



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.

№ 9

сентябрь

2013

Содержание

Проектирование, строительство, эксплуатация

Речицкий В. И., Пудов К. О. Уточнение деформационной модели основания бетонной плотины Богучанской ГЭС по данным натурных наблюдений. 3

Волынчиков А. Н., Бурдюков Б. А., Газиев Э. Г. Поведение каменнонабросной плотины Богучанской ГЭС в период наполнения водохранилища 10

Безопасность гидротехнических сооружений

Речицкий В. И., Газиев Э. Г., Пудов К. О., Речицкий В. В., Черячукин А. П. Расчеты устойчивости и разработка мероприятий по укреплению склона на участке выходных порталов отводящих туннелей Рогунской ГЭС 18

Марчук А. Н., Марчук Н. А. О методике составления отчетов служб мониторинга гидротехнических сооружений в сейсмоопасных регионах. . . 26

Дискуссии

Манжиков Б. Ц., Момукеев С. О., Насиров М. Ж. Вероятностная оценка устойчивости горных склонов на участке Токтогульской ГЭС. . . 29

Газиев Э. Г., Речицкий В. И. Рецензия на статью Манжикова Б. Ц., Момукеева С. О. и Насирова М. Ж. “Вероятностная оценка устойчивости горных склонов на участке Токтогульской ГЭС” 34

Трещалов Г. В. Применение свободнопоточных гидравлических турбин и возможности повышения их энергоэффективности 36

Тищенко А. Эффективное использование водноэнергетических запасов Иркутской области . . . 40

Поздравление В. М. Шубину 46

За рубежом

Свинцов А. П., Аль-Харами Тами Хаиф. Применение резервуаров для повышения надежности тупиковых участков разветвленных сетей водоснабжения (на примере г. Аль-Дивания, Ирак). 47

Сильной России – мощную обновленную гидроэнергетику!

Продолжается регистрация участников и докладчиков **V Всероссийского совещания гидроэнергетиков**, которое пройдет **28 – 29 ноября 2013 г.** В обсуждении важнейших вопросов развития гидроэнергетического комплекса примут участие представители более 200 российских компаний.

К настоящему времени заявки на выступление с докладами по различным направлениям работы **V Всероссийского совещания гидроэнергетиков** подали более 20 человек. Представленные тезисы докладов были рассмотрены на заседании Программного комитета Совещания. По результатам обсуждения все поступившие доклады были приняты к представлению на секциях **V Всероссийского совещания гидроэнергетиков**. Ознакомиться с перечнем докладов, включенных в Программу работы секций **V Всероссийского совещания гидроэнергетиков**, можно на сайте Партнерства (<http://hydropower.ru/?cid=216>).

Кроме того, решением Программного комитета Совещания перечень вопросов, прилагаемых к обсуждению на мероприятии, был дополнен темой «Сохранение окружающей среды и биоразнообразия, в контексте устойчивого развития гидроэнергетики».

Напомним, что определяющими темами **V Всероссийского совещания** станут современные условия функционирования отрасли, актуальные проблемы гидроэнергетики и пути их решения. По мнению экспертов, с наступлением периода стабилизации российской экономики остро встанут вопросы реновации существующих ГЭС и строительства новых гидроэнергетических объектов. **V Всероссийское совещание гидроэнергетиков** призвано собрать вместе всех заинтересованных представителей гидроэнергетического комплекса для рассмотрения и обсуждения данных вопросов.

Предполагаемые темы для обсуждения:

- *Системные и инфраструктурные проблемы реализации проектов в гидроэнергетике РФ.*
- *Выстраивание системы технического регулирования в гидроэнергетике РФ: итоги 10 лет работы и перспективы.*
- *Последние достижения в технологии исследований, проектирования, строительства и эксплуатации в гидроэнергетике: проблемы и перспективы внедрения.*
- *Использование новых конструктивных решений, современных материалов и оборудования в строительстве и эксплуатации объектов гидроэнергетики: соотношение показателей надежности (безопасности) и экономической эффективности.*

Основные направления работы совещания будут обозначены в установочных докладах пленарного заседания, после чего обсуждение продолжится на заседаниях секций («круглых столах»). На завершающем пленарном заседании будут подведены итоги работы **V Всероссийского совещания гидроэнергетиков** и приняты решения, которые станут руководством к действию по развитию отрасли на ближайшие четыре года.

Более подробная информация о **V Всероссийском совещании гидроэнергетиков** размещена на сайте <http://hydropower.ru/> в соответствующем разделе. Телефон для справок 8(499)133-97-53.

Уточнение деформационной модели основания бетонной плотины Богучанской ГЭС по данным натуральных наблюдений

Речицкий В. И., кандидат техн. наук,

Пудов К. О., инженер (ЦСГНЭО — филиал ОАО “Институт Гидропроект”)

Приводится пример использования данных натуральных наблюдений за осадками скального основания строящейся плотины Богучанской ГЭС для уточнения его деформационной модели.

Ключевые слова: бетонная плотина Богучанской ГЭС, деформационная модель основания, данные натуральных наблюдений.

В настоящей статье приводится пример использования данных натуральных наблюдений за осадками скального основания строящейся плотины для уточнения его деформационной модели. В качестве объекта исследования рассматривается основание бетонной плотины Богучанской ГЭС высотой около 90 м, сложенное долеритами нижнего триаса разной степени сохранности, наблюдения за осадками которого ведутся в течение 30 лет, начиная с укладки первого бетона в тело плотины в 1983 г. Такой большой период наблюдений объясняется перерывом в строительстве плотины, вызванным финансовыми трудностями. За прошедший период получен представительный объем данных наблюдений, позволяющий, в частности, достаточно обоснованно судить об особенностях поведения и деформационных свойствах скального основания под различными секциями плотины. Накопленный объем фактических данных дает возможность, используя современные численные программы расчетов, уточнить деформационные характеристики массива и внести необходимые корректировки в деформационную модель основания бетонной плотины, полученную ранее на стадии технического проекта.

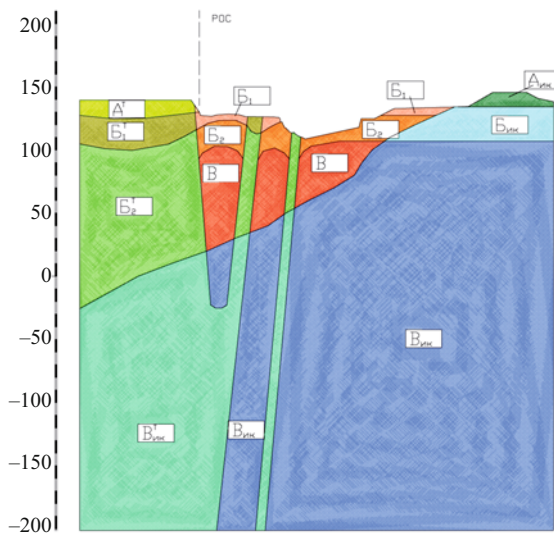
Численные расчеты напряженно-деформированного состояния скального основания плотины выполнены с использованием компьютерной программы “Z Soil”, Швейцария [1], специально предназначенной для геомеханических расчетов.

Для выполнения численного анализа НДС скального массива в качестве расчетных было выбрано 13 секций бетонной плотины (секции 8, 12, 14, 15, 18 – 21, 25, 28, 31, 32 и 34) с разными инженерно-геологическими условиями, в основании которых установлена соответствующая контрольно-измерительная аппаратура (КИА). Расчеты обобщают данные наблюдений за период с 1983 по апрель 2012 г. (начало наполнения водохранилища).

