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.

№ 3 март 2010

Содержание

Расчеты, исследования, эксперименты

Дебольская Е. И., **Масликова О. Я.**, **Исаенков А. Ю.**, **Кузнецов И. С.** Исследование гидро- и термодинамических процессов в системе Шатурских озер-охладителей 2

Хохлов А. В. Расчет переходных процессов при отключении части агрегатов, работающих на общий трубопровод 11

Кириллов В. М., **Романов П. Л.** Горизонтальные перемещения гравитационных причалов при различных способах их возведения 16

Хохлов В. А., **Титова Ж. О.** Регулируемые струйные насосы для дренажной откачки из помещений насосных и гидроэлектрических станций . . 18

Дискуссии

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 22

Белаш И. Г.Причины аварии гидроагрегата № 2 на Саяно-Шушенской ГЭС: актуальность повышения надежности гидроэнергетического оборудования 25

Марчук А. Н., **Марчук Н. А.** Тектонофизические аспекты напряженно-деформированного состояния больших бетонных плотин 31

Новикова И. С., **Родионов В. Б.**, **Цедров Г. Н.**, **Максимович В. А.**, **Федорков А. М.**, **Семенков В. М.**, **Гурьев А. П.** Комментарии к предложению о строительстве ступенчатого водосброса Богучанской ГЭС. 35

Золотов Л. А., **Красильников М. Ф.**, **Шайтанов В. Я.** Об использовании энергии морских приливов 42

Волков В. И., **Каганов Г. М.** О терминологии нормативно-правовых документов, связанных с обеспечением безопасности гидротехнических сооружений 44

Швайнштейн А. М. О терминологии и классификации водосливов 49

Российские энергетики

Академик Б. Е. Веденеев (к 125-летию со дня рождения) 51

Хроника

Голубев Д. А., **Шилин М. Б.** Экологическая безопасность дреджинга в современном мире. 52

Шайтанов В. Я., **Золотов Л. А.**, **Лескес И. Н.** 34-е общее собрание участников ассоциации “Гидропроект” 56

На обложке – Каменнонабросная плотина Богучанской ГЭС (фото Ефимова Б. В.).

©НТФ “Энергопрогресс”, “Гидротехническое строительство”, 2010

Исследование гидро- и термодинамических процессов в системе Шатурских озер-охладителей

Дебольская Е. И., Масликова О. Я., Исаенков А. Ю. (Институт водных проблем РАН),
Кузнецов И. С. (Институт исследований Балтийского моря им. Лейбница)

Схема циркуляции в водохранилище-охладителе определяется его формой, взаимным расположением водосбросных и водоприемных сооружений, а также струераспределительными и струенаправляющими сооружениями. При проектировании водохранилищ-охладителей для современных электростанций следует учитывать, что кроме градиентных течений, вызываемых сбросом циркуляционного расхода, в водохранилищах имеют место также ветровые, плотностные и компенсационные течения. Ветровые течения приводят к сгону воды от подветренной стороны водоема и к нагону ее у наветренной стороны. Возникающий при этом горизонтальный градиент давления, направленный в сторону, противоположную ветру, вызывает один из видов глубинных компенсационных течений.

При прогреве верхних слоев воды возникает температурная стратификация: температура воды на поверхности оказывается выше, чем в глубинных слоях. При выпуске теплой воды на поверхность водохранилища может возникнуть устойчивая разница температур воды в верхних и нижних слоях и произойти расслоение потоков, имеющих различную плотность. В этом случае возникают верхнее теплое и глубинное холодное течения, которые могут быть разнонаправленными.

Исследованиями [2] установлено, что в больших и глубоких водохранилищах-охладителях, которые сооружаются, например, для современных мощных теплоэлектростанций, возможно создание объемной циркуляции воды.

Цель настоящего исследования — обоснование целесообразности применения универсальной математической модели в трехмерной постановке для расчетов гидротермического режима водоемов-охладителей. Объектом исследования выбрана система Шатурских озер-охладителей, которая состоит из пяти связанных между собой озер. Тепловая станция расположена между Муромским и Черным озерами. Станция забирает воду в Черном озере и сбрасывает нагретую воду в Муромское озеро. Для увеличения времени охлаждения ранее было сооружено несколько струенаправляющих дамб (рис. 1). Топография озер представлена на рис. 2. Практическая задача исследования — дать рекомендации эксплуатирующим организациям по наиболее оптимальному использованию охлаждающей способности озер, по сохранению их экологической стабильности и оценке целесообразности строительства новых струенаправляющих сооружений в связи с вводом нового энергоагрегата.

Основной предпосылкой для рекомендаций по эксплуатации и строительству должно быть соот-

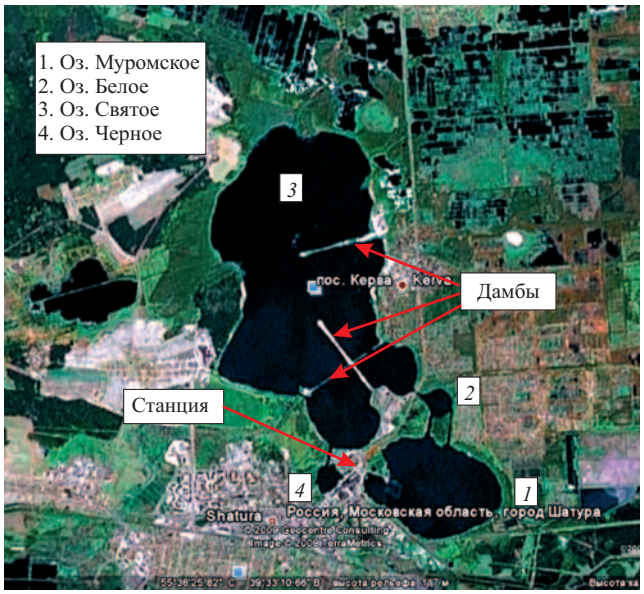


Рис. 1 Система Шатурских озер

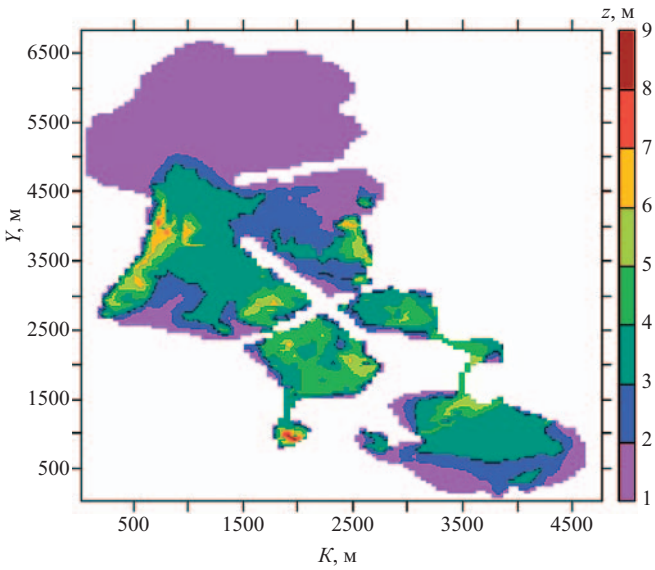


Рис. 2. Батиметрия Шатурских озер, задаваемая в модели

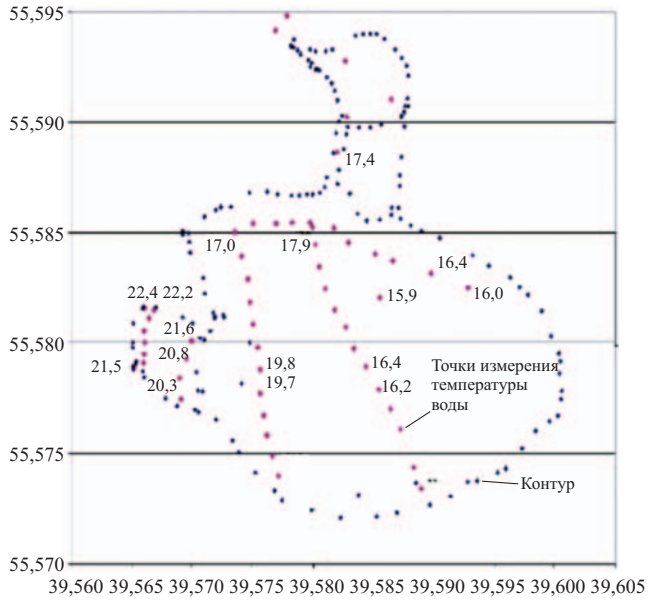


Рис. 3. Распределение поверхностной температуры воды в оз. Муромском по данным измерений

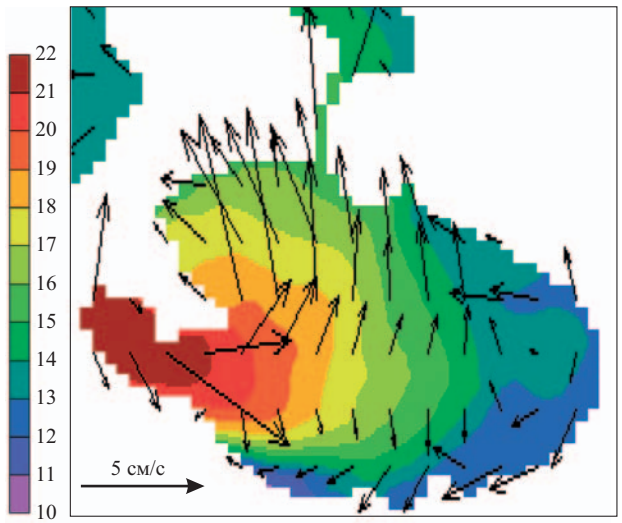


Рис. 4. Распределение поверхностной температуры воды в оз. Муромском по данным численных расчетов, °C

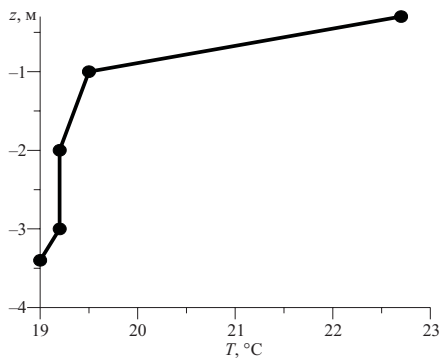


Рис. 5. Вертикальное распределение температуры по данным измерений

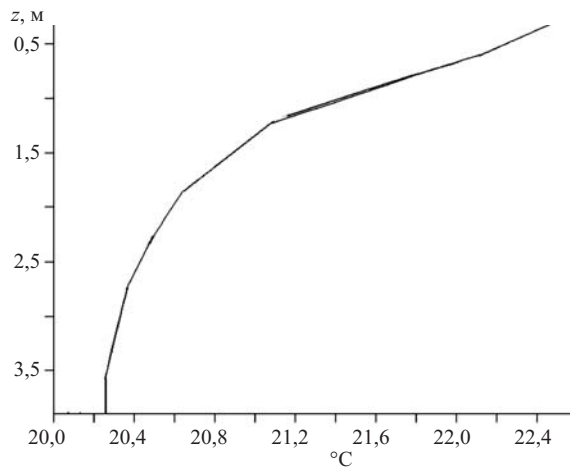


Рис. 6. Вертикальное распределение температуры по данным модельных расчетов

ветствие режима эксплуатации Шатурских озер как водоемов-охладителей Шатурской ГРЭС “Правилам охраны поверхностных вод” [3], предписывающим нагревание воды на водозаборах ГРЭС в жаркую декаду года 95 % обеспеченности не выше 33 °C (при неблагоприятном направлении ветра). В то же время Шатурские озера являются рыбохозяйственными водоемами, и согласно Правилам [3], введенным в действие с 1 марта 1991 г., температура подогрева воды в водоеме после смешения в расчетном створе на расстоянии 500 м от водосброса не должна превышать 5 °C.

В данной работе использована трехмерная численная модель “GETM” [1] для описания наиболее важных термодинамических и гидродинамических процессов в природных водах. Модель называется обобщенной в том смысле, что она может быть применена к различным системам, масштабам и условиям. Модель включает, например, затопление и осушение приливного мелководья, гибкие вертикальные и горизонтальные системы координат, различные модели турбулентности и биогеохимические модели. В настоящее время “GETM”

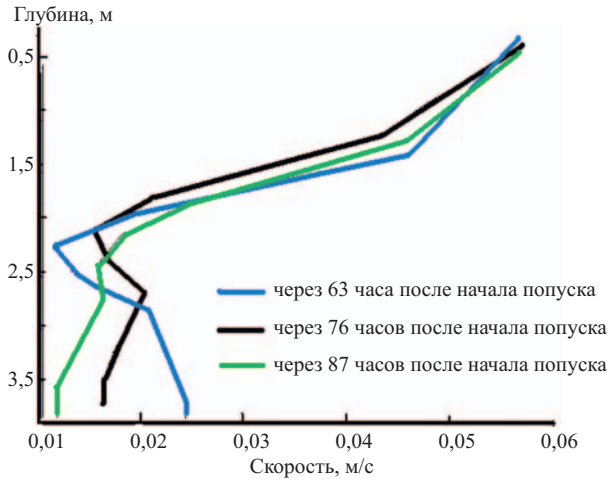


Рис. 7. Эпюры скорости в различные моменты времени на одной вертикали

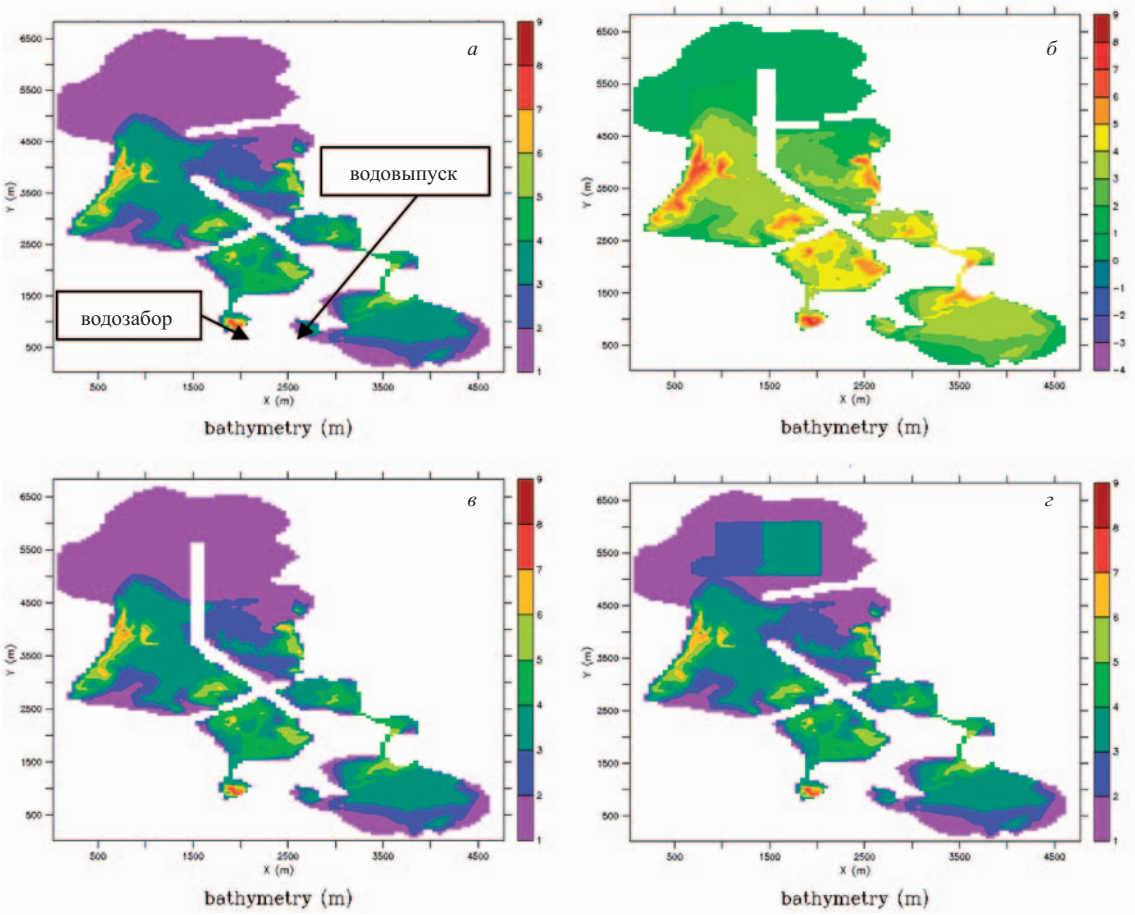


Рис. 8. Батиметрия Шатурских озер с различным расположением струенаправляющих дамб:

а — современное состояние; *б* — с удлиненной дамбой в оз. Святом и прорезью в существующей поперечной дамбе; *в* — с удлиненной дамбой в оз. Святом без поперечной дамбы; *г* — с существующим расположением дамб и с углублением в оз. Святом

используется в качестве основной океанографической модели прогноза уровней воды, скоростей, солености и температуры в Королевской администрации навигации и гидрографии в Дании и в Объединенном исследовательском центре Европейской комиссии в качестве основополагающего компонента для создания согласованных многолетних расчетов для всех европейских региональных морей.

Гидродинамика в “GETM” описывается гидростатическими уравнениями движения в форме потока в приближении Буссинеска. Гидродинамический блок модели позволяет рассчитывать течения в трех измерениях. В термодинамическом блоке модели рассчитываются трехмерные распределения температуры воды в водоеме на основе адвекционно-диффузионного уравнения с учетом испарения с водной поверхности за счет коротковолновой радиации.

Валидация модели по данным измерений

Для валидации модели “GETM” в применении к системе Шатурских озер-охладителей проводились численные эксперименты с заданием в качестве начальных условий реальных метеорологических условий и известных параметров выпусков нагретой воды с ГРЭС, при которых проводились натурные измерения вертикальных распределений скоростей течений и температуры воды по акватории озер. Сравнение рассчитанных и измеренных параметров продемонстрировало их хорошее соответствие и существование неоднородной вертикальной термической структуры. На рис. 3 представлены данные измерений поверхностной температуры в оз. Муромском, на котором расположена ГРЭС, после 4-часового сброса воды 19 сентября 2008 г. с расходом 20 м^3/с. Начальная температура воды 15 °С, температура на водовыпуске 22 °С, температура воздуха 12 °С, ветер восточный, его скорость 4 м/с.

На рис. 4 представлены результаты модельных расчетов при том же режиме сброса и тех же метеорологических условиях (стрелками обозначены скорости поверхностного течения).

На рис. 5 показано вертикальное распределение температуры по данным осенних измерений 2008 г. на одной из вертикалей в оз. Муромском. На рис. 6 — модельная вертикальная эпюра температуры при тех же условиях. Практически на всех вертикалях

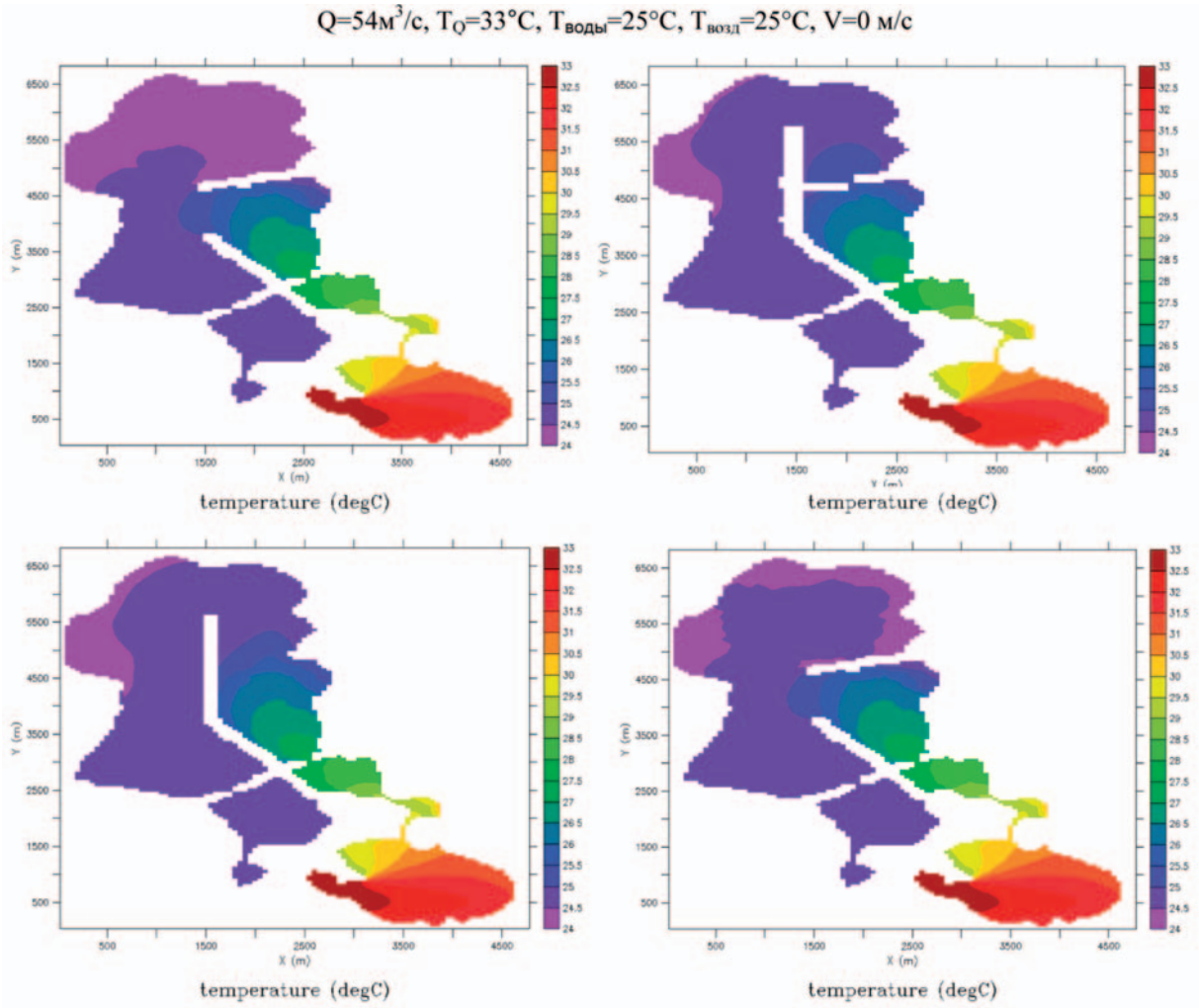


Рис. 9. Распределение поверхностных температур воды при различных сценариях положения струенаправляющих дамб и углубления через 2 дня после начала водовыпуска

было получено неоднородное распределение температур и скоростей течений как по данным измерений, так и по модельным расчетам, что свидетельствует в пользу целесообразности применения трехмерного приближения при расчетах водоемов-охладителей. На рис. 7 приведены вертикальные эпюры скорости в различные моменты времени на одной вертикали.

Результаты модельных экспериментов

Расчеты для экстремальных условий. На Шатурской ГРЭС будет введена в эксплуатацию новая парогазовая установка (ПГУ-400) мощностью 400 МВт, которая позволит значительно повысить надежность энергоснабжения потребителей восточной части Московской энергосистемы. Это вызовет увеличение расхода поступающей нагретой воды в озера до 54 $м^3/с$, сокращение времени достижения водозабора тепловым потоком, повышение температуры воды в озерах и на водозаборе, что может негативно повлиять на эффективность работы станции и экологическое состояние озер-охладителей. Для предотвращения негативных последствий увеличения мощности ГРЭС было предложено продлить струенаправляющую дамбу в оз. Святом. Результаты двухмерного математического моделирования показали эффективность такого строительства, при этом не учитывалось влияние неоднородности в вертикальных распределениях скоростей течений и температуры. Однако натурные наблюдения и численные эксперименты по трехмерной модели показали не только существование этой неоднородности, но и значительное ее влияние на общий температурный режим.

Моделировались различные сценарии расположения струенаправляющих дамб (рис. 8) и дополнительных углублений при различных метеоусловиях и параметрах водовыпуска, в том числе и экстремальных с учетом дополнительных расходов от введения в эксплуатацию новой ПГУ-400.

На рис. 9 – 11 показаны распределения поверхностных температур воды при различных сценариях положения струенаправляющих дамб и углубления в различные моменты времени после начала

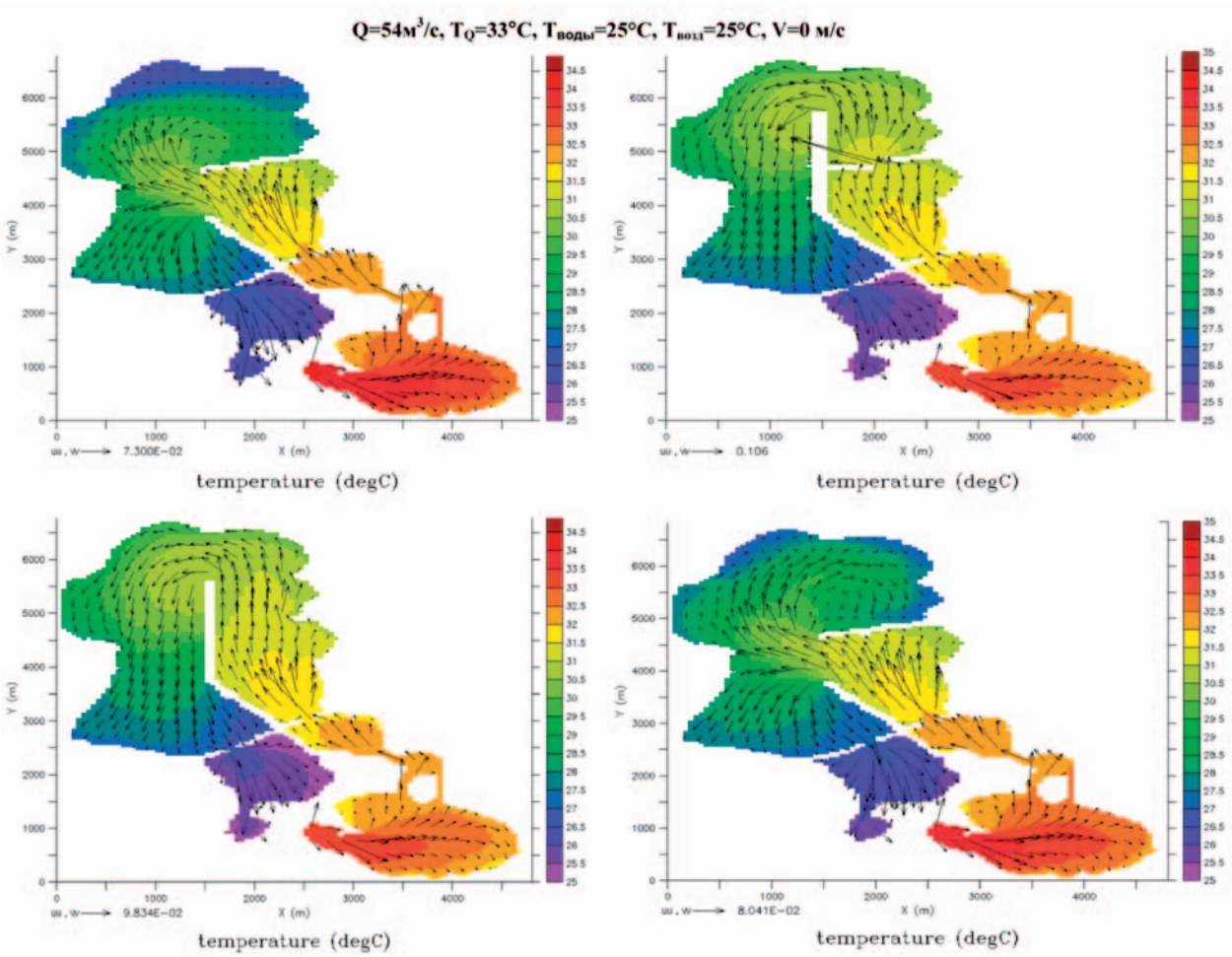


Рис. 10. Распределение поверхностных температур воды при различных сценариях положения струенаправляющих дамб и углубления через 5 дней после начала водовыпуска

водовыпуска с расходом 54 м^3/с и температурой 33 °С и экстремальных метеоусловиях: начальная температура воды в озерах $T_{воды}$ = 25 °С, температура воздуха независимо от времени суток $T_{возд}$ = 25 °С, скорость ветра $V = 0$ м/с.

Анализ данных моделирования позволяет сделать заключение, что во всех случаях температуры на водозаборе не слишком различаются, что демонстрирует и рис. 12, на котором представлены графики изменения температуры воды на водозаборе во времени за 10 дней для различных сценариев батиметрии. В то же время температуры в оз. Святом (самое северное озеро, рис. 9 – 11) различаются значительно и самые низкие значения соответствуют сценарию с углублением оз. Святого, этот же сценарий наиболее эффективен с точки зрения нагревания воды на водозаборе.

На рис. 13 представлены распределения осредненных по глубине температур воды в озерах в более экстремальных условиях через 10 дней после начала водовыпуска с расходом 60 м^3/с и температурой 30 °С; начальная температура воды в озерах 22 °С, температура воздуха независимо от времени суток 35 °С, скорость ветра 0 м/с. Рис. 13 *в* соответствует сценарию при отсутствии всех дамб. Из рисунков видно, что удлинение продольной дамбы неблагоприятно скажется на температурный режим в оз. Черном, где расположен водозабор, и особенно на нагревание оз. Святого. Самым благоприятным сценарием в этих условиях оказывается сценарий с отсутствием всех дамб.

Расчеты для нормальных условий. Для нормальных метеоусловий (температура воздуха 22 °С) при современных нагрузках на ГРЭС (расход 20 м^3/с) результаты расчетов приведены на рис. 14. Из анализа полученных данных моделирования видно, что и при нормальных условиях удлинение продольной дамбы приведет к незначительному снижению температуры воды на водозаборе в оз. Черном, но при этом вода в оз. Святом нагревается гораздо быстрее и распределение температуры по вертикали становится более однородным (рис. 15 – 16).

