

НЕОБРАТИМЫЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПЛОТИНЫ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС КАК ВОЗМОЖНАЯ ПРИЧИНА АВАРИИ В АВГУСТЕ 2009 ГОДА



Тетельмин В. В.,
доктор техн. наук, главный
научный сотрудник ВНИИГ
им. Б. Е. Веденеева, заместитель
председателя Всероссийского
общества охраны природы (ВООП)

Аннотация. Выполнен анализ состояния плотины, напорного тракта и гидроагрегатов. Оказывается, что причинами обострения вибрационного состояния гидроагрегатов в августе–октябре являются повышенные в этот период значения перемещений плотины и температуры турбинных водоводов.

Ключевые слова: перемещения плотины, турбинный водовод, гидроагрегат, вибрация.

Abstract. Analysis of the dam, pressure tract, hydroelectric installations condition has been performed. It the annual aggravation of hydroelectric installations vibration behavior in August — October are increased values of the dam displacement and power conduits temperatures.

Keywords: dam displacement, power conduit, hydroelectric, vibration.

Арочно-гравитационная плотина Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) — это основной объект гидроузла, однако она не является обособленным объектом, а представляет собою часть единого комплекса (рис. 1). Необратимые (трендовые) и сезонные (циклические) перемещения плотины влияют на напряженно-деформированное состояние сопряженных с нею турбинных водоводов и здания ГЭС [8, 10, 11]. В частности, турбинные водоводы, выполненные как сталежелезобетонные конструкции, воспринимают долю нагрузки на плотину, т. к. они вынесены на низовую грань плотины и жестко

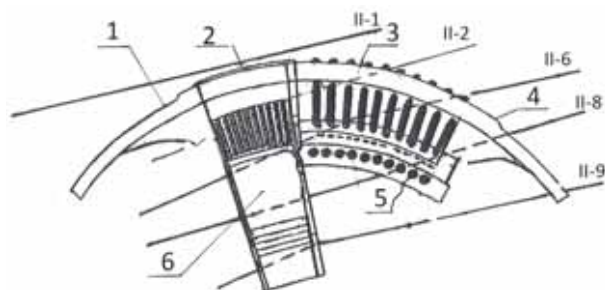


Рис. 1. Схема расположения главных тектонических зон и основных гидротехнических сооружений СШГЭС: 1 — глухая правобережная плотина; 2 — водосбросная плотина; 3 — станционная плотина; 4 — глухая левобережная плотина; 5 — второй аварийный гидроагрегат и секция 18 плотины; 6 — водобойный колодец

Необратимые процессы	Средняя интенсивность протекания
1. Радиальные перемещения гребня секции 33 в сторону нижнего бьефа (НБ)	Около 2 мм/год
2. Радиальные перемещения в сторону НБ секции 18: — на отм. 344 м	0,12 мм/год
3. Угловые перемещения горизонтального сечения секции 33 на отм. 310 м	0,19 угл. сек./год
4. Разуплотнение основания при УМО в районе контактного шва: — секция 30 — секции 18 и 28 в слое до 10 м	0,10 мм/год 0,04 мм/год
5. Сжатие под столбом IV плотины: — секции 33	0,04 мм/год
6. Рост арочных напряжений в секции 33 на отм. 504 м: — напорная грань	0,13 МПа/год
7. Рост суммарных продольных сжимающих усилий в турбинном водоводе	До 300 т/год
8. Уменьшение длины хорды арки (сближение берегов): — на отметке 542 м — на отметке 467 м	0,44 мм/год 0,24 мм/год
9. Раскрытие зацементированных трещин при НПУ в бетоне первого столба в секциях 28, 32, 35, 39	0,007 мм/год

Табл. 1. Интенсивность протекания необратимых процессов, наблюдавшихся в створе плотины СШГЭС до аварии 2009 г.