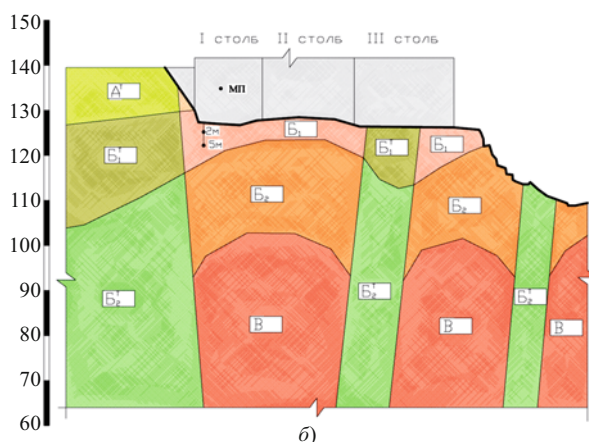
Постановка задачи и исходные данные

Поставленная задача — уточнение деформационных характеристик скального основания бетонной плотины решалась путем выполнения серий численных расчетов деформаций (осадок), возникающих в массиве под влиянием веса возводимой плотины и сопоставления полученных данных с результатами натуральных наблюдений. Такие итерационные расчеты выполнялись применительно к каждой выбранной секции плотины. Сопоставлялись фактические и расчетные данные по относительным осадкам основания на глубине 2 и 5 м (в отдельных секциях на глубине 15 м) от контакта “бетон — скала”, измеряемым деформометрами ПЛПС-10 и по общим осадкам основания, определяемым по результатам геодезических измерений осадок потолочных марок (МП), установленных в цементационной галерее плотины. Сопоставление производилось в местах установки КИА. Данные сравнивались во времени, по мере возведения плотины. В большинстве расчетных секций деформометры ПЛПС-10 были установлены со стороны верховой грани плотины, в створных секциях (секции 12, 21, 28 и 31) они располагались как со стороны верховой, так и низовой граней. Как правило, для достижения хорошего соответствия расчетных и натуральных данных сразу по нескольким сравниваемым показателям (при этом в течение всего периода наблюдений) требовалось выполнение большого числа итерационных расчетов.

Характер строения основания расчетных секций плотины, включающий в себя расположение различных зон массива и их размеры, был воспроизведен авторами по фондовым материалам Гидропроекта и его филиала ЦСГНЭО. В соответствии с этими материалами основанием секций 1 – 22 служат породы структурно-тектонического блока, в пределах которого залегают неизменные, прочные, слабдеформируемые долериты с ограниченным развитием мелких разрывов. На участке русловой плотины (секции 23 – 34), из-за наличия на



а)



б)

Рис. 1. Характер строения основания плотины на участке секции 20 (а); фрагмент основания секции 20 с расположением КИИА (б)

этом участке нескольких крупных разрывов, основание представлено ослабленными, трещиноватыми, гидротермально-измененными долеритами.

По степени экзогенного изменения долериты в основании бетонной плотины разделяются на следующие зоны (сверху вниз): зону выветривания А, зону интенсивной разгрузки Б1, зону разгрузки Б2 и зону сохраненных пород В (неизмененную часть массива). На участках разрывных нарушений соответствующие зоны имеют индекс “Т”.

Породы зон выветривания А и А^Т при разработке котлована были полностью удалены из подошвы плотины. Мощности зон Б1 и Б1^Т, непосредственно залегающих под плотиной, следуя материалам техпроекта, принимались равными 5 и 15 – 20 м соответственно, мощность зоны Б2 примерно соответствовала мощности зоны Б1^Т. На глубине около 100 м от подошвы бетонных секций располагаются осадочные породы (песчаники, алевролиты и известняки) Усть-Кутской свиты нижнего ордовика. В нижнем бьефе, за пределами плотины, они выклиниваются на дневную поверхность. Эти породы также вошли в состав расчетных деформационных

моделей основания под индексами А_{ук}, Б_{ук}, В_{ук} и В_{ук}^Т. Пример строения основания плотины на одном из участков показан на рис. 1.

Рельеф поверхности скалы в пределах расчетных секций плотины и абсолютные отметки поверхности принимались по материалам документации основания секций, выполненной экспедицией Гидропроекта в г. Козинске в 1983 – 1992 гг. Документация проводилась непосредственно перед укладкой первого бетона в соответствующие секции.

Необходимые деформационные и прочностные характеристики основания в различных его зонах принимались по табл. 1, приведенной в материалах технического проекта, с добавлениями характеристик осадочных пород Усть-Кутской свиты из других фондовых и литературных источников [2]. В табл. 1 приведены нормативные значения характеристик, используемые при дальнейших расчетах напряженно-деформированного состояния системы “плотина — основание” (для получения их утвержденные на стадии технического проекта расчетные сдвиговые параметры долеритов $\text{tg}\varphi$ и C умножались на коэффициент надежности по грунту $\gamma_g = 1,25$ [3]).

Полученные вышеописанным образом деформационные модели основания в дальнейшем будем называть базовыми деформационными моделями.

В численных расчетах поведение скального массива моделировалось как упруго-пластическое, подчиняющееся критерию Мора — Кулона. Бетон плотины рассматривался как упругий материал с модулем деформации $E = 20\ 000$ МПа и плотностью $\rho = 2,40$ т/м³.

В численных расчетах по каждой секции учитывалась этапность возведения плотины. Для примера на рис. 2 показаны расчетные этапы бетонирования водосбросной секции 28. На этом же рисунке показаны места измерений осадков по деформометрам и потолочным маркам, а также приведено строение верхней части основания секций.

При задании напряженного состояния массива принималось, что вертикальные напряжения соответствуют весу вышележащих пород, а тектонические напряжения в массиве отсутствуют. Размеры расчетной области основания задавались по ширине около 400 м и по глубине примерно 350 м с тем, чтобы влиянием границ расчетной области на результаты вычислений можно было пренебречь.

Необходимые для расчетов данные наблюдений за относительными осадками основания бетонной плотины, измеряемыми деформометрами ПЛПС-10, регулярно передавались в ЦСГНЭО сотрудниками лаборатории гидротехнических сооружений (ЛГТС), данные по объему бетона, уложенному в расчетные секции — сотрудниками аналитического отдела ЗАО “Организатор строительства Богучанской ГЭС”. Сведения об общих осадках ос-

нования, измеряемых по отметкам марок в цементационной галерее, брались из отчетов геодезической службы ЦСГНЭО.

В соответствии с полученными данными всего за строительный период в расчетные секции было уложено 893,8 тыс. м³ бетона. Распределение суммарного объема бетонирования 13 расчетных секций по годам показано на рис. 3.

Результаты расчетов и их анализ

Как показали первые результаты расчетов, выполненных с базовыми деформационными моделями основания, во всех секциях в начальный период строительства бетонной плотины наблюдалось большое расхождение получаемых в расчетах величин относительных осадок основания с натурными данными по деформометрам: расчеты по базовой модели существенно занижали фактические деформации приконтактной зоны массива. Это свидетельствовало о том, что верхняя часть зоны интенсивной разгрузки Б₁, на которую укладывался бетон, имеет более низкие деформационные характеристики по сравнению с теми, которые были приняты для этой зоны на стадии технического проекта (табл. 1). В связи с этим для каждой секции авторами были выполнены дополнительные серии численных расчетов, в которых в расчетную модель была введена приконтактная зона Б₁^к с пониженными модулями деформации. Мощность зоны задавалась равной около 2,0 м на участках структурно-тектонического блока и 3,0 м на участках гидротермального изменения долеритов с последующей ее корректировкой по результатам выполняемых расчетов. Отметим, что наличие маломощного при-

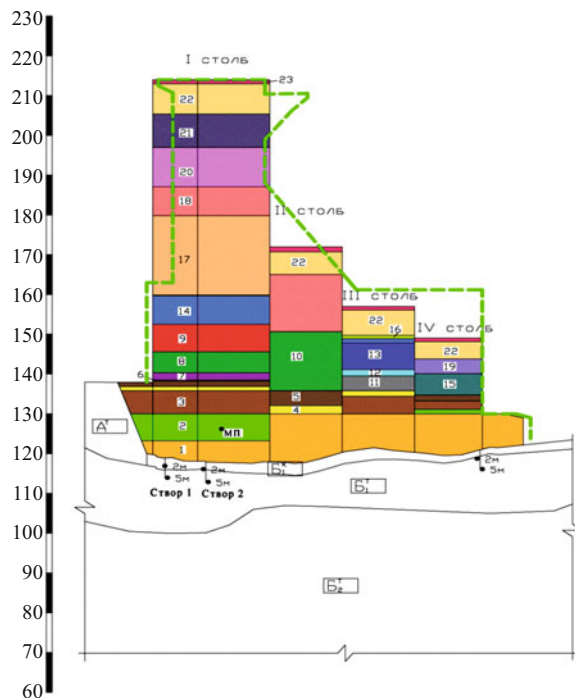


Рис. 2. Расчетные этапы бетонирования секции 28

поверхностного слоя сильно разгруженных пород в основании бетонной плотины было выявлено также в процессе полевых геомеханических и геофизических исследований, выполненных в 2008 г. работниками ЦСГНЭО в нижней дренажной галерее, в пределах секций 17, 18 и 24 [4].