Влияние ветра, влажности и облачности. Из наблюдений известно, что ветровое воздействие и влажность воздуха играют существенную роль в тепловом режиме Шатурских озер. Самым неблагоприятным для работы ГРЭС считается ветер северного направления. При моделировании рассчитыва-

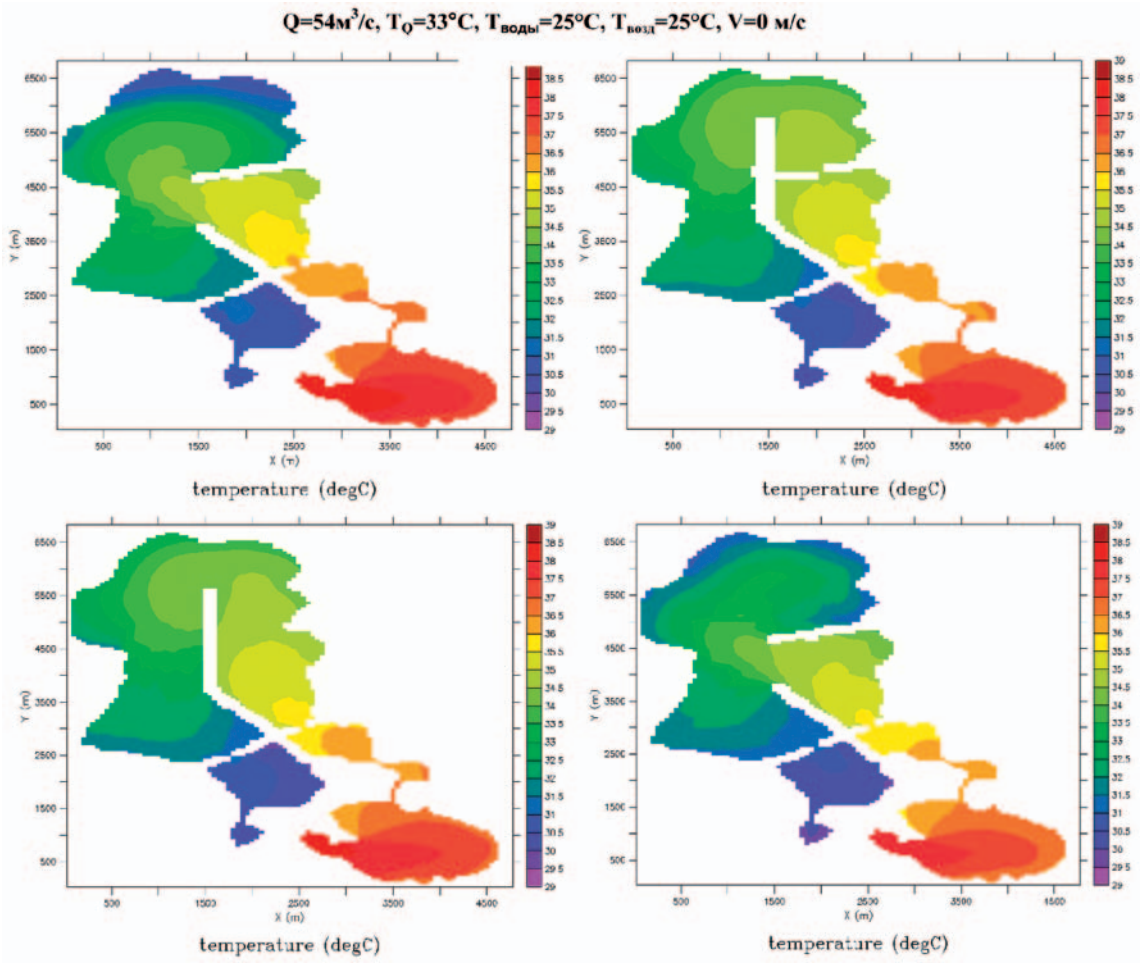


Рис. 11. Распределение поверхностных температур воды при различных сценариях положения струенаправляющих дамб и углубления через 10 дней после начала водовыпуска

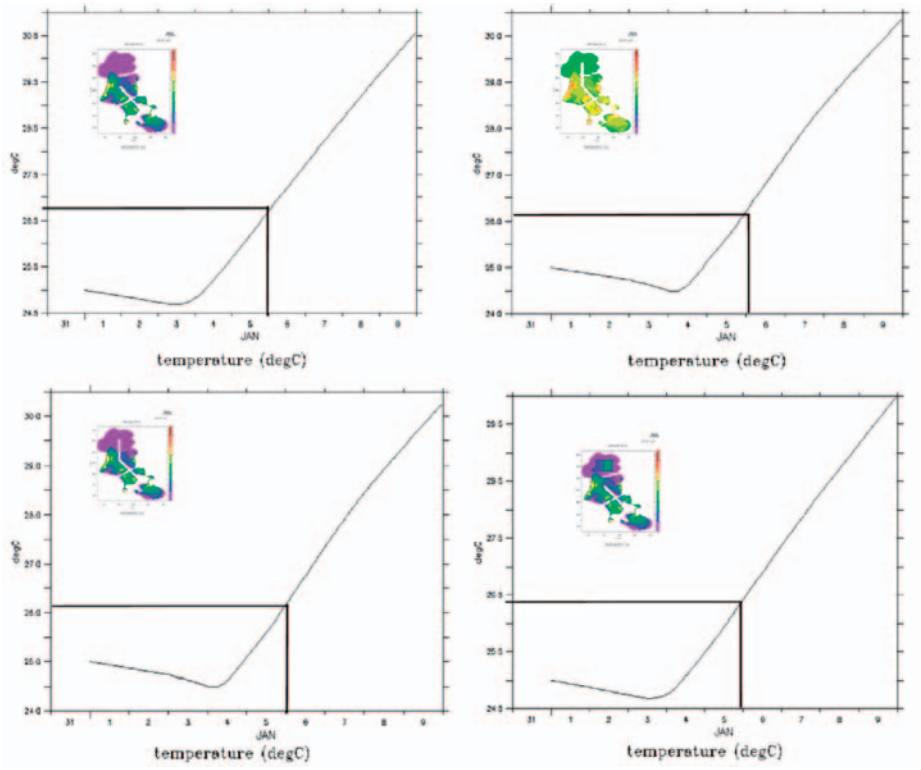
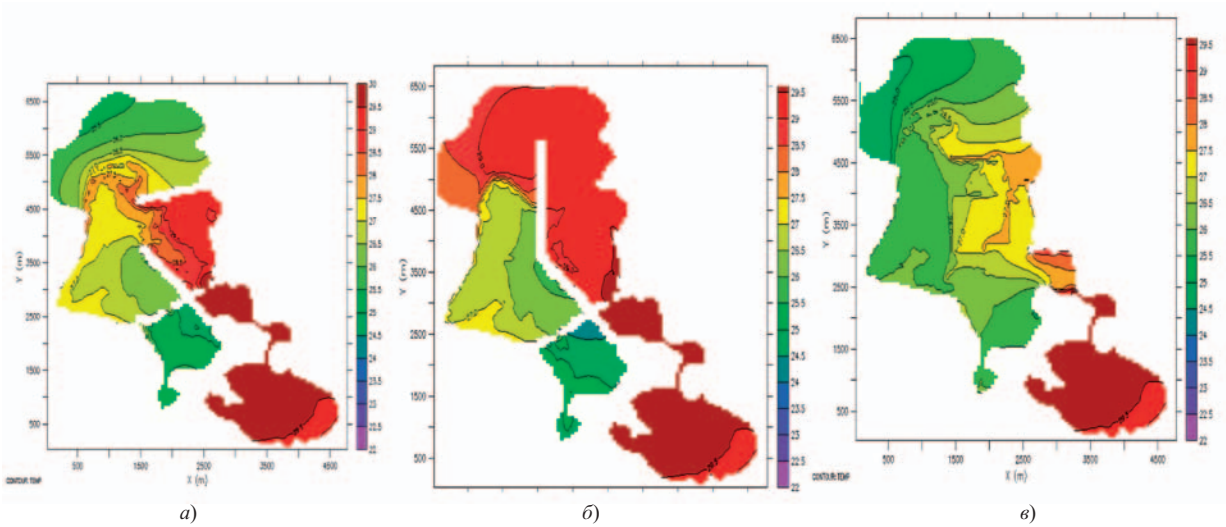


Рис. 12. Изменения температуры воды для различных сценариев батиметрии



а) *б*) *в*)

Рис. 13. Распределение средних по глубине температур в Шатурских озерах через 10 дней после начала водовыпуска при:

а — существующем расположении струенаправляющих дамб; *б* — озерах при удлинении существующей продольной и ликвидации поперечной дамбы в оз. Святом; *в* — отсутствии всех дамб

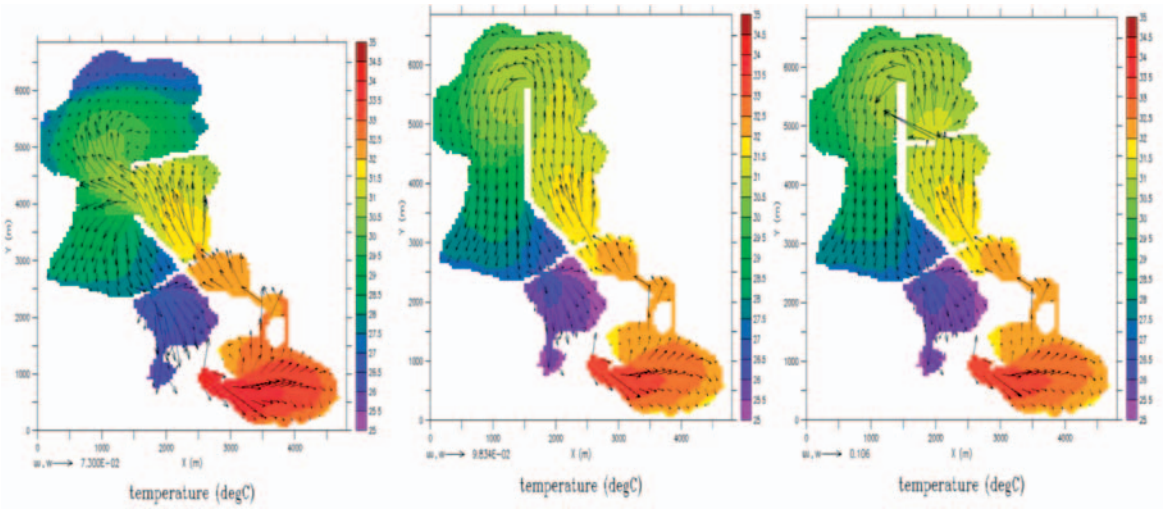


Рис. 14. Результаты расчетов при нормальных метеоусловиях

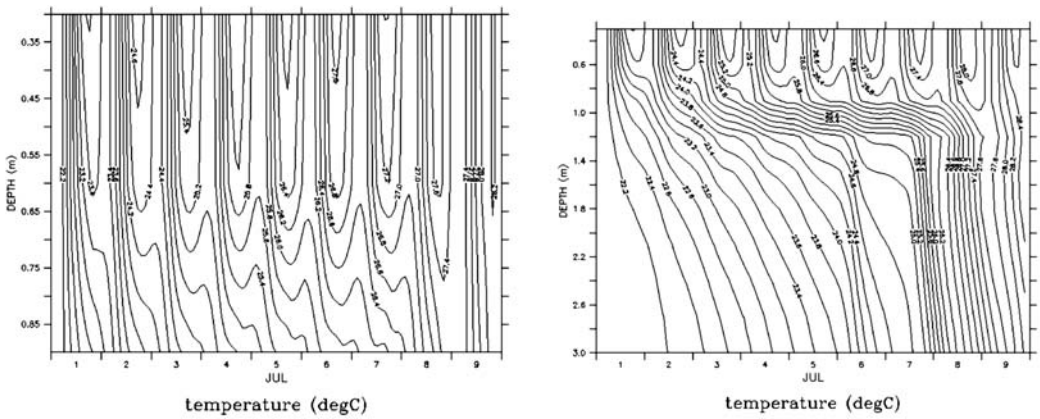


Рис. 15. Распределение температур:

а — в вертикальном столбе в центре оз. Святого; *б* — в среднем по оз. Святому в случае существующей дамбы (с учетом суточного хода температур воздуха)

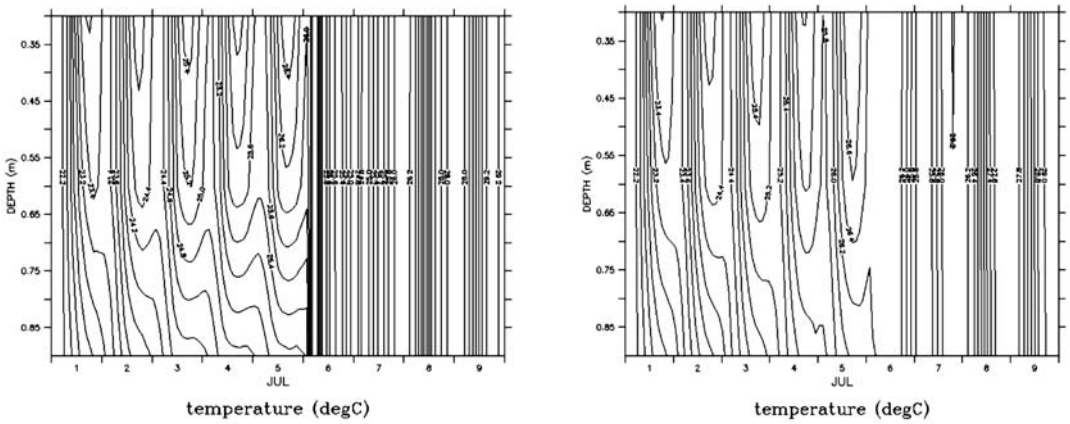


Рис. 16. Распределение температур:

а — в вертикальном столбе в центре оз. Святого; б — в среднем по оз. Святому в случае удлиненной дамбы.

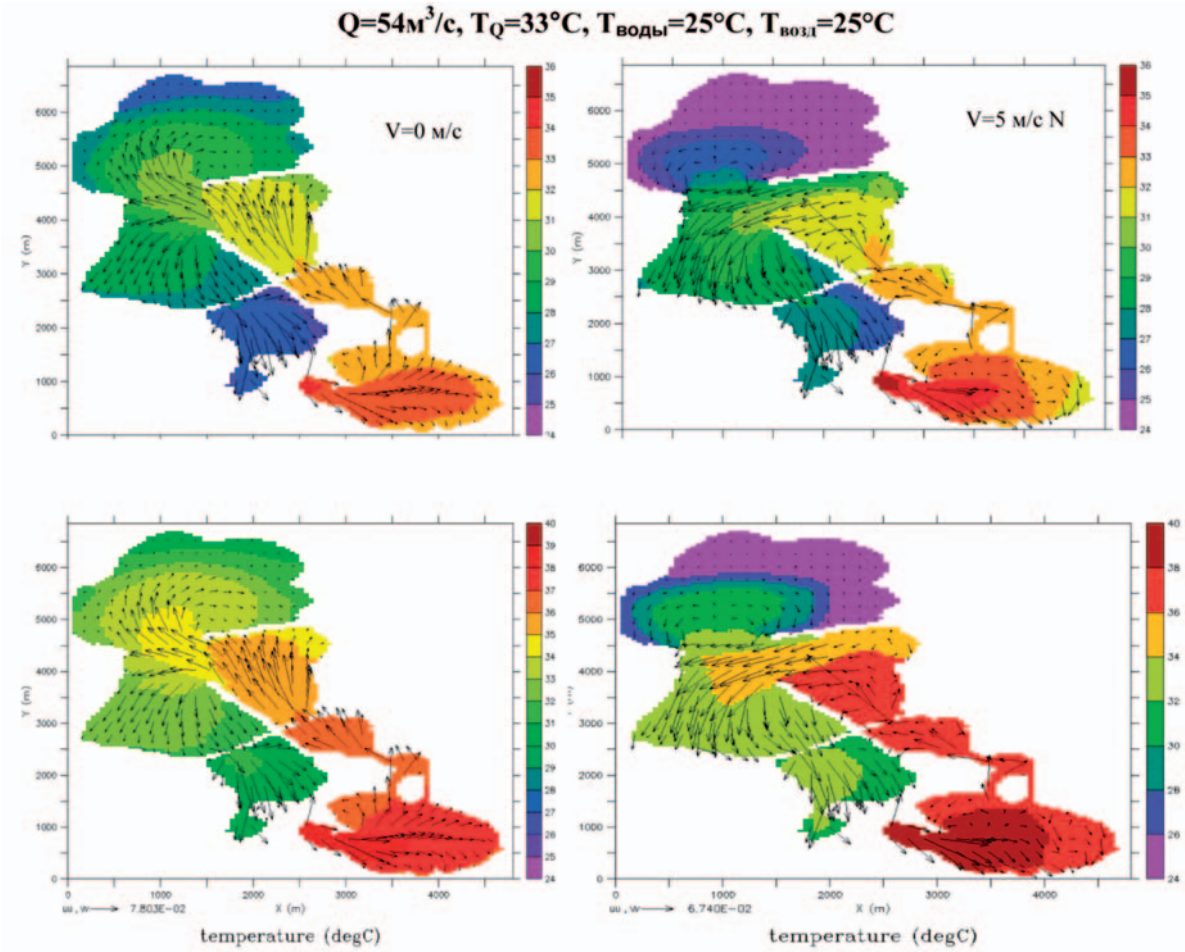


Рис. 17. Распределения поверхностной температуры воды в Шатурских озерах при существующем расположении дамб в экстремальных условиях через 5 (верхние рисунки) и 10 дней (нижние рисунки) после начала водовыпуска в отсутствие ветра (слева) и при ветре северного направления со скоростью 5 м/с

лись варианты с разными направлениями и скоростями ветра, разной температурой точки росы и облачности для учета испарения. Анализ численных экспериментов показал, что учет этих параметров дает результаты, соответствующие наблюдениям. Наибольшее влияние имеют ветровое воздействие и влажность, меньшее — облачность. На рис. 17 представлены распределения поверхностной температуры воды в Шатурских озерах при существующем расположении дамб в экстремальных условиях (расход воды на водовыпуске $Q = 54$ м^3/с, ее температура $T_Q = 33$ °C, начальная $T_{воды} = 25$ °C, температура воздуха без учета времени суток $T_{возд} = 25$ °C) через 5 и 10 дней после начала водо-

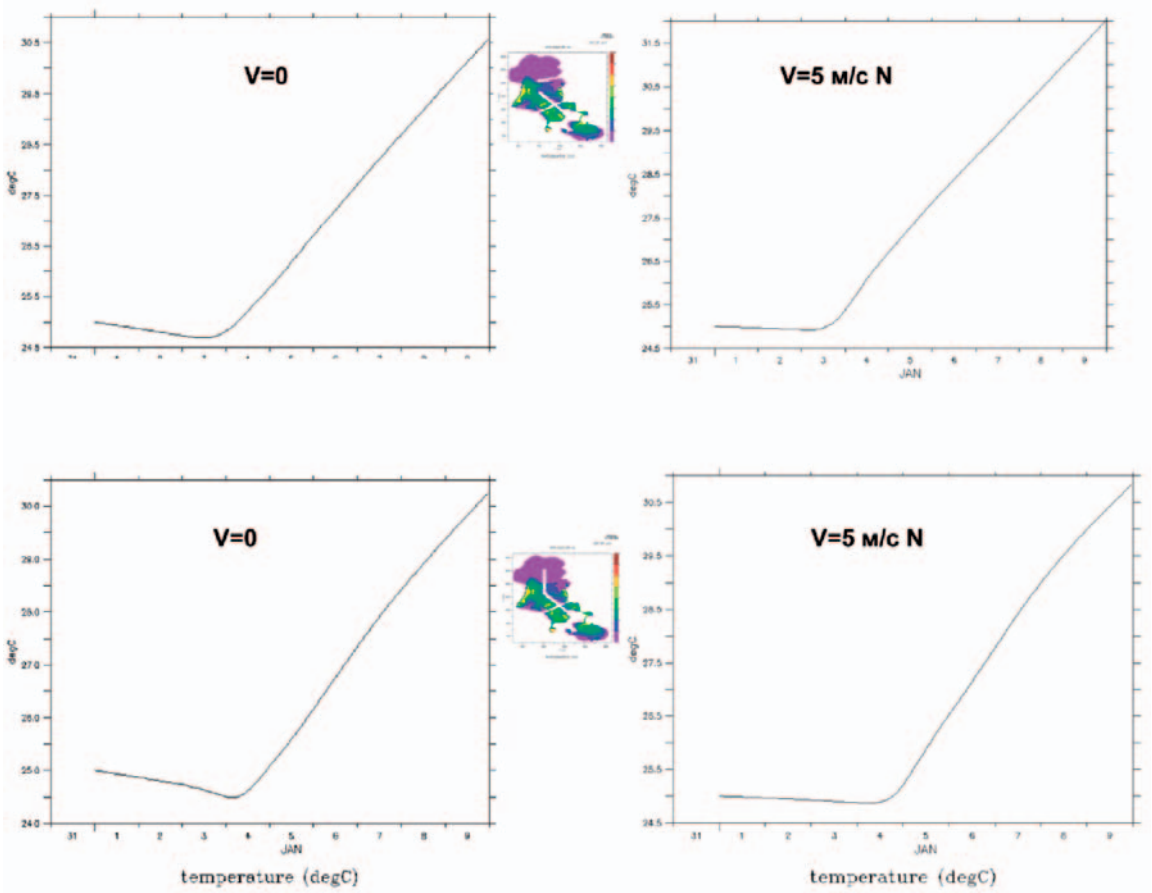


Рис. 18. Графики изменения температуры воды во времени на водозаборе (оз. Черное) для различных сценариев расположения струенаправляющих дамб в отсутствие ветра и при ветре северного направления со скоростью 5 м/с

выпуска в отсутствие ветра и при ветре северного направления со скоростью 5 м/с. Из рисунка видно, что северный ветер действительно значительно повышает температуру воды на водозаборе и соответственно на водовыпуске, но понижает температуру воды в оз. Северном. Воздействие северного ветра усиливает влияние новой продольной дамбы в сторону уменьшения температуры воды на водозаборе на 1 °С (рис. 18), но увеличивает перегрев оз. Северного по сравнению с ситуацией, соответствующей современному расположению дамб, на 9 °С.

Выводы

Анализ данных измерений, проведенных на системе Шатурских озер, и результаты численных расчетов по трехмерной модели позволяют сделать заключение, что вертикальная структура гидродинамических и особенно термических параметров не является равномерной и может вносить существенные отклонения в результаты расчетов, проведенных с использованием двухмерных моделей. Неравномерная по поверхности озера картина испарения существенно сказывается на движении потоков тепла на глубине и у дна, изменяя тем самым гидродинамику водоема, что наглядно показано в численных экспериментах.

Результаты моделирования при экстремальных метеоусловиях позволяют сделать вывод, что различное расположение струенаправляющих дамб незначительно влияет на температуры воды на водозаборе. Однако удлинение существующей дамбы наиболее неблагоприятно влияет на температурный режим оз. Святого (наиболее мелкого и удаленного от станции), вызывая значительный его перегрев и, как следствие, ухудшая его экологическую ситуацию. Таким образом, с помощью программы “GETM” было установлено, что предложенное на основе двухмерных моделей удлинение существующей дамбы (предложение нового проекта модернизации работы станции) является не только необоснованным, но и, при некотором стечении погодных и температурных условий, губительным для экологии мелкого озера.

Список литературы

1. http: // www.getm.eu / .
2. Абрамов Н. Н., Водоснабжение. — М.: Стройиздат, 1974.
3. Правила охраны поверхностных вод (типовые положения). Волгоград. Перемена. 2001.

Расчет переходных процессов при отключении части агрегатов, работающих на общий трубопровод

Хохлов А. В., кандидат техн. наук (НПП “Водоподъемник”, г. Ташкент)

На Джизакской головной насосной станции (Узбекистан), на которой установлены самые крупные в СНГ центробежные насосы, были выявлены аварийноопасные режимы работы насосно-силового оборудования при отключении части агрегатов, работающих на общий напорный трубопровод. Самописцы давления и вибрации агрегатов и напорных трубопроводов зафиксировали максимальные значения пульсации давления и вибрации оборудования у оставшегося в работе насоса.

В настоящее время переходные процессы при внезапном отключении питания насосных агрегатов изучаются в основном для следующих случаев:

определения давления в трубопроводе при гидравлическом ударе, сравнения его с допустимыми значениями, принятия, в случае необходимости, мер по снижению гидравлического удара;

определения значений разгонных оборотов при обратном вращении рабочих колес.

Наихудшие результаты для обоих случаев имеют место при отключении всех насосных агрегатов, работающих на общую нитку напорного трубопровода, поэтому получили распространение методики расчетов именно этих переходных процессов.

Исследованиями [1] было установлено, что если в водоводе возможно образование разрыва сплошности потока, то расчет неустановившегося движения необходимо производить с учетом гидравлического удара в трубопроводе. Расчет ведется путем решения трех дифференциальных уравнений:

неустановившегося одномерного движения жидкости по трубопроводу

$$-g\frac{\partial P}{\partial x}=\frac{\partial V}{\partial t}; \qquad (1)$$

неразрывности потока жидкости

$$g\frac{\partial P}{\partial t}=-a^2\frac{\partial V}{\partial x}; \qquad (2)$$

ротора агрегата

$$J\frac{\partial w}{\partial t}=M_{\partial}-M_c. \qquad (3)$$

В случае, если не происходит разрыва сплошности потока в водоводе, расчет можно вести без учета гидравлического удара. При этом достаточно решения двух дифференциальных уравнений [1]: неустановившегося одномерного движения жидкости и ротора агрегата расчет в этом случае значительно упрощается.

Во время протекания переходного процесса на насосных станциях возникает инерционный напор $h_{ин}$, который для цилиндрических труб равен

$$h_{ин}=-\frac{l}{g}\frac{dV}{dt}, \qquad (4)$$

где l — длина трубопровода; $\frac{dV}{dt}$ — градиент средней скорости потока в трубопроводе.

При внезапном отключении питания электродвигателей работающих насосов инерционный напор будет образовываться от действия сил инерции столба жидкости в напорном трубопроводе. Действие инерционного напора во время переходного процесса вызовет понижение давления в начале общего напорного трубопровода. Рассмотрим силы, действующие на столб жидкости, находящийся в напорном трубопроводе (рис. 1), и определим напор в начале общего трубопровода при установившемся режиме и при внезапном отключении агрегатов.

При установившемся движении будет выполняться равенство

$$P_x-\sigma_x-R_x=0, \qquad (5)$$

где $P_x=\gamma HF$ — сила нормального давления; $\sigma_x=\gamma H_г F$ — проекция силы тяжести; $R_x=\gamma h_w F$ — сила сопротивления движению; H — напор, развиваемый насосом; F — площадь сечения трубопровода; h_w — потери напора в трубопроводе.

Подставив в (5) значение ее составляющей, получим

$$\gamma HF-\gamma H_г F-\gamma h_w F=0. \qquad (6)$$

Преобразовав уравнение (6), получим

$$H-H_г-h_w=0 \qquad (7)$$

или

$$H=H_г+h_w. \qquad (8)$$

Напор в точке A составит

$$H_A=H-z_A. \qquad (9)$$

При внезапном отключении электроэнергии, согласно принципу Д’Аламбера, к действующим силам необходимо добавить силы инерции [2]:

$$P_x-\sigma_x-R_x-J_x=0, \qquad (10)$$

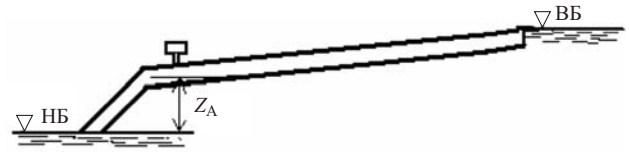


Рис. 1. Схема напорного трубопровода:

А — точка объединения ниток напорного трубопровода

где $J_x = \frac{\sigma_x}{g}\frac{dV}{dt}$ — сила инерции.

Преобразовав уравнение (10), получим

$$H - H_г - h_w - \frac{l}{g}\frac{dV}{dt} = 0; \qquad (11)$$

$$H - \frac{l}{g}\frac{dV}{dt} = H_г + h_w. \qquad (12)$$

Напор в точке *А* составит

$$H_A = H - \frac{l}{g}\frac{dV}{dt} - z_A. \qquad (13)$$

Как видно из уравнений (9) и (13), при аварийном отключении агрегатов по сравнению с установившимся режимом величина понижения давления в начале общего трубопровода будет равна величине образовавшегося инерционного напора. При длинных напорных трубопроводах инерционный напор может быть соизмерим с геометрической высотой подъема насосной станции. Тогда при аварийных отключениях агрегатов давление в начале общего трубопровода может снизиться до нуля и даже стать ниже атмосферного. Длительность процесса понижения давления в первую очередь будет зависеть от величины подачи насосных агрегатов до момента внезапного отключения и может составить от нескольких секунд до нескольких минут.

На насосных станциях возможны случаи внезапного отключения не всех насосных агрегатов, работающих на общую нитку трубопровода, а только их части. На рис. 2 представлена схема секционирования и подключения трансформаторов на Джизакской головной насосной станции (ДГНС). При работе станций на полную мощность и внезапном отключении электроэнергии на любой из секций произойдет частичное отключение совместно работающих агрегатов.

Предположим, что произошло отключение электроэнергии на секции № 1 ДГНС. Из насосов, совместно работающих на первую нитку трубопровода, внезапно отключаются два насосных агрегата 2400В-25/40 (№ 3 и № 4) и один агрегат 1600В-10/40 (№ 1). Второй же насосный агрегат 1600В-10/40 (№ 2) останется в работе, так как он питается со второй секции шин.

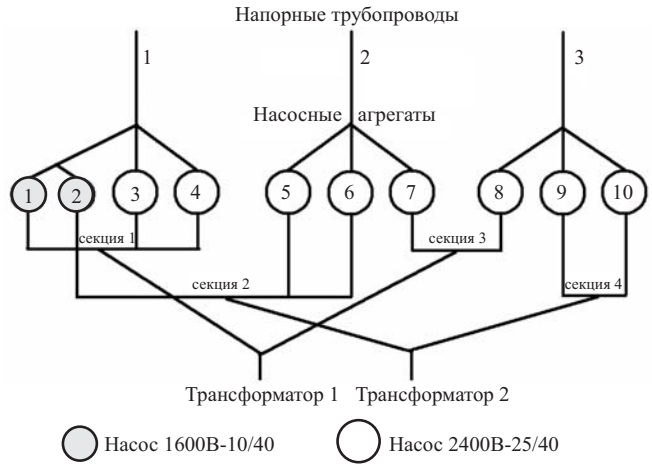


Рис. 2. Схема секционирования насосных агрегатов ДГНС и работы их на трубопроводах

При отключении электроэнергии на одном из трансформаторов произойдет частичное отключение насосных агрегатов во всех трех нитках напорного трубопровода. Практика эксплуатации показывает, что отключение одного трансформатора — довольно частое явление. Чаще всего оно вызвано сработкой защит от токов короткого замыкания, понижением напряжения до минимальных значений и др. Отключения в основном происходят во время пуска насосного агрегата. Неудавшийся пуск приводит к сработке защит и отключению всей секции шин или трансформатора.

При частичном отключении насосных агрегатов, работающих совместно на общий трубопровод, инерционный напор будет несколько меньше, чем при полном отключении. Уменьшится и продолжительность действия инерционного напора, хотя в целом характер его сохранится.

Оставшийся в работе насос изменит свой режим работы вследствие понижения давления в начале общего трубопровода. Его рабочая точка может значительно сместиться в сторону увеличения подачи, и насос может попасть в зону сильно развитой кавитации. При этом образование и “схлопывание” кавитационных зон будут сопровождаться значительными пульсациями давления, а также вибрацией основного оборудования станции и его напорного трубопровода. На ряде насосных станций с длинными напорными трубопроводами (Кызыл-Тепо, Хамза-II, Сыр-Дарья, Касаба, Узумзор и др.) известны случаи разрыва напорных трубопроводов вследствие вибрации и образования на них трещин.

Гидромеханические переходные процессы, возникающие при отключении части агрегатов, работающих на общий трубопровод, еще не изучены и представляют научный и практический интерес.

На насосных станциях, оборудованных длинными и пологими напорными трубопроводами (сред-

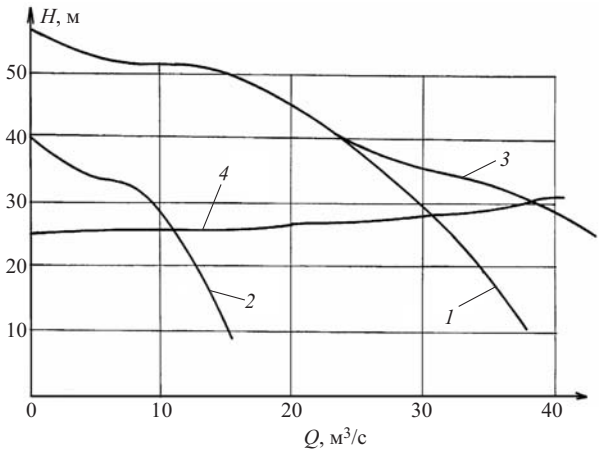


Рис. 3. Напорные характеристики насосов ДГНС:

1 — характеристика насоса 2400В-25/40; *2* — характеристика совместной работы насосов 2400В-25/40 и 1600В-1040; *3* — характеристика насоса 1600В-10/40; *4* — характеристика трубопровода

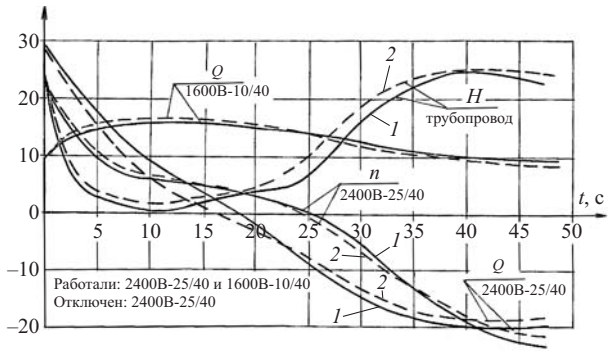


Рис. 4. Сопоставление расчетных зависимостей:

1 — расчет с учетом гидравлического удара; *2* — расчет без учета гидравлического удара

нее значение угла наклона оси напорного трубопровода к горизонту не превышает 3°), сила инерции движущейся жидкости может достигать значительных величин, в то время как проекция силы тяжести на ось трубопровода мала. Поэтому процесс снижения расхода воды в трубопроводе при внезапном отключении насосов происходит медленнее процесса уменьшения подачи отключенных насосов вследствие снижения их частоты вращения.

Для сохранения условия неразрывности потока жидкости в напорном трубопроводе алгебраическая сумма подач неотключенных и отключенных насосных агрегатов, работающих на общую нитку трубопровода, должна быть равна расходу жидкости в общей нитке напорного трубопровода. Подача насосов может быть увеличена только за счет уменьшения общего напора насосов [3], а именно за счет уменьшения давления в напорном патрубке насоса. При внезапном отключении части насосов, работающих совместно на общую нитку напорного трубопровода, давление в начале трубопровода уменьшается из-за того, что расход в общем трубопроводе оказывается больше суммарной подачи всех неотключенных и отключенных насосов. Снижение давления уменьшает разность давлений в начале и конце общего напорного трубопровода и тем самым уменьшает скорость движения воды в трубопроводе. Кроме того, это снижение давления увеличивает подачу и отключенных, и не отключенных насосных агрегатов, так как их рабочие точки смещаются “вправо” на рабочих характеристиках насоса.

Таким образом, понижение давления в начале общего трубопровода является как бы регулятором равенства подач насосных агрегатов и расхода жидкости в общем трубопроводе. Но это снижение давления в трубопроводе может оказать негативное воздействие на оставшийся в работе насосный агрегат, если он сместится по рабочей характеристике настолько, что попадет в кавитационную зону. Поэтому важно знать характер протекания таких переходных процессов и уметь рассчитывать их основные параметры.