с нею связаны [6]. Водоводы десяти турбинных гидроагрегатов имеют внутренний диаметр 7,5 м и толщину железобетонной облицовки 1,5 м. Здание ГЭС приплотинного типа — криволинейное в плане с радиусом по оси агрегатов 452 м, имеет длину 289 м и расположено в левобережной части русла. В здании ГЭС установлено десять гидроагрегатов с гидрогенераторами номинальной мощностью 640 МВт, имеющими опору на крышке турбины.

Правильные проектные решения и регламенты эксплуатации способны обеспечить безопасную работу любого объекта, если бы не дефекты при изготовлении оборудования и материалов и не частые отклонения от режимов эксплуатации. Понимая это, конструкторы и проектировщики создают системы предупреждения аварий, ставят дублирующие системы, снижая вероятность аварий до малых величин. Однако эта вероятность не может быть снижена до нуля. Нулевой риск возможен лишь в системах, лишенных запасенной энергии. Арочно-гравитационная плотина СШГЭС при напоре воды 240 м сконцентрировала огромную потенциальную энергию.

Любая катастрофа имеет стадию зарождения, когда в процессе строительства и эксплуатации гидроузла накапливаются технические неисправности и закладываются предпосылки будущей аварии. Продолжительность стадии зарождения может измеряться годами. СШГЭС не стала исключением — все это присутствовало на гидроузле до августа 2009 г., неисправности накапливались. В обоснование данного утверждения говорит следующая цитата из Акта комиссии по приемке в эксплуатацию СШ комплекса: «В процессе освоения гидрокомплекса было выявлено, что в напорной грани и скальном основании плотины происходят негативные процессы, связанные с нарушением плотности бетона и разуплотнением скального основания в масштабах, существенно превышающих проектные предположения».

Кроме того, на втором аварийном гидроагрегате ГА-2, который был пущен в эксплуатацию в 1979 г. со сменным рабочим колесом, в течение всего времени эксплуатации обнаруживались многочисленные неисправности. Агрегат выводился в ремонт из-за повышения боя вала и повышенной вибрации корпуса турбинного подшипника; разрушалось неподвижное кольцо лабиринтного уплотнения; повреждались шпильки крепления турбинного подшипника к крышке турбины [1, 2, 5]. При выполнении капитального ремонта второго гидроагрегата в 2005 г. также было обнаружено отклонение линии вала от вертикали.

Многие современные потенциально опасные производства, в том числе и СШГЭС, спроектированы так, что вероятность крупной аварии на них оцениваются величиной порядка 10⁻⁴. Это означает, что из-за неблагоприятного стечения обстоятельств возможно одно разрушение объекта за 10 тыс. лет. Однако авария на СШГЭС произошла через 30 лет после пуска в эксплуатацию первого гидроагрегата и через 9 лет после сдачи этого гидроузла в эксплуатацию.

К 15 августа 2009 г. величина радиальных вибраций турбинного подшипника второго гидроагрегата достигла 800 мкм, что в 5 раз превосходило допустимую величину. Утром 17 августа в 8 ч 13 мин. 24 с, когда гидроагрегат ГА-2 в шестой раз за сутки переходил через запрещенную зону В на стадии снижения нагрузки, максимальные вибрации турбинного

подшипника достигли 1500 мкм. Этот момент стал началом аварийного подъема рабочего колеса вместе с крышкой и ротором гидрогенератора, суммарная масса которых составляла 1788 т. Авария на СШГЭС унесла жизни 75 человек. Полностью последствия аварии были устранены лишь к ноябрю 2014 г., когда был сдан в эксплуатацию последний из разрушенных гидроагрегатов.

Власть и общество требовали объективного и непредвзятого расследования причин аварии. Обстоятельства аварии анализировали многие комиссии, в том числе комиссия Ростехнадзора и Парламентская комиссия. В Акте технического расследования причин аварии и Итоговом докладе Парламентской комиссии дается подробное описание событий августа 2009 г. В большинстве заключений и публикаций на эту тему отмечается тот факт, что «авария в машинном зале не повлияла на техническое состояние плотины» [4]. При этом совершенно не рассматривается версия противоположного характера: не могло ли многолетнее непроектное поведение плотины стать причиной аварии? Остановимся на рассмотрении этой версии.

