Бадухин).

В статье [1] перечисляются выявленные “негативные” свойства основания: раскрытие контакта, разуплотнение на глубину до 10 м, рост фильтрации, неоднородная деформируемость береговых примыканий. Здесь автор отступает от собственного вывода, что “основание живет вместе с плотиной”. Так, раскрытие контакта и разуплотнение основания обусловлены жестким омоноличиванием межсекционных швов плотины, особенно ее первых столбов с крупными штрабами и цементацией. При неравномерных осадках основания от веса воды в быстронаполняющемся водохранилище секции плотины не могли адекватно следовать за осадками основания, особенно в зоне руслового разрывного нарушения с модулем деформаций 5 ГПа. Быстрый рост фильтрации кроме вышеуказанного фактора объясняется высоким градиентом напора (до 40) из-за близкого расположения цемзавесы и дренажа в одной галерее. Вынужденная постоянная откачка фильтрационных вод разуплотняла основание из-за растворимых вымываемых компонентов заполнителя трещин и выноса мелкого заполнителя.

Последнее замечание касается собственных напряжений вмещающего геоблока. По этому вопросу можно было высказаться более определенно, используя исследования Института земной коры СО РАН, Института горного дела СО РАН и ЦСГНЭО. В частности, известны направления главных векторов локальных полей напряжений и примерный порядок величин этих напряжений, определенных ЦСГНЭО и институтом горного дела СО РАН. Остается неясным, какие цели ставил перед собой автор статьи [1] кроме полемики с В. В. Тетельминым.

### Список литературы

1. Воронков О. К. Основание Саяно-Шушенской ГЭС: строение, свойства, состояние // Гидротехническое строительство. 2010. № 7. С. 8 – 13.
2. Тетельмин В. В. Анализ необратимых процессов в створе плотины. Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 2. С. 47 – 51.
3. Мого К. Предсказание землетрясений. — М.: Мир, 1988.
4. Брызгалов В. И., Затеев В. Б. Наведенная сейсмичность в районе водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС // Тр. междунаучной конференции “Геодинамика и напряженное состояние недр Земли” / СО РАН. Новосибирск, 1999. С. 415 – 421.
5. Марчук А. Н., Плотины и геодинамика. — М.: ИФЗ РАН, 2006.



## Памяти Михаила Федоровича Красильникова

11 ноября 2010 г. на 86-м году ушел из жизни выдающийся инженер, почетный энергетик СССР, заслуженный энергетик Российской Федерации Михаил Федорович Красильников.

Вся трудовая деятельность М. Ф. Красильникова была посвящена разработке и внедрению гидросилового, электротехнического и механического оборудования гидроэлектростанций.

После окончания в 1951 г. гидроэнергетического факультета МЭИ он более 10 лет работал в НИСе Гидропроекта. Перейдя в институт “Гидропроект”, М. Ф. Красильников возглавил работу технического отдела технологического оборудования, а затем в качестве заместителя главного инженера института работу всех технологических отделов Гидропроекта.

Опыт и знания, полученные М. Ф. Красильниковым при проектировании отечественных объектов, позволили ему принять участие в проектировании и экспертизе проектов оборудования в ряде зарубежных стран.

Признанием высокой научно-технической квалификации М. Ф. Красильникова является избрание его академиком Международной энергетической акаде-



мии и Международной академии экологии и природопользования, а также членом ряда международных организаций.

В качестве вице-президента Ассоциации “Гидропроект” он вел большую инженерно-организационную работу по объединению научно-производственного потенциала гидроэнергетиков стран СНГ.

С 1976 г. до последних дней Михаил Федорович Красильников был активным членом редколлегии журнала “Гидротехническое строительство”. Он был автором более 50 статей и монографий, освещаю-

щих проблемы развития и совершенствования гидроэнергетического оборудования отечественных и зарубежных ГЭС.

Успешная производственная деятельность М. Ф. Красильникова отмечена многими государственными и отраслевыми наградами.