В дальнейших расчетах, с целью наилучшей сходимости их результатов с данными наблюдений, варьировались модули деформации вновь введенной зоны Б₁^к, ее мощность, а также модули деформации других инженерно-геологических зон, за ис-

Т а б л и ц а 1

Характеристики геомеханических свойств скального основания бетонной плотины, принятые на стадии техпроекта

Структурные элементы массива долеритов	Инженерно-геологические элементы массива		Плотность ρ , т/м ³	Модуль деформации E , МПа	Коэффициент Пуассона μ	Параметры прочности на сдвиг по массиву	
	наименование	индекс				tg ϕ	C , МПа
Структурно-тектонические блоки	Зона выветривания	A	2,55	1000	0,35	0,62	0,03
	Зона интенсивной разгрузки	Б ₁	2,89	6000	0,28	1,00	0,25
	Зона разгрузки	Б ₂	2,92	15000	0,25	1,06	0,37
	Неизменённая часть массива	B	2,95	23000	0,25	1,20	0,50
Зоны гидротермического изменения долеритов	Зона выветривания	A ^T	2,55	1000	0,35	0,62	0,03
	Зона интенсивной разгрузки	Б ₁ ^T	2,85	3000	0,30	0,94	0,20
	Зона разгрузки	Б ₂ ^T	2,90	6000	0,28	1,00	0,25
Породы Усть-Кутской свиты	Изменённые	A _{uk}	2,25	1000	0,35	0,62	0,03
		B _{uk}	2,40	3000	0,30	0,88	0,15
		B _{uk} ^T	2,40	3000	0,30	0,88	0,15
	Неизменённые	B _{uk}	2,50	6000	0,28	1,00	0,25

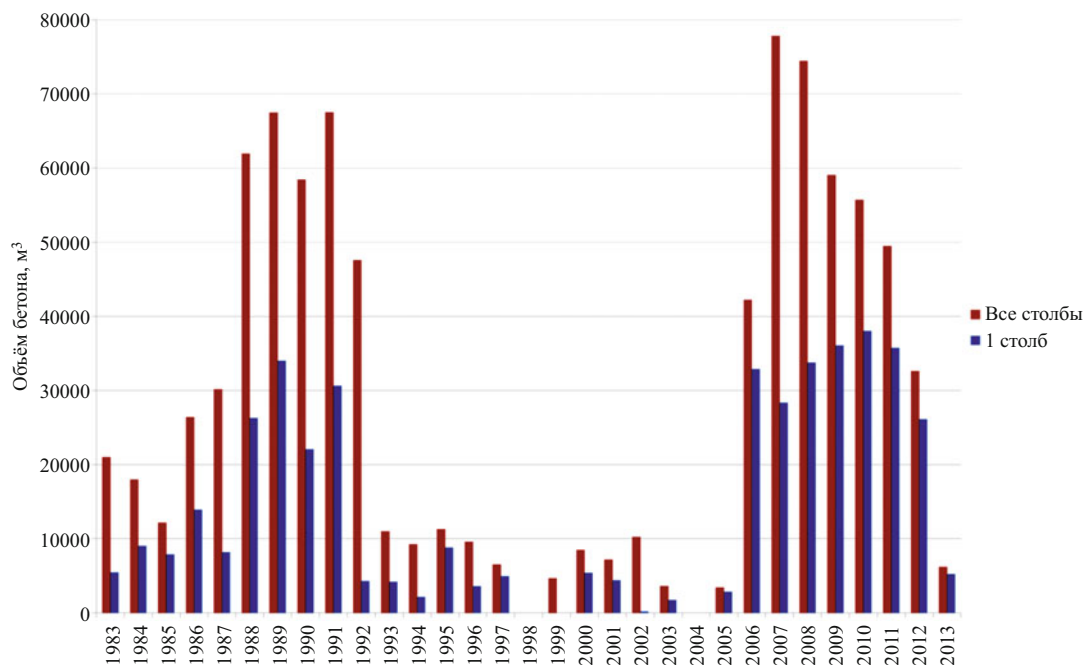


Рис. 3. Распределение по годам суммарного объема бетонирования 13 расчетных секций

ключением наиболее глубоко залегающих зон Усть-Кутской свиты $B_{ук}$ и $B_{ук}^T$, оказывающих минимальное влияние на расчетные деформации массива, а также зоны выветривания А, удаленной из основания плотины. Для получения оптимальной сходимости расчетных и натурных данных по осадкам основания одной секции обычно требовалось не менее 15 – 20 итерационных расчетов.

Расчеты показали, что в наибольшей степени в процессе строительства плотины изменялись (в сторону увеличения) модули деформации приконтактной зоны B_1^K , что свидетельствовало о существенном уплотнении породы этой зоны с ростом нагрузки. Из табл. 2, в которой приведены соответствующие данные, видно, что в процессе возведения плотины модули деформации зоны B_1^K увеличились от 2,7 раз в секции 32 до 50 раз в секции 21. В среднем модуль Е приконтактной зоны основания за время строительства возрос в 11,6 раз (без учета секции 21 — в 8,4 раза).

Обращают на себя внимание очень небольшие первоначальные модули деформации приконтактной зоны B_1^K . По-видимому, снижению деформационных свойств этой зоны способствовала не только разгрузка породы при разработке котлована, но так-

же задержка с укладкой первой очереди бетона в тело плотины, что привело к дополнительному разуплотнению верхнего слоя основания, подготовленного под сооружение. Этот временный перерыв между выемкой котлована под плотину и началом бетонирования на Богучанской ГЭС в ряде мест составлял до 1,5 лет.

Различие между уточненной и базовой деформационными моделями основания не ограничивалось только введением в расчетную модель основания приконтактной зоны B_1^K с пониженным модулем деформации. В процессе расчетов для всех секций были также уточнены деформационные характеристики других инженерно-геологических зон, располагаемых под плотиной, причем эти характеристики не были постоянными, как в базовой модели, а изменялись по мере возведения плотины. Максимальный рост модулей E зон интенсивной разгрузки B_1 и разгрузки B_2 имел место в основании секции 19 (соответственно в 2,0 и 1,67 раза), зон B_1^T и B_2^T — в секции 25 (в 3,0 и 2,5 раза). В среднем по секциям повышение модулей деформации зон B_1 (B_1^T) и B_2 (B_2^T) составило от 40 до 80 %. В ряде секций произошло также некоторое увели-

Т а б л и ц а 2

Модули деформации приконтактной зоны основания B_1^K расчетных секций на начало и конец строительного периода, МПа

Номер секции	8	12	14	15	18	19	20	21	25	28	31	32	34
Начало строительства	120	260	120	220	55	90	200	30	170	120	600	550	100
Конец строительства	900	1200	1500	1000	700	900	1100	1500	1400	2800	2500	1500	450
Увеличение модуля, разы	7,50	4,62	12,5	4,55	12,7	10,0	5,50	50,0	8,24	23,3	4,17	2,73	4,50