Согласно требованиям отраслевого нормативного документа Ростехнадзора РД-12-03-2006, состояние гидротехнических сооружений определяется по четырем уровням [3], из которых в данном контексте важен второй:

- первое состояние — технически исправное (нормальный уровень безопасности);
- второе — работоспособное состояние (пониженный уровень безопасности) — категория технического состояния, при которой ГЭС работоспособны, диагностические показатели не превышают критериальных значений К1, однако в плотине имеются дефекты и повреждения. Плотина СШГЭС действительно работоспособна, держит напор, но имеет дефекты и много необъясненных особенностей поведения (**табл. 1**). Следовательно, в соответствии с РД-12-03-2006 плотина находится в состоянии пониженного уровня безопасности.

Натурные данные свидетельствуют, что и после аварии 17 августа 2009 г. система «плотина — основание — берега» продолжает оставаться в неравновесном состоянии [9]. Исследования последних лет показывают [12, 13, 14], что причина непроектного нестационарного состояния плотины объясняется глубинными геодинамическими процессами в массиве основания арочной плотины и береговых примыканий. Глубинные процессы массо- и теплопереноса на протяжении всех лет эксплуатации неравномерно изменяют физико-механические свойства пород основания до глубины 500–600 м и береговых примыканий ниже отметки 450 м. Эти неучтенные при проектировании геодинамические процессы изменяют напряженно-деформированное состояние плотины и вызывают многолетние необратимые процессы в створе плотины СШГЭС.

Угловые и радиальные перемещения плотины увеличивают нагрузку на сооружения машинного зала. Эта нагрузка передается на анкерные опоры и далее через металлическую оболочку — на спиральные камеры и турбинные блоки (**рис. 4**). Совокупность перечисленных деформационных процессов включает в себе опасность для гидроагрегатов ГЭС. Перемещения плотины, в конечном счете, нарушают соосность шахт турбинных блоков и роторов гидроагрегатов. Такому развитию событий может способствовать особенность инженерно-

геологических условий основания секции 18 плотины и основания аварийного гидроагрегата ГА-2. Массив основания этих сооружений отделен от остального массива горных пород двумя тектоническими зонами (рис. 1).

Например, марка 4 поперечного гидронивелира секции 18, расположенная на отм. 310 м на стыке второго и третьего столбов, за годы эксплуатации переместилась в направлении машинного зала на 16 мм. Непосредственно перед аварией марка 4 зафиксировала необратимое смещение секции 18 на 1 мм в направлении машинного зала (рис. 2). Аварийный второй агрегат находился в створе именно этой секции. Видимо, не случайно фундаментная плита второго гидроагрегата заметно изменила свое пространственное положение (рис. 3).

За счет перемещений плотины в сторону нижнего бьефа в металлической оболочке и арматурных стержнях турбинных водоводов в течение всех лет эксплуатации происходило непрерывное увеличение напряжений сжатия продольного направления. В 2006 г. сжимающие напряжения в металлической оболочке достигали 106 МПа, во внутренней арматуре — 268 МПа, во внешней арматуре — 220 МПа [6]. За время эксплуатации водоводов суммарные продольные усилия в них увеличились примерно до 100 МН. Эти усилия частично передаются на анкерные опоры (до 60 МН), а частично (до 40 МН) — горизонтальному участку металлической оболочки водоводов в районе деформационного шва (рис. 4).

Таким образом, часть наведенного в водоводах усилия передается через металлическую оболочку стальной оболочки спиральных камер. Об этом свидетельствует многолетний прирост кольцевых напряжений в арматуре и стальной оболочке спиральных камер. Например, с 1990 г. этот прирост в оболочке спиральной камеры четвертого гидроагрегата составил 46 МПа, восьмого гидроагрегата — 26 МПа. Этот процесс можно назвать «навалом плотины» на сооружения машинного зала ГЭС. Навал происходит в основном за счет наклонов и радиальных перемещений плотины в сторону нижнего бьефа, которые через жесткие турбинные водоводы воздействуют на турбинные блоки.