Так как существующие математические модели охватывают только случаи внезапного отключения всех насосов, работающих параллельно на общий трубопровод, была разработана математическая модель расчета переходных процессов при отключении части агрегатов, работающих совместно на общую нитку напорного трубопровода. В основу разработанной математической модели положен метод Л. Ф. Мошнина [4] и К. П. Вишневского [2], разработанный для случаев отключения всех насосных агрегатов, работающих совместно на общий трубопровод.

1. Нестационарные процессы движения жидкости в напорных трубопроводах описываются дифференциальными уравнениями:

гидравлического удара

$$\frac{\partial V}{\partial t} = g\frac{\partial H}{\partial x} \tag{14}$$

и неразрывности потока упругой жидкости

$$-\frac{\partial H}{\partial t} = \frac{a^2}{g}\frac{\partial V}{\partial x}, \tag{15}$$

где H, V, x — напор, скорость движения воды и координата рассматриваемой точки; a — скорость распространения ударной волны.

Интегрирование дифференциальных уравнений гидравлического удара детально разработано профессором И. А. Чарным [5].

Общим решением этих уравнений являются

$$\left.\begin{aligned} H &= H_0 + \psi + \varphi; \\ V &= V_0 + \frac{g}{a}\psi + \frac{g}{a}\varphi. \end{aligned}\right\} \quad (16)$$

где φ и ψ — повышение и понижение давления соответственно от прямых и обратных волн гидравлического удара.

2. Для решения уравнений гидравлического удара необходимо знать закон изменения скорости движения жидкости в трубопроводе. Выявить его можно путем решения дифференциального уравнения механического переходного процесса [6]

$$(J_\partial + J_n + J_м)\frac{\partial w}{\partial t} = M_\partial - (M_г - M_м). \quad (17)$$

Решение этого уравнения показывает, что в первоначальный период гидравлического удара, до подхода к насосу отраженных волн, изменение давления и частоты вращения можно определять по зависимости

$$\beta_н = \frac{T_а}{T_а + t}, \quad (18)$$

где $T_а$ — постоянная агрегата, определяемая следующим образом:

$$T_а = \frac{3{,}14\theta}{30}\frac{n_н}{M_н}. \quad (19)$$

После подхода отраженных волн расчет изменения частоты вращения отключенных агрегатов производится по формуле

$$\Delta\beta = -\frac{187{,}5}{n_н GD^2}(M_н + M_к)\Delta t. \quad (20)$$

В формуле (20) моменты, развиваемые насосом в начале рассматриваемого промежутка времени $M_н$ и в его конце $M_к$, определяются путем пересчета с четырехквадрантных характеристик насоса. Следует учесть, что для определения полного момента к гидравлическому моменту, пересчитанному с четырехквадрантных характеристик, необходимо, согласно [4], добавить момент трения $M_т$ (при уменьшении частоты вращения увеличить, а при возрастании частоты вращения уменьшить).

3. Определение волны понижения давления у насоса, возникающей при уменьшении им частоты вращения, разбивается на два этапа: первый — с момента внезапной остановки до подхода к насосу отраженной волны изменения давления и второй — после этого момента.

На первом этапе связь между изменением напора и скоростью движения жидкости осуществляется по формуле

$$\Delta H = \frac{a}{gw}\Delta Q. \quad (21)$$

Волна понижения на этом этапе определяется путем решения зависимости (21) при различных частотах вращения внезапно отключаемого насоса.

4. Расчет переходного процесса на втором этапе, после подхода к насосу волн изменения давления, ведется в следующем порядке:

а) в качестве расчетного выбирается интервал времени, равный двойному времени движения ударной волны от насоса до препятствия;

б) задаются произвольным значением напора насоса H на конец расчетного периода;

в) определяется значение волны понижения давления в начале водовода

$$\varphi = H_0 - H + \psi_0; \quad (22)$$

г) определяется скорость движения жидкости в начале трубопровода

$$V = V_0 - \frac{g}{a}(\psi_0 + \varphi_n); \quad (23)$$

д) по заданному значению напора насоса с помощью характеристик насосов, оставшихся в работе, определяется их подача Q_2;

е) по скорости движения жидкости в трубопроводе определяется расход жидкости в напорном трубопроводе

$$Q_т = Vw;$$

ж) определяется подача внезапно отключенных насосов

$$Q_1 = Q_т - Q_2; \quad (24)$$

з) задается относительная частота вращения отключенного агрегата на конец расчетного периода $\beta_к$;

и) при использовании четырехквадрантных характеристик $\frac{Q}{\beta} - \frac{M}{\beta^2}$ и $\frac{\beta}{Q} - \frac{M}{Q^2}$ определяется момент насоса на конец периода $M_к$;

к) по зависимости

$$\beta_к = \beta_н \pm \frac{187{,}5}{n_н GD^2}(M_н + M_к)\Delta t \quad (25)$$

определяется расчетная частота вращения на конец периода. Если она совпадает с заданной ранее частотой (п. з), то переходят к следующей стадии расчета; если не совпадает, то задаются новым значением $\beta_к$ и повторяют вычисления;

л) после определения $\beta_к$ с помощью четырехквадрантных характеристик насоса $\frac{Q}{b}-\frac{M}{\beta^2}$ и $\frac{b}{Q}-\frac{M}{Q^2}$ определяют напор внезапно отключенного насоса и сравнивают его с заданным (п. б). Если они совпадают, то переходят к следующему расчетному периоду; если не совпадают, то задаются новым значением напора насоса и вычисления производятся заново. Расчет переходных процессов по математической модели, учитывающей гидравлический удар в напорном трубопроводе, проводится на компьютере.

Рассмотрим расчет гидравлического удара в первой нитке напорного трубопровода Джизакской головной насосной станции при совместной работе насосов 2400В-25/40 и 1600В-10/40 и внезапном отключении насоса 2400В-25/40. Диаметр напорного трубопровода составляет 4200 мм, а его длина — 2256 м. Геометрическая высота подъема воды 24 м. Скорость распространения волн давления была определена на натурном объекте и составила a = 580 м/с. На рис. 3 представлены рабочие характеристики насосов и определена рабочая точка при совместной работе насосов 2400В-20/40 и 1600В-10/40. Напор, развиваемый насосами, составляет 30 м. Подача насоса 2400В-25/40-29,0 м^3/с, а насоса 1600В-10/40-9,4 м^3/с.

Расчет переходного процесса ведется на компьютере по разработанной математической модели для двух случаев: с учетом гидравлического удара в напорном трубопроводе и без него. Результаты расчета переходного процесса представлены на рис. 4, где даны графические зависимости изменения напора, подачи и частоты вращения вала внезапно отключенного насоса 2400В-25/40, а также изменения подачи у оставшегося в работе насосного агрегата 1600В-10/40. На рис. 4 дано сопоставление расчетных характеристик напора насоса и частоты вращения вала аварийно отключенного агрегата. Максимальное расхождение для двух случаев расчета при определении частоты вращения ротора насосного агрегата составило менее 8 %, а напора в напорном трубопроводе — 7,5 %. На этом же рисунке представлены графические зависимости изменения подачи аварийно отключенного и оставшегося в работе насосов. Максимальные расхождения в значениях при различных способах расчета не превысили соответственно 3 и 4 %.

Анализ результатов показал, что получена хорошая сходимость расчетов одного и того же переходного процесса с учетом явлений гидравлического удара в трубопроводе и без его учета. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что при отключении части насосных агрегатов, работающих совместно на общий трубопровод, явления гидравлического удара не оказывают заметного влияния на переходный процесс. Поэтому дальнейшие исследования гидромеханических и электромеханических переходных процессов при отключении части агрегатов, работающих на общий трубопровод, нами будут осуществляться по разработанной математической модели без учета гидравлического удара.

Выводы

1.Вибрации пульсации давления у оставшегося в работе насосного агрегата при отключении части других агрегатов, работавших с ним на общий трубопровод, оказались наибольшими из всех зафиксированных стационарных и переходных процессов.

2. При внезапном отключении части насосных агрегатов оставшийся в работе насосный агрегат может работать не только на пониженные напоры, но и на отрицательные.

3. Разработана методика расчета переходных процессов при отключении части агрегатов, работавших совместно на общий трубопровод. Методика основана на методах [2, 4].

4. Результаты расчета и натурные наблюдения показали, что при изучаемом переходном процессе разрывов сплошности потока не наблюдается, так как регулятором увеличения подачи служит оставшийся в работе насос. Поэтому расчёты таких переходных процессов можно вести без учета гидравлического удара в напорных трубопроводах, что значительно облегчает процесс расчета.

5. Наши дальнейшие исследования будут направлены на выявление действительного состояния агрегата, оставшегося в работе при отключении части агрегатов, работавших с ним параллельно на общий трубопровод, и на разработку рекомендации по повышению надежности его работы во время переходного процесса.

Список литературы

1. *Кривченко Г. И.*, *Аршеневский Н. Н.*, *Квятковская Е. В.*, *Клабуков В. М.* Гидромеханические переходные процессы в гидроэнергетических установках. — М.: Энергия, 1975.
2. *Вишневский К. П.* Переходные процессы в напорных системах водоподачи. — М.: Агропромиздат, 1986.
3. *Хохлов А. В.*, *Хохлов В. А.* Возможности снижения потребления электроэнергии на насосных станциях // Гидротехническое строительство. 2002. № 9. С. 28 – 30.
4. *Мошнин Л. Ф.*, *Тимофеева Е. Т.* Указание по защите водоводов от гидравлического удара. — М.: Госстройиздат, 1961.
5. *Чарный И. А.* Неустановившееся движение жидкости в трубах. — М: Гостехиздат, 1951.
6. *Хохлов А. В.*, *Хохлов В. А.* Перепускные устройства как эффективное средство защиты от гидравлического удара // Гидротехническое строительство. 2001. № 5. С. 33 – 35.

Горизонтальные перемещения гравитационных причалов при различных способах их возведения

Кириллов В. М., доктор техн. наук (Санкт-Петербургский государственный университет водных коммуникаций),
Романов П. Л., кандидат техн. наук (ОАО “Ленморниипроект”)

Причальные портовые сооружения гравитационного типа применяются там, где невозможно или затруднительно погружение свай (например, скальные грунты, валуны) или где сквозные сооружения применять нельзя, а гравитационные обладают достаточной долговечностью (например, в условиях значительных ледовых воздействий). В ряде случаев они оказываются даже экономичнее свайных и на мягких плотных грунтах.

Строительство таких сооружений (например, из оболочек большого диаметра или массивной кладки) можно осуществлять двумя способами. При первом способе возведение набережной осуществляется одновременно с ее засыпкой. При втором способе сначала возводится само сооружение, а затем оно засыпается. В данном случае речь идет о влиянии пути нагружения на горизонтальные смещения причала в плоскости его подошвы. Причем вертикальная сила P обусловлена весом стенки, а засыпка создает горизонтальную силу Q (рис. 1, *а*). График зависимости горизонтальных перемещений набережной u от силы Q изображен на рис. 1, *б*.

Цель данной статьи — показать, какой из двух перечисленных способов возведения причала является более предпочтительным по критерию накопленных боковых перемещений.

Для описания криволинейной зависимости $u(Q)$ предлагается выражение

$$u = \frac{Pf + cb}{Pf + cb - Q}\frac{Q}{kb}, \qquad (1)$$

где $f = \mathrm{tg}\varphi$ — коэффициент трения; φ и c — соответственно угол внутреннего трения и сцепление грунта под подошвой сооружения; k — табулированный коэффициент постели при сдвиге [1]; b — ширина стенки.

Это выражение удовлетворяет граничным условиям

$$Q\big|_{u=0} = 0,\ Q\big|_{u\to\infty},\ \left.\frac{dQ}{du}\right|_{u=0} = kb,$$

в чем легко убедиться прямой подстановкой.

Так как u зависит не только от Q, но и от P, т.е. $u = F(Q, P)$, то

$$du = \frac{\partial F}{\partial Q}dQ + \frac{\partial F}{\partial P}dP, \qquad (2)$$

где

$$\frac{\partial F}{\partial Q} = \frac{(Pf + cb)^2}{kb(Pf + cb - Q)^2};$$

$$\frac{\partial F}{\partial P} = -\frac{fQ^2}{kb(Pf + cb - Q)^2}. \qquad (3)$$

Подстановка (3) в (2) дает

$$du = \frac{1}{kb}\left[\frac{(Pf + cb)^2 dQ - fQ^2 dP}{(Pf + cb - Q)^2}\right], \qquad (4)$$

откуда следует

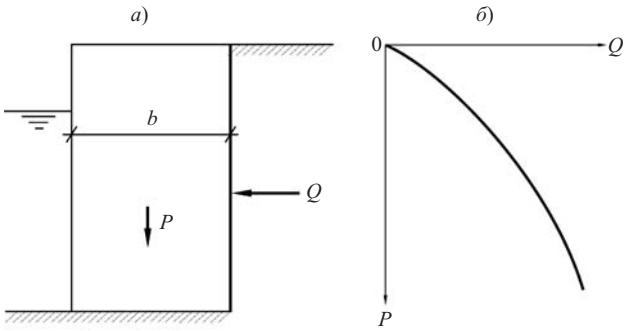


Рис. 1. Схема сил на сооружение (*а*) и график зависимости u от Q (*б*)

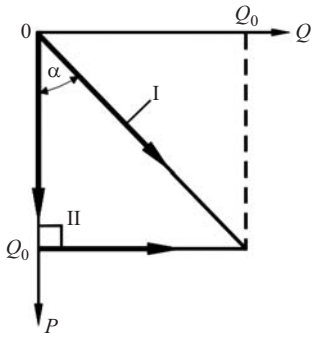


Рис. 2. Траектория нагружения:

I — параллельного действия; II — последовательного действия

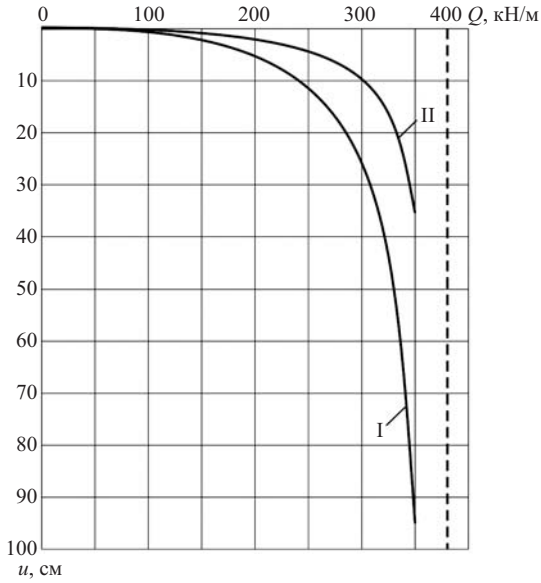


Рис. 3. Графики зависимости $u(Q)$ для траектории нагружения I и II

$$u = \int du = \frac{1}{kb}\left[\int \frac{(Pf + cb)^2}{(Pf + cb - Q)^2} dQ - \right. \\ \left. - f\int \frac{Q^2 dP}{(Pf + cb - Q)^2} dP\right]. \quad (5)$$

Одновременное (или параллельное) и последовательное возведение набережной показано траекториями нагружения на рис. 2.

Для траектории *I* характерны соотношения $P = Q \operatorname{ctg} \alpha$ и $dP = dQ \operatorname{ctg} \alpha$, с учетом которых из (5) вытекает

$$u = \int du = \frac{1}{kb}\left\{\frac{A}{a^3}\left[Qa\left(1 + \frac{w}{Qa + w}\right) - 2w\ln\left(\frac{1 + Qa}{w}\right)\right] + \right. \\ \left. + \frac{B}{a^2}\left[\ln\left(1 + \frac{Qa}{w}\right) - \frac{Qa}{Qa + w}\right] + \frac{Qw}{Qa + w}\right\}, \quad (6)$$

где $A = fa\operatorname{ctg} \alpha$; $B = 2fw\operatorname{ctg} \alpha$; $a = f\operatorname{ctg} \alpha - 1$; $w = cb$.

Для траектории II на участке от 0 до P значение $Q = 0$, $dQ = 0$ и, следовательно, $\int du = 0$, а на участке от P до Q значение $P = P_0$ и $dP = 0$. В результате из (5) получено выражение

$$u = \int_0^Q du = \frac{(P_0 f + cb)Q}{kb(P_0 f + cb - Q)}, \quad (7)$$

формально совпадающее с (1).

Пример расчета выполнен при следующих исходных данных: $b = 2$ м; $P = 600$ кН/м; $f = 0{,}42$ ($\varphi = 22{,}8$); $c = 63$ кПа; $k = 32{,}2$; $a = 7000$ кН/м^3. Результаты расчетов представлены графиками $u(Q)$

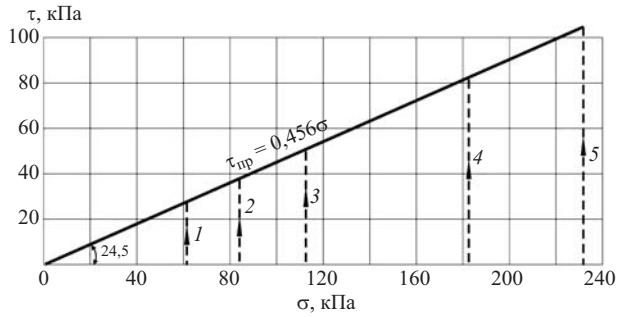


Рис. 4. График зависимости $\tau_{пр}$ от σ и траектории нагружения:

1 — $\sigma_0 = 61{,}2$ кПа; *2* — $\sigma_0 = 85{,}5$ кПа; *3* — $\sigma_0 = 110$ кПа; *4* — $\sigma_0 = 183$ кПа; *5* — $\sigma_0 = 231{,}3$ кПа

на рис. 3. Предельная горизонтальная сила, показанная на этом рисунке вертикальным пунктиром, составляет $600 \cdot 0{,}42 + 63 \cdot 2 = 378$ кН/м.

Из сравнения кривых смещений на рис. 3 видно, что последовательный путь нагружения II, характерный для реальных технологий, в то же время является и более благоприятным с точки зрения получаемых деформаций. Анализ формулы (7) также показывает, что с увеличением веса P набережной уменьшаются ее горизонтальные перемещения.

Для проверки полученных решений необходимо сопоставить их с результатами опытов. Такими опытами могут служить эксперименты [2] с жестким квадратным штампом размером $b = 1{,}42$ м на сухом песке с $f = 0{,}456$ ($\varphi = 24{,}5$), $c = 0$ и удельным весом $\gamma = 16{,}97$ кН/м^3 по траектории II последовательного нагружения. По рекомендации [1] для такого песка значение k принято равным 20000 кН/м^3. Для обеспечения условий плоской задачи испытанию подвергались три штампа, расположенные в ряд, с общей длиной $3 \cdot 1{,}42 = 4{,}26$ м.

В своих опытах [2] П. Д. Евдокимов оперировал не силами P и Q, а средними нормальными $\sigma = P/b$ и касательными $\tau = Q/b$ напряжениями, поэтому формулу (7) необходимо переписать через эти напряжения

$$u = \frac{(\sigma_0 f + c)\tau}{k(\sigma_0 f + c - \tau)}. \quad (8)$$

График зависимости $\tau_{пр}(\sigma)$ с указанием реализованных траекторий нагружения показан на рис. 4, где $\tau_{пр}$ — предельные сдвигающие напряжения.

Результаты сопоставлений вычисленных перемещений по формуле (8) с опытными значениями для каждой траектории нагружения представлены на рис. 5. Для всех траекторий наблюдается вполне удовлетворительное согласование как в качественном, так и в количественном отношении. Исключение составляет лишь сравнение с траекторией 3,

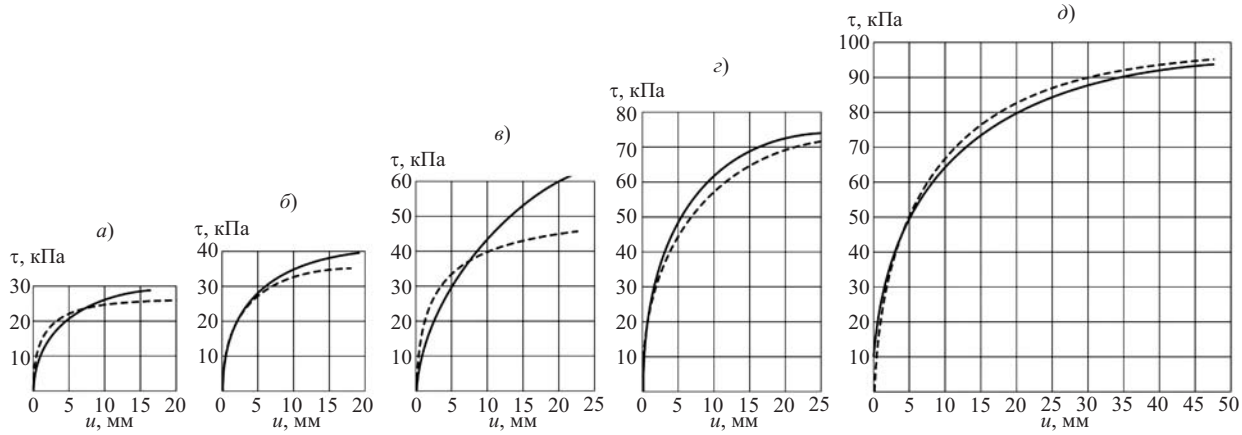


Рис. 5. Кривые горизонтальных перемещений для траекторий:

1 (*а*); *2* (*б*); *3* (*в*); *4* (*г*); *5* (*д*). Пунктир — расчет по формуле (8); сплошные линии с точками — опыт

для которой опытные точки намного превышают даже предельное касательное напряжение, равное в данном случае 50 кПа (рис. 4).

Выводы

1. Получены аналитические решения для определения горизонтальных перемещений гравитационных подпорных стен в зависимости от последовательности их возведения.

2. Проверка этих решений путем сравнения с опытами показала их удовлетворительную согласованность.

Список литературы

1. *Гуревич В. Б.* Речные портовые гидротехнические сооружения. М.: Транспорт, 1969.
2. *Евдокимов П. Д.* Устойчивость гидротехнических сооружений и прочность их оснований. М.-Л.: Энергия, 1966.

Регулируемые струйные насосы для дренажной откачки из помещений насосных и гидроэлектрических станций

Хохлов В. А., доктор техн. наук,
Титова Ж. О., инженер (НПО “Водоподъемник”, г. Ташкент)

В Узбекистане эксплуатируется более 1500 государственных мелиоративных насосных станций и более 30 гидроэлектростанций. Большинство из них построено до 1991 г. Старение оборудования и сооружений этих станций увеличивает нагрузку на вспомогательные системы.

Наиболее ответственными вспомогательными системами, на наш взгляд, являются дренажно-осушительные системы. Трагическая авария на Саяно-Шушенской ГЭС с особой остротой указала на необходимость дополнительного источника энергии для откачки дренажных вод. В результате аварийных затоплений и при отключениях электроэнергии дренажные насосы часто первые выходят из строя. Это связано с тем, что используемые во вспомогательных системах центробежные насосы работают от электропривода и должны быть обеспечены электроэнергией круглый год.

Ранее нами был обоснован способ использования во вспомогательных системах альтернативного источника энергии — потенциальной энергии столба жидкости напорного водовода станции при условии использования саморегулирующихся струйных насосов [1]. Вода из напорного водовода подается через подводящую трубу в полость струйного насоса. Под действием разряжения, создаваемого во всасывающей камере струйного насоса, дренажные воды поступают в полость насоса, смешиваются с рабочей жидкостью и удаляются из дренажного колодца в нижний бьеф. На станциях, оборудованных длинными трубопроводами, при погашении электроэнергии возможна откачка дренажных вод саморегулирующимися струйными насосами в течение десятков суток.

По нашему мнению, если бы на Саяно-Шушенской ГЭС были установлены такие системы со струйными насосами, то сразу после устранения источника затопления, т.е. после закрытия затворов со стороны верхнего бьефа и заглушения отсасывающей камеры со стороны нижнего бьефа, началась бы непрерывная откачка воды без всякой установки дополнительного насосного оборудования.

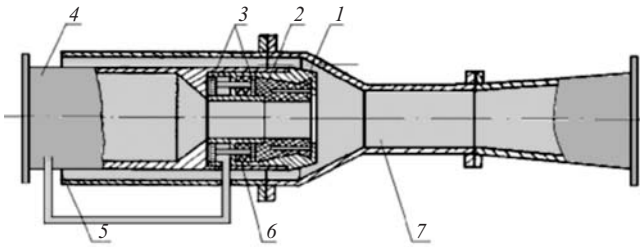


Рис. 1. Саморегулирующийся струйный насос с эластичным соплом:

1 — металлическая часть сопла; *2* — эластичная часть сопла; *3* — плунжеры с общим штоком; *4* — сопловый патрубок; *5* — всасывающий патрубок; *6* — пружина; *7* — камера смешения

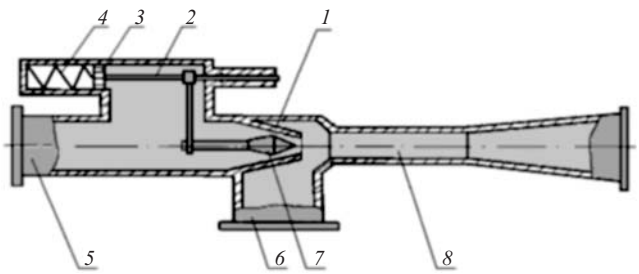


Рис. 2. Саморегулирующийся струйный насос с иглой:

1 — сопло; *2* — подвижная ось; *3* — поршень; *4* — пружина; *5* — напорный патрубок; *6* — всасывающий патрубок; *7* — регулирующая игла; *8* — камера смешения

Именно такая ситуация произошла на одной из крупнейших насосных станций Узбекистана, на которой откачка дренажных вод уже десять лет осуществляется разработанными нами струйными насосами. Станция была затоплена из-за отказа сливного затвора, расположенного в потерне. После установки шандора, т.е. ликвидации источника затопления, началась немедленная и непрерывная откачка воды из здания станции, и в течение 12 ч струйные насосы откачали воду из здания настолько, что удалось запустить основные агрегаты и возобновить работу каскада насосных станций. Аналогичная авария, происшедшая на этой же станции до установки струйных насосов, была ликвидирована за две недели [2].

Применение саморегулирующихся струйных насосов в дренажных системах позволило повысить надежность работы заглубленных станций, обеспечить безаварийную работу даже при длительных отключениях электроэнергии, а также автоматически регулировать подачу струйного насоса при изменении внешних рабочих параметров.

При опорожнении напорного трубопровода или сработке водохранилища рабочий напор насоса будет изменяться. При уменьшении напора уменьшается и скорость истечения жидкости из сопла струйного насоса. В какой то момент насос не сможет откачивать дренажную воду в достаточном объеме. В связи с этим проведены исследования работы и изменения основных параметров струйного насоса при изменении у него рабочего напора. Получена основная зависимость для определения характеристик струйного насоса при переменном режиме работы:

$$H_{\text{н}} = \Delta H_{\text{р}} \left[\frac{2}{\frac{F_{\text{к}}}{F_{\text{с}}}} - \frac{\left(\frac{Q_{\text{н}}}{Q_{\text{р}}} + 1\right)^2}{\left(\frac{F_{\text{к}}}{F_{\text{с}}}\right)^2} + \frac{\left(\frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{р}}}\right)^2 \left(\frac{F_{\text{к}}}{F_{\text{с}}} - 2\right)}{\left(\frac{F_{\text{к}}}{F_{\text{с}}} - 1\right)^2 \frac{F_{\text{к}}}{F_{\text{с}}}} \right] - \Delta h, \quad (1)$$

где $H_{\text{н}}$, $\Delta H_{\text{р}}$ — напоры нагнетаемый и рабочий; $Q_{\text{р}}$, $Q_{\text{в}}$ — расходы рабочий и всасываемый; $F_{\text{к}}$, $F_{\text{с}}$ — площади сечения камеры смешения и сопла; Δh — сумма потерь напора в сопле, приемном конфузоре, камере смешения, диффузоре и регулирующем органе.

Для продолжения эффективной откачки при снижении рабочего напора применяются разработанные нами конструкции саморегулирующихся струйных насосов с эластичным соплом и с регулирующей иглой (рис. 1 и 2) [3, 4].

При снижении рабочего напора на насосной станции происходит автоматическое уменьшение площади поперечного сечения сопла в одном случае за счет сужения эластичной части сопла, а в другом — за счет введения иглы. Это приводит к увеличению скорости истечения из него рабочей жидкости и к восстановлению отсасывающих способностей струйного насоса.

Регуляционные характеристики струйных насосов с эластичным соплом и с иглой представлены на рис. 3 и 4 в виде зависимостей напора насоса $H_{\text{н}}$ от относительного открытия сопла S при их саморегулировании. Анализ полученных зависимостей позволяет сделать следующие выводы:

при уменьшении рабочего напора $\Delta H_{\text{р}}$ добиться восстановления нагнетаемого напора струйного насоса $H_{\text{н}}$ возможно путем увеличения скорости истечения рабочего потока за счет уменьшения площади сечения сопла;

увеличение напора $H_{\text{н}}$ саморегулирующегося струйного насоса происходит при уменьшении площади сечения сопла на 40 % для саморегулирования иглой и на 25 % для саморегулирования эластичным соплом. При дальнейшем перекрытии сопла напор резко падает из-за увеличения гидравлических сопротивлений в проточной части струйного насоса;

область регулирования напора насоса $H_{\text{н}}$ в сторону его увеличения составляет 20 – 25 %, что можно считать достаточным для условий откачки дренажных вод из зданий насосных станций.

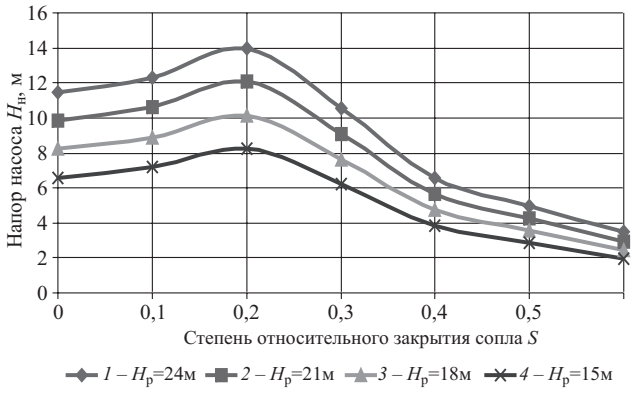


Рис. 3. Зависимость изменения напора $H_н$ саморегулирующегося струйного насоса с эластичным соплом от относительного закрытия сопла S для различных рабочих напоров $H_р$

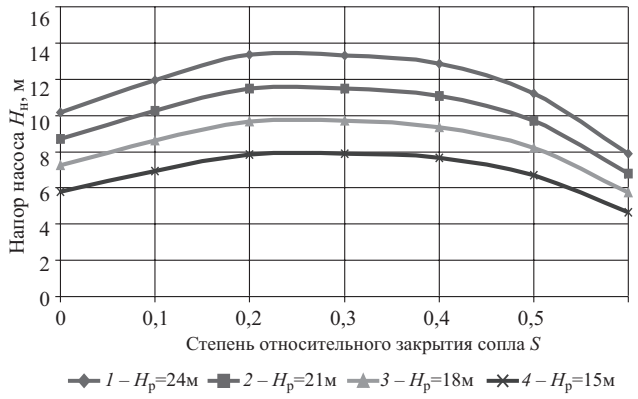


Рис. 4. Зависимость изменения напора $H_н$ саморегулирующегося струйного насоса с регулирующей иглой от относительного закрытия сопла S для различных рабочих напоров $H_р$

Для станций, оборудованных низконапорными центробежными насосами, а также для ГЭС с малым отношением рабочего и нагнетаемого напоров была предложена двухступенчатая последовательно-параллельная система струйных насосов [5, 6]. Благодаря предложенному соединению струйных насосов происходит увеличение подачи с одновременным увеличением напора на выходе из насоса последней ступени (рис. 5).

При последовательно-параллельном соединении нескольких струйных насосов наилучшие их характеристики достигаются при условии, что коэффициенты всасывания для всех насосов одинаковы и определяются по следующей зависимости:

$$q = \frac{\left(Q_в + \sum_{0}^{n-1} Q_р\right)}{Q_{рn}}, \qquad (2)$$

где $Q_в$ — всасываемый расход первой ступени; $\sum_{0}^{n-1} Q_р$ — сумма рабочих расходов на всех предыдущих ступенях; $Q_{рn}$ — рабочий расход на n-ой ступени.

Опытные образцы струйных насосов уже внедрены на многих насосных станциях Узбекистана. В настоящее время откачка дренажных вод на этих станциях осуществляется только струйными насосами, что дает большую экономию как электроэнергии, так и трудозатрат обслуживающего персонала. При этом дренажные центробежные насосы с электроприводом находятся в резерве.