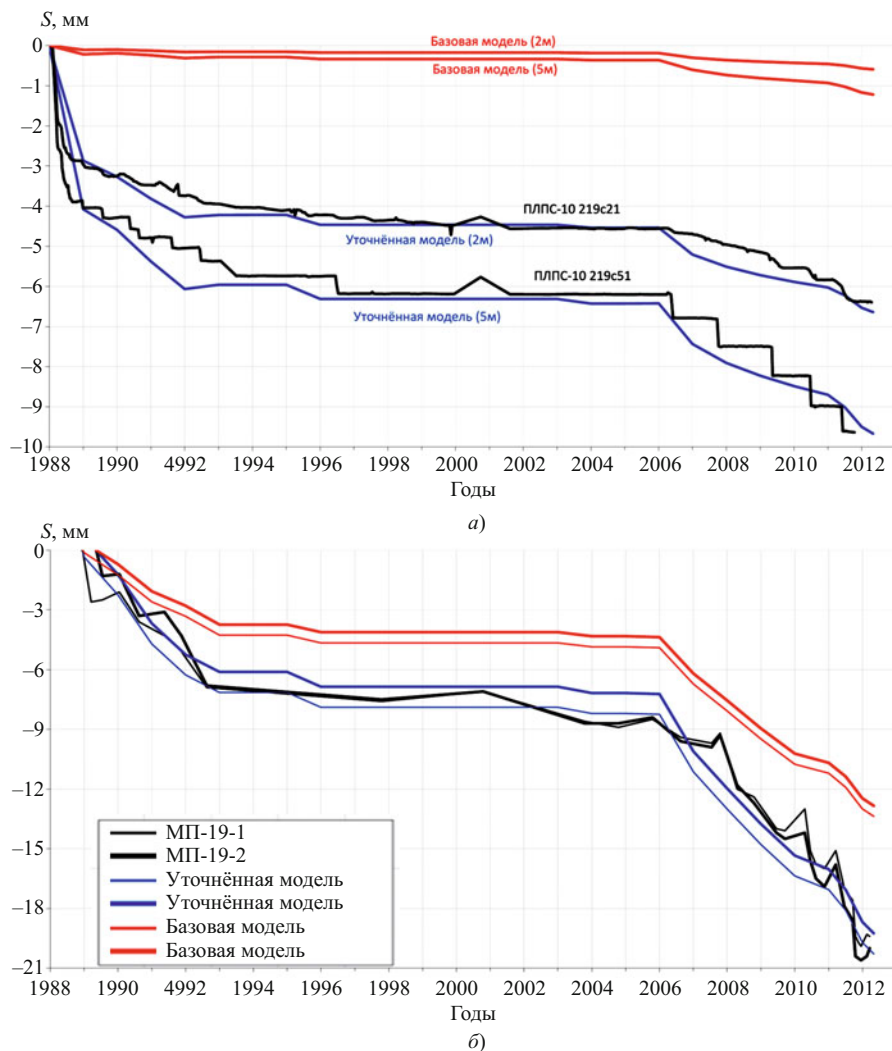


Рис. 4. Секция 19. Сравнение данных натуральных измерений и результатов расчётов относительных (а) и общих (б) осадок основания в строительный период

чение модулей деформации зоны неизменных пород В.

Результаты выполненных расчетов свидетельствуют о деформационной неоднородности основания бетонной плотины, в том числе в пределах одного и того же структурного элемента основания. Так, на конец строительного периода на участке структурно-тектонического блока (секции 1 – 22) модули деформации зоны B_1 находятся в пределах от 3000 МПа в секции 8 до 8000 МПа в секции 20, зоны B_2 — от 9000 МПа в секции 15 до 18 000 МПа в секции 20. На участке зон гидротермального изменения долеритов (секции 23 – 34) минимальное значение E для пород зоны B_1^T составляет 1500 МПа (в секции 32), максимальное — 4500 МПа (в секции 28), соответствующие минимаксные значения модулей деформации зоны B_2^T составляют 3000 и 7000 МПа в тех же секциях. Как видим, модули деформации верхних зон основания на участке одного и того же структурного элемента массива различаются в 2,0 – 3,0 раза, в то время как в базовой модели основание на каждом из двух уча-

стков с точки зрения деформационных свойств предполагалось квазиоднородным (табл. 1).

На рис. 4 и 5 на примере секций 19 и 25 видно хорошее соответствие относительных и общих осадок основания, определенных по результатам расчетов с уточненными деформационными моделями массива и по данным натуральных наблюдений за весь период строительства. В связи с этим полученные на завершающем этапе строительства деформационные модели основания рекомендуются к дальнейшему использованию в расчетах системы “плотина — основание” в эксплуатационный период. На рис. 4 и 5 приведены также кривые расчетных осадок, полученные при использовании базовых деформационных моделей основания. Как видим, различие между расчетными и фактически измеренными осадками в данном случае весьма большое, особенно это касается относительных осадок основания. Поэтому применение базовых деформационных моделей основания бетонной плотины, разработанных на стадии технического проекта, для расчетов напряженно-деформированного со-

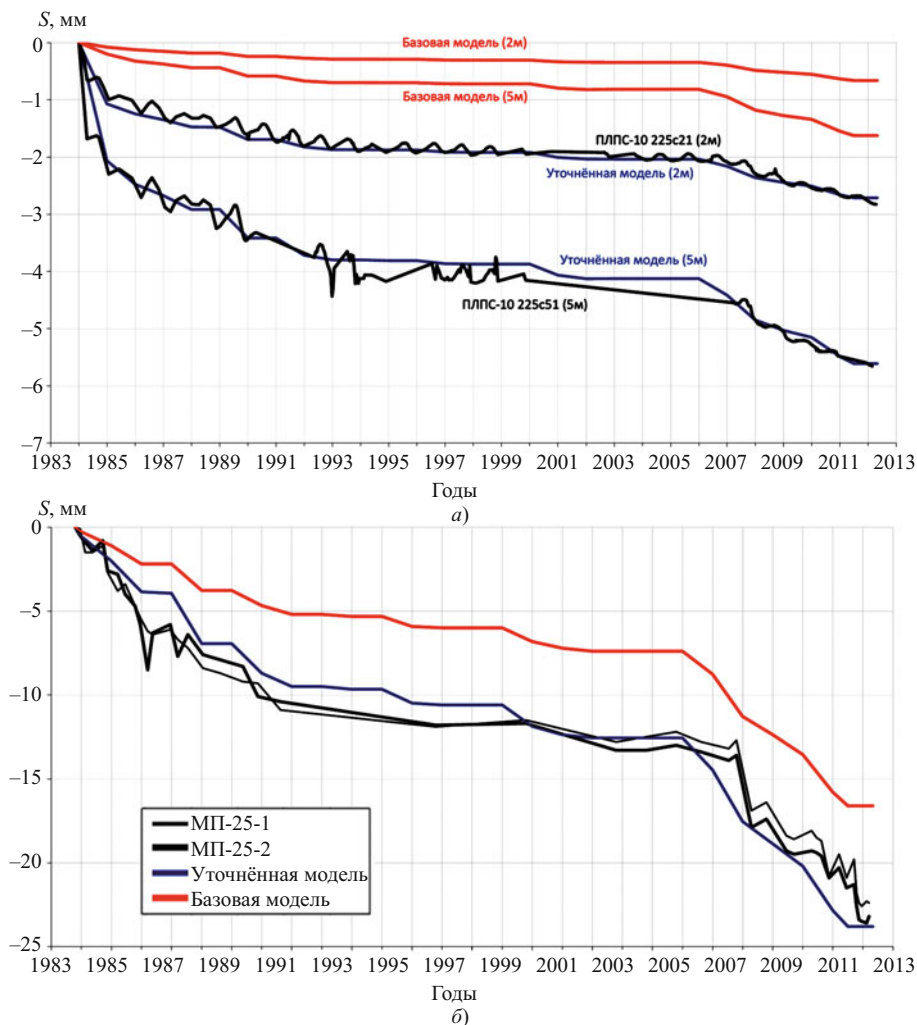


Рис. 5. Секция 25. Сравнение данных натуральных измерений и результатов расчётов относительных (а) и общих (б) осадок основания в строительный период

стояния системы “плотина — основание — водохранилище” и оценки критериальных значений осадок в эксплуатационный период может привести к ошибочным результатам.