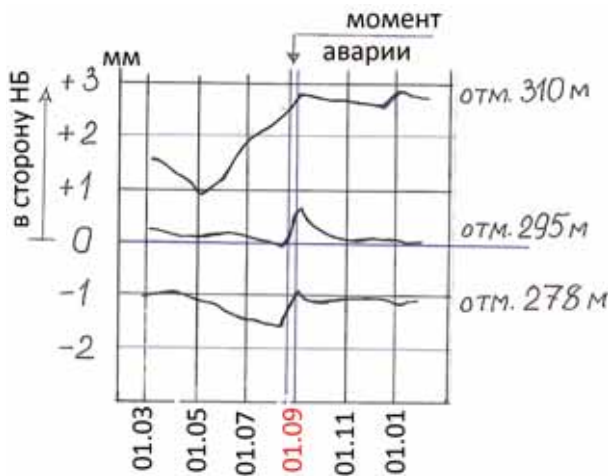


Рис. 2. Особенности радиальных перемещений подошвы секции 18 плотины СШГЭС на отм. 310 м и скального основания до и после аварии 17 августа 2009 г.

Расчеты показывают, что радиальные перемещения гребня плотины секции 33 на 140 мм обуславливают перемещение незакрепленного поперечного сечения турбинного водовода на стыке со спиральной камерой почти на 2 мм. Таким образом, какая-то часть гидростатического напора на плотину передается сооружениям машинного зала. В результате многолетнего возрастания горизонтального усилия, действовавшего на спиральную камеру, могла произойти деформация статорного кольца (рис. 5, 6), являющегося посадочным местом второго гидроагрегата, и, как следствие, произошло изменение пространственного положения линии вала рабочего колеса. Картина разрушения шпилек крепления крышки [6] соответствует этой версии (рис. 5, в).

О реальности процесса навала плотины на сооружения машинного зала свидетельствует также необратимая составляющая закрытия конструктивных швов между анкерными опорами и зданием ГЭС. Наибольшие остаточные значения закрытия швов (1980–2006 гг.) в анкерных опорах гидроагрегатов ГА-6 (секция 26) и ГА-8 (секция 30) достигли 3,6 мм. С учетом наложения сезонных размахов максимальная величина закрытия деформационных швов в облицовке во-

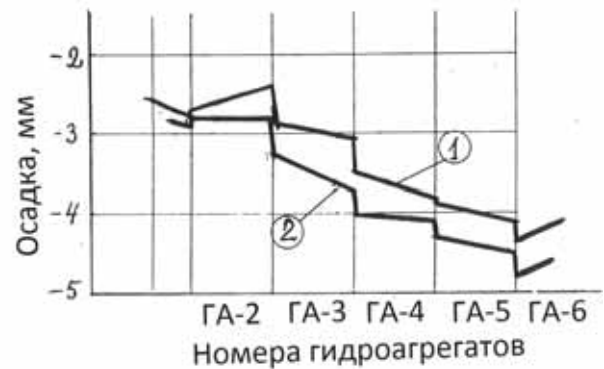


Рис. 3. Изменение высотного положения фундаментов агрегатных блоков на отметке 306 м за 2 года до аварии при УВБ 537,4 м: 1 — 06.09.2007 г.; 2 — 27.08.2009 г.