Михаил Федорович оставил хорошую память о себе. Его всегда отличали доброжелательность, чуткость, уважительное отношение к коллегам.

Светлая память о Михаиле Федоровиче Красильникове навсегда останется в сердцах родных, друзей, коллег и соратников.

## Памяти Бориса Владимировича Ухина

В конце октября 2010 г. на 71-м году жизни после тяжелой болезни скончался крупный специалист и исследователь в области гидротехники и гидромеханизации земляных работ Борис Владимирович Ухин.

Б. В. Ухин родился 20 февраля 1940 г. в г. Москве. В 1963 г. он закончил МИСИ им. Куйбышева и поступил на работу в НИИ “Основание”. В 1967 г. под руководством профессора Л. С. Животовского и с участием Б. В. Ухина была организована отраслевая лаборатория гидромеханизации НИСа Всесоюзного заочного строительного института (ВЗИСИ), которая в основном выполняла заказы трестов “Гидромеханизация” Минэнерго и Минмонтажспецстроя СССР. С 1967 по 1978 г. Б. В. Ухин работал в этой лаборатории сначала научным сотрудником, а затем заведующим лабораторией. В этот период он руководил многочисленными исследованиями по гидромеханизации в гидротехническом строительстве, особенно по оптимизации работы различных грунтозаборных устройств земснарядов и совершенствованию грунтовых насосов. Тогда же он защитил кандидатскую диссертацию. Многие его работы защищены авторскими свидетельствами на изобретения и реализованы на производстве.



В 1977 г. Б. В. Ухин перешел на преподавательскую работу на кафедру гидравлики ВЗИСИ, одновременно продолжая активную научно-исследовательскую деятельность. В 1998 г. он был избран на должность заведующего кафедрой гидравлики Московского института коммунального хозяйства и строительства (в настоящее время Московская государственная академия коммунального хозяйства и строительства). За время работы он написал многочисленные учебные и методические пособия по различным дисциплинам: гидравлике, гидромашинам и гидроприводу, гидравлике систем водоснабжения и водоотведения, а также учебники “Гидравлика”, “Инженерная гидравлика”, “Гидромашини и гидропривод”.

Многие годы Б. В. Ухин активно сотрудничал с журналом “Гидротехническое строительство”, являясь автором многих статей. Им написано и опубликовано более 70 работ.

Память о Борисе Владимировиче Ухине как о высококвалифицированном специалисте, отзывчивом и добром человеке на долгие годы сохранится в сердцах его друзей, коллег и учеников.