Как показал опыт эксплуатации, в некоторых случаях возникает потребность регулирования струйных насосов дренажных систем по величине всасываемого расхода. При внезапном увеличении притока воды в дренажный колодец струйный насос не справится с откачкой поступающей воды, что может привести к затоплению станции. При уменьшении притока воды вся вода из колодца будет откачана и струйный насос начнет засасывать воздух. Работа насоса при подаче воздуха возможна, но нежелательна из-за появления вибрации системы. Кроме того, при этом снижается КПД системы, происходит перерасход рабочей воды.

Разработанный и защищенный патентом на изобретение способ регулирования работы дренажной системы со струйным насосом для удаления дренажных вод насосной и гидроэлектрической станции показан на рис. 6 [7].

Проникающие в помещение станции фильтрационные и дренажные воды накапливаются в дренажном колодце. Минимальный уровень воды в колодце устанавливается из условия недопущения подсоса воздуха в струйный насос по всасывающей трубе. Максимальный уровень устанавливается из условия незатопления помещения станции. При среднем значении притока уровень воды в дренажном колодце расположен между максимальным и минимальным уровнем. Груз-поплавок при этом расположен так, что связанный с ним дисковый затвор находится в полуприкрытом состоянии. Дисковый затвор создает воде такое сопротивление, при котором проходящий через него рабочий расход жидкости обеспечивает отвод воды из дренажного колодца, равный ее стабильному притоку.

При резком уменьшении притока в дренажный колодец уровень воды в нем начинает уменьшаться. Груз-поплавок станет перемещаться вниз и переместит за собой тягу. Тяга, в свою очередь, перемещая рычаг, поворачивает по часовой стрелке диск дискового затвора. Дисковый затвор прикрывается, поток воды через него уменьшается, и, следовательно, уменьшается рабочий расход в сопле струйного насоса. Снижение рабочего расхода приводит к уменьшению всасываемого расхода из дренажного колодца.

Через определенный промежуток времени устанавливается новый уровень воды в дренажном колодце, при котором приток в колодец и отсасывае-

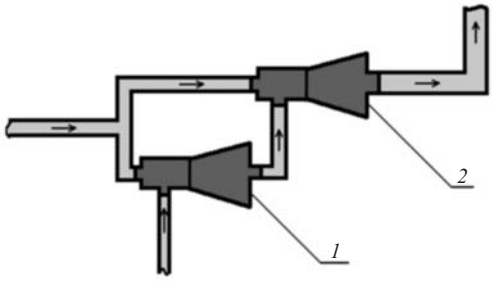


Рис. 5. Двухступенчатая последовательно-параллельная система соединения струйных насосов:

1, *2* — струйные насосы первой и второй ступени

мый расход струйного насоса выравниваются. Процесс стабилизации происходит автоматически без вмешательства дополнительных средств автоматики.

При резком увеличении притока воды в дренажный колодец уровень воды поднимается. Груз-поплавок перемещается вверх и поворачивает против часовой стрелки диск. Диск открывается, дисковый затвор увеличивает расход, поступающий в сопло струйного насоса, и, следовательно, увеличивается всасываемый расход. Через определенный промежуток времени процесс стабилизируется на новом уровне воды в дренажном колодце. Для того чтобы охватить весь диапазон возможного изменения уровня воды в дренажном колодце, длину рычага дискового затвора выбирают из условия

$$l = \Delta H \frac{1}{\sqrt{2}}, \qquad (3)$$

где ΔH — возможное колебание уровня воды в дренажном колодце.

Применение регулируемой системы со струйными насосами для удаления фильтрационных и дренажных вод из помещений насосной и гидроэлектрической станции обеспечивает гидравлическую автоматизацию процесса откачки воды, повышает ее надежность и экономичность, позволяет существенно упростить используемое оборудование.

Выводы

1. Многолетний опыт эксплуатации дренажных систем станций, оборудованных струйными насосами, доказал их надёжность и экономическую эффективность. Струйные насосы просты по конструкции, надежны в работе, не требуют предварительного залива перед пуском, позволяют откачивать загрязненную воду и водовоздушную смесь.

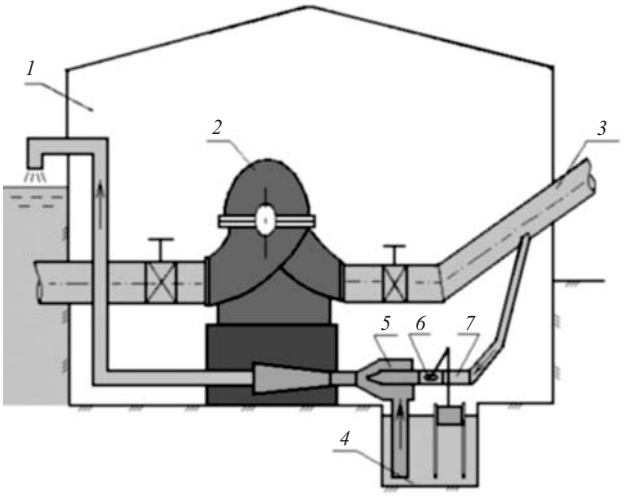


Рис. 6. Дренажная система станции со струйным насосом [7]:

1 — здание станции; *2* — основные агрегаты (насосы или турбины); *3* — напорный трубопровод; *4* — дренажный колодец; *5* — струйный насос; *6* — подводящая напорная труба; *7* — дисковый затвор с грузом-поплавком

2. Струйные насосы, первоначально предназначающиеся в качестве резервных, благодаря своим высоким эксплуатационным показателям стали использоваться как основные, а центробежные насосы были выведены в резерв.

3. Недостатки струйных насосов, связанные со слабой управляемостью при переменных режимах, устранены с помощью саморегулирующихся и последовательно-параллельных конструкций.

Список литературы

1. *Хохлов А. В.*, *Хохлов В. А.* Саморегулирующиеся струйные насосы // Гидротехническое строительство. 2001. № 4. С. 25 – 27.
2. *Хохлов А. В.*, *Хохлов В. А.* Применение струйных насосов в дренажных системах насосных станций // Мелиорация и водное хозяйство. 2000. № 5. С. 30 – 31.
3. *Пат*. UZ № IDP 04305. Струйный насос / Хохлов А. В., Хохлов В. А., Хошимов Х. Х., Суванов А. С. / Расмий Ахбаротнома. 2000. № 2.
4. *Пат*. UZ № IDP 04411. Струйный насос / Хохлов А. В., Хохлов В. А., Любовчено В. Б., Маджидов У. Х. // Расмий Ахбаротнома. 2000. № 4.
5. *Хохлов В. А.* Последовательно-параллельное соединение струйных насосов в дренажных системах низконапорных насосных станций // Гидротехническое строительство. 2005. № 5. С. 19 – 21.
6. *Пат*. UZ № FAP 00180. Система струйных насосов / Хохлов А. В., Хохлов В. А. // Расмий Ахбаротнома. 2004. № 1.
7. *Пат*. UZ № IAP 03670. Система для удаления фильтрационных и дренажных вод из помещения насосной или гидроэлектрической станции / Хохлов А. В., Хохлов В. А., Хохлов А. А. // Расмий Ахбаротнома. 2008. № 5.

Саяно-Шушенская ГЭС — наша гордость и наша боль

Произошедшая 17 августа 2009 г. катастрофа на Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) потрясла всех граждан России.

Саяно-Шушенская ГЭС является гордостью отечественной энергетики и гидроэнергетики, она не имеет аналогов в мире по сочетанию своих основных параметров:

Эта грандиозная гидроэлектростанция еще и необычайно красива, романтична, построена на могучем Енисее в исключительно живописной местности.

Строительство Саяно-Шушенской ГЭС еще не завершено: не построены полностью линии электропередачи (ЛЭП), и установленная мощность пока не может быть реализована. Таким образом, есть излишний запас воды в водохранилище, излишний напор, лишние турбины. Сейчас обсуждается вопрос о строительстве трех дополнительных цепей ЛЭП-500, но нет даже проекта. Этот имеющийся резерв может быть использован при восстановлении станции.

Причины аварии

1. Масштабная авария на Саяно-Шушенской ГЭС имеет исключительно системный многофакторный характер, обусловленный очевидными недостатками существующей системы руководства и управления электроэнергетикой нашей страны. При радикальной смене отношений собственности и самих принципов управления отраслью не были сформированы условия обеспечения надежности и безопасности, адекватные новым рыночным отношениям.

Энергетика стала сферой бизнеса, произошла радикальная смена экономических отношений и принципов управления, но не созданы ограничительные механизмы, не определена гражданская и юридическая ответственность за уникальные технические объекты. Игра в “бизнес-единицы” тяжело отразилась на осуществлении руководства и управления таким сложным и многогранным организмом, каким является Саяно-Шушенская ГЭС. Получение прибыли осуществлялось в ущерб надежности и безопасности функционирования станции. Именно поэтому был уволен генеральный директор станции В. И. Брызгалов[1] — один из ведущих российских специалистов в области эксплуатации ГЭС, бывший перед этим главным инженером Красноярской ГЭС, где он возглавлял освоение головных образцов гидросилового и электротехнического оборудования. По нашему глубокому убеждению, назначение на эту должность других руководителей СШГЭС явилось фактором, благоприятствовавшим возникновению аварии на станции. Наблюдающееся проникновение некомпетентности во все уровни руководства производством в последнее время становится все более очевидным.

Энергетика — это отрасль жизнеобеспечения общества, и нельзя доверять руководство столь сложными техническими объектами менеджерам и чиновникам, не имеющим соответствующего специального образования.

2. Катастрофическое разрушение здания ГЭС произошло вследствие действий сил, вызванных недопустимо большой турбулентностью потока в турбинной камере гидроагрегата № 2 в процессе регулирования мощности энергосистемы, которое было возложено на СШГЭС при том, что ее турбины имели неблагоприятную зону работы, в которой возникала их вибрация. Несмотря на это, в систему группового автоматического регулирования мощности был заложен алгоритм многократного прохода через запрещенную зону работы турбин.

О существовании этой “запретной” для работы турбин зоны стало известно после проведенных на СШГЭС испытаний турбин[2]. Было обнаружено, что в этой зоне возникает повышенная турбулентность потока по сравнению с зоной спокойного режима: возрастают пульсация давления в спиральной камере и в отсасывающей трубе, вертикальная вибрация опоры подпятника и крышки турбины. Причины такой турбулентности — в гидроакустическом резонансе, который может возникнуть при совпадении частот колебаний оси кавитационного жгута в турбине с собственной частотой упругих колебаний воды в напорном водоводе.

На СШГЭС установлен единственный в стране направляющий аппарат турбины с независимым приводом на каждой лопатке. Часть лопаток может не закрыться, и должны существовать специальные аварийные защиты от таких ситуаций. Это обстоятельство должно было быть учтено в алгоритмах управления режимом станции и в компьютерных системах диагностики.

---

[1] В. И. Брызгалов — генеральный директор СШГЭС с 1977 по 2001 г., доктор техн. наук, академик Академии электротехнических наук, член Международной энергетической академии, член Российского национального международного комитета по большим плотинам, вице-президент Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников.

[2] Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. Красноярск: Сибирский издательский дом “Суриков”, 1999.

В организации эффективного управления сложными системами, преимущественно технологического характера, существует так называемый “постулат Шеннона”: система управления не может быть проще управляемого объекта. И если сложность объекта резко возрастает, то и сложность системы управления должна возрасти.

Сверхбольшие агрегаты не могут, как агрегаты малой или средней мощности, управляться от традиционного автоматического регулятора скорости. Это неэффективно и очень опасно. Сверхмашины должны иметь не всережимное, а дискретное программное управление мощностью и подачей воды от современной цифровой автоматики, настраиваемой под контролем центрального процессора АСУ ТП. На СШГЭС была установлена обычная АСУ, которая не может обеспечить должный уровень надежности.

3. Такой объект, как СШГЭС, должен не только иметь современную и надежную связь с системным оператором, но и быть напрямую подключен к системе электронного правительства[3]. СШГЭС является стратегическим объектом и его “черный ящик” должен храниться не только на самой ГЭС, но и в Москве.

Первоочередные задачи восстановления работоспособности СШГЭС

1. Выключение из работы (после затопления машинного зала) всех десяти гидроагрегатов поставило перед инженерами задачу пропуска стока р. Енисея через водосбросы, расположенные в теле плотины. Для этого необходимо решить ряд острых проблем:

водобойный колодец, запроектированный на пропуск через водосливные отверстия 12 870 м^3/с, может пропустить без недопустимо больших разрушений бетона днища и скального основания расход порядка 3600 – 4000 м^3/с (мощность сбрасываемого через водобойный колодец потока воды достигает 24 000 МВт, что в 4 раза больше максимальной установленной мощности ГЭС);

расчетный расход строящегося с марта 2005 г. на правом берегу берегового водосброса при НПУ 539,0 м составляет 3650 м^3/с, к июню 2010 г. предполагается ввести в эксплуатацию первую нитку этого водосброса — на 1825 м^3/с;

при условии введения в эксплуатацию первой нитки берегового водосброса станет возможным пропустить через створ не более 6000 м^3/с, что вдвое меньше расчетного расхода 12 870 м^3/с, не говоря уже о катастрофическом расходе 23 900 м^3/с;

водосброс в теле плотины никогда с момента ее постройки не работал в зимний период (минимальная температура воздуха в регионе может достигать минус 40 °С). Это повлечет за собой обледенение затворов, стенок водосброса и высоковольтных проводов ЛЭП, проходящих над водосбросом; охлаждение низовой грани плотины; возникновение шуги в никогда не замерзавшем водохранилище нижерасположенного Майнского гидроузла (куда вода р. Енисея поступала через турбины СШГЭС с температурой не ниже плюс 2 °С).

Все это может представлять опасность для пропуска стока р. Енисея и для надежности 240-метровой плотины СШГЭС (в случае возникновения перелива воды через ее гребень при пропуске паводка весной — летом 2010 г.).

Решение поставленной задачи, вероятно, может быть облегчено использованием в качестве водосбросных отверстий для пропуска паводка нескольких агрегатов ГЭС. Создание на базе нескольких турбинных водоводов водосбросных отверстий (с выемкой турбин и регулированием расхода направляющим аппаратом) позволит, помимо облегчения пропуска паводковых расходов, разгрузить плотину, так как гашение энергии в водобойном колодце приводит к его разрушению, что может повлиять на устойчивость плотины. Для реализации этого варианта необходимо изготовить соответствующие крышки турбинных камер и провести модельные испытания с целью определения расхода, при котором не происходит возникновения опасных для поведения плотины вибраций.

2. Анализ результатов деформирования контакта плотина — основание по данным установленных на контакте приборов свидетельствует, что более 30 % сечения каждого из примыканий со стороны напорной грани плотины находится в зоне разуплотнения и передача усилий сжатия от плотины на скальные примыкания осуществляется остальной частью сечения плотины. По-видимому, в теле плотины продолжается процесс передачи усилий на арки, что приводит и к перераспределению напряжений в теле плотины с ростом арочных напряжений. При этом следует отметить, что с 2005 г. не выявлено необратимых составляющих перемещений плотины в нижний бьеф. Максимальное смещение, наблюдаемое на гребне ключевой секции 33, составило 132,6 мм (2008 г.).

Такое напряженно-деформированное состояние плотины свидетельствует о недопустимости ее перегрузки. Предлагаемое некоторыми специалистами снижение НПУ и ФПУ не может быть осуществлено в период пропуска паводка 2010 г.

Необходимо сделать все возможное, чтобы не допустить перелива воды через гребень плотины при пропуске паводка.

[3] Журавлев В. Г., Журавлев Г. В. Эектронное Правительство России: возможности и преимущества. М.: Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации, ИПК-госслужбы, 2005.

Выводы

1. В существующем виде отечественная электроэнергетика не способна обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию гидромеханического и электрического оборудования, включая высоконапорные гидротехнические сооружения таких сложных объектов, какими являются гидроэлектростанции. По нашему мнению, все системообразующие энергетические объекты страны должны быть национализированы и должны находиться под контролем и руководством Министерства энергетики Российской Федерации.

2. Необходимо оценить достоверность и достаточность заложенных в проект СШГЭС исходных параметров, таких как:

расчетные паводковые расходы 0,1 и 0,01 % обеспеченности;

уровни воды в водохранилище НПУ и ФПУ, обеспечивающие регулирующую способность водохранилища и оптимальную выработку электроэнергии;

расчетные сейсмические воздействия на плотину и уровень устойчивости плотины в этих условиях;

данные инженерно-геологического, геофизического и геотехнического исследований скального основания плотины;

расчетные параметры деформируемости, прочности и водопроницаемости массива в основании и в примыканиях плотины.

3. Необходимо провести детальный анализ соответствия проектного поведения плотины имеющимся материалам натурных наблюдений за состоянием плотины с целью выявления аномальных явлений и зон, а также причин наблюденных остаточных смещений.

4. При невозможности пропуска расхода 0,01 % обеспеченности через существующие водосбросы нужно рассмотреть альтернативные варианты строительства плотин на притоках р. Енисея в его верхнем течении для аккумулирования части паводкового стока.

5. В Акте приемки Саяно-Шушенской ГЭС в постоянную эксплуатацию была предусмотрена замена основного турбинного оборудования станции в связи с “недостатками” эксплуатируемых турбин. Совершенно очевидно, что для устранения конструктивных “недостатков” необходим тщательный анализ работоспособности рабочих колес на основе модельных испытаний во всем требуемом диапазоне их использования. При этом на эксплуатационной характеристике гидроагрегата следует добиться минимизации отрицательной зоны. И только после этого может быть сделан заказ новых турбин.

6. Необходимо обратить внимание на подготовку квалифицированного персонала не только для строительства, но и для эксплуатации гидроэлектростанций.

В 1933 г. на инженерно-экономическом факультете Московского энергетического института впервые был прочитан курс гидроэнергетики, а в 1935 г. на электроэнергетическом факультете организуется специализация “гидроэлектрические станции” и создается кафедра гидравлики и гидроэнергетики. В 1945 г. в МЭИ начинает работать первый в СССР гидроэнергетический факультет (ГЭФ), просуществовавший до 1959 г.

Выпускники ГЭФ МЭИ участвовали в строительстве и эксплуатации всех значительных гидроэлектростанций СССР. Это были специалисты, владевшие вопросами строительства гидросооружений, работы гидротурбинного оборудования и электрических станций. Таких специалистов не выпускал ни один университет в мире, а в 1959 г. их перестали выпускать и в Советском Союзе.

Учитывая острую потребность в таких специалистах в России, генеральный директор СШГЭС В. И. Брызгалов в 2001 г. в поселке Черемушки организовал Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета. К настоящему времени состоялось уже четыре выпуска и был подготовлен 81 специалист по специальности “Гидроэлектростанции”, которая предполагает слияние воедино профессиональных знаний по трем направлениям:

гидроэнергетика-гидротехника (использование водной энергии, строительство и эксплуатация гидротехнических сооружений);

гидромеханика (турбинное и гидромеханическое оборудование);

электромеханика (электротехническое оборудование, релейная защита и автоматика).

Гидроэлектростанции Сибири разбирают выпускников Саяно-Шушенского филиала еще до окончания их учебы, что свидетельствует о большой востребованности таких специалистов.

Этому уникальному учебному заведению необходимо уделять большое внимание и помощь в комплектации и финансировании преподавательского состава, библиотеки, лабораторий и в реализации учебного процесса.

Выпускники ГЭФ МЭИ: Васильев В. Н., кандидат техн. наук, чл.-корр. Российской инженерной академии;
Газиев Э. Г., доктор техн. наук, гл. специалист Центра Службы геодинамических наблюдений в энергетической отрасли — филиал “ОАО Институт Гидропроект”; Журавлев В. Г., доктор техн. наук, профессор МГУ им. М. В. Ломоносова;
Кудинов А. Г., кандидат техн. наук, научный сотрудник Института водных проблем РАН;
Скребков Г. П., доцент кафедры теплотехники и гидравлики Чувашского государственного университета;
Филиппова Т. А., доктор техн. наук, почетный академик Электротехнической АН РФ, профессор Новосибирского государственного технического университета

Причины аварии гидроагрегата № 2 на Саяно-Шушенской ГЭС: актуальность повышения надежности гидроэнергетического оборудования

Белаш И. Г., кандидат техн. наук (Московский энергетический университет)

Авария на Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) обнажила целый ряд проблем технического, организационного и нормативно-правового характера. Основными среди них являются: значительный физический износ основного энергетического оборудования; отсутствие на ГЭС полноценного контроля за техническим состоянием оборудования; отсутствие систем автоматики и технологических защит гидроагрегатов по ряду важнейших критических параметров, включая сброс электрической нагрузки гидрогенератора и превышение вибрации выше установленного уровня; снижение уровня квалификации руководящих кадров и их доли в общем составе правления; ослабление технологической дисциплины и ответственности.

Саяно-Шушенская ГЭС — самая мощная гидроэлектростанция России. Ее установленная мощность 6400 МВт, среднегодовая плановая выработка 24,5 млрд. кВт · ч, максимальный напор 220 м, расчетный — 194 м и минимальный — 175 м. На СШГЭС установлено десять гидроагрегатов с радиально-осевыми гидротурбинами РО230/833-В-677 (рис. 1) мощностью по 650 МВт при расчетном напоре 194 м, а при напорах от 212 м до 220 м их мощность увеличивается до 735 МВт. Диаметр рабочего колеса D_1 = 6,77 м, синхронная частота вращения n_S = 142,8 (1/мин).

Первые два гидроагрегата (ГА) введены в эксплуатацию (ГА-1 – 1 декабря 1978 г. и ГА-2 – 5 ноября 1979 г.) при пониженных напорах, начиная с 60 м, и с временными рабочими колесами РО140/820а-В-605, которые были заменены штатными рабочими колесами РО 230/833-В-677: ГА-2 – 7 ноября 1986 г. и ГА-1 – 12 июня 1987 г. Десятый гидроагрегат был введен в эксплуатацию 1 декабря 1985 г.

Саяно-Шушенский гидроэнергетический комплекс был принят в эксплуатацию приказом РАО “ЕЭС России” от 13 июня 2000 г. К тому времени гидроагрегаты СШГЭС уже находились в эксплуатации от 15 до 22 лет со средней наработкой более 85 тыс. ч. После наработки в среднем по 50 тыс. ч объемы работ по ремонту гидротурбин значительно увеличились. При этом после наработки в среднем по 9 – 10 тыс. ч (2 года работы) на рабочих колесах производились заварки электродами мест кавитационной эрозии и трещин на лопастях и на омываемых поверхностях верхнего и нижнего ободов. Такие ремонты, как правило, приводят к нарушению заводской балансировки рабочих колес. Однако на СШГЭС повторные балансировки рабочих колес после ремонтов не делались.

В процессе эксплуатации ГА-2 было много неполадок и поломок опорных элементов конструкции гидротурбины, вызванных в основном повышенными вибрациями, в том числе и большим биением вала — до 2 мм.

Поэтому уже к моменту приемки СШГЭС в эксплуатацию основной рабочий орган гидротурбин — рабочие колеса не отвечали требованиям по надежности и эффективности. В связи с этим в заключении к Акту приемки в эксплуатацию СШГЭС было записано, что рабочие колеса гидротурбин нуждаются в замене. В период с 2004 по 2008 г. были выполнены соответствующие разработки и испытания новых рабочих колес для замены ими старых в 2010 – 2020 гг.

В июне 1988 г. заводом-изготовителем были выполнены натурные испытания ГА-2 со штатным рабочим колесом. По результатам этих испытаний, задавшись значением максимального КПД 95,8 %, была построена относительным методом уточненная эксплуатационная характеристика гидротурбины (рис. 2). На этой характеристике были выделены границами три зоны в области режимов работы гидротурбины (*H-N*). Границы этих зон были установлены исходя из уровней вибраций, обусловленных характером рабочего процесса гидротурбины. При расчетном напоре границы выделенных зон следующие

Зона А — с допустимым уровнем вибраций. Эксплуатация в ее пределах разрешается заводом-изготовителем в диапазоне мощностей 0 – 225 МВт, но с низкими значениями КПД 20 – 82 %. Обычно в диапазоне режимов с такими уровнями КПД эксплуатация радиально-осевых гидротурбин не рекомендуется.

Зона В — с недопустимо высоким уровнем вибраций. Было принято решение не рекомендовать эксплуатацию гидротурбин в этой зоне. При напоре 194 м по мощности она располагается в диапазоне от 225 до 495 МВт, интервал регулирования составляет 270 МВт, или 41,5 % от номинальной мощности 650 МВт.

Высокий уровень вибраций в зоне В был обусловлен в основном образованием в потоке проточной части за рабочим колесом, на входе в изогнутую отсасывающую трубу мощного вихревого жгута, по некоторым характерным признакам спиралевидного двойного, с частотой вращения относительно оси ротора гидроагрегата 0,4 – 0,8 Гц (жгутовая частота). Эта частота была определяю-

щей частотой вертикальных вибраций турбинного подшипника, достигающих 230 мкм; пульсаций давления в спиральной камере 15 – 22 м вод. ст.; колебаний осевой гидравлической силы, достигающих 150 тс; колебаний мощности гидроагрегата до 18 – 20 МВт. Определяющими частотами пульсаций давления под крышкой гидротурбины, достигших 36 м вод. ст., были, наряду со жгутовой, частота 4,76 (двойная оборотная) и частоты в диапазоне от 200 до 300 Гц. Это и процессы в проточной части гидротурбины сопровождались сильными ударами. Воздух с большим шумом засасывался под рабочее колесо, в отсасывающую трубу через клапан, расположенный на верхнем торце вала ротора ГА-2. Однако при напоре 190 м это не влияло ни на частотные, ни на амплитудные характеристики гидродинамических процессов, происходящих в проточной части гидротурбины. При напоре 194 м впуск воздуха хотя и несколько снижал уровень вибраций, но все же они оставались недопустимо высокими.

Диапазон режимов работы гидротурбины по открытиям направляющего аппарата в пределах зоны В при напорах от расчетного 194 м до максимального 220 м располагался в пределах $(0{,}35\ldots0{,}75)a_{0\max}$.

Аналогичные зоны у некоторых осевых гидротурбин встречаются в диапазоне открытий направляющего аппарата $(0{,}4\ldots0{,}6)a_{0\max}$. Но у гидротурбин СШГЭС зона В оказалась почти в два раза шире. Наличие такой зоны, наряду с негативным характером рабочего процесса в гидротурбине в ее пределах создает большие неудобства при регулировании мощности гидроагрегата, когда приходится многократно переходить ее, иногда по шесть и более раз в сутки. Это усложняет также и перераспределение нагрузок между агрегатами ГЭС при автоматическом управлении их работой.

Зона С — с допустимыми уровнями вибраций гидроагрегата. В этой зоне была рекомендована продолжительная работа гидроагрегата.

Располагается зона С между зоной В, в которой эксплуатация гидроагрегата не рекомендуется из-за недопустимо высоких вибраций, и линией ограничения максимально допустимых мощностей при соответствующих напорах. При расчетном напоре 194 м мощность можно регулировать в диапазоне от 495 до 650 МВт, т.е. в интервале 155 МВт, что составляет 23,8 % от номинальной мощности 650 МВт при этом напоре. При напоре 212 м — в диапазоне от 580 до 735 МВт, т.е. в том же интервале 155 МВт, что составляет 21,8 % от номинальной мощности 735 МВт при этом напоре. При напоре 220 м диапазон регулирования от 620 до 735 МВт, интервал регулирования составляет лишь 115 МВт, или 15,6 % от номинальной мощности 735 МВт.

Таким образом, в зоне С, где гидроагрегат должен был продолжительно работать, гидротурбина может реализовать свои возможности в пределах 15,6 – 23,8 %. Это недопустимо мало и неэффективно. Зона С в среднем почти в два раза меньше, чем зона В.

Из вышесказанного следует, что гидротурбина РО230/833-В-677 СШГЭС обладала несовершенным рабочим процессом. Доводить его до приемлемых кондиций нужно было на стадии разработок и лабораторных исследований ее моделей.

Следует также обратить внимание на то, что в Акте Ростехнадзора и других материалах комиссии технического расследования причин аварии до конца не установлены конкретные причины сильной вибрации на ГА-2 в период его эксплуатации, а также комплексные причины сильных гидродинамических воздействий на ГА-2 непосредственно в момент аварии. Эти материалы нужно систематизировать и анализировать. Проще это можно было сделать в процессе эксплуатации ГА-2 с привлечением специализированных организаций. Невнимание к развитию негативных процессов в работе гидроагрегата привело к тяжелой аварии.

Надежность работы гидроагрегатов определяется многими факторами. Однако вибрационные характеристики относятся к числу критических. Исследование вибраций гидроагрегатов и анализ причин аварий и повреждении, вызванных ими, позволяют систематизировать возмущающие силы, вызывающие вибрации.[1]

При установившихся режимах работы вибрации в большинстве случаев имеют периодический характер, а при переходных режимах непериодический. Все возмущающие силы в обоих режимах можно разделить на механические, гидродинамические и электрические.

Механические возмущающие силы возникают в результате следующих причин. Неуравновешенность (небаланс) массы ротора гидроагрегата является причиной возникновения центробежной силы. Неуравновешенность может появиться из-за конструкторских ошибок, технологических, монтажных и эксплуатационных дефектов.

Конструкторскими ошибками являются неточная жесткость отдельных элементов конструкции ГА; недостаточная жесткость крепления полюсов ротора генератора, что может вызвать их неравномерное смещение во время работы, в результате чего появляются неуравновешенные центробежные силы.

Технологическими дефектами являются неточность изготовления и неоднородность материала

[1] *Владиславлев Л. А.* Вибрация гидроагрегатов гидротехнических станций. — М.: Энергия, 1972.

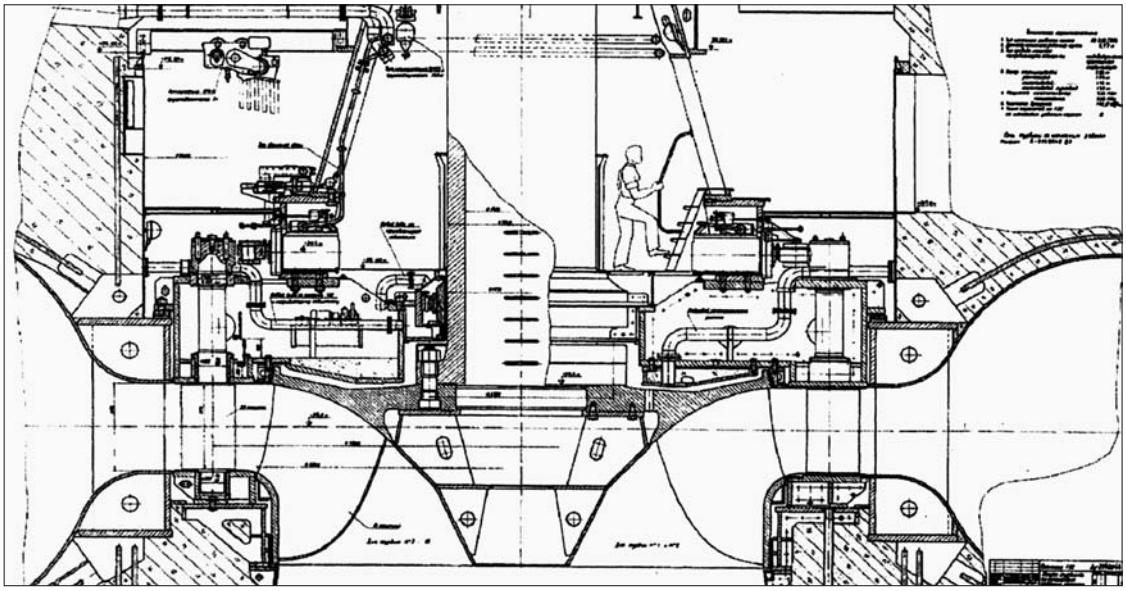


Рис. 1. Разрез по турбине

элементов рабочего колеса гидротурбины и других деталей ротора гидроагрегата.

Монтажными дефектами являются неточность сборки, с перекосом, фланцевых соединений вала с рабочим колесом и с втулкой ротора генератора; перекос в лабиринтном уплотнении радиально-осевого рабочего колеса.

Эксплуатационные дефекты возникают вследствие неосесимметричной кавитационной эрозии проточной части рабочего колеса, а потом заварки электродами эрозионных каверн — это тоже может нарушать уравновешенность массы рабочего колеса (небаланс); отклонения линии вала сверх допуска (0,1 мм/м) от вертикального положения. После ремонтов рабочего колеса гидротурбины ГА-2 оно ни разу не балансировалось. Имело место и отклонение линии вала от вертикали.

Кроме того, рабочие колеса гидротурбин СШГЭС средней быстроходности $n_S = 184{,}5$ (1/мин), будучи статически уравновешенными, могли оказаться неуравновешенными динамически.

В процессе эксплуатации ГА-2 ни одна из названных причин, вызывающих механические возмущающие силы, возбуждающих вибрации, не была выявлена.

В вертикальном гидроагрегате частота изменения центробежных сил соответствует частоте вращения ротора ГА-2 – 2,38 Гц. Частота радиальных вибраций турбинного подшипника ГА-2 была равна обратной частоте 2,38 Гц. Большое биение вала, достигающее 2 мм, могло быть вызвано ослаблением крепления турбинного подшипника и наличием значительных механических возмущающих сил.