Следует отметить, что при выполнении итерационных расчетов возникали затруднения из-за часто наблюдаемого “запаздывания” осадок основания по отношению к вызывавшим их нагрузкам, когда целый ряд приборов продолжал фиксировать увеличение деформаций спустя значительное время после приложения нагрузки. В той или иной степени это относилось к основаниям всех расчетных секций. Поэтому при выполнении расчетов закладываемые в численную модель на конец рассматриваемого периода модули деформации различных зон основания приходилось в дальнейшем пересматривать, с учетом продолжающегося развития деформаций. На рис. 6 в качестве примера показан рост относительных осадок основания секций 8 и 20 в годы, когда не выполнялась укладка бетона. В этих секциях увеличение относительных осадок основания по отношению к первоначальным значениям составило от 16 до 31 %. При этом в секции 8 прирост деформаций без увеличения на-

грузки продолжался не менее восьми лет! Такое поведение массива свидетельствует о его склонности к ползучести и данный фактор следует учитывать при назначении критериальных значений показателей деформируемости основания бетонной плотины.

Выводы

1. Результаты выполненных расчетов указывают на необходимость уточнения разработанной на стадии технического проекта деформационной модели основания бетонной плотины Богучанской ГЭС, в первую очередь в приповерхностной области. Показано, что в этой области основания залегает маломощная зона (слой) ослабленных долеритов с низкими деформационными свойствами, не учитываемая в базовой деформационной модели. Мощность этой приконтактной зоны по результатам выполненных расчетов составляет от 2 до 4 м. Кроме этого, уточнения требуют модули деформации и других инженерно-геологических зон, располагаемых под плотиной.

2. Данные натуральных наблюдений и результаты расчетов показывают, что в процессе строительства

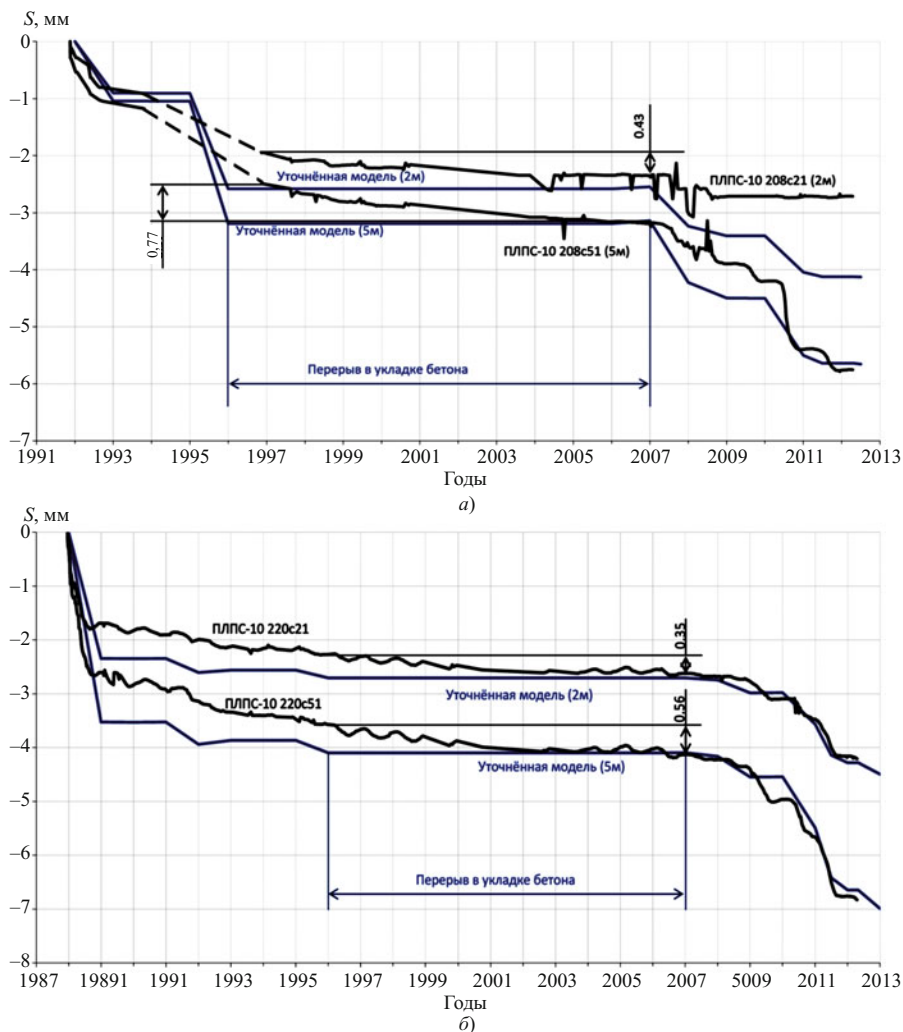


Рис. 6. Примеры проявления ползучести пород основания секций 8 (а) и 20 (б)

плотины под действием веса укладываемого бетона происходило постепенное уплотнение основания. Как результат, к концу строительного периода деформационные характеристики различных зон основания по сравнению с начальными этапами строительства заметно увеличились. В наибольшей степени (в среднем по расчетным секциям в 11,6 раза) повысились модули деформации приконтактной зоны B_1^K . В среднем на 50 – 80 % увеличились также модули деформации зоны интенсивной разгрузки B_1 (B_1^T) и на 40 % зоны разгрузки B_2 (B_2^T).

3. Расчеты свидетельствуют о большей деформационной неоднородности основания бетонной плотины, чем это предполагалось в базовой деформационной модели. В частности, в пределах одного и того же структурного элемента основания модули деформации зон интенсивной разгрузки и разгрузки различаются в 2 – 3 раза, в то время как в базовой модели они принимались одинаковыми.

4. Полученные для каждой расчетной секции на завершающем этапе строительства плотины уточненные деформационные модели основания рекомендуются к дальнейшему использованию при ана-

лизе поведения системы “плотина — основание — водохранилище” в эксплуатационный период.

5. Предложенный расчетный метод уточнения деформационных свойств скального основания бетонной плотины Богучанской ГЭС, по мнению авторов, может быть успешно использован также на других строящихся гидротехнических и крупных гражданских сооружений, оснащенных контрольно-измерительной аппаратурой.

Список литературы

1. ZSOIL 2007. User manual. Zace Services Ltd Report 1985 – 2003. Lausanne: Elmeppress International.
2. Смутьский П. Я. Богучанская плотина на р. Ангаре // Геология и плотины. М.: Энергоатомиздат, 1992. Т. XII. С. 111 – 148.
3. СП 23.13330.2011. Свод правил. Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. М.: Росстандарт, 2011.
4. Савич А. И., Речицкий В. И., Замахаяев А. М., Пудов К. О. Комплексные исследования деформационных свойств массива долеритов в основании бетонной плотины Богучанской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2011. № 3.

Публикуемая ниже статья актуальна и имеет большой практический интерес. Каменнонабросная плотина Богучанской ГЭС с уникальной асфальтобетонной диафрагмой возводилась в суровых климатических условиях. Ее конструктивные элементы претерпевали изменения в процессе строительства, возведение плотины приостанавливалось на многие годы со всеми вытекающими последствиями.

Содержание статьи не вполне соответствует названию, т.е. не все происходящее с плотинной при первоначальном наполнении изложено и объяснено. Этого невозможно сделать в объеме небольшой статьи. Желательно, чтобы была составлена большая программа по наблюдению за поведением плотины и анализу причин ее нестандартного поведения.