## Содержание журнала за 2010 год

- Абрамов Н. Н., Епимахов Ю. А.** — Влияние эксплуатационных факторов ГЭС на состояние вмещающего массива гидротехнических туннелей, № 1.
- Абубакиров Ш. И., Иванченко И. П.** — Методология реконструкции гидротурбинного оборудования действующих ГЭС, № 9.
- Александров А. В., Мокин А. Е.** — Устройство предварительного натяжения элементов железобетонных оснований буровых платформ № 2.
- Александрова Ж. А.** — Реконструкция Баксанской гидроэлектростанции № 8.
- Ан Л. С.** — Саморегулирование в сфере проектирования и капитального строительства объектов энергетики, № 6.
- Анискин Н. А.** — Факультету гидротехнического и специального строительства МГСУ-МИСИ – 80 лет: итоги и перспективы, № 11.
- Арефьев Н. Н.** — Теоретическое обоснование внедрения гидромониторного грунтоприемника с принудительным подводом грунта, № 6.
- Асариц А. Е.** — Конференция “HYDRO 2009”, № 2.
- Белаш И. Г.** — Причины аварии гидроагрегата № 2 на Саяно-Шушенской ГЭС: актуальность повышения надежности гидроэнергетического оборудования, № 3.
- Беликов В. В., Прудовский А. М., Васильева Е. С.** — Численное моделирование волны прорыва плотины Краснодарского водохранилища, № 5.
- Беллендир Е. Н., Семенов Ю. Д., Штенгель В. Г.** — Первые результаты обследования строительных конструкций Саяно-Шушенской ГЭС после аварии 17 августа 2009 года, № 7.
- Берлин В. В., Муравьев О. А.** — Технические аспекты аварии на втором агрегате Саяно-Шушенской ГЭС, № 5.
- Брайцев В. М., Кондратьев В. Н., Парин И. И.** — Гидроэлектростанции головной части Кубань-Калаусской оросительно-обводнительной системы, № 8.
- Брянская Ю. В.** — Динамический подход к анализу неравномерного установившегося движения в широких призматических руслах, № 1.
- Брянская Ю. В., Байков В. Н., Волинов М. А.** — Методические основы обработки данных гидрологических измерений речных потоков на прямолинейных участках русел, № 11.
- Бурдин Е. А.** — Схема “Большая Волга”: генезис и становление, № 7.
- Бусыгин А. В.** — Главная наша сила — это люди, № 10.
- Бусыгин А. В.** — Открытому акционерному обществу “Трест Гидромонтаж” — 75 лет № 10.
- Бухарцев В. Н., Лукашевич А. А.** — Решение задачи о взаимодействии водобойной плиты крепления с основанием при пульсации давления в сбрасываемом потоке, № 4.
- Бухарцев В. Н., Петриченко М. Р.** — Аппроксимация кривой депрессии притока к совершенной траншее, № 8.
- Быковский Д. В., Новоженин В. Д., Захаров С. В.** — Россия — Таджикистан: сотрудничество в области гидроэнергетики, № 9.
- Василевский А. Г., Дерюгин Г. К., Тихонова Т. С.** — Опыт эксплуатации механического оборудования водосбросных сооружений гидроузлов, № 10.
- Васильев В. Н., Газиев Э. Г., Журавлев В. Г., Кудинов А. Г., Скребков Г. П., Филиппова Т. А.** — Саяно-Шушенская ГЭС — наша гордость и наша боль, № 3.
- Введенский О. Г.** — Улучшение условий привлечения рыб в рыбопропускные сооружения, № 2.
- Векслер А. Б., Дрейзина Л. Ю., Просветова Н. Н.** — Местные размывы и состояние крепления русла в нижнем бьефе Камской ГЭС, № 4.
- Ветров Е. П., Сергеев А. И.** — Способ выбора оптимальных диаметров самотечных водоотводящих сетей, № 1.
- Волков В. И., Каганов Г. М.** — О терминологии нормативно-правовых документов, связанных с обеспечением безопасности гидротехнических сооружений, № 3.
- Волинчиков А. Н.** — Богучанская ГЭС — пусковой объект российской гидроэнергетики, № 9.
- Воронков О. К.** — Основание Саяно-Шушенской ГЭС: строение, свойства, состояние, № 7.
- Газиев Э. Г.** — Анализ современного напряженно-деформированного состояния арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС, № 9.
- Гаража П. Г.** — Гидропривод для маневрирования аварийно-ремонтным затвором водоприемника ГЭС Эль Кахон в Мексике, № 10.
- Герасимов В. В.** — Непорожний П. С. и развитие электроэнергетики Республики Беларусь, № 6.
- Гидроэнергетика** в годы Великой Отечественной войны, № 5.
- Голубев Д. А., Шилин М. Б.** — Экологическая безопасность дреджинга в современном мире, № 3.
- Грицук И. И., Дебольский В. К., Исаенков А. Ю., Пономарев Н. К.** — Модели прогнозирования транспорта наносов водными потоками на урбанизированных территориях в зимний период, № 1.
- Дебольская Е. И., Масликова О. Я., Исаенков А. Ю., Кузнецов И. С.** — Исследование гидро- и термодинамических процессов в системе Шатурских озер-охладителей, № 3.
- Дементьев В. А.** — Очистка водохранилищ и озер от органических отложений и их переработка, № 6.