При выполнении капитального ремонта ГА-2 (29 сентября — 25 декабря 2005 г.) исправляли наклон оси вала гидроагрегата. Однако отсутствует информация о том, какая была величина отклонения оси от вертикали, чем оно было вызвано и каким способом оно исправлялось.

Гидродинамические возмущающие силы в проточной части гидротурбины возникают по многим причинам. Они либо передаются непосредственно на обтекаемые элементы конструкции проточной части, вызывая их вибрацию, либо возбуждают переменные составляющие момента (мощности) относительно оси вращения и осевой гидравлической силы рабочего колеса гидротурбины.

Наибольшие гидродинамические возмущающие силы в проточной части гидротурбины ГА-2 наблюдались в зоне В. Доминировала здесь жгутовая частота, она была определяющей частотой. В зоне В, как было сказано выше, жгут, вероятно, был спиралевидный, двойной, у которого внутренняя и периферийная части вращаются в разные стороны, а вихревая поверхность, разделяющая их, неустойчи-

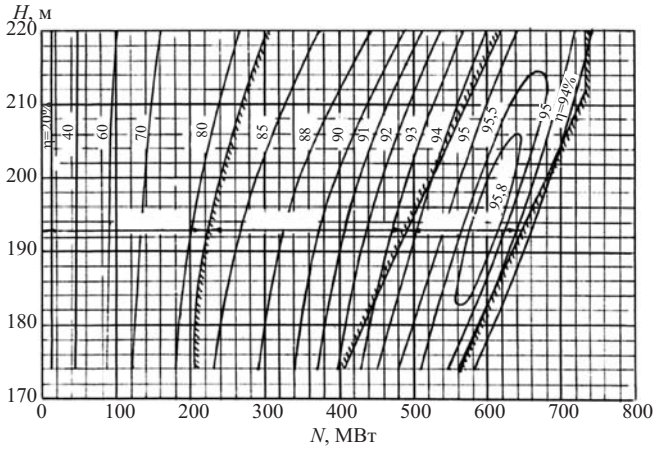


Рис. 2. Эксплуатационная характеристика турбины РО230/833-В-677

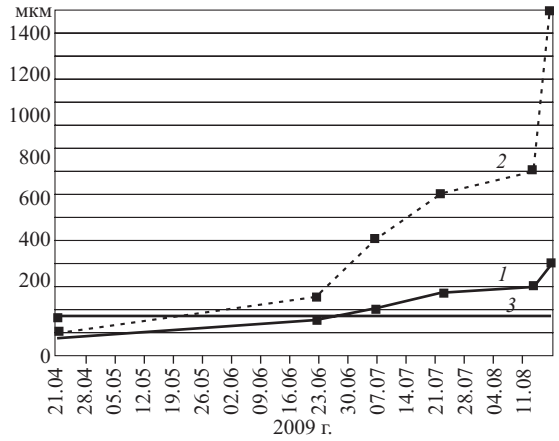


Рис. 3. Изменение показаний датчика радиальных вибраций ТПНБ подшипника турбины при мощностях 500 – 600 МВт: среднее (*1*) и максимальное значение (*2*), максимальное значение по СТО1733028227.140.001-2006 Приложение И (*3*)

вая и придает ему спиралевидную форму. Такой жгут, вращаясь вокруг собственной оси и относительно оси вращения турбины, возбуждает очень большие пульсации давления в потоке за рабочим колесом, на входе в изогнутую отсасывающую трубу.

В зонах А и С жгут тоже может образовываться, особенно в зоне А, при открытиях направляющего аппарата, соответствующих режимах работы гидротурбины в этих зонах. Кинематика потока на выходе из рабочего колеса в этих зонах такова, что окружающая составляющая абсолютной скорости направлена обычно в одну сторону. При малых открытиях направляющего аппарата (зона А) поток закручивается в сторону вращения рабочего колеса, а при больших открытиях поток либо близок к осевому, либо может получить закрутку в сторону, противоположную вращению рабочего колеса. Закономерность изменения этой окружной скорости в потоке вдоль радиуса близка к закономерности постоянства момента скорости. Ось вращения такого жгута часто либо совпадает с осью вращения рабочего колеса, либо отклоняется от нее несильно. Поэтому пульсации давления в отсасывающей трубе и во всей проточной части в таких режимах значительно меньше, чем при двойном жгуте.

Гидродинамические возмущающие силы могут возникать и в других местах проточной части гидротурбины: при обтекании колонн статора; при обтекании лопаток направляющего аппарата за их выходными кромками образуется вихревая пелена, а также имеется шаговая неравномерность потока на выходе из межлопаточных каналов. Диаметр направляющего аппарата гидротурбин СШГЭС относительно тесный ($D_0 = 1{,}167D1$), поэтому выходные кромки его лопаток располагаются довольно близко к входным кромкам лопастей рабочего колеса и такое их взаимоположение не позволяет рассеяться в потоке вихревой пелене и выравниться шаговой неравномерности в потоке, поступающем в рабочее колесо. Наибольшее влияние эти возмущения в потоке оказывают на периферийные части лопастей рабочего колеса, вызывая переменность углов атаки на входе.

Механические и гидродинамические возмущающие силы дополняются электрическими возмущающими силами в генераторе.

Все эти силы в процессе работы ГА-2 проявлялись в разной степени, но накладывались и способствовали росту амплитуды вибраций. Вибрации, как известно, ослабляют крепления. Бывали случаи самоотворачивания гаек, шпилек, болтов. Ослабление крепежа в процессе эксплуатации ГА-2, долго работающего с вибрациями, близкими к предельно допустимым и больше, приводило к ослаблению крепления корпуса турбинного подшипника, опор его обрезиненных сегментов, ослаблению крепежа и срывам обтекателя рабочего колеса, что вызывало дополнительные пульсации давления в отсасывающей трубе.

Длительная работа ГА-2 с большими вибрациями, которые создавали дополнительные динамические нагрузки в узлах крепления и опорных элементов конструкции, вызывала в них усталостные повреждения. В итоге это и привело к аварии ГА-2 из-за разрушения шпилек (М80-80 шт.), крепящих крышку рабочего колеса к статорному кольцу. В момент аварии средняя площадь усталостных разрушений этих шпилек достигла 64,9 %. Кроме того, при осмотре после аварии обнаружили, что на шести шпильках в момент аварии не было гаек.

Динамика процессов, предшествующих и приведших к аварии, в основном выглядит следующим образом. После последнего среднего ремонта (12 – 16 марта 2009 г.) были выполнены вибрационные испытания ГА-2, которые показали величину горизонтальных вибраций турбинного подшипника 149 мкм, что не на много меньше предельно допустимой — 160 мкм. По данным автоматизированной системы управления технологическими процессами, показанным на рис. 3, видно, что в период с 21 апреля 2009 г. до дня аварии 17 августа 2009 г. наблюдается непрерывный рост средних и максимальных радиальных вибраций турбинного подшипника ГА-2. При этом с 21 апреля к 20 мая они достигли предельно допустимого уровня 160 мкм и продолжали плавно увеличиваться до 250 мкм (23 июня). После этого дня градиент роста максимальных вибраций резко увеличился, и к 15 августа максимальная величина радиальных вибраций ТП достигла 800 мкм.

Однако, несмотря на это, ГА-2 не был остановлен для выяснения причин, вызвавших столь высокий уровень вибраций. Более того, он продолжал оставаться приоритетным в групповом регулировании активной и реактивной мощности (ГРАРМ). Стационарная система вибрационного контроля

“Vibro SystM” ГА-2 не предполагала возможности отключения гидроагрегата, она выполняла лишь информационную функцию, и ее информация, оказывается, была необязательной для эксплуатационного персонала, поскольку в то время отсутствовало требование завода-изготовителя и отраслевой нормативно-технической документации, регламентирующей характеристики и основные параметры стационарных систем вибрационного контроля гидроагрегатов. Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации гидроагрегатов СШГЭС заводом-изготовителем не предусматривался контроль шпилек, крепящих шпильку гидротурбины.

В аварии 17 августа 2009 г. с 00 ч 00 мин и до катастрофы в 08 ч 13 мин 25 с ГА-2 шесть раз переходил через зону В. Последний раз, при напоре 212 м, ГА-2, работая с нагрузкой 600 МВт в зоне С, в 08 ч 05 мин 00 с начал снижение нагрузки до 575 МВт и к 08 ч 13 мин 24 с достиг правой границы зоны В. В то же время с генератора ГА-2 резко, в течение 0,5 с, была сброшена нагрузка с 575 до 475 МВт — это середина зоны В (08 ч 13 мин 24,5 с). В это время максимальные вибрации турбинного подшипника достигли 1500 мкм, это уже могло быть сигналом о начале подъема рабочего колеса. Тахогенератор показал скачок оборотов до 125 %, а перед рабочим колесом в спиральной камере был зафиксирован скачок давления, относительно небольшой. Такую реакцию гидротурбины на сбросе нагрузки с генератора следует признать адекватной.

Диаграмма записала, что в 08 ч 13 мин 25 с началось движение вверх турбинного подшипника вместе с крышкой и ротором, что совпадает по времени с моментом сброса нагрузки.

08 ч 13 мин 25 с признано началом развития аварии ГА-2. В это время направляющий аппарат ГА-2 оставался открытым ($a_0 = 62$ %), открыты были и аварийные затворы напорного водовода. В проточную часть гидротурбины ГА-2 еще в течение 27 мин поступало более 340 м^3/с воды под полным напором 212 м. Аварийный затвор напорного водовода ГА-10 был закрыт в 09 ч 30 мин.

Общая площадь крышки примерно 60 м^2. Половина этой площади, в области верхнего обода рабочего колеса, защищена лабиринтным елочным уплотнением; вторая ее половина, периферийная часть (~ 30 м^2), воспринимала полный напор, а в момент сброса нагрузки и дополнительный импульс.

В переходном режиме, вызванном сбросом нагрузки, вибрации имеют непериодический характер, достигли 1500 мкм. Все дополнительные динамические нагрузки, которые появились в результате переходного процесса, действуя одновременно, наложились на сильно поврежденные к тому времени шпильки крышки гидротурбины. Что было первичным в этой ситуации, сказать трудно, но, действуя одновременно, они вместе способствовали началу аварии.

Отметим, что перед самым началом аварии давление под крышкой в пределах площади, защищенной елочным уплотнением, было в норме — 3,6 – 3,7 кг/см^2; давление под рабочим колесом, в отсасывающей трубе, составляло 1,0 – 1,1 кг/см^2.

После начала аварии генератор ГА-2 еще 2 – 2,5 с продолжал работать на электросеть, примерно до 08 ч 13 мин 28 с.

В момент отрыва на всю площадь крышки гидротурбины с учетом повышения давления после сброса нагрузки на нее действовала гидравлическая сила со стороны проточной части около 7,5 тыс. т. с. Противодействовали этому усилию вес узлов конструкций, которые опирались на крышку (их суммарный вес составлял 1788 т. с.), и осевая гидравлическая сила 1400 т. с. В итоге это около 3200 т. с. Таким образом, избыточное усилие со стороны проточной части гидротурбины, включая площадь крышки, защищенную елочным уплотнением, где давление было 3,6 – 3,7 кг/см^2, составляет около 4300 т. с.

После того как вся эта часть гидроагрегата поднялась примерно на 1 – 1,15 м, поток воды, который продолжал поступать из напорного водовода в проточную часть гидротурбины ГА-2 еще примерно 27 мин, начал воздействовать на рабочее колесо снизу, со стороны отсасывающей трубы. В результате этого рабочее колесо, которое еще некоторое время продолжало вращаться по инерции, могло перейти в насосный режим, что способно было усилить разрушительные последствия аварии.

Раньше тоже случались аварии гидроагрегатов разных систем и с напорами от 10 до 360 м при сбросах нагрузок с генераторов. У поворотно-лопастных гидротурбин такие аварии происходили, когда при сбросах оказывалась нарушенной комбинаторная зависимость между открытием направляющего аппарата и углами установки лопастей. В 1956 г. на одной низконапорной ГЭС разрушение поворотно-лопастной гидротурбины мощностью 52 МВт с диаметром рабочего колеса 8 м произошло при сбросе нагрузки с генератора: были оторваны три лопасти из четырех. При этом были повреждены направляющий аппарат, камера рабочего колеса, отсасывающая труба и др. Причиной аварии стало нарушение комбинаторной зависимости, когда направляющий аппарат закрылся за 4 с вместо 8 с, предусмотренных комбинаторной зависимостью.

Поломка лопастей рабочего колеса диаметром 9 м поворотно-лопастной гидротурбины мощностью 55 МВт и с частотой вращения 62,5 1/мин произошла на другой ГЭС после сброса нагрузки с генератора 36 МВт. Результатом усталостных по-

Коллектив редакции и редакционная коллегия
журнала «Гидротехническое строительство» сердечно поздравляют

Татьяну Михайловну Мамонову

генерального директора ЗАО НТФ «Энергопрогресс» с юбилеем!

Уважаемая Татьяна Михайловна! Десять лет Вы осуществляете руководство научно-техническими журналами, которые достойно несут славные традиции по пропаганде всего передового и эффективного в достижениях российской и мировой энергетики.

Мы ценим Ваш высокий профессионализм, организаторские способности и трудолюбие, доброжелательность, тактичность, хорошее отношение к людям, умение слушать, понимать и убеждать,

Желаем Вам крепкого здоровья, счастья и благополучия, творческих удач, долгих лет работы и процветания Энергопрогрессу.

вреждений крепежа неоднократно были отрывы рабочих колес от вала. Еще на одной ГЭС с напором 260 м, имеющей радиально-осевые агрегаты мощностью по 66 МВт, авария произошла также при сбросе нагрузки с генератора.

Можно ли было избежать аварии на СШГЭС, даже с учетом особенностей рабочего процесса гидротурбин? Можно — при соблюдении технологической дисциплины, ответственности и полноценного контроля за техническим состоянием оборудования.

К причинам аварии следует отнести снижение уровня квалификации ремонтных служб и оперативно-диспетчерского персонала. На СШГЭС ремонтные службы выведены за штат.

Одной из причин аварии стало отсутствие необходимых правовых и подзаконных актов, регулирующих безопасность эксплуатации ГЭС, а также норм, предусматривающих персональную ответственность за нарушение правил технологической дисциплины.

Авария на СШГЭС стала следствием ряда причин технического, организационного и нормативно-правового характера. Большинство этих причин имеет системный многофакторный характер, включая низкий уровень эксплуатации оборудования. Изменившиеся принципы управления отраслью пока не обеспечивают в должной мере комплексные условия технологической безопасности.

Для повышения надежности работы основного энергетического оборудования всех ГЭС нужно:

организовать комплексное техническое обследование оборудования с целью выявления критических узлов, способных стать причиной аварии, и проверки надежности работы систем штатной и аварийной защиты;

отстроить основные технологические защиты гидроагрегатов ГЭС на немедленное срабатывание исполнительных механизмов защит по важнейшим критическим параметрам, включая аварийный сброс электрической нагрузки гидрогенератора и превышение вибраций выше установленного допустимого уровня;

обеспечить автономное резервное электропитание технологических защит ГЭС и их исполнительных механизмов и предусмотреть их срабатывание при потере штатного электропитания;

осуществлять периодическую аттестацию управленческого персонала, оперативно-диспетчерских и ремонтных служб на предмет их соответствия требованиям по квалификации.

Это лишь небольшая часть из того, что нужно было бы сделать для повышения надежности и эффективности работы гидроэнергетического оборудования ГЭС.

Тектонофизические аспекты напряженно-деформированного состояния больших бетонных плотин

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

Натурные наблюдения на плотинах Чиркейской, Миатлинской, Токтогульской, Зейской и Саяно-Шушенской ГЭС показали непроектное напряженно-деформированное состояние сооружений, иногда с точностью "до наоборот" по некоторым параметрам. Попытки объяснить это ошибками измерений, температурными влияниями, структурными изменениями бетона и другими причинами не дают удовлетворительных результатов.

В октябре 2008 г. в Институте физики Земли РАН прошла Всероссийская конференция "Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле" с широким международным участием, на которой обсуждались результаты последних тектонофизических исследований, представляющие большой интерес для анализа взаимодействия в системе "плотина — основание — водохранилище". Напомним, что тектонофизика как часть геодинамики изучает физические основы генерации природных тектонических напряжений, разломообразование, измерение природных напряжений и деформаций в массивах горных пород, в тектонических нарушениях, в разрывных и складчатых структурах.

Методы тектонофизики позволяют получить не только данные по ориентации осей главных тектонических напряжений, но и данные о всех компонентах тензора напряжений и о параметрах прочности пород в горных массивах [1]. Одним из важных наблюдений тектонофизиков является установленная закономерность превосходства горизонтальных напряжений над вертикальными. По данным опытных определений, в породах кристаллического и складчатого фундамента горизонтальные напряжения превышают вертикальные в 60 % случаев, в осадочных породах — в 15 – 20 %. Причем это превышение может достигать 5 – 10 раз [2]. По данным И. Т. Айтматова [3], в большинстве случаев горизонтальные напряжения по своим значениям превосходят вертикальные в 1,5 – 3 раза. В некоторых зонах горизонтальные и субгоризонтальные напряжения в 5 – 6 раз выше, чем средний уровень нормальных горизонтальных напряжений на равных глубинах. Природу этого явления Н. Хаст [11] объяснял влиянием уменьшения объема Земли в процессе ее охлаждения. Другая причина заключается в движении литосферных плит (зоны субдукции). В работах [4, 5, 6] механизм генерации повышенного горизонтального сжатия объясняется внутриплатформенным орогенезом, литогенетическими, метаморфическими и геодинамическими процессами. Кроме того, феномен превосходства горизонтальных напряжений над вертикальными объясняется отсутствием необходимости преодолевать силы гравитации, влиянием флюидов (в нашем случае воды), снижающими фрикционные силы и вызывающими эффект Ребиндера (адгезионное снижение прочности), а также остаточными (унаследованными) напряжениями орогенеза с увеличением глубины свыше 1 км указанная разница уменьшается. Определенный вклад вносят и антропогенные процессы.

Показательным в смысле темпов роста и высоких значений напряжений сжатия в породе с прочностью 120 – 130 МПа Алтае-Саянской сейсмической зоны в пределах выработки Таштагольского рудника на глубине 760 м от поверхности является эксперимент [7] по измерению напряжений в тюбинговой крепи выработки (рис. 1). Линии, соединяющие конец 1985 и 1988 гг., показаны прямыми условно, так как между этими точками наблюдалось и уменьшение напряжений в процессе их активного роста. Последующий анализ показал, что датчики реагировали на изменения напряжений в окрестностях Таштагольского рудника во время землетрясений при эпицентральных расстояниях до 250 км. Равным образом измерительные системы плотины Саяно-Шушенской ГЭС реагируют на взрывы в Таштаголе, где размеры зарядов достигают 700 т ВВ. Конечно, в береговых примыканиях бетонных плотин ситуация с напряжениями в массиве принципиально отличается от подземных выработок. На бортах ущелий имеют место только напряжения вертикального сжатия, равные весу колонки вышележащих горных пород:

$$\sigma_y = -\rho g H, \qquad (1)$$

а горизонтальные напряжения

$$\sigma_z = 0 \quad \varepsilon_z = \varepsilon_x = 0, \qquad (2)$$

поскольку они скомпенсированы свободой деформации бортов в створе будущей плотины. Производство глубоких береговых врезок несколько меняет картину, потому что горизонтальные напряжения и деформации не успевают скомпенсировать до нуля перед возведением плотины. А с момента возникновения гидростатического давления и частичной передачи его на берега, водонасыщения пород, возникновения обходной фильтрации, сезонных колебаний УВБ положение кардинально изменяется: напряжения в массиве, особенно в кристаллических и метаморфизированных породах, в случае упругого поведения (как минимум) определяются по Терцаги-Диннику (1928 г.) из выражений (1) и (2):

$$\sigma_z = \sigma_x = [-\mu/(1-\mu)]\rho g H, \qquad (3)$$

где μ — коэффициент Пуассона; ρg — средний удельный вес колонки пород высотой H.

С увеличением глубины врезки по высоте и по горизонтали возникают всестороннее литостатическое

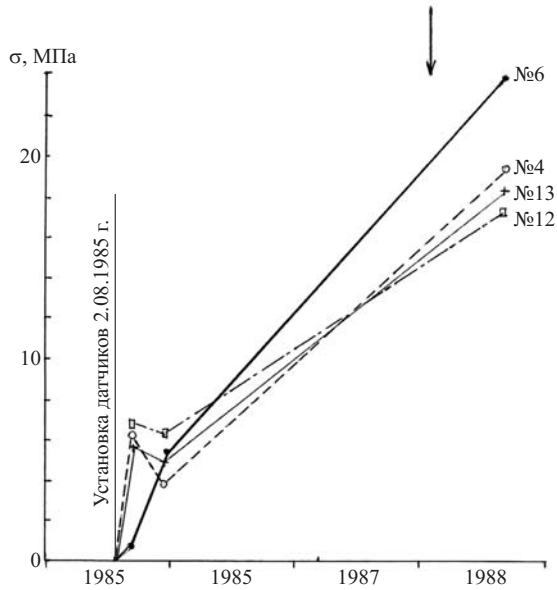


Рис. 1. Рост напряжений в тюбинговой крепи выработки на Таштагольском руднике на глубине 760 м [7]: стрелкой обозначено землетрясение 3 февраля 1988 г. (K = 11, R = 4,5 км), цифрами обозначены номера датчиков

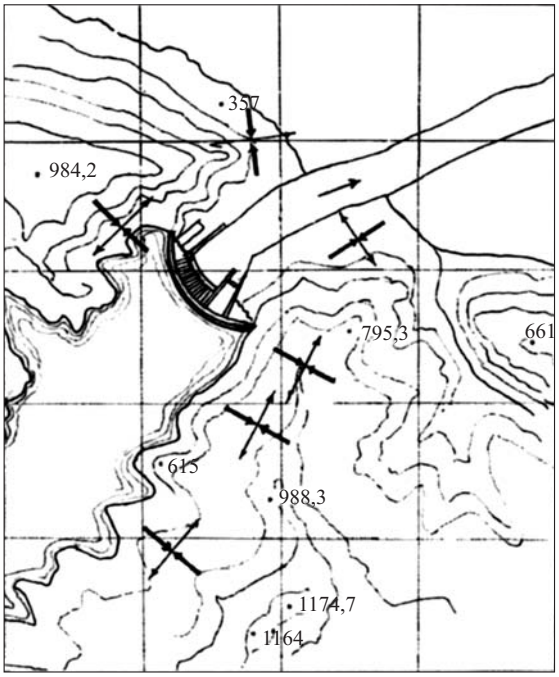


Рис. 2. Схема главных осей локального поля тектонических напряжений в районе створа Саяно-Шушенской ГЭС (по данным Института земной коры и геофизики СО РАН)

давление Ph и касательные напряжения, связанные с Ph линейной зависимостью. Из выражений (1) и (3) следует

$$\tau = (\sigma_{xz} - \sigma_y)/2 = [(1 - 2\mu)/2(1 - \mu)]Ph.$$

При μ = 0,25 значение максимальных касательных напряжений относительно увеличения Ph составляет 60 %, с чем нельзя не считаться, как это имеет место в настоящее время при расчете арочных плотин. При этом следует учитывать также влияние обходной фильтрации.

Опыт наших исследований [8] показывает, что почти в каждой высоконапорной бетонной плотине, расположенной в тектонически нестабильной области, можно обнаружить последствия описанных тектонофизических эффектов, являющихся проявлением геодинамического влияния. К сожалению, в ходе предпроектных изысканий на створах ГЭС не всегда изучаются локальные поля тектонических напряжений. Природные тектонические напряжения не учитываются при физическом и математическом моделировании, оттого что ранее действовавшими нормативными документами это не было предусмотрено. Изменения этих напряжений в период эксплуатации плотин практически не изучаются. По отношению к гравитационным и контрфорсным плотинам, рассчитанным по плоской задаче, это не имеет существенного значения, однако для арочных и распорных плотин в объемном напряженном состоянии напряжения и деформации в примыканиях имеют решающее значение. Природные тектонические напряжения значительно изменяются под воздействием водохранилища. Вертикальные напряжения уменьшаются взвешиванием, параметры сопротивления пород сдвигу снижаются из-за уменьшения сил трения и сцепления, возникновения эффекта Ребиндера, возбужденной сейсмичности, проявления унаследованных движений.

Впервые природные тектонические напряжения изучались при выборе створа Саяно-Шушенской ГЭС [9]. По исследованиям МГУ, в штольне левого берега вертикальные напряжения имели значения 24,5 – 48 МПа и горизонтальные — 24 – 36 МПа, на правом берегу — соответственно 14,8 – 32,5 МПа и 10,2 – 21,7 МПа. Такое нехарактерное соотношение горизонтальных и вертикальных напряжений объясняется, вероятно, особенностями орогенеза Джебашско-джойского антиклинория Западного Саяна, в пределах которого расположен створ плотины. Круто воздымающееся интрузивное ядро гранитов, прорвавшее толщу сланцев, испытавших метаморфизм, очевидно, сохранило остаточные субвертикальные напряжения. Однако наиболее существенным для плотины обстоятельством является ориентация главных осей локального поля тектонических напряжений сжатия вдоль створа плотины (рис. 2). Это обстоятельство априори означает, что при разгрузке горизонтальных природных напряжений и соответствующих подвижках они будут дополнительно сжимать арочную плотину, что и происходит.

Первые прямые эксперименты по изменению влияния поля локальных тектонических напряжений в береговых массивах примыкания арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС были выполнены Новосибирским институтом горного дела СО РАН [10]. Опыты ИГД СО РАН по изменению длины береговых штолен на трех отметках по высоте выполнены в 1995 – 1996 гг. при НПУ = 540 м, на 5 лет позже возникновения полной гидростатической нагрузки на плотину (H = 220 м). Было отмечено, что в верх-

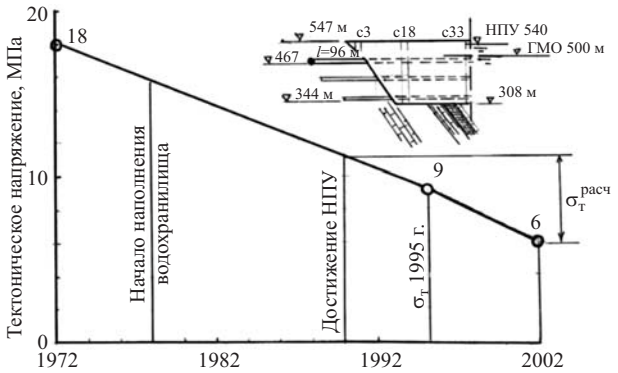


Рис. 3. Изменение собственных тектонических напряжений в массиве левобережного примыкания плотины Саяно-Шушенской ГЭС, определенное в 1998 и 2002 гг. методом гидроразрыва в торце штольни на отм. 467 м (данные ИГГД СО РАН 1998 г. и ЦСГНЭО).

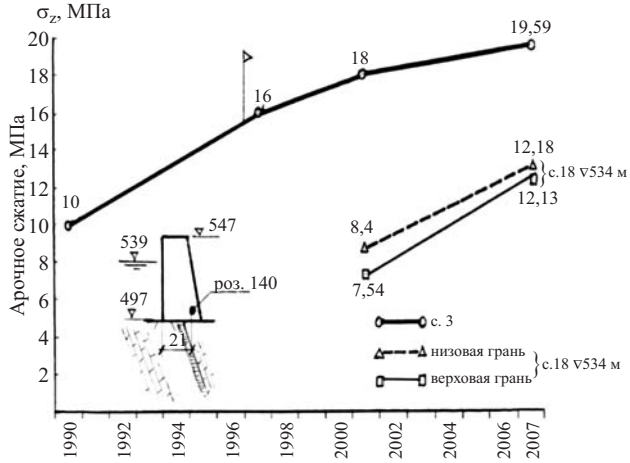


Рис. 4. Рост арочных напряжений сжатия в период эксплуатации плотины Саяно-Шушенской ГЭС в левобережных секциях 3 и 18: флажком отмечен год снижения нормального подпорного уровня на плотину на 1 м; *а* — схема расположения измерительной точки в секции 3

ней половине плотины (отм. 467 и 413 м), где преобладает сжатие от гидростатической нагрузки, длина штолен уменьшалась с большей интенсивностью на левом берегу, тогда как в нижней части плотины (отм. 344 отмечено сжатие, сокращение длин штолен, вызванное, очевидно, превосходящими горизонтальными тектоническими напряжениями. Этими же исследованиями установлено сокращение длин продольных галерей в плотине на тех же трех ярусах отметок по высоте.

Но главным доказательством горизонтальных подвижек вмещающей геологической среды являются снижение горизонтальных тектонических напряжений в массиве (рис. 3) и постоянный рост продольных (арочных) напряжений сжатия в плотине при квазипостоянных остальных внешних нагрузках (гидростатическое давление, температура воздуха) (рис. 4). Более того, в 1996 г. было принято решение о снижении нормального подпорного уровня водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС на 1 м до отм. 539 м, однако процесс роста арочных напряжений не прекратился.

С точки зрения тектонофизики представляет интерес эволюция осадок плотин, которые после первого периода эксплуатации начинают восстанавливаться. Особенно ярко этот процесс проявляется при измерении осадок Миатлинской плотины в галерее на отм. 113,5 (рис. 5), где за 9 лет осадка уменьшилась на 5,5 мм, а с 2006 г. приобрела знакопеременный график (сжатие в “гармошку”). Аналогичная картина наблюдается с осадками марок в левобережной штольне на отм. 344 м. Такие изменения осадки трудно объяснить чем-либо иным, кроме тектонического сжатия створа, сокращения длины между берегами. Наиболее убедительным доказательством этой концепции являются показания сдвигомеров в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС и рост сжимающих арочных напряжений в приконтактной части плотины при НПУ. Например, в 2007 г. в основании низовой грани секции 18 плотины Саяно-Шушенской ГЭС эти напряжения увеличились с 5 МПа в 1997 г. до 8,29 МПа в 2007 г.; в секции 45 — с 4,9 МПа в 2001 г. до 5,36 МПа в 2007 г. В основании напорной грани секции 33 рост арочного сжатия увеличился с 1,7 МПа в 1997 г. до 5,54 МПа в 2007 г.; в основании секции 45 — с 3,4 МПа в 2001 г. до 5 МПа в 2007 г. (по данным телеметрии ЛГТС Саяно-Шушенской ГЭС). Одновременно существенно сократились фильтрационные расходы в зоне руслового разрывного нарушения. По нашему мнению, это объясняется снижением деформативных свойств основания в русле на глубину более 60 м из-за постоянной откачки дренажных вод. По этой причине все тектонические нарушения в основании, в том числе крупное разрывное нарушение в пределах секций 28 – 31, постоянно промываются агрессивной водой р. Енисея (pH < 8) при высоких градиентах фильтрационного потока 30 – 40 с выносом мелких и растворимых карбонатных заполнителей трещин. Этот процесс снижения модуля деформации в русле неизбежно вызывает разгрузку высоких горизонтальных напряжений ниже подошвы плотины в береговых массивах, сжимающих арку в соответствии с направлением векторов сжатия (рис. 2). Об этом же свидетельствуют встречные тангенциальные подвижки якорей обратных отвесов на отм. 278 – 295 м в основании секций 18 и 45. Такой процесс можно считать положительным с точки зрения устойчивости плотины.

Аналогичный процесс наблюдается и в нижней части арочной плотины Чиркейской ГЭС на р. Сулак в Дагестане, где с 1979 по 1990 г. сжимающие напряжения увеличились с 2,7 – 2,9 до 4,9 – 5,1 МПа при квазипостоянной гидростатической нагрузке и температуре воздуха.

Рост арочных напряжений и сокращение длины хорды на отм. 265 м отмечены на плотине Чиркейской ГЭС. С 1979 до 2007 г. она сократилась в среднем на 7 – 8 мм (рис. 6). Арочные напряжения за 30 лет эксплуатации увеличились с 7 до 12 МПа.