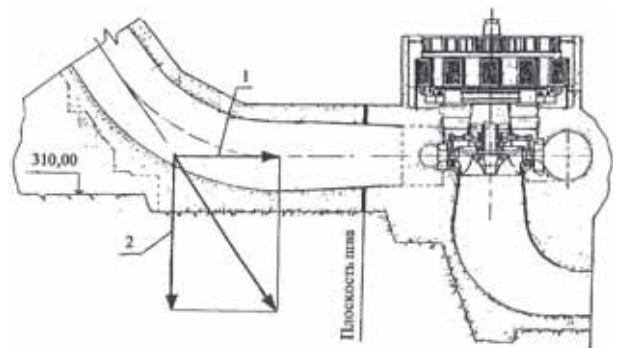


Рис. 4. Горизонтальная составляющая 1 усилия, передаваемого металлической оболочкой турбинного водовода спиральной камере турбинного блока, и вертикальная составляющая 2 усилия, передаваемого на анкерную опору

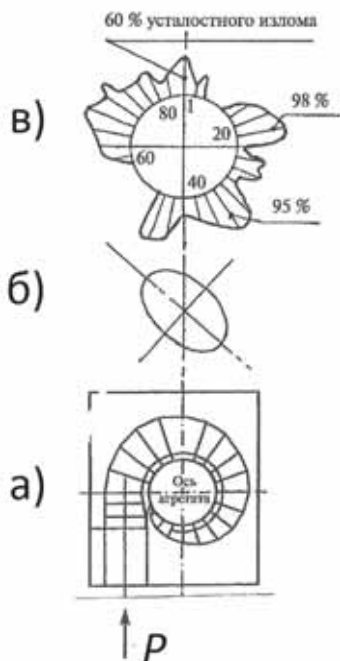


Рис. 5. Последствия передачи усилия P со стороны турбинного водовода спиральной камере второго гидроагрегата: а — спиральная камера; б — эллиптическая форма статорного кольца; в — эпюры усталостного разрушения шпилек крепления крышки второго гидроагрегата

доводов этих агрегатов достигала 4,8 мм. Усилие, необходимое для закрытия шва на эту величину за счет сжатия горизонтального участка металлической оболочки водовода, составляет около 4000 т. Примерно такое усилие P приходит сюда со стороны перемещающейся плотины через турбинный водовод, которое передается спиральной камере и вызывает механический дебаланс ротора.

Обращают на себя внимание максимальные размахи сезонного раскрытия деформационных швов турбинных водоводов трех агрегатов ГА-1, ГА-2 и ГА-4. Их значения составляли 2,4–2,6 мм. Интенсивность трендового навала секций плотины на сооружения машинного зала варьировала в пределах 0,017–0,042 мм/год.

Трендовое продольное усилие в турбинном водоводе второго агрегата, передаваемое спиральной камере по касательной (рис. 5, а), возрастало и накапливалось по мере увеличения необратимых радиальных и угловых перемещений плотины. В августе каждого последующего года это усилие получает максимальное приращение за счет максимальных сезонных перемещений плотины в сторону НБ и за счет максимального нагрева (до 14 °С) элементов турбинного водовода.

Натурные данные позволяют сделать вывод о силовом воздействии плотины на сооружения машинного зала, о влиянии общих перемещений плотины на напряженно-деформированное состояние спиральной камеры и турбинных блоков. Этому могло способствовать ослабленное двумя тектониче-

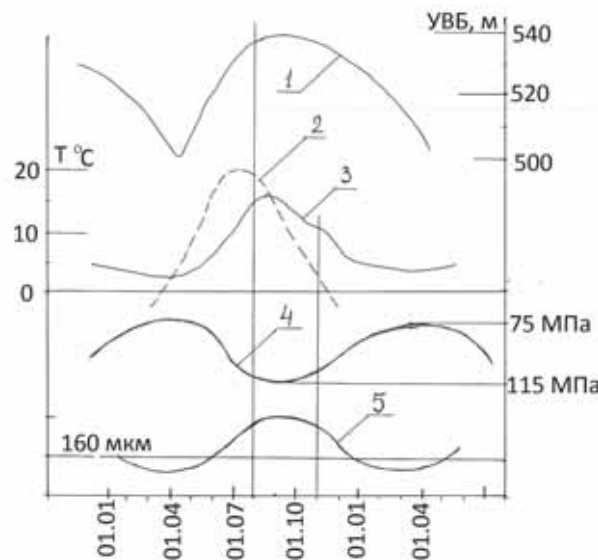


Рис. 6. Сезонное совпадение трех факторов (август–октябрь), определяющих совпадение максимального значения сжимающих напряжений в турбинном водоводе ГА-8 и обострения вибрационной обстановки на гидроагрегате: 1 — УВБ; 2 — температура бетона низовой грани на отм. 504 м; 3 — температура стенки трубы водовода; 4 — продольные сжимающие напряжения в стенке трубы; 5 — амплитуда горизонтальных вибраций турбинного подшипника