- Дикинов М. М.** — Оценка эффективности системы натуральных наблюдений и состояния гидротехнических сооружений каскада Нижнечерекских ГЭС, № 12.
- Дмитриев В. А.** — Специальное проектное и конструкторско-технологическое бюро “Ленгидросталь” (1934 – 2010 гг.), № 10.
- Долгинин Е. А.** — Саяно-Шушенская ГЭС: размышления после аварии, №12.
- Долгих А. П., Подвысоцкий А. А.** — Расчёт прочности массивных железобетонных элементов с использованием метода эквивалентных оболочек, № 8.
- Долгополова Е. Н.** — Потери энергии и гидравлическое трение открытого и подледного речного потока, № 11.
- Доможиров Л. И.** — Обеспечение высокой надежности основных узлов гидротурбинного оборудования, № 12.
- Дунаев В. С.** — Интеграция Систем менеджмента в ОАО “Трест Гидромонтаж”, № 10.
- Дурчева В. Н., Варламова Е. И., Пучкова С. М.** — Состояние арочной плотины Чиркейской ГЭС по данным натуральных наблюдений за 2000 – 2010 гг., № 6.
- Жепетов В. А., Сивков А. А., Ларионов В. В., Семенов С. И., Козич А. И.** — Проектирование трехъярусных ортогональных гидроагрегатов для энергоблоков Северной ПЭС, № 5.
- Жиркевич А. Н., Асарин А. Е.** — Вероятный максимальный паводок (PMF): основные сведения и проблемы применения методики его расчета в России, № 4.
- Заирова В. А., Орищук Р. Н., Созинов А. Д., Радченко С. В.** — Основные предпосылки реализации проекта строительства Канкунской ГЭС, № 2.
- Заирова В. А., Филиппова Е. А., Орищук Р. Н., Созинов А. Д., Радченко С. В.** — Выбор противоточного устройства в вариантах плотин Канкунского гидроузла, № 2.
- Зерцалов М. Г.** — Кафедра подземного строительства и гидротехнических работ, № 11.
- Золотов Л. А., Красильников М. Ф., Шайтанов В. Я.** — Об использовании энергии морских приливов, № 3.
- Зубарев Н. И.** — Определение КПД турбины при натуральных испытаниях индексным методом, № 4.
- Каганов Г. М., Волков В. И., Секисова И. А.** — Приближенная оценка глубины затопления территории в нижнем бьефе при прорыве напорного фронта низконапорных гидроузлов, № 4.
- Каганов Г. М., Волков В. И., Секисова И. А.** — Сравнение параметров волны прорыва, определенных различными методами, № 1.
- Калустян Э. С.** — Из истории высшего гидротехнического и мелиоративного образования в России, № 8.
- Каякин В. В., Парабучев И. А., Бабков С. А.** — К вопросу критериев безопасности гидротехнических сооружений, № 2.
- Каякин В. В., Пигалёв А. С., Насиров М. Ж.** — Система предупреждения обрушения скального массива на бетонную плотину Токтогульской ГЭС, № 10.
- Кириллов В. М., Романов П. Л.** — Горизонтальные перемещения гравитационных причалов при различных способах их возведения, № 3.
- Киселев Н. П.** — ОАО “Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт “Гидропроект” имени С. Я. Жука” — сегодня, № 9.
- Коваленко В. В.** — Оценка гидрологической надежности гидротехнических сооружений при неустановившемся климате, № 4.
- Коган Ф. Л.** — Аномальные режимы работы и надежность современных гидроагрегатов, № 4.
- Кондратьев В. Н., Кошечева Л. М., Похожаев Е. А., Чернышев С. А.** — Особенности гидротехнических и технологических решений в проекте технического водоснабжения АЭС “Белене”, № 8.
- Корпачев В. П., Губин И. В., Андрияс А. А.** — Оценка запасов плавающей древесной массы на акватории водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС, № 10.
- Корпачев В. П., Губин И. В., Андрияс А. А., Пережилин А. И.** — Прогноз всплывания древесной массы и оценка объемов органических веществ растительного происхождения в ложе водохранилища Богучанской ГЭС, № 12.
- Красов В. Д.** — Управление режимом водохранилищ многолетнего регулирования в период первоначального наполнения, № 12.
- Кузьменко А. П., Сабуров В. С., Епифанов А. П., Кузьмин Н. Г.** — Динамические характеристики колебаний плотины Красноярской ГЭС, № 2.
- Кузьмин Г. П.** — Особенности проектирования морских гидротехнических сооружений, № 4.
- Куприянов В. П.** — Эксплуатация водосбросных сооружений гидроэлектростанций в зимний период, № 5.
- Куприянов В. П., Тверитнев В. П., Шакиров Р. Р.** — Резервный водосброс Плявиньской ГЭС, № 9.
- Куценко А. Ф.** — Особенности замены ремонтных ворот нижней головы Каховского шлюза, № 10.
- Лапин Г. Г.** — Журналу “Гидротехническое строительство” — 80 лет, № 10.
- Лапин Г. Г.** — Планы и реальность, № 1.
- Левачев С. Н., Асарин А. Е.** — Трансокеанский канал в Никарагуа — проект 21-го века, № 6.
- Левачев С. Н., Языков С. В., Есиновский В. А., Мельник Г. В.** — Судоходные каналы “Евразия” и “Волго-Дон 2”, № 11.