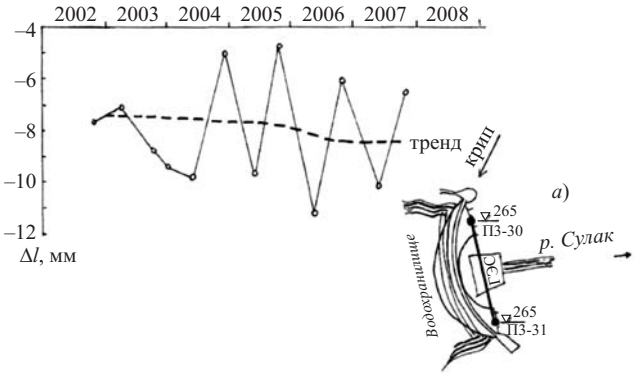


Рис. 5. Сокращение длины хорды плотины Чиркейской ГЭС на отм. 265 м под действием крипового давления с левого берега за период с 1979 по 2008 г.: *а* — схематический план плотины; ПЗ – 30 и ПЗ – 31 — точки измерения длины хорды

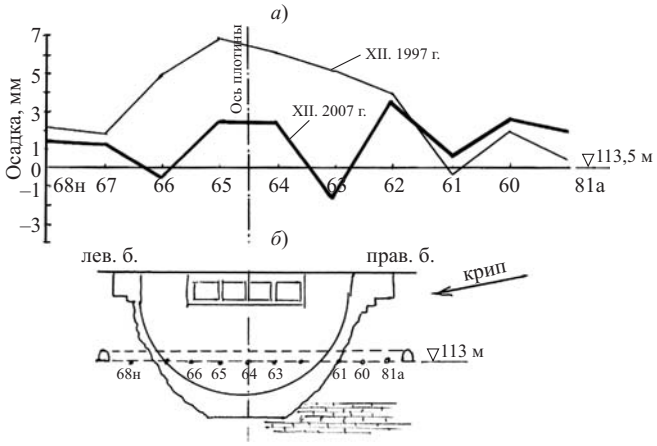


Рис. 6. Изменение характера осадок в плотине Миатлинской ГЭС за 1997 – 2007 гг. под влиянием правобережного оползня (*а*), схема плотины и расположение марок (*б*)

Продольное сжатие обнаружено в плотинах Токтогульской, Курпсайской, Зейской ГЭС. В объемном напряженном состоянии находится даже плотина Братской ГЭС на р. Ангаре, построенная на диабазах Сибирской платформы. Плотина, рассчитанная по плоской задаче, имеет поперечные смещения секций вдоль створа, выпор битумных шпонок в межсекционных швах, закрытие этих швов и вертикальных трещин.

Нашими многолетними исследованиями [8] доказана “теорема существования” геодинамического воздействия на высоконапорные бетонные плотины в тектонически нестабильных регионах. Возникает естественный вопрос об оценке и учете такого влияния в проектах и при эксплуатации уникальных гидротехнических сооружений. На существующем уровне знаний по этим вопросам можно высказать только предварительные соображения. Прежде всего это сбор, обобщение и анализ данных натурных наблюдений на существующих плотинах в орогенных областях с целью определения тектонофизической (геодинамической) компоненты в напряженно-деформированном состоянии плотины. Необходимо провести серию исследований тектонических напряжений в массивах пород береговых примыканий плотин и характера их изменений во времени. Количественные характеристики тектонофизических сил, действующих на сооружение, следует сравнить с нормативными расчетными нагрузками. Если эти силы одного порядка, их следует учитывать в математических моделях и поверочных расчетах плотин, вводить в перечень нормативных нагрузок и воздействий.

Для вновь проектируемых сооружений в программу изысканий необходимо включать измерения тектонических напряжений и неотектонических движений в ближайших разломах. В программу натурных наблюдений необходимо включать измерения длины плотины по гребню, длины штолен, геодезический контроль откосов береговых примыканий.

Выводы

1. Помимо регламентируемых в нормативных документах нагрузок и воздействий на гидротехнические сооружения в тектонически нестабильных областях, существует активное воздействие на плотины со стороны вмещающих горных пород. Величина геодинамических сил зависит от вида пород и сложности геологической структуры вмещающего геоблока, которые могут быть определены тектонофизическими методами.

2. Для высоконапорных бетонных плотин в орогенных областях следует признать обязательным определение величины собственных тектонических напряжений в массиве в районе створа и ориентации осей главных напряжений.

3. Необходимо совершенствовать геодезические и тензометрические наблюдения в береговых примыканиях плотин Саяно-Шушенской, Чиркейской, Зейской, Миатлинской и Гунибской ГЭС по напряжениям, деформациям и смещениям в разломных зонах и тектонических трещинах.

4. Высоконапорные бетонные плотины статически неопределимых систем (арочные, арочно-гравитационные, распорные) с их развитыми измерительными системами во вмещающей геологической среде могут служить интересам экспериментальной тектонофизики.

Список литературы

1. *Ребецкий Ю. Л.* Тектонические напряжения и прочность горных массивов. — М.: Наука, 2007.
2. *Козырев А. А.*, Савченко С. Н. Дифференциация тектонических напряжений в верхней части земной коры с учетом влияния природных и техногенных факторов // Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле: Тезисы докладов Всероссийской конференции. — М.: ИФЗ РАН, 2008. С. 50 – 52.
3. *Айтматов И. Т.* Роль остаточных напряжений в горных породах в формировании очагов горных ударов и техногенных землетрясений // Геодинамика и геоэкологические проблемы высокогорных регионов: Материалы второго

международного симпозиума. Бишкек, 29 октября — 3 ноября 2002 г. — Бишкек — Москва: Prothouse, 2003. С. 209 – 220.
4. *Гзовский М. В*. Основы тектонофизики. — М.: Наука, 1975.
5. *Марков Г. А*. Тектонические напряжения и горное давление в рудниках Хибинского массива. — Л.: Наука (Ленинградское отд.), 1977. С. 211.
6. *Леонов Ю. Г.* Напряжения в литосфере и внутриплитная тектоника // Геотектоника. 1995. № 6. С. 3 – 21.
7. *Кулаков Г. И.*, *Устюгов М. Б.* Экспериментальное исследование геодинамических напряжений в массиве горных пород Алтае-Саянской сейсмической зоны. // Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле: Тезисы докладов Всероссийской конференции. — М.: ИФЗ РАН, 2008. С. 59 – 60.
8. *Марчук А. Н.*, *Марчук Н. А.* Плотины и геодинамика. М.: ИФЗ РАН, 2006. С. 219.
9. *Кутепов В. М*. Опыт определения напряженного состояния в массиве метаморфических пород створа Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 1965. № 2.
10. *Барышников В. Д.*, *Гахова Л. Н.* Некоторые особенности развития деформационных процессов при эксплуатации гидросооружений СШГЭС // Гидротехническое строительство. 1999. № 3.
11. Hast N. The state of stresses in upper part of Earthcrust // Tectonophysics. 1969. V. 8. No 3. P. 169 – 211.

Комментарии к предложению о строительстве ступенчатого водосброса Богучанской ГЭС

Новикова И. С., Родионов В. Б., Цедров Г. Н., кандидаты техн. наук,
Максимович В. А., Федорков А. М., инженеры (ОАО “НИИЭС”),
Семенков В. М., чл.-корр. АВН России, гл. специалист (ОАО “ЭСКО ЕЭС”),
Гурьев А. П., кандидат техн. наук, профессор (МГУП)

Настоящие материалы дополняют комментарии [1] к статьям “Разработка конструкции водосброса № 2 Богучанского гидроузла” [2] и “Выбор оптимального варианта водосброса № 2 Богучанской ГЭС” [3], опубликованным в журнале “Гидротехническое строительство”.

Напомним, что ступенчатый водосброс № 2 предложили применить в низкотемпературных климатических условиях Богучанской ГЭС специалисты ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. Их предложение поддержали отдельные сотрудники РусГидро и московского института “Гидропроект”. Против этого предложения выступили специалисты НИИЭС и МГУП, отметив низкие эффективность, надежность и безопасность конструкции ступенчатого водослива в условиях Богучанской ГЭС, опираясь на накопленный опыт строительства и эксплуатации аналогичных водосливных поверхностей в сибирских и подмосковных климатических условиях. Водосброс № 2 предназначен для компенсации пропускной способности гидроагрегатов ГЭС, исключенных из расчета согласно ужесточенным нормам, а также для сброса воды при ремонте водосброса № 1 Богучанской ГЭС. Водосброс № 2 размещен на участке секций № 20, 21 и 22 станционной плотины взамен гидроагрегатов № 10, 11 и 12.

К дискуссии о ступенчатом водосливе гидротехническая общественность относится как к спору, продолжающемуся между санкт-петербургской и московской гидротехническими школами. Спор школ действительно полезен для восстановления былого активного обмена техническими суждениями между ними, особенно важного в сложившихся условиях снижения профессионализма и мирового престижа российской гидроэнергетики.

Авторы выражают глубокую благодарность журналу “Гидротехническое строительство” за организацию и поддержку этой дискуссии с надеждой, что начатый дискуссионный обмен мнениями в журнале распространится на другие гидротехнические проблемы и объекты.

Известно, что предлагаемые усовершенствования в проектировании, строительстве, эксплуатации и обслуживании водосбросов больших плотин иногда не отвечают техническим, экономическим, природоохранным и социальным требованиям, а также требованиям безопасности. Водосбросные сооружения больших российских плотин были в основном хорошо спроектированы и построены в соответствии с достигнутым научно-техническим уровнем. Однако имели место неудачные решения в проектах сибирских строительных и эксплуатационных водосбросных сооружений. Повреждения на водосбросных сооружениях стабильно повторялись в течение более полувека по мере ввода в эксплуатацию новых ГЭС. Первоначально кавитационные повреждения в строительных глубинных водосбросах были выявлены на Братской ГЭС в 1959 г., а затем повторились в строительных водосбросах Красноярской (1961 г.), Саяно-Шушенской (1980 – 1984 гг.) и Бурейской (2004 г.) гидроэлектростанций. На Саяно-Шушенской ГЭС водобойная плита в колодце, поврежденная в 1981 г. и восстановленная в 1982 г., снова была разрушена в 1985 г. и опять рекомендована к восстановлению в 1986 – 1988 гг. [4, 5]. Еще до разрушения колодца на Саяно-Шушенской ГЭС были известны случаи подобных аварий на плотинах Дворжак и Либби (США), Нетцауалкойотль (Мексика) и на некоторых других. Исследователи и проектировщики не анализируют и не учитывают в должной мере негативный опыт эксплуатации гидротехнических сооружений и не ищут позитивных решений [5, 6].

Рис. 1. Каменнонабросная плотина Богучанской ГЭС (фото Ефимова Б. В.)

Повторяющиеся однотипные разрушения на водосбросных сооружениях должны были бы насторожить и нацелить заказчиков и проектировщиков на превентивные меры предотвращения подобных инцидентов на строящихся и проектируемых гидроузлах. Однако этого пока не произошло. В частности, на водосбросе № 2 Богучанской ГЭС вместо надежного и апробированного в сибирском климатическом регионе “гладкого” водослива предпринимаются попытки внедрить ступенчатый водослив, нехарактерный для плотины из монолитного бетона, отличающийся дороговизной и низкой прогнозируемой эксплуатационной устойчивостью к природным и техногенным воздействиям [1]. Если заказчик, не считаясь с бросовыми затратами, примет решение в пользу ступенчатого водослива, то с большой степенью вероятности это приведет к дополнительным расходам на ремонт и эксплуатацию сооружения.

Опубликованный в [1] опыт повреждений ступенчатых водосбросов на Братской, Можайской (Россия) и Ла Гранд 2 (Канада) ГЭС, который полезен для анализа и корректировки предложения о недопустимости применения ступенчатого водослива на Богучанской ГЭС, был отклонен без доказательного обоснования [7, 8]. Очевидно, что подтвержденный негативный опыт в очередной раз традиционно не воспринимался. Хотя в [7] все-таки проскользнула мысль о том, что “сложности, связанные с суровыми климатическими явлениями, в условиях Богучанской ГЭС (рис. 1) могут (и должны) быть предметом анализа”.

Непонятна логика обоснования ступенчатого водосброса в отклике [8]. Впечатление такое, что Комментарии [1], нацеленные на обеспечение надежности и безопасности водосброса № 2 Богучанской ГЭС, не были прочитаны внимательно или не были поняты. Это впечатление относится к откликам на вопросы Комментария [1]: о прочности ступеней водослива, о вибрации бетонной плотины, об удорожании ступенчатого водослива при создании ступеней, о влиянии контактной зоны под первыми столбами и промораживания низового откоса на устойчивость бетонной плотины, о надежном креплении дна и бортов водобойного колодца, о безопасном гидравлическом режиме в колодце и др.

Существует ли необходимость замены гладкого водослива в водосбросе № 2 Богучанской ГЭС на ступенчатый водослив? Основной мотив замены — эффективное гашение энергии сбросного потока и уменьшение необходимой толщины плит колодца [2, 3]. Создавая ступенчатую водосливную поверхность, разработчики перенесли на водосливную плотину несвойственные ей по утвержденному проекту функции гашения кинетической энергии сбросного потока. По расчету разработчиков для ступенчатой водосливной грани “гашение (потеря) полной удельной энергии потока на участке от верхнего бьефа до подошвы плотины составляет около 70 %” [2]. Это дополнительная гидродинамическая нагрузка на плотину. Она не входила в сочетание нагрузок при расчете утвержденного профиля. Дополнительная нагрузка утяжеляет и удорожает профиль плотины.

В принципиальном подходе гашение части энергии сбросного потока на водосливе позволяет сократить размеры водобойного колодца и его элементов, уменьшить размыв отводящего русла, повысить устойчивость раздельных стен колодца к подмыву. Утяжеление конструкции водосбросного сооружения при этом должно компенсироваться облегчением водобойного колодца. Условия Богучанской ГЭС отличаются от условий традиционного проектирования водобойного колодца. Параметры водобойного колодца водосброса № 2 Богучанской ГЭС заведомо определены размерами выполненной скальной выемки под здание ГЭС. Габариты водобойного колодца в скальной выемке превышают требуемые для гашения энергии потока водосброса № 2 с "гладким" или ступенчатым водосливами. Поэтому не требуется дополнительное гашение энергии сбросного потока на водосливной грани и, естественно, не требуется замена гладкого водослива более дорогим и менее надежным ступенчатым водосливом. Скорости потока на выходе из колодца в отводящее русло реки, а также размывы этого русла и возможный подмыв раздельных стенок не зависят от конструкции водосливной грани. Это подтверждено результатами модельных исследований, полученными в ОАО "НИИЭС".

Центр гидравлических исследований ОАО "НИИЭС" выполнил гидравлические исследования обоих вариантов водосливной поверхности водосброса № 2 Богучанской ГЭС: "гладкой" и ступенчатой (высота ступенек 1,5 м в натуре) — на трехмерной модели в масштабе 1:55 с пятью водосливными пролетами шириной 10 м каждый (рис. 2). Конфигурация водобойного колодца была выполнена в соответствии с проектными чертежами. Ширина водобойного колодца в свету по всей длине 70 м. Для защиты поверхности "гладкого" водослива от кавитационных разрушений во всех пролетах на отм. 184,0 м установили трамплин-аэратор высотой 0,55 м в натуре. На ступенчатом водосливе в том же створе был установлен вертикальный уступ-аэратор высотой 3,6 м. На водосливной грани и в водобойном колодце обоих вариантов на модели были измерены скорости течения воды и пьезометрические уровни по длине и ширине водосброса, а также определены потери энергии на водосливной грани и в водобойном колодце. Эффективность гашения энергии сбросного потока оценивалась по гидравлическим характеристикам потока на выходе из водобойного колодца и по размывам отводящего русла реки.

На рис. 3 представлены результаты исследований варианта водосброса с гладкой водосливной гранью. Эпюры скоростей на сходе потока с трамплинов имеют вид, близкий к прямоугольному; пограничный слой не развит; средняя скорость течения 20,3 м/с; глубина потока 2,7 м. По мере движения по водосливу максимальная скорость воды возрастает, а пограничный слой утолщается. В створе IV на отм. 142,0 м максимальная скорость увеличивается до 36,6 м/с,

Рис. 2. Экспериментальная модель водосброса № 2 Богучанской ГЭС со ступенчатой водосливной гранью при пропуске расчетного режима (УВБ = 208,00 мм; УНБ = 141,45 м)

донная скорость — до 26,4 м/с, а глубина потока уменьшается до 1,3 м. Приблизительно на отм. 135,5 м водосливной грани находится сжатое сечение затопленного гидравлического прыжка. В результате торможения потока в вальце гидравлического прыжка скорость в транзитном потоке после сжатого сечения уменьшается, а глубина транзитного потока возрастает. В створе VI средняя скорость течения в транзитном потоке составляет 20,4 м/с, а донная — 21,4 м/с. Далее по длине наклонной части водобойного колодца донные и средние скорости в транзитной струе уменьшаются, и в конце бетонной части водобойного колодца на отм. 130,7 м средняя по сечению скорость становится равной 3,4 м/с при глубине воды 11,6 м. Плановая эпюра скоростей в створе VI практически прямоугольная. Коэффициент кинетической энергии $\alpha = 1{,}02$. В створе X в конце колодца на отм. 130,7 м скорости перераспределяются. Максимальные средние скорости на вертикали: по оси потока — 6,7 м/с, у левой стенки — 1,3 м/с, а у правой — 0,96 м/с. Коэффициент α в этом сечении 2,34. На выходе из колодца на расстоянии 180,0 м от разбивочной оси сооружения (РОС) поток расширяется, средние по течению скорости остаются прежними — 3,4 м/с, глубина потока уменьшается до 8,3 м, а коэффициент кинетической энергии уменьшается до $\alpha = 1{,}6$. Правый разделительный пирс находится в зоне небольших обратных токов, образующихся при плановом расширении потока. Проведенные на этой модели исследования показали существенное улучшение плановой картины течения в водобойном колодце после того, как по доработанному проекту правая разделительная стенка до конца водобойного колодца стала проходить по ПК9+01, а боковое расширение на 17,0 м для стыковки с существующей хвостовой частью правого раздельного пирса происходит уже за водобойным колодцем на расстоянии 147,9 м от РОС (рис. 3).

Для водослива со ступенчатой поверхностью (рис. 4) скорости существенно уменьшаются уже на

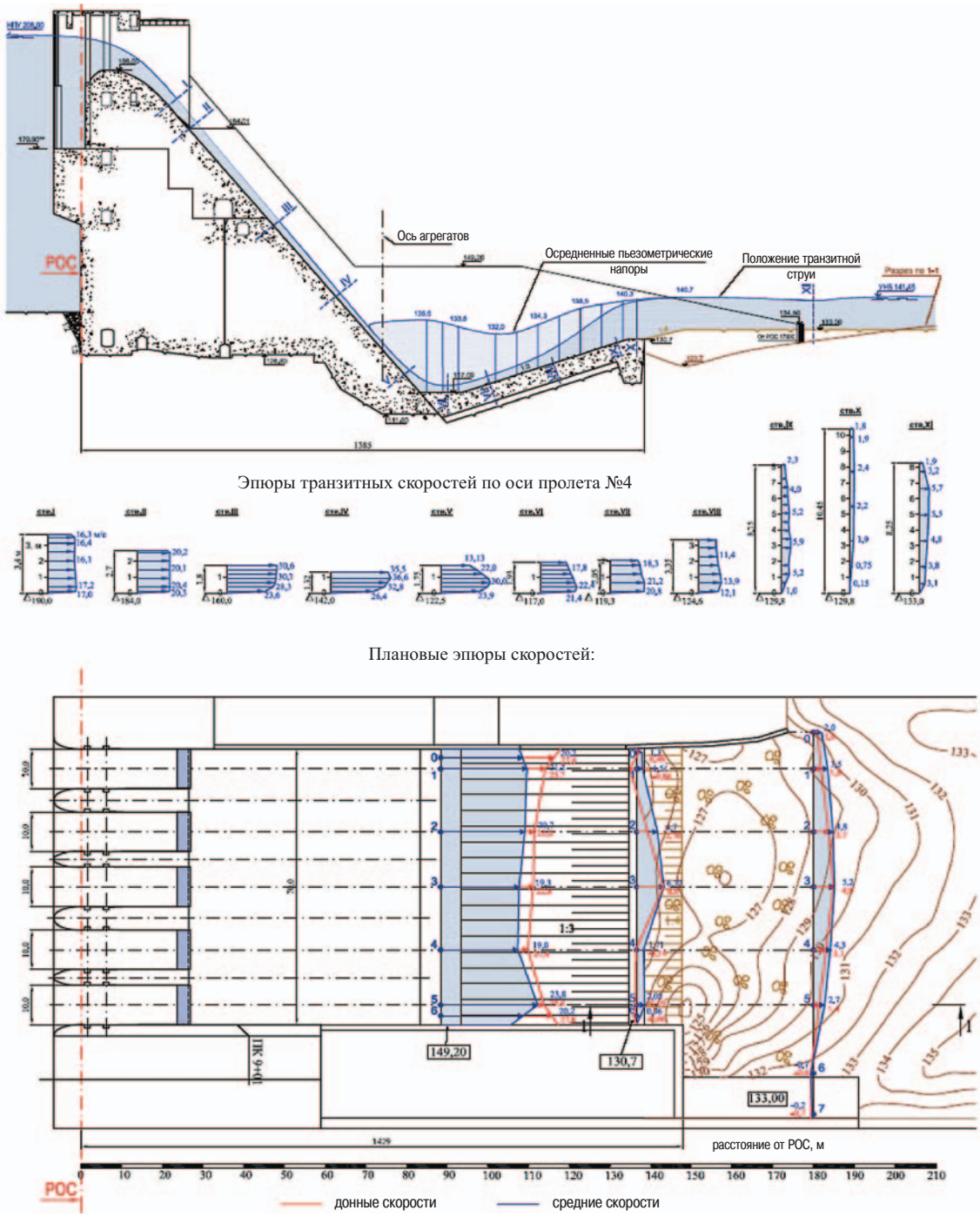


Рис. 3. Осредненные пьезометрические напоры, скорости течения воды в транзитной струе и деформации русла реки за водобойным колодцем для водосброса с гладкой водосливной поверхностью при УВБ = 208,0 м

водосливной грани. Сжатая глубина (1,75 м) располагается приблизительно на отм. 140,0 м водосливной поверхности. Максимальная скорость потока здесь 27,8 м/с. В створе VI, проходящем по дну водобойного колодца, максимальная скорость транзитного потока уменьшается до 12,4 м/с из-за торможения при взаимодействии с вышерасположенным вальцом, глубина транзитного потока в этом створе возрастает до 3,25 м. Ниже по потоку скорости в транзитной струе уменьшаются, а глубина возрастает. Поскольку в данном варианте скорости в транзитном потоке невелики, то и гашение энергии в этой части водосброса меньше, чем при гладком водосливе. В результате скорости на выходе из водобойного колодца (створы X и XI) аналогичны тем, что формируются при гладкой водосливной поверхности (рис. 3 и 4).

В Комментарии [1] мы отмечали, что ступенчатый водослив — система с большим числом одновременно работающих возбудителей или источников колебаний, обладающих способностью к подстройке или самосинхронизации. Мощность 1700 МВт в расчетном режиме сброса воды, погашенная ступенчатым водосливом и преобразованная в значительной части в резонансную вибрацию водослива, может нарушить

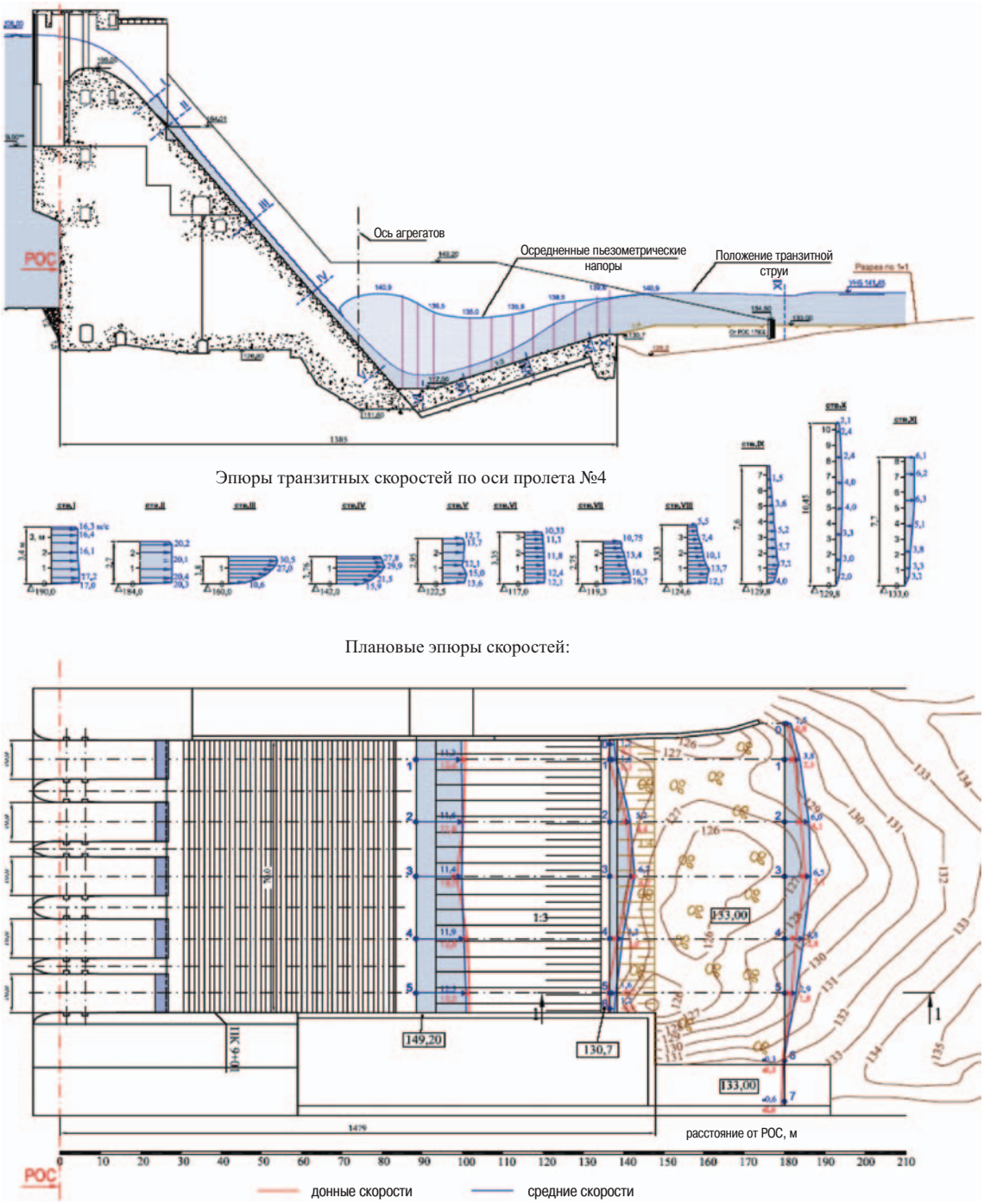


Рис. 4. Осредненные пьезометрические напоры, скорости течения воды в транзитной струе и деформации русла реки за водобойным колодцем для водосброса со ступенчатой водосливной поверхностью при УВБ = 208,0 м

нормальную работу сооружения. Эти вибрации не вошли в состав нагрузок, учтённых при расчете плотины в утвержденном проекте.

Вместе с тем при прогнозируемой эрозии (износе) ступеней скорости на водосливе возрастут. Ступени подвержены разрушительному воздействию гидродинамики сбросного потока и климатических факторов (воздействия солнца, отрицательных температур, осадков, и ветра), которые усиливаются фильтрационными протечками через уплотнения затворов и перехлестом волн через затворы. На ступенях формируются каналовидные размывы, сглаживающие ступени, подобные проявившимся на ступенчатом водосливе ГЭС Ла Гранд 2. Если подвод воздуха к ступеням недостаточен или аэрационный канал будет заперт вальцом воды, то существенный вклад в разрушение ступеней будет вносить кавитация. Это явление встречается часто. Наиболее уязвимый участок ступеней — выходная кромка. Она быстрее промораживается и в наибольшей степени воспринимает удары плавающих тел, гидродинамическое и кавитационное воздействие потока. Максимальная гидродинамическая и климатическая нагрузки действуют на внешний край горизонтальной площадки, разрушают кромку и сглаживают

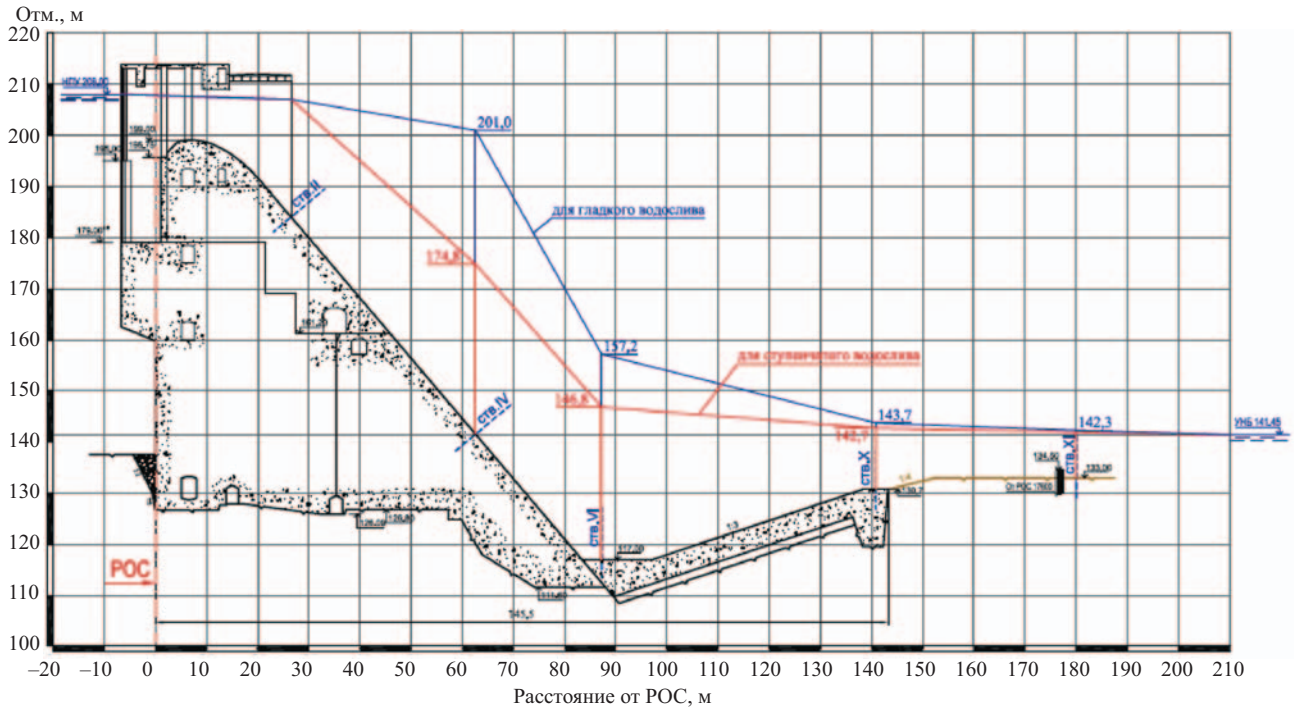


Рис. 5. Уровни полной удельной энергии сбросного потока в водосбросе № 2 для двух вариантов конструкции водосливной грани

ступеньку. Для защиты от эрозии применяют армированный бетон повышенной прочности, морозостойкости и стоимости, который снижает скорость эрозии, но не останавливает разрушение ступеней. В результате скорости течения на отдельных участках и в целом на водосливе асимптотически приблизятся к скоростному режиму “гладкого” водослива.

Прогнозируя эрозию ступеней и принимая во внимание увеличение скорости течения до величин, соответствующих “гладкому” водосливу, в проекте вместо ступенчатого необходимо предусматривать “гладкий” водослив и водобойный колодец, конструктивно обеспечивающие надежную безаварийную работу и гарантированное гашение энергии сбросного потока. В проекте колодца следует учитывать как позитивный, так и негативный опыт эксплуатации аналогичных действующих водосбросных сооружений. Тем самым будет обеспечена надежность и безопасность водосброса № 2 Богучанской ГЭС.

На рис. 5 для обоих вариантов конструкции водослива нанесены полученные по результатам исследований линии изменения полной удельной энергии потока по длине водосброса от верхнего до нижнего бьефа. Анализ этих результатов показывает, что в обоих случаях по длине водосброса теряется 98 % напора (УВБ — УНБ). При этом на ступенчатом водосливе до прыжка гасится 50 % энергии, а не 70 %, как рассчитывали разработчики. На гладком водосливе гасится около 10 % энергии. В самом колодце в гидравлическом прыжке для ступенчатого водослива гасится 48 % энергии, а для гладкого водослива — 88 % энергии сбросного потока.

Оценку размывов русла реки за водобойным колодцем проводили на несвязном грунте, который имитировал осадочные породы (алевролиты, известняки) с неразмывающими средними скоростями равномерного потока 4,5 м/с. Поскольку для обоих рассматриваемых вариантов скорости течения воды на выходе из водобойного колодца одинаковы, то и картины деформации русла за водобойной стенкой идентичны. Максимальная глубина размыва достигает отм. 124 – 125 м независимо от конструкции водосливной грани. Модельные отметки размыва следует учитывать при проектировании заложения основания раздельных стенок на этих участках.

Выводы

1. Для эффективного гашения энергии потока водосброса № 2 Богучанской ГЭС с “гладким” водосливом достаточен проектный водобойный колодец, вписанный в существующий скальный котлован здания ГЭС (рис. 3). Поэтому замена “гладкого” водослива ступенчатым для дополнительного гашения энергии не требуется.

2. Гидравлические модельные исследования показали, что глубина и местоположение размывов скалы за водобойным колодцем водосброса № 2 не зависят от типа водослива — гладкого или ступенчатого (сравните рис. 3 и 4).