скими зонами основание секции 18 и агрегата ГА-2 (рис. 1). Поэтому не исключено, что угловые и линейные перемещения секции 18 могли нарушить пространственное положение линии вала второго гидроагрегата, вызвав его механический дебаланс и усиленную вибрацию.

Из табл. 2 следует, что все семь работавших перед аварией гидроагрегатов превысили допустимый размах 160 мм и вошли в запрещенную по вибрационным характеристикам зону.

Усиливающаяся со стороны секции 18 плотины нагрузка на спиральную камеру могла нарушить центровку вала рабочего колеса и спровоцировать появление вынужденных гармоник вибрации второго гидроагрегата. Не случайно авария на СШГЭС произошла в середине августа: именно в этот период года напор на плотине приближается к своему сезонному максимуму, а температура воды в водоводе и температура металлической оболочки также достигают своего сезонного максимума 14 °С. К этому моменту секция 18 плотины получила значительные радиальные и угловые перемещения, металлическая оболочка турбинного водовода от нагревания увеличила свою длину примерно на 10 мм, а напряжения в ней достигли максимального значения (рис. 6).

Допустимое отклонение линии вала от вертикального положения не должно превосходить 0,1 мм/м [2, 5]. Длина осевой линии гидроагрегата составляет примерно 14 м. Накопившееся за годы эксплуатации закрытие деформационного

Номер агрегата	1	2	3	4	5	8	9
Размах, мкм	200	840	175	160	160	200	170

Табл. 2. Размах радиальных вибраций турбинного подшипника гидроагрегатов перед аварией 17 августа 2009 г.

шва в анкерной опоре могло сместить линию вала и обеспечить градиент ее отклонения от вертикального положения до 0,3 мм/м.

О необходимости проверки изложенной версии аварии свидетельствуют аварийные ситуации, часто возникающие на гидроагрегатах после 35 лет эксплуатации из-за «нарушения центровки вследствие изменения пространственного положения гидроагрегата, т. е. нарушения равномерности зазоров и отметок в плане и по высоте подвижных частей гидроагрегата относительно неподвижных» [2].

Выводы

1. Арочная плотина СШГЭС с развитой русловой частью имеет предельные геометрические параметры, что во многом определяет ее долговременное нестационарное состояние. Критерии используемых диагностических показателей плотины СШГЭС не отражают ее истинного состояния, поскольку назначены без учета глубинных геодинамических процессов в основании и берегах, без учета особенностей пространственной работы всего комплекса «водохранилище — геологическая среда — плотина — турбинные водоводы — сооружения машинного зала».

2. Основной вывод, содержащийся в актах преддекларационного обследования плотины о том, что «сооружение работоспособно», не является исчерпывающей характеристикой ее безопасного состояния. В соответствии с нормативным документом РД-12-03-2006, плотина, имеющая в бетоне первого столба многочисленные трещиноподобные дефекты и испытывающая ряд непрекращающихся непроектных процессов, находится в состоянии «пониженного уровня безопасности».

3. При анализе состояния высоконапорного СШ-гидроузла необходимо руководствоваться принципом его потенциальной опасности:

- первая опасность — это снижение коэффициента запаса устойчивости плотины на сдвиг, расчетная величина которого, определенная без учета глубинных геодинамических процессов, находится в пределах 1,25–1,30 при НПУ 539 м [7];
- вторая опасность — это возможное негативное влияние перемещений плотины на вибрационный режим вновь установленных после аварии гидроагрегатов [1, 2, 5, 11, 15].