**Липский И. В.** — Развитие гидромеханизации земляных работ и ее применение в современной России, № 4.

**Лобанов К. И., Серая О. З., Владимиров В. Б., Троицкий А. В., Дятлова О. П., Баранов А. Е.** — Варианты и особенности проектных решений строящихся гидротехнических сооружений Загорской ГАЭС-2, № 12.

**Лобановский Ю. И.** — Автоколебания напорных систем и разрушение гидроагрегатов, № 7.

**Лятхер В. М.** — Гидроэлектростанции без плотин, № 7.

**Марчук А. Н.** — Влияние береговых массивов со стороны верхнего бьефа примыкания арочных плотин на их напряженно-деформированное состояние, № 12.

**Марчук А. Н.** — Отклик на статью “Поведение Саяно-Шушенской плотины после катастрофического разрушения здания ГЭС, № 5.

**Марчук А. Н., Марчук Н. А.** — Тектонофизические аспекты напряженно-деформированного состояния больших бетонных плотин, № 3.

**Мгалобелов Ю. Б., Дейнеко А. В.** — Расчетное обоснование безопасности современных гидротехнических сооружений и особенности учета воздействий от технологического оборудования при землетрясении, № 7.

**Михайлов М. Г.** — Непредусмотренные ситуации, возникшие при монтаже, пусконаладке и эксплуатации оборудования гидроэлектростанций, № 1.

**Муравьев О. А.** — Влияние режима работы турбины и настроек системы автоматического регулирования на условия устойчивости и критическую площадь уравнильных резервуаров ГЭС, № 11.

**Мухаммадиев М. М., Носиров Ф. Ж., Уришев Б. У.** — Повышение эффективности работы водоприемных устройств насосных станций, № 1.

**Новикова И. С., Родионов В. Б., Цедров Г. Н., Максимович В. А., Федорков А. М., Семенов В. М., Гурьев А. П.** — Комментарии к предложению о строительстве ступенчатого водосброса Богучанской ГЭС, № 3.

**Нурпеисов С. С.** — Непорожний П. С. и энергетика Казахстана, № 6.

**О дополнениях** к стандартам организации ОАО РАО “ЕЭС России”, введенным в действие в 2008 году, № 6.

**Орехов В. В.** — Математическая модель поведения скального массива, вмещающего камерные выработки Рогунской ГЭС, № 8.

**Паремуд С. П., Александров А. В.** — Использование новых материалов и технологий в строительстве и проектировании гидротехнических сооружений, № 9.