Редакция

Поведение каменнонабросной плотины Богучанской ГЭС в период наполнения водохранилища

Волынчиков А. Н., главный инженер проекта, кандидат техн. наук,
Бурдюков Б. А., главный геолог проекта, кандидат геол.-мин. наук,
Газиев Э. Г., главный специалист, доктор техн. наук

Выполнен анализ замеров плановых горизонтальных и вертикальных смещений тела каменнонабросной плотины в период первого заполнения водохранилища.

Ключевые слова: водохранилище, плотина, смещения.

В конце 2012 г. осуществлен пуск на промежуточной отметке водохранилища (185,0 м) четырех агрегатов Богучанской ГЭС — четвертой ступени Ангарского каскада гидроэлектростанций. Технический проект, выполненный институтом “Гидропроект” был утвержден в 1979 г. По постановлению Совета Министров СССР строительство начато в 1980 г., но из-за тяжелой экономической ситуации в 1990 гг. было остановлено.

В 2006 г. по указу Президента РФ строительство гидроузла было возобновлено, и ОАО “Институт Гидропроект” (г. Москва) по поручению ОАО “Организатор строительства БоГЭС” выполнило корректировку технического проекта 1979 г. с учетом негативных последствий затянувшегося строительства и современных нормативных требований.

Особое внимание при частичном пересмотре технических решений 1970-х гг. уделялось обеспечению безопасности сооружений напорного фронта и гарантированного пропуск паводковых расходов нормативной обеспеченности в периоды временной и постоянной эксплуатации.

Этапы проектирования и возведения плотины

Сооружение каменнонабросной плотины (КНП) началось в 80-х гг. прошлого века, особенно интенсивно после перекрытия р. Ангары в 1987 г. В основном конструктивные элементы каменнонабросной плотины определены техническим проектом 1979 г.

Каменнонабросная плотина Богучанской ГЭС максимальной высотой 80 м располагается на скальном массиве, который в правобережном примыкании (на длине 1031 м) сложен осадочными породами кембрия и ордовика, а в левой части (в зоне примыкания к бетонным сооружениям) на протяжении 830 м — долеритами. Криволинейная ось плотины описана в плане радиусом 2700 м (рис. 1).

Высота плотины вдоль створа практически не меняется. Конструкция центральной зоны КНП симметрична относительно оси плотины.

Основные геометрические параметры конструкции плотины приведены в таблице.

Плотина сооружена в сложных природно-климатических условиях, которые оказали существенное влияние на состояние элементов ее конструкции. Перепад температуры в разрезе года достигает 98 °С, а среднегодовая температура составляет минус 3,5 °С.

Параметр	Значение
Отметка гребня, м	212,0
Отметка уровня верхнего бьефа, м	208,0
Наибольшая строительная высота, м	80,0
Длина по гребню, м	1861,0
Ширина по гребню, м	20,0
Ширина по подошве, м	440,0

Основным строительным материалом являлся рваный долеритовый камень, из которого сложены боковые упорные призмы плотины.

В техническом проекте в пределах основного профиля каменнонабросной плотины принято среднее заложение верхового откоса 1:1,66, низового — 1:1,76. Основным противодиффузионным элементом является асфальтобетонная диафрагма (АБД), возводимая из литого асфальтобетона, обладающего удобоукладываемостью и имеющего повышенную несущую способность.

Толщина диафрагмы у гребня плотины — 0,8 м, у основания — 1,6 м. Асфальтобетонная диафрагма в основании сопрягается с цементационной галереей, заглубленной в скальные породы, и смещена от оси плотины в сторону верхнего бьефа на 4 м для обеспечения общей устойчивости низовой призмы плотины.

Для предотвращения обхода фильтрационного потока через основание в пределах всей длины плотины устраивается глубокая и сопрягающая цементация.

Для снижения горизонтальных деформаций и повышения надежности асфальтобетонной диафрагмы центральная часть каменной наброски шириной 30 м, выполняемой из горной массы фракции 0 – 1000 мм, отсыпается слоями по 1,2 м с уплотнением виброкатками с заложением откосов 1:0,5. Между каменной наброской центральной части и диафрагмой устраивается по одному переходному слою толщиной 3 м из каменного материала крупностью 0 – 200 мм. Внешние зоны верховой и низовой упорных призм отсыпаются без специального уплотнения из горной массы долеритов изверженных пород зоны Б и В. До отм. 187,00 м призмы отсыпаются слоями по 3 м, а выше этой отметки — слоями по 1,2 м.

Сопряжение каменнонабросной плотины с бетонной осуществляется обсыпкой конусами упорных призм пяти глухих бетонных секций № 30 – 34.

Сопряжение АБД с бетонной плотиной осуществляется за счет устройства в торце последней глухой секции № 34 скоса грани на длине 7,5 м в сторону нижнего бьефа. В то же время торцевая грань секции выполняется с уклоном 20:1 с отм. 214,00 м до отм. 127,10. АБД, примыкающая к грани, расширяется в плане со скосом до 4,0 м для более надежного контакта с бетонной плотиной. Предполагалось, что при наполнении водохранилища АБД давлением воды будет прижиматься к бетонной плотине и перемещаться вдоль грани, обеспечивая плотный контакт по шву.

В дальнейшем за долгий период строительства в конструкцию КНП вносились различные изменения, касающиеся габаритов диафрагмы и ее состава, материала переходных зон, гранулометрическо-

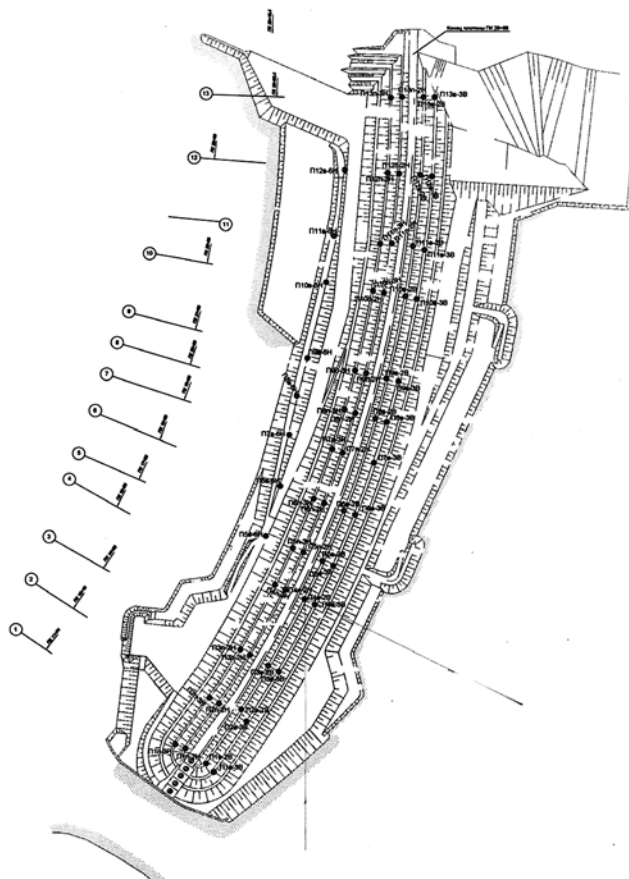


Рис. 1. План каменнонабросной плотины с размещением геодезических знаков на бьефах

го состава и способа укладки боковых упорных призм, конструкции сопряжения бетонной плотины и асфальтобетонной диафрагмы.

В окончательном варианте переходная зона от диафрагмы со стороны нижнего бьефа на участке основания, сложенного осадочными породами (т.е. после ПК 20 + 00), выполнена из супесчаных грунтов, а не из усть-кутских, как было предусмотрено первоначальным проектом. Переходные зоны от АБД к упорным призмам после 2006 г. выполнялись в два слоя из щебня фракций 0 – 100 и 0 – 300.

Боковые упорные призмы стали возводиться из долеритового камня фракции 0 – 800 с уплотнением его виброкатками по всему сечению плотины.

Конструкция сопряжения АБД и бетонной плотины была пересмотрена.