4. Натурные данные о трендовом и сезонном увеличении напряжений в элементах турбинных водоводов и спиральных камер свидетельствуют о силовом воздействии плотины на сооружения машинного зала, о влиянии перемещений плотины на НДС спиральной камеры и турбинных блоков. При сезонном наполнении водохранилища до НПУ продольные напряжения в стенках металлической оболочки водоводов могут увеличиваться на 40 МПа.

5. Усиливающиеся со стороны четных секций плотины нагрузки на турбинные водоводы и спиральные камеры могут нарушать центровку вала рабочих колес и провоцировать появление вынужденных гармоник вибрации гидроагрегатов. Не случайно авария на СШГЭС произошла в середине августа: именно в этот период года воспринимаемый плотиной напор и температура металлической оболочки водоводов приближается к сезонному максимуму. По этой причине перед аварией 17 августа 2009 г. вибра-

ционные параметры всех семи работавших гидроагрегатов достигали или превосходили допустимый уровень вибрации 160 мкм.

6. Через шесть лет после аварии необратимые процессы на гидроузле не прекратились. Для обеспечения безопасной эксплуатации СШГЭС и исключения тревожных социальных настроений следует провести большой комплекс исследований. Результатом исследований должно стать заключение независимых экспертов о причинах происходящих непроектных процессов и текущем значении коэффициента запаса устойчивости плотины. Этого требует ст. 9 ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений».

Литература

1. Байков А. И., Киселев М. И. *Время не ждет // Гидротехническое строительство. 2009. № 9. С. 27–33.*
2. Белаш И. Г. *Причины аварии гидроагрегата № 2 на Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 3. С. 25–30.*
3. Богуш Б. Б., Митрофанов А. Н., Стефаненко Н. И. *Обеспечение эксплуатационной надежности гидротехнических сооружений Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2008. № 11. С. 19–24.*
4. Вульфович Н. А., Гордон Л. А., Стефаненко Н. И. *Арочно-гравитационная плотина Саяно-Шушенской ГЭС: оценка технического состояния. С.-Пб.: Изд-во ВНИИГ, 2012.*
5. Коган Ф. Л. *Аномальные режимы работы и надежность современных гидроагрегатов // Гидротехническое строительство. 2010. № 4. С. 46–51.*
6. Пермьякова Л. С., Рассказчиков В. А., Уляшинский В. А. *Напряженно-деформированное состояние элементов тракта турбин Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2008. № 11. С. 11–18.*
7. Савич А. И., Бронштейн В. И., Газиев Э. Г. *Статическое и динамическое поведение Саяно-Шушенской плотины // Гидротехническое строительство. 2013. № 3. С. 2–13.*
8. Сашурин А. И. *Трагедии могут стать периодичными // Технадзор. 2010. № 7. С. 39–48.*
9. Стефаненко Н. И., Затеев В. Б., Пермьякова Л. С. *Поведение Саяно-Шушенской плотины после катастрофического разрушения здания ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 1. С. 5–10.*
10. Тетельмин В. В. *О версии причины аварии и необходимости снижения напора на Саяно-Шушенской ГЭС // Вестник РАЕН. 2010. Т. 10. № 1. С. 19–24.*
11. Тетельмин В. В. *Плотина Саяно-Шушенской ГЭС: состояние, процессы, прогноз. М.: ЛИБРОКОМ, 2011. 240 с.*
12. Тетельмин В. В., Даниелов Э. Р. *Конвективный теплообмен в основаниях бетонных плотин как одна из причин их нестационарного состояния // Гидротехника. 2014. № 4. С. 5–8.*
13. Тетельмин В. В. *Роль глубинной фильтрации в обеспечении подвижности оснований высоких плотин // Гидротехника. 2015. № 1. С. 70–75.*
14. Тетельмин В. В. *Изменение состояния и свойств основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехника. 2015. № 2. С. 6–11.*
15. Тетельмин В. В. *Сильные воздействия водохранилищ на геологическую среду и земную кору. М.: Интеллект, 2015. 260 с.*