**Паремуд С. П., Ваксова Е. И., Николаева Л. А., Файн И. И.** — Современное состояние и прогноз развития гидроэнергетики России и СНГ, № 9.

**Паринов И. И., Мальнев А. В.** — Расчеты последствий гидродинамических аварий на гидроузлах, № 8.

**Петухов Д. В., Кубасов А. П., Дынкин А. С.** — Использование наплавных конструкций для системы технического водоснабжения атомной электростанции “Куданкулам” в Индии, № 8.

**Подвысоцкий А. А., Долгих А. П.** — К вопросу назначения критериев безопасности по устойчивости откосов подпорных сооружений из грунтовых материалов, № 8.

**Потапов А. Д.** — Науки о земле: современный этап развития, № 11.

**Поташник С. И.** — Электроэнергетика Украины: современное состояние и перспективы развития, № 6.

**Прокофьев В. А., Судольский Г. А.** — Ответы на “Комментарии к предложению о строительстве ступенчатого водосброса Богучанской ГЭС, № 5.

**Пупырев Е. И., Волшаник В. В., Платонова О. А., Суйкова Н. В., Голубкина Е. П.** — Приоритетные направления исследований в области защиты городских водных объектов, № 11.

**Расказов Л. Н.** — Подготовка специалистов гидротехников в МИСИ – МГСУ, № 11.

**Расказов Л. Н., Бестужева А. С., Нгуен Фьюнг Лам** — Поровое давление в грунтовых плотинах при сейсмических воздействиях, № 11.

**Расказов Л. Н., Бестужева А. С., Нгуен Фьюнг Лам** — Учет “бегущей волны” в пространственных задачах сейсмоустойчивости грунтовых плотин, № 11.

**Розенталь Н. К., Чехний Г. В., Базанов В. Е., Борисов Т. Ю., Шурухин Л. А.** — Коррозионное состояние бетонных и железобетонных конструкций шлюзов Рыбинского гидроузла, № 5.

**Розенталь Н. К., Чехний Г. В., Базанов В. Е., Борисов Т. Ю., Шурухин Л. А.** — Коррозионное состояние железобетонных и каменных конструкций зданий Рыбинского гидроузла, № 6.

**Розенталь Н. К., Чехний Г. В., Базанов В. Е., Борисов Т. Ю., Шурухин Л. А.** — Состояние бетона гидротехнических сооружений Рыбинского гидроузла, № 7.

**Сайнов М. П., Карбивник Н. А.** — Устойчивость откосов грунтовой плотины с учетом пространственных условий восприятия нагрузок, № 11.

**Семенов А. Н.** — Главный энергетик страны, № 6.

**Серков В. С.** — Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей — 70 лет, № 7.

**Серков В. С.** — Роль, задачи и проблемы развития стандартизации в обеспечении безопасности объектов гидроэнергетики, № 7.

**Соколов С. Б.** — О скорости волн перемещения в канале с треугольным сечением, № 5.



**Сотгаев А. А., Уханов М. Ф., Никонов В. П., Крылова С. Н., Неговский О. Л., Тиден Е. Н.** — Особенности проектирования и строительства деривационного туннеля Кашхатау ГЭС, № 9.

**Старшинов С. Н., Сахаров Г. Г., Дружинин А. Ю., Рженецкий А. О., Кирсанов В. Г., Макаренко Е. А.** — Опыт применения новых технических средств контроля температурного состояния грунтовых плотин Виллойской ГЭС-3, № 6.

**Стефаненко Н. И., Затеев В. Б., Пермякова Л. С., Решетникова Е. Н., Газиев Э. Г.** — Поведение Саяно-Шушенской плотины после катастрофического разрушения здания ГЭС, № 1.