Для обеспечения надежного сопряжения бетонной плотины и АБД было предложено по всему контакту между АБД и бетонной секцией установить 2 U-образные шпонки из латуни, причем до отм. 161,20 м к возведенной бетонной части шпонки крепятся анкерами, а в асфальтобетон заводятся путем устройства шахты с последующим заполнением асфальтовой мастикой. Выше отм. 161,20 м шпонки устанавливаются, как обычно, между бетонными столбами, причем со стороны АБД выполняется шпоночный колодец из 1/2 трубы диаметром 1020 мм, которая примыкает к бетонной секции и

заполняется, как и шахта, асфальтовой мастикой. При деформациях в районе контакта АБД с бетонной секцией в шпоночный колодец может доливать асфальтовая мастика. Для выполнения этого элемента была выполнена в тяжелых и крайне стесненных условиях вырубка колодца высотой около 20 м в возведенной асфальтобетонной диафрагме.

К 2006 г. от бетонной плотины до ПК 20 + 00 все элементы КНП были возведены до отм. 147,0 м, а отдельные участки упорных призм до отм. 154,0 м. На участке осадочных пород от ПК 20 + 00 к правому берегу отдельные элементы боковых призм были возведены до отм. 156,0 м, а вдоль оси плотины велось сооружение диафрагмы и элементов центральной зоны на отм. 138 – 140 м.

Камень в боковые упорные призмы в краевых частях был уложен без уплотнения. Однако долгострой в данном случае сыграл положительную роль: за это время произошло естественное уплотнение грунта в теле плотины. Исследования, проведенные в 2006 г., показали, что уплотнение каменной наброски под действием собственного веса составило 2,5 %. Кроме того, на участке до ПК 20 + 00 было выявлено мерзлое состояние грунтов на глубину до 10 м. Причем, скорее всего, в замороженном состоянии на данном участке находились все элементы плотины. На участке осадочных пород в мерзлом состоянии были только внешние элементы боковых упорных призм до отм. 156,0 м, а центральной части на тот момент еще не было. Интенсификация процесса отсыпки не позволила образоваться мерзлоте в центральной части плотины от ПК 20 + 00 до ПК 28 + 00, что подтверждалось наблюдениями по термометрам, установленным вдоль АБД. С возобновлением строительства были изменены технические условия на укладку горной массы, были ужесточены параметры плотности с обязательной укаткой всех грунтов.

В 2011 г. КНП достигла отм. 210,0 м, и дальнейшее возведение было временно остановлено.

Приращения вертикальных и плановых смещений тела плотины в период заполнения водохранилища

Первоначальное заполнение водохранилища Богучанской ГЭС началось 16 апреля 2012 г. К 28 декабря 2012 г. отметка водохранилища была поднята до 185,1 м. Дальнейший подъем выше отм. 185,0 м будет продолжен после согласования правил использования водных ресурсов заинтересованными организациями.

Следует также отметить, что наряду с поднятием уровня верхнего бьефа на поведение каменно-набросной плотины Богучанской ГЭС существенное влияние оказало изменение температуры воды, значения которой в летний период поднимались

выше 20° С. Судя по многолетним наблюдениям за термометрами, установленными на различных отметках АБД, температура наружного воздуха не оказывает влияния на состояние грунтового массива плотины.

Измерения осадок знаков на бермах КНП, как и измерения плановых смещений, осуществлялись геодезистами отдела топогеодезических исследований ЦСГНЭО, в то время как наблюдения за осадками гребня выполняются геодезистами ЛГТС Богучанской ГЭС.

Схема расположения геодезических знаков на бермах плотины показана на рис. 1.

Диаграммы приращений осадок марок на бермах плотины со стороны верховой грани (отм. 202,0 и 187,0 м) в период наполнения водохранилища представлены на рис. 2, где по оси ординат приведены уровни водохранилища.

Основным силовым фактором, воздействующим на тело плотины в этот период, является изменение уровня верхнего бьефа.

При повышении температуры воды в период наполнения водохранилища наблюдалось интенсивное возрастание как вертикальных, так и плановых смещений геодезических марок на бермах плотины, что, по-видимому, было связано с растеплением мерзлых прослоев в теле верховой упорной призмы при ее замачивании водой водохранилища. Это явление предопределило значительно большие осадки верховой призмы.

Интересно отметить, что на берме 187,0 м на нижней грани (рис. 3) при начавшемся процессе осадок верховой призмы произошло небольшое поднятие (на 10 – 20 мм) за счет наклона плотины в сторону верхнего бьефа, а затем процесс осадки бермы продолжился. Если на отм. 202,0 м осадка составила 150 – 250 мм, а на отм. 187,0 м эта осадка составила 50 мм, то на нижней берме 148,0 м произошел небольшой подъем в пределах 15 мм (рис. 3), что также свидетельствует о наклоне основания тела плотины в сторону верхнего бьефа.

Неравномерными были осадки и по длине плотины. Замеры осадок гребня каменно-набросной плотины, выполненные геодезистами Богучанской ГЭС на поверхности асфальтобетонной диафрагмы, показали, что эта осадка в районе сечений 2 – 3 (ПК 12 + 50 — ПК 14 + 90) за период с 25.11.2011 г. составила значение, превышающее 700 мм (рис. 4).

Аналогичный характер имели и плановые смещения тела плотины.

Измерения горизонтальных плановых смещений проводятся геодезистами ЦСГНЭО по двум направлениям: по оси X (положительное направление на север) и по оси Y (положительное направление на восток).

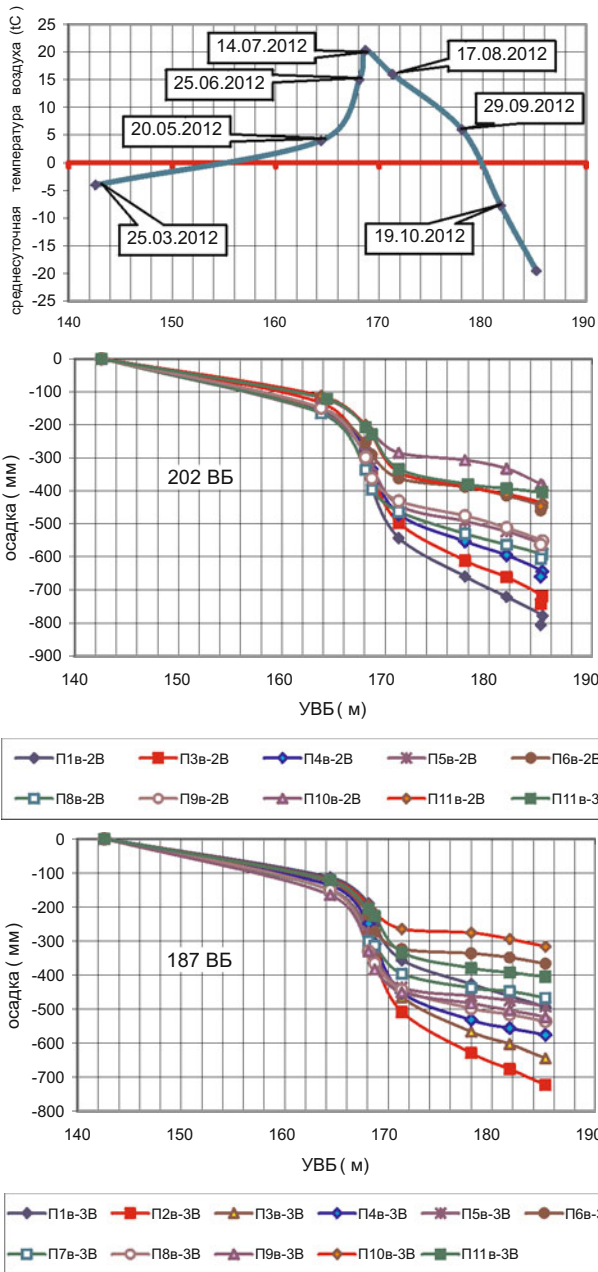


Рис. 2. Осадки берм на верхней грани (на отм. 202,0 и 187,0 м)

В каждом цикле измерений определялись приращения смещений, начиная с момента начала заполнения водохранилища, $\Sigma\Delta X$ и $\Sigma\Delta Y$, по которым вычислялись суммарные горизонтальные плановые смещения пункта $\Sigma\Delta XY$ и отклонение вектора смещения от направления на север на угол δ .