3. На гидравлической модели отмечен значительный перепад давления между уровнем воды в нижнем бьефе и пьезометрическим давлением на дно колодца при пропуске эксплуатационного паводка (рис. 3 и 4). Возникающая взвешивающая сила превышает вес плит водобоя проектной толщины (5,4 м). При осушении водобойного колодца для ремонта подъемная сила, действующая со стороны нижнего бьефа на пер-

вый ряд плит, почти в четыре раза превышает вес проектной плиты (рис. 3, 4), независимо от типа водослива. Поэтому необходимо предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивости плит.

4. Размеры плит водобоя и мероприятия для обеспечения их устойчивости определяются ремонтными условиями работы водобойного колодца, так как максимальная подъемная сила в гидравлическом прыжке для обоих типов водосливов в эксплуатационных режимах меньше, чем подъемная сила, действующая на плиты первого ряда при ремонтном осушении колодца.

5. Опыт эксплуатации ступенчатых бетонных водосбросов в России и за рубежом в климатических условиях, аналогичных условиям Богучанской ГЭС, и даже при более мягком климате показал, что следует ожидать низкую надежность ступенчатого водослива по сравнению с апробированными и широко применяемыми "гладкими" водосливами.

6. Брызгообразование на ступенчатом водосливе, работающем при отрицательных температурах, может вызвать значительные эксплуатационные затруднения при оледенении здания ГЭС и прилегающих сооружений, ЛЭП, открытого электротехнического и гидромеханического оборудования.

7. Современная технология бетонирования гидротехнических крутонаклонных поверхностей, подобных наклону водосливной грани водосброса № 2 Богучанской ГЭС, идентична бетонированию вертикальных поверхностей как по способу крепления опалубки, так и по методу подачи бетона и скорости бетонирования. Например, зарубежные подрядчики не выдвигают дополнительных условий для изготовления крутонаклонных бетонных поверхностей по сравнению с вертикальными.

8. Стоимость ступенчатой водосливной плотины водосброса № 2 Богучанской ГЭС выше, чем "гладкой". Устройство монолитных ступеней требует дополнительного высокопрочного армированного бетона в объеме около 4000 м^3 [1]. Кроме того, стоимость ступенчатой водосливной плотины водосброса № 2 Богучанской ГЭС дополнительно возрастет в связи с необходимостью утяжеления профиля плотины после включения в расчет неучтенных в утверждённом проекте гидродинамических и вибрационных нагрузок, возникающих при работе ступенчатого водослива.

9. Рекомендуем применить в проекте Богучанской ГЭС водобойный колодец, вписанный в скальную выемку здания ГЭС, и "гладкий" водослив, разработанные Центром гидравлических исследований (ЦГИ) ОАО "НИИЭС"; модельными исследованиями обоснованы их надежная и безопасная работа и гарантированное гашение энергии сбросного потока. Тем самым будет обеспечена надежность и безопасность работы водосброса № 2 Богучанской ГЭС.

10. В проекте водобойного колодца особое внимание рекомендуем уделить конструкции и надежной герметичности межплитных швов для предотвращения проникновения гидродинамического давления под плиты водобоя и надежному дренажу подплитного пространства. Разгерметизация швов приведет к разрушению и выносу плит водобоя при пропуске паводков независимо от типа водослива.

Список литературы

1. *Семенков В. М.*, *Новикова И. С.* Комментарии к статье "Разработка конструкции водосброса № 2 Богучанского гидроузла" // Гидротехническое строительство. 2009. № 5. С. 46 – 49.
2. *Толошинов А. В.*, *Волынчиков А. Н.*, *Прокофьев В. А.*, *Судольский Г. А.* Разработка конструкции водосброса № 2 Богучанского гидроузла // Гидротехническое строительство. 2009. № 3. С. 2 – 9.
3. *Толошинов А. В.*, *Волынчиков А. Н.* Выбор оптимального варианта водосброса № 2 Богучанской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2009. № 3. С. 16 – 21.
4. *Розанов Н. П.*, *Кубецкий В. Л.* Оценка состояния плотины и основания Саяно-Шушенской ГЭС и мероприятий по обеспечению ее надежности // Гидротехническое строительство. 1994. № 2. С. 34 – 49.
5. *Брызгалов В. И.* Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. — Красноярск: Производственное издание, 1999.
6. *Семенков В. М.* Водосбросы и водосливы большой пропускной способности: Генеральный доклад // Тринадцатый международный конгресс по большим плотинам. ICOLD. Нью-Дели, 1979.
7. *Судаков В. Б.* К вопросу о строительстве ступенчатого водосброса на Богучанской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2009. № 11. С. 51 – 52.
8. *Рубинштейн Г. Л.* Отклик на комментарии к статье "Разработка конструкции водосброса № 2 Богучанского гидроузла" // Гидротехническое строительство. 2009. № 11. С. 53 – 55.

Об использовании энергии морских приливов

Золотов Л. А., кандидат техн. наук,
Красильников М. Ф., инженер, Шайтанов В. Я., доктор техн. наук

В сентябрьском номере журнала “Гидротехническое строительство” за 2009 г. напечатана статья известного инженера-гидротехника Г. Г. Лапина “Правда и мифы о приливных электростанциях”. Публикация этой статьи под рубрикой “Дискуссии” предлагает обсуждение на страницах этого авторитетного журнала проблемы использования энергии морских приливов для производства электрической энергии в современных хозяйственно-экономических условиях.

Регулярное повторение морских приливов и отливов дважды в сутки при закономерной длительности приливной волны 6 ч 12 мин и при постоянстве высоты волны, которая в различных регионах мира изменяется от 0 до 12 – 16 м, с незапамятных времен интересовало человечество.

Несмотря на кажущуюся простоту использования этого вечно возобновляемого, источника энергии, до сих пор не найдено реальных путей его использования, за исключением научно-исследовательских и опытно-промышленных установок. Главными причинами такого положения прежде всего являются высокая стоимость строительства, низкие технико-экономические показатели приливных электростанций (ПЭС). Стоимость 1 кВт установленной мощности ПЭС в 2 – 2,5 раза превышает этот показатель речных ГЭС. Следующей причиной является цикличность производства электрической энергии, что существенно усложняет ее использование. В связи с этим наряду с поиском путей повышения эффективности приливных электростанций необходимо решать проблемы практического использования производимой электрической энергии.

В настоящее время наметилось два основных направления использования энергии ПЭС. Одно из них — совместная работа приливной электростанции с гидроаккумулирующей. В период работы ПЭС производимая электрическая энергия, поступая в энергосистему, в необходимых объемах используется потребителями, а ее излишки потребляются гидроаккумулирующей электростанцией, гидроагрегаты которой в это время работают в насосном режиме. В период остановки ПЭС гидроаккумулирующая электростанция выравнивает график потребления за счет сработки верхнего бассейна. Такую работу крупной ПЭС, строительство которой в 80-е годы прошлого столетия планировалось в районе Кольского полуострова, предполагалось осуществлять совместно с мощной Онежской ГАЭС.

Другим направлением использования электрической энергии ПЭС является производство жидкого водорода, который сегодня рассматривается как топливо будущего. Установка для производства жидкого водорода методом электролиза воды может располагаться в непосредственной близости от ПЭС, что, по существу, объединяет эти два производства в единый технологический комплекс, исключая необходимость строительства высоковольтных ЛЭП и подстанций и в итоге существенно удешевляет стоимость конечного продукта.

В своей статье Г. Г. Лапин справедливо отметил, что идею использования энергии приливов, как и все новое, во всех странах мира сегодня поддерживают инженеры-энтузиасты, безгранично верящие в возможность эффективного использования этой вечно возобновляемой энергии для пользы человечества. Такая группа молодых энтузиастов во главе с инженерном Л. Б. Бернштейном в 30-е годы прошлого столетия начала изучать возможность использования энергии морских приливов в прибрежных районах СССР. Наиболее перспективными с точки зрения строительства приливных электростанций оказались прибрежные районы Белого моря, где высота волны достигает 10 м, Баренцева моря — 7,2 м и Охотского моря — 10,5 м. Великая Отечественная война затормозила, но не остановила развитие этих работ. В послевоенный период в институте “Гидропроект” под руководством Л. Б. Бернштейна было создано подразделение приливной энергетики, которая благодаря таким же энтузиастам, как и он сам (И. Н. Усачев, Ю. Б. Шполянский, Б. Л. Историк и др.), продолжила работу по использованию приливной энергии. Несмотря на сложности перестроечного периода 1990-х годов, эта группа ученых в труднейших экономических условиях не только не прекратила поиск путей использования энергии приливов, но и продолжила развивать это направление, добившись значительных успехов.

Большое влияние на развитие работ по использованию энергии морских приливов оказывает первая в Советском Союзе опытно-промышленная Кислогубская приливная электростанция, построенная в начале 1980-х годов на Кольском полуострове по проекту и под непосредственным руководством Л. Б. Бернштейна. Опыт строительства и результаты многолетней эксплуатации этой ПЭС, построенной в условиях сурового климата Заполярья, в агрессивной океанической среде, оказались бесценными не только для отечественного энергетического строительства, но и для всего мирового гидротехнического строительства.

При строительстве Кислогубской ПЭС авторы проекта впервые в практике мирового морского гидроэнергетического строительства успешно реализовали индустриальный метод возведения гидротехнических сооружений из крупных наплавных блоков полной заводской готовности, оснащенных в заводских условиях всем технологическим оборудованием. В процессе строительства были отработаны технология морского транспорта крупных плавучих блоков к месту установки и установка их в проектное положение. Это был первый шаг на пути снижения трудозатрат и стоимости строительства ПЭС, резкого сокращения общей продолжительности сооружения ПЭС.

Построенная Кислогубская ПЭС в течение нескольких десятилетий служила производственной лабораторией для изучения работы технологического оборудования и строительных конструкций, влияния ПЭС на окружающую среду и экологическую обстановку. Результаты многолетних наблюдений легли в основу дальнейшей работы по созданию нового поколения приливных электростанций.

Важным этапом работы по совершенствованию технологии использования приливной энергии является совершенствование технологического оборудования ПЭС, и прежде всего его главного рабочего органа — гидроагрегата. Многолетний опыт эксплуатации Кислогубской ПЭС показал, что используемые в мировой практике для приливной энергетики дорогостоящие и сложные капсульные гидроагрегаты, созданные для низконапорных речных гидроэлектростанций, не отвечают сложным условиям их длительного нахождения в агрессивной морской среде, особенно при низких температурах. В связи с этим создатели ПЭС начали работу над новым типом гидроагрегата, в результате которой коллективу лаборатории приливной энергетики Научно-исследовательского института энергетических сооружений (бывший НИС Гидропроекта), удалось создать принципиально новую конструкцию так называемой ортогональной турбины с вертикальной установкой гидроагрегата, отличающуюся предельной простотой. Предложенная конструкция турбины не требует для своего изготовления специальной оснастки и специального оборудования, может изготавливаться любым промышленным предприятием. Например, рабочее колесо большого диаметра для Малой Мезенской ПЭС было изготовлено непрофильным машиностроительным заводом “Севмаш”.

Новый тип гидроагрегата при резком снижении металлоемкости, трудоемкости и продолжительности изготовления стал несопоставимо дешевле, а также надежнее в работе, а вертикальная конструкция предельно упростила его обслуживание и эксплуатацию.

Инженерная и научная общественность по достоинству оценила результаты многолетнего труда специалистов Научно-исследовательского института энергетических сооружений ОАО “РусГидро” и машиностроительного завода “Севмаш”, осуществивших создание новой ортогональной турбины, более совершенной конструкции наплавного блока с полностью встроенным технологическим оборудованием, доставку его морским путем к месту установки и установку в проектное положение. За выдающийся вклад при проектировании, изготовлении и испытании оборудования и энергетических модулей для объектов приливной энергетики в 2009 г. им были присвоены звания лауреатов премии имени М. В. Ломоносова. Среди награжденных ученые Центра приливной энергетики института “НИИЭС” И. Н. Усачев, Ю. Б. Шполянский и Б. Л. Историк

Эти результаты достигнуты благодаря пониманию и активной поддержке проблемы приливной энергетики руководством головной гидроэнергетической организации ОАО “РусГидро”. В связи с этим, по нашему мнению, несмотря на определенные финансово-экономические трудности, руководство “РусГидро” и в дальнейшем не ослабит внимания к этому новому направлению использования вечно возобновляемых источников энергии.

Список литературы

1. *Лапин Г. Г.* Правда и мифы о приливных электростанциях // Гидротехническое строительство. 2009. № 9.
2. *Усачев И. Н.*, *Историк Б. Л.*, *Шполянский Ю. Б.* Сооружение типового наплавного энергоблока для приливных электростанций // Гидротехническое строительство. 2007. № 9.
3. *Усачев И. Н.*, *Шполянский Ю. Б.*, *Историк Б. Л.*, *Кузнецов В. П.*, *Фатеев В. Н.*, *Князев В. А.* Приливные электростанции (ПЭС) — источник энергии, запасаемой в водороде // Малая энергетика. № 1 – 2. М.: НИИЭС, 2008.
4. *Усачев И. Н.*, *Юрченко А. Н.*, *Фатеев В. Н.*, *Кротов М. Ф.* Использование дискретной выборки электроэнергии приливной электростанции для получения водорода (проект водородной инфраструктуры на Северной ПЭС) // Тез. докладов II Международной конференции “Технологии хранения водорода”. Москва, 28 – 29 октября 2009 г. — М.: НП “ИНКО”, 2009.
5. *Generating* Electricity from the Tide / Research Institute for Subtainable Energy, Murdoch University. — Australia, 2005.
6. *Severn* tidal power: shortlisted schemes under consideration // Hydropower and Dams. 2009. Vol. 16. Iss. 2.
7. *South* Korea completes first tidal plant // Hydropower and Dams. 2009. Vol 16, Iss. 4.

О терминологии нормативно-правовых документов, связанных с обеспечением безопасности гидротехнических сооружений

Волков В. И., кандидат техн. наук, Каганов Г. М., доктор техн. наук
(Московский государственный университет природообустройства)

Одним из важнейших элементов обеспечения безопасности гидротехнических сооружений (ГТС) является их детальный мониторинг, на основе которого делается заключение о состоянии гидротехнических сооружений и об уровне их безопасности.

Правильная оценка состояния гидротехнических сооружений — это многоплановая и серьезная экономическая задача, позволяющая ранжировать гидротехнические сооружения по степени опасности и в конечном счете решить вопрос об экономической эффективности инвестиций в реализацию превентивных мероприятий (ремонт, реконструкция), исключающих ущерб от возможной аварийной ситуации или аварии, в том числе, связанной с прорывом напорного фронта.

Оценка состояния ГТС является особо актуальной для России, где имеется 30 – 50 тыс. низконапорных гидротехнических сооружений (IV – III класса), на которых отсутствует проектная документация и какие-либо службы эксплуатации, а главное — возможность финансирования планового мониторинга.

Наличие значительного количества гидротехнических сооружений ставит задачу оптимальной организации их детальных обследований в условиях разбросанности объектов обследования и дефицита кадров специалистов на местах.

К сожалению, попытки максимально формализовать оценку состояния гидротехнических сооружений, ее мог выполнить сотрудник, не имеющий специального образования, не привели к цели. Следует иметь в виду, что соответствующие законодательства зарубежных стран подчеркивают необходимость привлечения дипломированных специалистов для обследований. Лишь отдельные, значимые диагностические показатели состояния гидротехнических сооружений могут быть формализованы и использоваться сотрудниками, не имеющими должной квалификации. Поэтому представляется необходимым, чтобы обследования ГТС выполняли высококвалифицированные специалисты.

При оценке состояния и уровня безопасности гидротехнических сооружений, поднадзорных Ростехнадзору [2, 3], Ространснадзору [4] и Росприроднадзору (до их передачи Ростехнадзору) [5, 6, 7], эксперты опираются на соответствующие нормативные документы указанных ведомств, а также МПР. Однако эти документы страдают существенными разночтениями в терминологии и методиках, что может привести к различным оценкам и путанице в результатах анализа статистических данных. Такая ситуация сложилась в 90-х годах прошлого века вследствие отсутствия координации при подготовке ряда ведомственных нормативных документов. Остановимся более подробно на отдельных документах, их различиях и недостатках. Существенным недостатком указанных ведомственных документов являются не только различие в терминологии и расплывчатость ряда определений, но и, на наш взгляд, полный отрыв, при описании состояний гидротехнических сооружений и уровня их безопасности, от реализуемых в СНиП *первого* и *второго предельных состояний*, понятия о которых предполагается использовать и в Регламенте безопасности гидротехнических сооружений. На понятия о первом и втором предельных состояниях, используемые в практике проектирования и строительства, должны опираться диагностические показатели и критерии безопасности.

Представляется также, что *состояние гидротехнических сооружений* должно полностью корреспондироваться с *уровнем их безопасности*. Например, четырем уровням безопасности, принятым в настоящее время в Российском регистре гидротехнических сооружений, должны соответствовать четыре состояния, в противном случае возможна серьезная путаница, особенно при анализе сведений даже в рамках одного субъекта федерации, не говоря уже о России в целом. В принципе, понятие “эксплуатационное состояние” следовало бы объединить с понятием “уровень безопасности” и пользоваться одним термином, употребляя соответствующее описание, в том числе понятий первого и второго предельных состояний.

В отдельных указанных нормативных документах для оценки состояния гидротехнических сооружений и уровня их безопасности используется терминология ГОСТов (кстати, частично устаревших) — “работоспособное”, “ограничено работоспособное”, “частично работоспособное”, “исправное”, “неисправное состояние” и др., которая не используется в практике проектирования и строительства, а также при оценке состояния гидротехнических сооружений, в том числе на основе результатов визуальных или инструментальных наблюдений. Имеющие место разночтения и существенный разнобой представлены в таблице. Анализ таблицы позволяет сделать ряд выводов:

в Российском регистре гидротехнических сооружений приводится описание уровней безопасности (четыре уровня); не приводится интегральная оценка состояния гидротехнического сооружения, которое может быть охарактеризовано техническим состоянием и уровнем (качеством) эксплуатации;

терминология уровней безопасности, их количество (от четырех до шести) и наименования в документах [1, 2, 3, 4, 5, 6] различаются между собой и от того, что приведено в Регистре;

терминология, используемая в различных документах для описания состояния гидротехнических сооружений, и их градация (обычно три или четыре рубрикации) существенно различаются между собой;

описания уровней безопасности, состояния гидротехнических сооружений часто весьма расплывчаты, нечетки, так что даже профессионалу невозможно будет в ряде случаев отнести эксплуатационное состояние и уровень безопасности к той или иной рубрике;

в применяемой терминологии не используются или используются в неполной мере широко применяемые в практике проектирования и строительства понятия первого и второго предельных состояний.

Следует иметь в виду, что терминология негидротехнических ГОСТов (многие из которых устарели) не всегда отвечает практике проектирования и строительства гидротехнических сооружений.

Рассмотрим на отдельных примерах недостатки в описании состояния и уровней безопасности ГТС в некоторых названных документах.

О ведении Российского регистра гидротехнических сооружений [1]

Нормальный уровень безопасности. Используется понятие “работоспособное состояние”, которое следовало бы расшифровать в инструкции.

Пониженный уровень безопасности. Определение этого уровня представляется крайне расплывчатым. Неясно, что входит в “невыполнение первоочередных мероприятий” и что следует к ним относить; что означает “неполное выполнение предписаний органов госнадзора” и что входит “в другие нарушения правил эксплуатации при прочих условиях”.

Неудовлетворительный уровень безопасности. Неудачным представляется сам термин “неудовлетворительный”, аналогичный привычной “двойке”. Неясно, насколько допускается для данного уровня “снижение механической или фильтрационной прочности”. Нельзя согласиться и с “превышением предельно допустимых значений критериев безопасности для работоспособного состояния”: в СНиПах такие характеристики отсутствуют, поэтому непонятно, как это предложение реализовать. Нечетким представляется выражение “другие отклонения от проектного состояния, способные привести к развитию аварии”. Какие другие? То есть авария уже имеет место и речь идет о ее возможном дальнейшем развитии? Очевидно, описание больше соответствует градации “опасный уровень”.

Опасный уровень. Неясно, о какой величине “развивающихся процессов снижения прочности и устойчивости” идет речь (2 – 5 %) ? Как это связано с расчетными сопротивлениями и предельными состояниями? Отсутствует соответствующее описание определения “частично неработоспособное и неработоспособное состояние”; имеющиеся, во всяком случае значимые, критерии безопасности никак не связаны с этими состояниями, а связаны с возможным наступлением первого или второго предельного состояния.

Резюмируя классификацию Регистра, следует отметить:

значительную нечеткость формулировок, описывающих уровень безопасности гидротехнических сооружений, которые вносят сумбур в оценку безопасности гидротехнических сооружений, что может привести к ошибкам в ранжировании сооружений при оценке эффективности инвестиций в превентивные мероприятия (ремонт, реконструкция) для обеспечения безопасности;

неудачную попытку использовать терминологию ГОСТа для оценки состояния гидротехнических сооружений (понятия “работоспособное”, “частично” и “ограниченно неработоспособное”, “неработоспособное”). В практике проектирования, строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений отсутствуют критерии безопасности, увязанные с указанными состояниями, значимые критерии увязаны с предельными состояниями.

Инструкция Госгортехнадзора России [2]

В отличие от терминологии, принятой в Регистре, в данной Инструкции рассматривается три эксплуатационных состояния, которые описаны также весьма расплывчато;

надежное (работоспособное);

удовлетворительное (частично неработоспособное);

предаварийное (предельное).

Понятно, что используемые понятия трех состояний лишь приблизительно могут соотноситься с четырьмя уровнями безопасности Регистра. Не используется и понятие о предельных состояниях по СНиП, описание состояний расходится с описанием в Регистре и привязано к вновь введенным понятиям двух уровней критериев безопасности.

В Инструкции Госгортехнадзора рассматривается два уровня критериев безопасности:

1-й уровень — “значения контролируемых показателей состояния ГТС, определяемые при

Состояния и уровни безопасности ГТС по различным методикам

РРГТС (5 августа 1999 г.)		РД 153-34.2-21.342-00 (РАО "ЕЭС России")	Госгортехнадзор (2002)	ВОДГЕО (2002)	Минтранс России (2003)		СТП "НИИЭС" (2004)		Дополнительные требования от 29 декабря 2006 г. № 1163 (Ростехнадзор)		Стандарт РАО "ЕЭС России" 17330282.27.140.003-2008		Предложение МГУП и ГИПЭ	
Состояние	Уровень безопасности	Эксплуатационное состояние	Эксплуатационное состояние	Уровень безопасности	Состояние	Уровень безопасности	Состояние	Уровень безопасности	Состояние	Уровень безопасности	Состояние	Уровень безопасности	Состояние	Уровень безопасности
Работоспособное	Нормальный	Нормальное	Надежное (работоспособное)	Нормальный	Работоспособное	Нормальный	Нормальное	Нормальный	Исправное	Нормальный	Работоспособное	Нормальный	Нормальное	Нормальный
-	Пониженный		Удовлетворительное (частично неработоспособное)	Пониженный	Ограниченно работоспособное	Пониженный			Работоспособное	Пониженный		Пониженный	Удовлетворительное	Пониженный
Частично работоспособное	Неудовлетворительный	Потенциально опасное		Неудовлетворительный	Предаварийное	Неудовлетворительный	Потенциально опасное	Допустимый, предельный	Ограниченно работоспособное	Неудовлетворительный (низкий)	Частично неработоспособное	Неудовлетворительный	Потенциально опасное	Неудовлетворительный
Неработоспособное	Опасный	Предаварийное	Предаварийное (предельное)	Опасный	Аварийное	Опасный	Предаварийное	Недопустимый	Неработоспособное (предельное, аварийное)	Опасный (аварийный)	Неработоспособное	Критический	Аварийное	Опасный (критический)

основном сочетании нагрузок, при достижении которых эти показатели соответствуют условиям нормальной эксплуатации";

2-й уровень — "значения контролируемых показателей состояния ГТС, устанавливаемые при особом сочетании нагрузок … при которых эксплуатация ГТС в проектном режиме недопустима, состояние сооружения может перейти в предаварийное".

Непонятно, почему для 1-го уровня рассматривается лишь основное сочетание нагрузок, а для 2-го — только особое сочетание, ведь сооружение может иметь критерии безопасности, обеспечивающие нормальную работу и при основном и при особом сочетании нагрузок.

Недостаточно четко прописан п. 3.4: неясно, при каком "специальном обосновании" можно пользоваться критериями безопасности только 1-го уровня.

Описание нагрузок и воздействий, их сочетаний, представленное в Приложении 1, также отличается от СНиП, в которых детально расписано, в том числе и с учетом специфики различных гидротехнических сооружений. Следовало бы в дальнейшем учесть и дополнение к СНиП, в котором учитывается сочетание особое-1 (без сейсма) и особое-2 (с учетом сейсма).

Методические рекомендации по оценке риска аварий гидротехнических сооружений водохранилищ и накопителей промышленных отходов [3]

В данных Рекомендациях дана четкая и простая методика определения степени риска аварий гидротехнических сооружений (шкала "малая — умеренная — большая — аварийная ситуация") и ее соответствия четырем уровням безопасности, принятым по терминологии Регистра (нормальный, пониженный, неудовлетворительный и опасный).

Методические рекомендации по оценке технического состояния и уровня безопасности СГТС [4]

В этих Рекомендациях сначала регламентированы следующие виды технического состояния:

работоспособное;

частично неработоспособное, которое предлагается подразделять на ограниченно работоспособное, предельное, аварийное.

Рассматриваемые состояния также не сходятся с понятием о предельных состояниях по СНиП, а использование этого слова в документе несет в себе иной смысл.

Таким образом, изначально предполагалось использовать понятия о трех (или даже пяти) технических состояниях. Дальше в тексте оставлено без пояснений четыре состояния гидротехнических сооружений, причем имеющие некоторые отличия от приведенных ранее:

работоспособное;

ограниченно работоспособное;

предаварийное;

аварийное.

Отмечается, что техническое состояние устанавливается в процессе “длительной” эксплуатации (п. 2.3), с чем нельзя согласиться, так как известно, что в период наполнения водохранилища и вообще в первые годы эксплуатации могут иметь место различные отступления от проекта в работе сооружений, в том числе и опасные. Из этого же пункта не совсем ясно, почему разделены между собой “контролирующие” и “качественные” показатели, ведь качественные показатели также являются контролирующими.

Следовало бы внести в терминологию понятие “аварийная опасность” (п. 6). Речь идет о последствиях аварии — этот термин несет определенную нагрузку, так как им в документе определяется безопасность.

Затруднение вызывают многочисленные обозначения, встречающиеся в разных разделах текста: ПДЗ, ОГЗ, КЗ, СГТС, Б, Б1, Б2, Б3.

В разделе 4 (п. 4.3), посвященном классификации технического состояния, исчезло понятие “предельное” состояние. Имеет место и полный отход от критериев безопасности в трактовке СНиП для предельных состояний первой и второй групп, где они четко прописаны для основного и особого сочетаний нагрузок и воздействий. При этом, если даже один критерий безопасности не выполняется, имеет место предельное состояний. Не совсем понятно также, если факторы безопасности превышают критическое значение (КЗ) и будет иметь место первое предельное состояние (по СНиП), то будет ли иметь место разрушение которое, кстати, может быть с прорывом напорного фронта или отдельного элемента без прорыва напорного фронта.

Усложненными представляются материалы, представленные в пунктах 6.7 – 6.19.

В разделе 7 описывается ряд мероприятий, но не со всеми из них можно согласиться; они требуют большей четкости.

Рассмотрено три группы аварийных ситуаций (сценариев), которые могут относиться не только к шлюзам, но и к другим гидротехническим сооружениям, например к водосбросам. Причем эти сценарии, как уже отмечалось ранее, оказываются связанными со степенью опасности (т.е. с последствиями и ущербом), но это не есть безопасность гидротехнических сооружений. Вызывает некоторые сомнения таблица группы сценариев. Например, ко второй группе сценариев отнесены обрушение подпорных стен, фильтрация, повреждения днища; очевидно, эти и некоторые другие сценарии могут в ряде случаев стать самыми опасными. Следовало бы уточнить и ранжирование факторов безопасности.

В Рекомендациях [4] не рассмотрена специфика случаев при отсутствии проектной документации.

Нормативно-методические документы, используемые в гидроэнергетике [5, 6, 7]

Указанные материалы представляются нам более приближенными к практике проектирования и строительства ГТС. Приводятся более развернутые и четкие определения и понятия, связанные с терминологией; детально рассмотрены факторы (с объединением их по группам), которые необходимо учитывать при оценке состояния и уровня безопасности ГТС; меньше используется понятий и коэффициентов, не всегда статистически обоснованных; справедливо отмечается специфика ГТС, большей частью отличающаяся от специфики производственных изделий, терминология для которых используется в ГОСТах.

Авторами впервые введены понятия критериев состояния ГТС К1 и К2, которым даны достаточно четкие определения. Следует согласиться с тем, что эти параметры действительно могут быть полезны для крупных, а подчас уникальных сооружений I, II и даже III классов и могут не использоваться для сооружений IV класса, а при обосновании — для сооружений III класса, допускается устанавливать один уровень критериальных значений. Введение уровней К1 и К2 имеет смысл в основном при анализе диагностических количественных показателей.

При оценке состояния гидротехнических сооружений в отличие от Российского регистра гидротехнических сооружений рассматривается три состояния:

нормальное;

потенциально опасное;

предаварийное.

Последними утвержденными нормативными документами, в которых рассматриваются вопросы оценки состояния гидротехнических сооружений и их уровни безопасности являются следующие.

Дополнительные требования к содержанию Декларации безопасности и методике ее составления, учитывающие особенности декларирования безопасности ГТС объектов энергетики [8]

Оценка состояния гидротехнических сооружений осуществляется по шкале “исправное — работоспособное — ограниченно работоспособное — неработоспособное (предельное, аварийное)”, соответствующей уровням безопасности “нормальный — пониженный — неудовлетворительный (низкий) — опасный (аварийный)”. При этом сохраняется понятие критериев состояния ГТС К1 и К2, являющихся границами перехода из одного состояния в другой.

Стандарт ОАО РАО “ЕЭС России” СТО 17330282.27.140.003-2008 [9]

Оценка состояния и уровня безопасности гидротехнических сооружений практически полностью совпадает с Российским регистром гидротехнических сооружений, за исключением того, что самый опасный уровень безопасности назван критическим.

Выводы

1. В результате отсутствия должной координации сложилась ситуация, при которой использующаяся ведомствами различающаяся между собой терминология затрудняет возможность обобщения информации, полученной на основе данных мониторинга ГТС в государственных федеральных органах исполнительной власти, в субъектах федерации, в муниципальных образованиях. Описания состояния гидротехнических сооружений и уровней их безопасности не являются достаточно четкими и могут затруднить работу экспертов. При этом имеет место отрыв этих понятий от широко используемых в практике проектирования ГТС понятий первого и второго предельных состояний, регламентированных СНиП, а в будущем — Регламентом безопасности гидротехнических сооружений. В разработанных ведомственных документах фигурирует, как нам представляется, избыточное количество терминов, понятий, определений, коэффициентов, затрудняющих работу с ними, особенно на местах.

2. Существующая система оценок состояния и уровня безопасности гидротехнических сооружений по результатам мониторинга нуждается в серьезной корректировке по ряду позиций. Необходимо разработать в первую очередь единую для всей Российской Федерации систему понятий, базирующихся на единой терминологии о состоянии и уровне безопасности ГТС. Имеющиеся различия в терминологии ведомственных документов искажают статистические данные, не позволяют правильно и однозначно ранжировать ГТС по степени их безопасности для территорий верхнего и нижнего бьефов (последствия, ущерб), а следовательно, правильно решить вопрос об экономической эффективности превентивных мероприятий (ремонт, реконструкция), решения по которым принимаются на различных уровнях управления.

3. Существенным недостатком практически всех используемых в настоящее время документов, описывающих по результатам мониторинга состояние и уровень безопасности ГТС, является отрыв используемой терминологии от реализуемых в СНиП первого и второго предельных состояний, понятие о которых будут использованы в Регламенте безопасности ГТС и широко употребляются в практике проектирования и строительства. На эти понятия должны опираться и диагностические показатели, и критерии безопасности. Необходимо, по возможности, исключить расплывчатость ряда определений, что позволит экспертам более четко квалифицировать состояние и уровни безопасности ГТС. Представляется целесообразным, учитывая, что понятия “состояние ГТС” и “уровень безопасности” описываются словесно на качественном уровне, рассмотреть возможность соединить эти понятия, используя соответствующие описания.

4. В имеющихся методиках было бы желательно рассмотреть возможность максимально уменьшить количество понятий, коэффициентов, таблиц, что существенно облегчило бы использование этих методик для анализа результатов мониторинга на местах.