**Судаков В. Б.** — О долговечности и технологичности ступенчатых водосбросов, № 10.

**Тарасов О. В.** — К 60-летию ОАО “Мособлгидропроект”, № 8.

**Тарасов А. В., Топаж Г. И.** — Обоснование оптимальных параметров гидроагрегатов малых ГЭС, № 1.

**Тер-Мартirosян З. Г.** — Вопросы механической суффозии в гидротехническом, промышленном и гражданском строительстве, № 11.

**Тетельмин В. В.** — Анализ необратимых процессов в створе плотины Саяно-Шушенской ГЭС, № 2.

**Торопов Л. Н.** — Мои личные встречи с Непорожным П. С., № 6.

**Тузман А. М.** — Проектирование стальных напорных трубопроводов в СПКTB “Запорожгидро-сталь”, № 10.

**Тюхаев О. К.** — Напорные водоводы Загорской ГАЭС-2, № 10.

**Урисман Я. Я.** — Земснаряды с регулируемым напором грунтовых насосов, № 4.

**Федоров М. П., Шилин М. Б.** — Экологическая безопасность объектов приливной энергетики, № 2.

**Фельдман Б. Н., Чернышев С. А.** — Создание аккумулирующих электростанций на основе использования энергии сжатого воздуха, № 8.

**Хохлов А. В.** — Расчет переходных процессов при отключении части агрегатов, работающих на общий трубопровод, № 3.

**Хохлов В. А., Титова Ж. О.** — Регулируемые струйные насосы для дренажной откачки из помещений насосных и гидроэлектрических станций, № 3.

**Храпков А. А.** — Состояние гидротехнических сооружений Саяно-Шушенской ГЭС в период зимней эксплуатации 2009/2010 г., № 7.

**Шайтанов В. Я.** — Пути развития отечественной энергетики, № 6.

**Шайтанов В. Я., Золотов Л. А., Лескес И. Н.** — 34-е общее собрание участников ассоциации “Гидропроект”, № 3.

**Швайнштейн А. М.** — О терминологии и классификации водосливов, № 3.

**Шестопалов П. В., Паремуд С. П., Волынчиков А. Н., Мгалобелов Ю. Б.** — Ответы на “Комментарии к предложению о строительстве ступенчатого водосброса Богучанской ГЭС”, № 5.

**Чулков Е. И.** — Роль Непорожного П. С. в становлении и развитии энергетики Украины, № 6.

#### Поздравления

**Долгинину Е. А.**, № 2.

**Историку Б. Л.**, № 7.

**Красильникову М. Ф.**, № 10.

**Пехтину В. А.**, № 12.

**Поташнику С. И.**, № 6.

**Савичу А. И.**, № 9.

**Северарду Ю. К.**, № 12

**Судакову В. Б.**, № 4.

**Храпкову А. А.**, № 5.

#### Памяти

**Агалакова С. С.** (к 100-летию со дня рождения), № 10.

**Веденева Б. Е.** (к 125-летию со дня рождения), № 3.

**Двурекова В. Н.**, № 2.

**Завриева Г. П.** (к 100-летию со дня рождения), № 8.

**Красильникова М. Ф.**, № 12.

**Левиновского Е. А.**, № 2.

**Павчича Милоша**, № 5.

**Рагозина Д. А.**, № 7.

**Родионова В. Б.**, № 5.

**Суханова Г. К.** (к 100-летию со дня рождения), № 10.

**Ухина Б. В.**, № 12.

**Фриштера Ю. И.**, № 4.

---

Сдано в набор 22.10.2010. Подписано в печать 14.12.2010. Формат 60×84 1/8.

Печать офсетная. Печ. л. 8,0. Цена свободная

---

Оригинал-макет выполнен в издательстве “Фолиум”  
127238, Москва, Дмитровское ш. 58, тел/факс (495) 482-5590, 482-5544

**Internet:** <http://www.folium.ru>, **E-mail:** [info@folium.ru](mailto:info@folium.ru)

Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”