Список литературы

1. *О ведении* Российского регистра гидротехнических сооружений: Инструкция МПР РФ, Минтопэнерго РФ, Минтранса РФ и Госгортехнадзора РФ от 12 июля 1999 г. NN 144, К-3357, К-14 / 367-ис, 01 / 229а.
2. *Инструкция* о порядке определения критериев безопасности и оценки состояния гидротехнических сооружений накопителей жидких промышленных отходов на поднадзорных Госгортехнадзору России производствах, объектах и в организациях / Госгортехнадзор России. 2002.
3. *Методические* рекомендации по оценке риска аварий гидротехнических сооружений водохранилищ и накопителей промышленных отходов / ВОДГЕО. М., 2002.
4. Методические рекомендации по оценке технического состояния и уровня безопасности СГТС. М.: ЗАО “Гидротехэкспертиза”, 2003.
5. ***РД 153-34.2-21.342-00.*** Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений / РАО “ЕЭС России”. М., 2001.
6. *Методика* оценки уровня безопасности гидротехнических сооружений / ОАО “НИИЭС”. М., 2004.
7. *Пособие* к “Методике определения критериев безопасности гидротехнических сооружений” / Под ред. И. Н. Иващенко, И. Ф. Блинова. М.: ОАО “НИИЭС”, 2004.
8. *Дополнительные* требования к содержанию Декларации безопасности и методика ее составления, учитывающая особенности декларирования безопасности ГТС объектов энергетики / Утв. приказом Ростехнадзора от 29 декабря 2006 г. № 1163.
9. *СТО 17330282.27.140.003-2008*. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования: Стандарт ОАО РАО “ЕЭС России” / Утв. приказом от 13.03.2008 № 106, введен в действие с 15.03.2008.

О терминологии и классификации водосливов

Швайнштейн А. М., кандидат техн. наук

Терминология и классификация водосливов по ряду признаков приведены в руководствах по гидравлике, например в [1, 2]. В работе [3] обсуждаются предложения, касающиеся терминологии и классификации водосливов в зависимости от параметров формы и размеров поперечного сечения только для прямых водосливов. Нам представляется полезным рассмотреть предлагаемые уточнения применительно не только к прямым водосливам, но и к другим видам расположения водосливных стенок в плане. Как продольное, так и плановое очертание водосливных стенок отличается разнообразием, поэтому составление последовательной классификации по параметрам формы и размерам поперечного сечения сталкивается с заметными трудностями. Кроме того, следует учитывать, что существующая классификация и особенно терминология опираются на многолетние традиции в определенном разделе науки и техники, в том числе языковые. В ряде случаев дословный перевод термина на другие языки не соответствует общепринятой терминологии. Так, например, скорость осаждения частиц грунта на русском языке называется гидравлической крупностью, а на английском — settling velocity.

Обратимся к трем видам водосливов, обычно рассматриваемым в их классификации по форме и размерам поперечного сечения, которые обсуждаются в [3]:

водослив с тонкой стенкой;

водослив с широким порогом;

водослив практического профиля.

В случае водослива с тонкой стенкой переливающаяся через его гребень струя воды формируется только за счет его верховой грани. Такой характер истечения наблюдается за стенками различного вида [3, рис. 1], но не все эти водосливные стенки можно назвать тонкими. Поэтому и раньше в ряде руководств по гидравлике использовались другие термины для этого вида водосливов: “с острым ребром” [4], “с острой стенкой или кромкой” [2], “с острым гребнем” [5]. Для всех трех схем водослива на указанном выше рисунке наиболее удачно подходят термины “с отрывом струи от кромки или ребра”. Схема *а* этого рисунка не соответствует термину “с острым гребнем”, а схема *б* — термину водослив “с тонкой стенкой”.

Необходимо отметить, что в англо-русском словаре (нами используется издание 1983 г. [6]) содержатся следующие термины, относящиеся к рассматриваемым видам водосливов: thin-plate weir, thin-edged weir, sharp-crested weir (overflow), которые соответствуют русскоязычным аналогам. Какой из этих терминов превалирует в англоязычной научно-технической литературе и каковы тонкости их применения, могут определить только специалисты в этой области, являющиеся носителями языка.

В пределах водослива с широким порогом формирование переливающегося через гребень потока происходит в основном на его цилиндрической верховой грани.

Использование для названия линейных размеров водосливов терминов “ширина” и “высота” довольно условно и в какой-то мере зависит от традиций. Не всегда термином “ширина” обозначают размеры поперек потока, а “длиной” называют размер вдоль потока. С этой точки зрения необходимо сравнить терминологию прямых водосливов с другими очертаниями в плане. Для водослива, расположенного на гребне арочной плотины, размер по кривой дуге называют длиной водослива по гребню. Расстояние между быками водослива на гребне арочной плотины называют шириной пролета, а размер этого пролета по кривой дуге — длиной пролета по гребню (для обоих случаев могут рассматриваться два размера: с верхнего и нижнего бьефов).

Боковые водосливы выполняются в виде выреза в стенках каналов, длину гребня такого водослива определяют вдоль направления течения.

Характер истечения через любой криволинейный в плане или боковой водослив в зависимости от соотношения напора на гребне и его ширины с учетом особенностей его работы может отвечать одной из трех схем, рассматриваемых в приведенной выше классификации.

Англоязычная терминология водосливов с широким порогом не отличается определенностью, в [6] приведены для них следующие термины: broad-crested weir (overflow) и long-crested weir.

К особому типу водослива с широким порогом следует отнести стеснение водотока (channel constriction) в плане [1, 4], т.е. случай такого водослива без порога. Необходимо обратить внимание, что гребень таких водосливов (дно стеснения) во многих случаях выполняется с уклоном. К водосливам такого типа относятся безнапорные входные оголовки водопропускных труб у основания плотин и дорожных насыпей [7], а также строительных тоннелей [8].

Характер течения в пределах водослива практического профиля отличается тем, что в формировании переливающегося через его гребень потока участвуют и верховая грань, и поверхность его гребня. Такие водосливы имеют разнообразное

очертание и подразделяютвя по очертанию поперечного сечения на два вида [1, 5]: криволинейные и трапецеидальные. Такие виды водосливов рассматриваются и в нормативах по гидравлическому расчету водосливов [9]. Нам представляется, что наиболее рациональна такая их классификация:

водосливы с криволинейным профилем, близким по очертанию при профилирующем напоре к нижней кривой свободной поверхности за водосливом с острой кромкой. Такие водосливы могут быть безвакуумными (nappe-shape crest, standart dam crest, ogee spillway, nonaerated spillway) и вакуумными (aerated spillway);

водосливы трапецеидального профиля. Такие водосливы [9] могут иметь плоский (flat-crested weir, flat-topped weir) либо цилиндрический гребень. Очертание продольного профиля их гребня может быть несколько скруглено (round-crest weir), но даже при наличии скруглений трапецеидального профиля водослив такого вида не следует относить к водосливам с криволинейным профилем.

Резюмируя изложенное, наше мнение сводится к тому, что логичнее вместо термина “водослив с тонкой стенкой” использовать термин “водослив с отрывом струи от кромки или ребра”. Замена термина “водослив с широким порогом” на термин “водослив с длинным гребнем” должна быть основана на рассмотрении не только прямых водосливов, но и водосливов другого планового очертания. А в общем, с учетом имеющихся традиций, можно указанные термины не изменять вообще. Важно только понимать, какие гидравлические условия работы наблюдаются для каждого из этих видов водосливов.

Список литературы

1. *Чугаев Р. Р.* Гидравлика (Техническая механика жидкости). — Изд. 4-е. Л.: Энергоиздат, 1982.
2. *Богомолов А. И.*, *Михайлов К. А.* Гидравлика. — Изд. 2-е. М.: Стройиздат, 1972.
3. *Гиргидов А. Д.*, *Румянцев И. С.*, *Штеренлихт Д. В.* Предложения по терминологии и классификации прямых водосливов // Гидротехническое строительство. 2009. № 3.
4. *Агроскин И. И.*, *Дмитриев Г. Т.*, *Пикалов Ф. И.* Гидравлика / Под ред. И. И. Агроскина. Л.: Энергоиздат, 1950.
5. *Справочник* по гидравлическим расчетам / Под ред. П. Г. Киселева. — Изд. 4-е. М.: Энергия, 1972.
6. *Англо-русский* словарь по гидротехнике. М.: Русский язык, 1983.
7. *Розанов Н. П.* Гидравлические расчеты водопропускных труб. М.: МГМИ, 1979.
8. *Швайнштейн А. М.* Строительные туннели. Гидравлические условия работы. М.: Энергоатомиздат, 1986.
9. *Рекомендации* по гидравлическому расчету водосливов. Ч. 1. Прямые водосливы: П18 – 74 / ВНИИГ. Л., 1974.

ВНИМАНИЮ АВТОРОВ!

Сведения о переводе на английский язык статей из журнала «Гидротехническое строительство» можно получить в редакции по телефону (495)741-49-81.

По вопросам выплаты авторского гонорара за переведенные статьи обращайтесь в отдел валютных расчетов Российского авторского общества (РАО) по адресу:

125993, Москва, ГСП-3, ул. Большая Бронная, д. 6а, комн. 225.

Телефоны для справок: (495)697-33-35, 697-92-88, 697-06-68.

Часы работы: с 9-30 до 15-30, обеденный перерыв с 12-30 до 13-30.

Академик Б. Е. Веденеев
(к 125-летию со дня рождения)

Борис Евгеньевич Веденеев – талантливый ученый, выдающийся инженер и крупный государственный деятель родился в 1885 г. в Тифлисе в семье инженера путей сообщения. В 1909 г., после окончания Петербургского института путей сообщения, Б. Е. Веденеева командируют для усовершенствования знаний в Германию, в Дармштадский политехнический институт, где он изучает гидротехническое строительство, особенно строительство гидроэлектростанций.

С 1910 г. Б. Е. Веденеев сначала работает в Тифлисе в Управлении Владикавказской железной дороги, затем в Москве преподает электротехнику и гидравлику в техническом училище. В 1912 г. работает на Дальнем Востоке на изысканиях под строительство портов, в 1914 г. – в управлении по расширению Владивостокского порта, в 1916 г. – на строительстве морского порта в Мурманске, в 1918 г. – в Петрограде в Управлении торговых портов, в 1919 и начале 1920 г. – в Москве в Управлении ирригационных работ по Туркестану и в Управлении водного хозяйства Московско-Нижегородского района.

В августе 1920 г. в связи с началом реализации Ленинского плана ГОЭЛРО начальник и главный инженер Волховской ГЭС Г. О. Графтио приглашает Б. Е. Веденеева на должность заведующего гидротехническим отделением в техническом отделе, а затем назначает его начальником работ. Б. Е. Веденеев организует геологические и гидрологические изыскания, изучение режима фильтрации в основании, разрабатывает метод цементации трещиноватых скальных оснований, создает практически первые технические условия по цементации скальных оснований. Он создает и совершенствует систему производства работ на гидроузле и в основном бетонных работ. В том, что качество всех выполненных работ было признано отличным, большая заслуга Б. Е. Веденеева.

В 1926 г. Б. Е. Веденеев становится главным инженером строительства Днепрогэс – самой большой ГЭС в Европе, мощностью 560 тыс. кВт. Он внес много нового в проект, предложил метод “гребенки” при возведении бетонной плотины, разработал технологию лечения тектонических трещин в скальном основании, усовершенствовал технологию укладки бетона и контроля его качества. В 1932 г. за успехи в строительстве Волховской и Днепровской ГЭС Б. Е. Веденеева, Г. О. Графтио, А. В. Винтера и И. Г. Александрова избирают действительными членами Академии наук СССР.

С 1932 г., когда началось активное освоение ресурсов Волги и Камы, Б. Е. Веденеев работает сначала главным инженером треста “СредВолгоСтрой”, а с 1934 г. – заместителем начальника и главным инженером Главгидроэнергостроя, практически руководя проектированием и строительством ГЭС в стране. В 1940 г. Б. Е. Веденеева назначают членом Совета по топливу и электрохозяйству СНК СССР, а в начале 1941 г. – Государственным советником при СНК СССР.

Период Великой Отечественной войны для Б. Е. Веденеева, как и для всех в стране, стал самым трудным в жизни. С 1942 по 1946 г. он был заместителем наркома электростанций СССР, а с 1943 по 1945 гг. был также заместителем члена Государственного Совета Обороны по ГЭС. Нужно было демонтировать агрегаты на ГЭС, попадавших в зону оккупации, и одновременно, в связи с перебазированием промышленности на Восток, строить новые ГЭС. Это были: на Урале – Аргазинская, Алапаевская, Белорецкая, Верхотурская и Зюраткульская ГЭС; в Узбекистане – Тавакская ГЭС, четыре ГЭС на р. Боз-Су и Фархадская на р. Сыр-Дарья; в Таджикистане – ГЭС на р. Варзоб; в Киргизии – ГЭС на Большом Чуйском канале, в Казахстане – ГЭС на р. Большая Алмаатинка.

Сразу же после освобождения оккупированных территорий началось восстановление ГЭС. Волховская ГЭС уже в 1943 г. снова заработала и подавала электроэнергию по подводному кабелю в окруженный Ленинград. На ГЭС Нива-2 восстановление агрегатов начали уже в 1942 г., на Нижнесвирской – в 1944 г. В 1943 г. восстановили Баксанскую и Гизельдонскую ГЭС, в 1945 г. – ГЭС Раухиала под Выборгом.

В 1944 г. в СССР началось строительство новых ГЭС – Майкопской, Орджоникидзиевской, Краснополянской, Мингечаурской и Гюмушской. В 1945 – 1946 гг. началось строительство Горьковской, Нарвской, Иркутской, Новосибирской, Верхне-Свирской, Камской и Каховской ГЭС. Уже в 1946 г. в стране вошли в строй Днепровская (после восстановления), Храмская -1, Фархадская, Севанская, Нива-III, Сухумская, Майкопская и другие гидроэлектростанции.

Большое внимание Б. Е. Веденеев уделял научной, педагогической и общественной деятельности.

Он обладал исключительными качествами инженера, руководителя, человека. Благодаря своей эрудиции и инженерному таланту Борис Евгеньевич очень быстро ориентировался во всех рассматриваемых вопросах и принимал обоснованные решения. За выдающиеся заслуги перед советской гидроэнергетикой он был награжден тремя орденами Ленина и орденом Отечественной войны I степени. В 1943 г. ему была присуждена Государственная премия первой степени.

Постановлением Совета Министров СССР имя Б. Е. Веденеева было присвоено ведущему научно-исследовательскому институту страны по гидротехнике – Всесоюзному научно-исследовательскому институт (ВНИИГ).

Экологическая безопасность дреджинга в современном мире

Голубев Д. А., кандидат геогр. наук, председатель Комитета по природопользованию, охране окружающей среды и обеспечению безопасности Правительства Санкт-Петербурга,
Шилин М. Б., кандидат биол. наук, доктор геогр. наук, профессор РГГУ

12 – 14 октября 2009 г. в Санкт-Петербурге прошел Международный научно-практический семинар "Экологическая безопасность дреджинга в современном мире", посвященный экологическим аспектам гидротехнических работ, связанных с дноуглублением, намывом прибрежных территорий, перемещением и отвалом больших объемов донного грунта. Такого рода работы в англоязычных странах называются DREDGING, что можно перевести на русский язык как ДРАГИРОВАНИЕ.

В зависимости от масштабов проводимых работ дреджинг может оказывать локальное (практически точечное) воздействие на природную среду или полностью переобустраивать береговые зоны морей и внутренних водоемов. В последнем случае прибрежные экосистемы испытывают широкий спектр стрессовых воздействий: разрушение местообитаний донных (бентосных) организмов и нерестилищ рыб; преобразование подводных и надводных ландшафтов; возрастание мутности в прибрежных водах; снижение продуктивности и гибель планктона; "вторичное загрязнение" водной среды токсичными веществами из донных отложений. Данные негативные эффекты требуют изучения экспертами и контроля со стороны лиц, принимающих решения. Для совместного обсуждения этих проблем и поиска путей их решения и был организован семинар. В названии семинара впервые в России употреблен термин "дреджинг". Организаторы решили, что адекватного русского термина на сегодня не существует.

В работе семинара приняли участие 100 специалистов из России, Бельгии, Голландии, Великобритании и Германии, а также 30 студентов и аспирантов университетов Санкт-Петербурга. Ключевыми участниками семинара явились директора фирм-подрядчиков, выполняющих дреджинговые работы, эксперты по морской геологии, экологии, биологии и гидротехническому строительству, преподаватели и профессора высших учебных заведений России и Западной Европы.

Основным инициатором проведения семинара выступила Центральная дреджинговая ассоциация (ЦЕДА) — международная организация со штаб-квартирой в Нидерландах, занимающаяся вопросами планирования, проведения и обеспечения экологической безопасности дноуглубительных работ. С Российской стороны организаторами семинара явились Санкт-Петербургский государственный политехнический университет (СПбГПУ) и Российский государственный гидрометеорологический университет (РГГМУ). Сопредседателями организационного комитета семинара с Российской стороны были избраны декан инженерно-строительного факультета СПбГПУ, зав. кафедрой шельфовых водно-технических сооружений профессор, д.т.н. А. И. Альхименко и профессор кафедры промысловой океанологии и охраны природных вод РГГМУ д.г.н. М. Б. Шилин; со стороны ЦЕДА — председатель Экологической комиссии, глава Департамента гидравлики и окружающей среды Министерства транспорта и управления водными ресурсами Королевства Нидерланды П. Лабойри.

Семинар прошел при поддержке Комитета по природопользованию, охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности правительства Санкт-Петербурга. Спонсорами семинара стали дреджинговые фирмы "Dredging International" и "Jan de Nul" (Бельгия), "Эко-Экспресс-Сервис"(Россия), "IHC Merwede", "Royal Boskalis Westminster" и "Damen Dredging Equioment" (Нидерланды). Информационными партнерами семинара выступили журналы "Гидротехника" (Санкт-Петербург) и "Dredging and Port Construction" (Lloyd's Register — Fairplay Ltd).

Главной задачей семинара явилась оценка возможностей и перспектив применения западноевропейского опыта обеспечения экологической безопасности дреджинговых работ в российской части Финского залива Балтийского моря.

Со времен Петра I, основателя северной столицы Российской империи — Санкт-Петербурга, Финский залив Балтийского моря играет для русских роль "окна в Европу". Сегодня Финский залив — это звено в стыковке экономических пространств России и Европейского Сообщества, главная морская транспортная артерия, связывающая Россию с рынками Западной Европы, Америки и Африки.

Ключевое значение в обеспечении международных перевозок имеет Большой порт Санкт-Петербург (БПСПб) — самый крупный морской транспортный узел в Северной Европе. Хотя грузооборот БПСПб к 2025 г. и достигнет 71,5 млн. т, но порт не может удовлетворить все потребности России в морских перевозках. Дефицит портовых мощностей в регионе составляет порядка 100 млн. т. В "Генеральной схеме развития транспортно-технологических портовых комплексов Финского залива" определены места для строительства новых и модернизации уже действующих морских портовых комплексов: Выборг, Высоцк, Приморск (северный берег), Ломоносов, Усть-Луга и бухта Батарейная (южный берег). При строительстве и модернизации портовых комплексов предполагается проведение широкомасштабного дреджинга с извлечением больших объемов грунта. Так, при строительстве только первого, "угольного", терминала в порту Усть-Луга извлечено 7,9 млн. $м^3$ грунта, а всего в этом портовом комплексе запланировано размещение более 10 терминалов.

Одновременно с развитием портовой инфраструктуры в российском секторе Финского залива осуществляется два инженерных проекта, сопровождающиеся масштабными дреджинговыми работами. В ходе реализации проекта Морской фасад Санкт-Петербурга на вновь намытой прибрежной территории площадью 476,6 га будет возведено более 4 млн. $м^2$ недвижимости и создан морской пассажирский порт для приема судов длиной свыше 311 м и осадкой до 9 м. Первые суда приняты новым портом в сентябре 2008 г. В 2011 г. с использованием дреджинг-технологий будет создан искусственный остров площадью 75 га.

Заканчивается строительство Комплекса защитных сооружений от наводнений (КЗС) — "дамбы", протянувшейся от северного берега залива до о. Кронштадт и далее до г. Ломоносов. Длина "дамбы" — 25,4 км, в том числе 22,2 км — по акватории залива. В состав КЗС входят два судопропускных сооружения, шесть водопропускных сооружений и одиннадцать защитных дамб. Строительство КЗС должно стать важным социальным мероприятием, создающим условия для благоустройства приморской зоны, обеспечения безопасных условий жизни и деятельности горожан.

Оценки экологических эффектов от этих конструкций на сегодняшний день противоречивы, однако большинство экспертов считает, что реализация данных проектов, связанных с крупномасштабным дреджингом, существенно изменила экосистему восточной части Финского залива.

Крупнейшим проектом, связанным с обеспечением транспортировки природного газа от газовых месторождений Сибири в Западную Европу через акваторию восточной части Финского залива, является морской газотрубопровод "Северный поток" — "Нордстрим", который должен соединить Балтийское побережье России с берегом Германии. Общая длина морского газопровода составляет 1222 км, протяженность в пределах территориальных вод России — 123 км. Компания "Nord Stream AG" планирует начать строительство со второй половины 2010 г. Окончательное согласование оценки воздействия на окружающую среду планировалось получить в декабре 2009 г.

Таким образом, восточная часть Финского залива и Ленинградская область являются в настоящее время "горячей зоной", в которой реализуются наиболее масштабные на сегодняшний день дреджинговые проекты. Здесь фактически делается история современного дреджинга и решается принципиальный вопрос — каким быть дреджингу в XXI веке. Являются ли "дреджинг" и "экологическая безопасность" в принципе совместимыми? Все работы, связанные с осуществлением дреджинга, сопровождаются мониторингом и оценкой воздействия на окружающую среду (ОВОС), однако в ходе оценки экологических эффектов и при принятии решений по обеспечению экологической безопасности реализуемых проектов возникают вопросы, требующие привлечения научных команд, сформированных по междисциплинарному принципу. Каковы будут долговременные экологические последствия реализации проектов? Являются ли изменения, произошедшие в прибрежных экосистемах, обратимыми? Какое время потребуется биологическим сообществам для восстановления после стрессового воздействия дампинга, повышения мутности и разрушения прибрежных донных биотопов? Эти вопросы требуют всестороннего обсуждения со специалистами, имеющими опыт оценки экологических последствий дреджинга в различных акваториях Мирового океана. Семинар предоставил отличную возможность экспертам из России и западноевропейских стран для такого рода обсуждений.

Открытие семинара сопровождалось выступлениями сопредседателей оргкомитета М. Б. Шилина, А. И. Альхименко и П. Лабойри, ректора РГГМУ Л. Н. Карлина, заместителя председателя Комитета по природопользованию А. Г. Петрова, Генерального консула Королевства Нидерланды в Санкт-Петербурге г-на Энтони ван дер Хогта, генерального консула Королевства Бельгия в Санкт-Петербурге г-жи Мари-Жеан Роккас. В приветственных речах неоднократно упоминалось имя "первого российского эксперта по дреджингу" — императора Петра I, который ввел в практику консультации с западноевропейскими специалистами. П. Лабойри предло-

Открытие семинара: А. Чити, А. И. Альхименко, Э. ван дер Хогт, Л. Н. Карлин, А. Г. Петров, М.-Ж. Роккас, П. Лабойри

жил рассматривать семинар продолжением традиций, заложенных Петром I.

Научная программа семинара была разработана совместно специалистами РГГМУ, СПбГПУ, Комитета по природопользованию, охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности правительства Санкт-Петербурга и ЦЕДА. Ключевые доклады на семинаре сделаны ответственными за соблюдение экологической безопасности в восточной части Финского залива: председателем Комитета по природопользованию, охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности правительства Санкт-Петербурга к.г.н. Д. А. Голубевым (“Опыт технических проектов, связанных с дреджинговыми работами в Санкт-Петербурге”) и директором ФГУ “Балтийская дирекция по техническому обеспечению надзора на море” В. М. Зайцевым (“Морские отвалы грунта — дополнительные неучтенные источники загрязнения морских вод и донных отложений Финского залива в контексте подготовки плана действий HELCOM по Балтийскому морю и регламентация работ по дноуглублению в России”), а также экспертами по контролю экологических аспектов дреджинга В. А. Жигульским, А. Ф. Обуховским (“Эко-Экспресс-Сервис”), С. В. Лукьяновым, Т. Р. Ереминой (РГГМУ), А. Е. Рыбалко, Н. К. Федоровой (“Севморгео”, Санкт-Петербург), В. Б. Погребовым, О. А. Кийко (“Экопроект”, Санкт-Петербург), Н. Блазновой, З. Дэне (“Dredging International”, Бельгия), С. Арнинкхофом, Бу Лонгом (“Royal Boskalis Westminster”, Нидерланды), Д. Рийксом (“DHV”, Нидерланды), Л. Мюррей (отдел окружающей среды “Cefas”, Великобритания), П. Феркрюйссе (“MTI”, Нидерланды), Л. Сукачевой (Институт Дистанционных методов геологических исследований, Санкт-Петербург) и Ником Брэем (отдел дреджинга “HR Wallingford”, Великобритания). В течение двух дней были обсуждены практические аспекты обоснования проектов дноуглубительных работ в Балтийском регионе, особенности организации мониторинга районов подводных отвалов грунта в восточной части Финского залива, экологические проблемы портового строительства и вопросы очистки каналов в городской среде. Участниками семинара были представлены Природоохранный атлас российской части Финского залива (В. Б. Погребов) и модель переноса взвешенных частиц в восточной части Финского залива (Т. Р. Еремина).

Основными обсуждаемыми проектами стали Комплекс защитных сооружений (КЗС), “Морской фасад Санкт-Петербурга”, морские портовые комплексы Приморск и Усть-Луга. В заключительный день семинара фирма “Royal Boskalis Westminster” организовала поездку на строящиеся морские судопропускные ворота в составе КЗС.

В обсуждении презентаций и представленных научных материалов приняли участие экологи, инженеры, океанологи, гидробиологи, географы, геологи, что позволило придать дискуссии междисциплинарный характер.

Помимо научно-практических докладов об опыте применения дреджинга в различных проектах в Европе и России, в программу семинара вошла также презентация книги “Environmental aspects of Dredging” (“Экологические аспекты дреджинга”), являющейся обобщением международного опыта обеспечения экологической безопасности дноуглубительных работ. Презентацию книги провели редактор английского издания Ник Брэй и переводчик книги на русский язык М. Б. Шилин. Книга представляет большой интерес для профессоров и преподавателей, освещающих в своих курсах лекций различные аспекты использования дреджинга.

В результате открытой дискуссии участники семинара подготовили решения по развитию сотрудничества, которые были приняты к исполнению Экологической комиссией ЦЕДА. Среди решений наибольшую практическую значимость имеет подготовка интенсивных обучающих курсов “Экологическая безопасность дреджинга” на базе одного из петербургских университетов для предпринимателей, сотрудников фирм, представителей администрат-

Профессор М. Б. Шилин и д-р Ник Брэй представляют книгу “Экологические аспекты дреджинга”

рации и НГО, преподавателей высшей школы, занимающихся изучением и контролем экологических аспектов дреджинга. Признано также необходим поддержать перевод книги “Экологические аспекты дреджинга” на русский язык с целью использования ее в качестве учебного пособия при проведении интенсивных обучающих курсов и занятий по магистерской программе “Дреджинг”, наладить обмен опытом наилучшего обеспечения экологической безопасности дреджинговых работ между заинтересованными целевыми группами в России и Западной Европе, организовать обмен студентами и практикантами между компаниями — членами ЦЕДА и российскими университетами, начать подготовку открытия российского сектора ЦЕДА в Санкт-Петербурге.

Нельзя не отметить, что проведение семинара по срокам совпало с сообщением председателя Комитета Совета Федерации РФ Рафгата Алтынбаева об обращении Валентины Матвиенко в адрес верхней палаты парламента с предложением увеличить территорию Санкт-Петербурга на 400 га за счет искусственно намытых прибрежных территорий, что говорит о чрезвычайной важности и актуальности обсуждавшихся на семинаре вопросов.

Отзывы гостей, полученные по электронной почте

Тони Слинн, главный редактор “Бюллетеня Морского Агентства Ллойда”: “Яркость, честность, открытость и гостеприимство русских друзей произвели на меня очень сильное впечатление. Полный отчет о Семинаре я планирую поместить в 12 номере Бюллетеня”.

Ник Брей, редактор научно-методического пособия “Экологические аспекты дреджинга”: “Было большим удовольствием познакомиться с русскими коллегами. Спасибо организаторам Семинара за то, что они сделали эти дни незабываемыми для нас. Я считаю честью и привилегией для себя полученную возможность представить русской аудитории свою книгу, а также внести вклад и в рабочую программу двух основных дней Семинара. В дополнение хочу отметить, что Санкт-Петербург — великолепный город, в котором мы с помощью организаторов Семинара увидели много замечательно красивых мест”.

Хайнц Глиндеманн, директор по строительств порта Гамбург: “Новая Россия — это совсем не та небезопасная и авантюрная страна, которую мы знали 10 – 15 лет назад. Нам всем было приятно почувствовать себя в Петербурге как дома. Спасибо организаторам за чувство комфорта, безопасности и уюта”.

Полит Лабойри, председатель Экологической комиссии ЦЕДА: “В научном плане этот Семинар — один из наиболее успешных за последние годы. Мы сформулировали хорошие решения и установили очень хорошие контакты. Мы получили импульс для дальнейшего развития структур и активностей ЦЕДА в контакте с русскими партнерами”.

34-е общее собрание участников ассоциации “Гидропроект”

34-е общее собрание участников ассоциации “Гидропроект” состоялось в пансионате “Звенигородский” (Московская область) с 16 по 18 ноября 2009 г.

Председателем собрания был избран Л. А. Золотов, первый вицепрезидент ассоциации “Гидропроект”, секретарем — И. Н. Лескес, консультант ассоциации “Гидропроект”.

На собрании были рассмотрены и обсуждены следующие вопросы:

информация президента ассоциации “Гидропроект” В. Я. Шайтанов о проделанной работе за период после 33-го общего собрания;

об основных направлениях деятельности ОАО “РусГидро” в современных условиях (2009 – 2010 гг.) (Хазиахметов Р. М.);

о причинах аварии на Саяно-Шушенской ГЭС (Шайтанов В. Я., Хазизахметов Р. М., Лащенов С. Я., Рассказов Л. Н., Юркевич Б. Н., Красильников М. Ф., Новоженин В. Д.);

основные направления корректировки нормативных документов по повышению безопасности гидротехнических сооружений (Шевелева С. С., Новоженин В. Д.);

итоги применения Федерального закона РФ № 117-ФЗ от 21 июля 1997 г. “О безопасности гидротехнических сооружений” (Радкевич Д. Б.);

реализация требований Федерального закона РФ № 148-ФЗ от 22 июля 2008 г. “О саморегулируемых организациях” в области проектирования и строительства объектов энергетики” (Ан Л. С.);

выступления руководителей организаций-участников ассоциации “Гидропроект” о положении дел в их организациях и планах загрузки на 2010 г.;

о месте и сроках проведения очередного, 35-го общего собрания ассоциации “Гидропроект”.

Заслушав и обсудив доклады, сообщения и информацию по повестке дня, 34-е общее собрание ассоциации “Гидропроект” постановило:

1. Одобрить итоги работы ассоциации “Гидропроект” за период после 33-го общего собрания и направления деятельности, изложенные в выступлении президента ассоциации В. Я. Шайтанова.

2. Считать важнейшей задачей всех организаций, входящих в состав ассоциации “Гидропроект”, повышение безопасности гидротехнических сооружений и оборудования гидроэлектростанций, по которым в настоящее время ведутся изыскания, проектные и научно-исследовательские работы, а также натурные наблюдения.

3. Рекомендовать организациям — участникам ассоциации “Гидропроект” принять посильное участие в разработке новой нормативной документации и в корректировке существующих нормативных документов, сосредоточив внимание на повышении безопасности гидротехнических сооружений и оборудования проектируемых, строящихся и эксплуатируемых объектов гидроэнергетики.

4. Организовать реализацию требований Федерального закона РФ “О саморегулируемых организациях” в области проектирования и строительства объектов энергетики, используя опыт, накопленный в Ассоциации “Гидропроект”.

5. Принять к сведению информацию руководителей организаций-участников ассоциации “Гидропроект” о положении дел в своих организациях и планах загрузки на 2010 г. Рекомендовать членам ассоциации поддерживать между собой тесные деловые контакты с целью взаимного обмена производственным и научно-техническим опытом.

6. Поручить руководству ассоциации “Гидропроект” подготовить предложения о сроках и месте проведения очередного, 35-го общего собрания ассоциации и своевременно известить его участников.

Общее собрание ассоциации “Гидропроект” выражает глубокую признательность директору пансионата “Звенигородский” Российской Академии наук В. И. Подгайному и заместителю директора Т. В. Филоненко за гостеприимство и создание комфортных условий для работы собрания.

В. Я. Шайтанов, президент ассоциации “Гидропроект”,
Л. А. Золотов, председатель собрания,
И. Н. Лескес, секретарь собрания

Сдано в набор 08.02.2010. Подписано в печать 23.03.2010. Формат 60×84 1/8.
Печать офсетная. Печ. л. 7,0. 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
Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”