Суммарный вектор планового смещения определялся зависимостью

$$\Sigma\Delta XY = \sqrt{(\Sigma\Delta X)^2 + (\Sigma\Delta Y)^2},$$

а угол отклонения вектора от положительного направления оси X

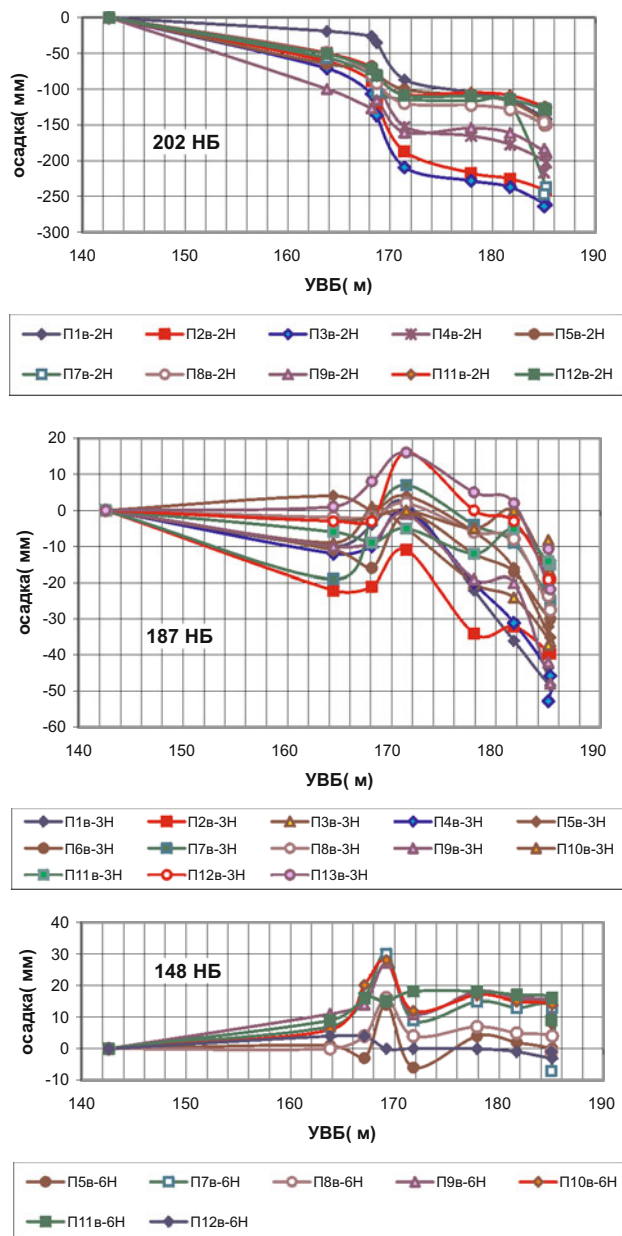


Рис. 3. Осадки берм КНП со стороны низовой грани (на отм. 202,0; 187,0 и 148,0 м)

$$\delta = \arctg(\Delta Y / \Delta X).$$

Диаграммы плановых смещений геодезических знаков на бермах верхней грани плотины представлены на рис. 5. Как свидетельствуют результаты, эти смещения направлены в сторону водохранилища, т.е. в сторону верхнего бьефа.

Наибольшие величины вертикальных и горизонтальных смещений зарегистрированы в районе сечений 2 – 3 и 7 – 9 каменнонабросной плотины.

Как свидетельствуют результаты проведенных расчетов, смещения бермы на низовой грани плотины на отм. 202,0 м также направлены в сторону верхнего бьефа, но величины этих смещений меньше смещений верхней грани. Таким образом, пло-

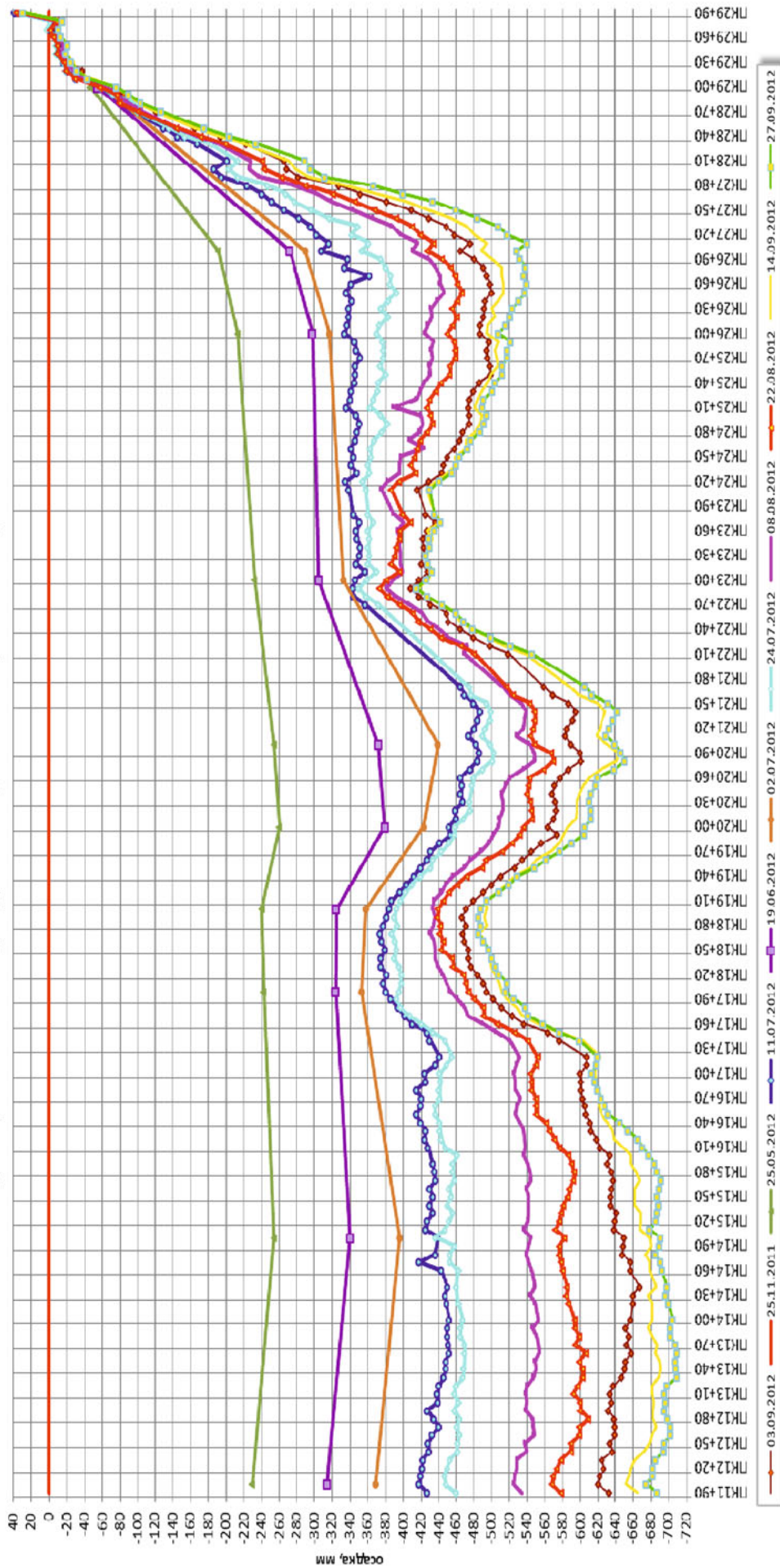


Рис. 4. Осадки асфальтобетонной диафрагмы по сравнению с циклом измерений, выполненных 25.11.2011 г.

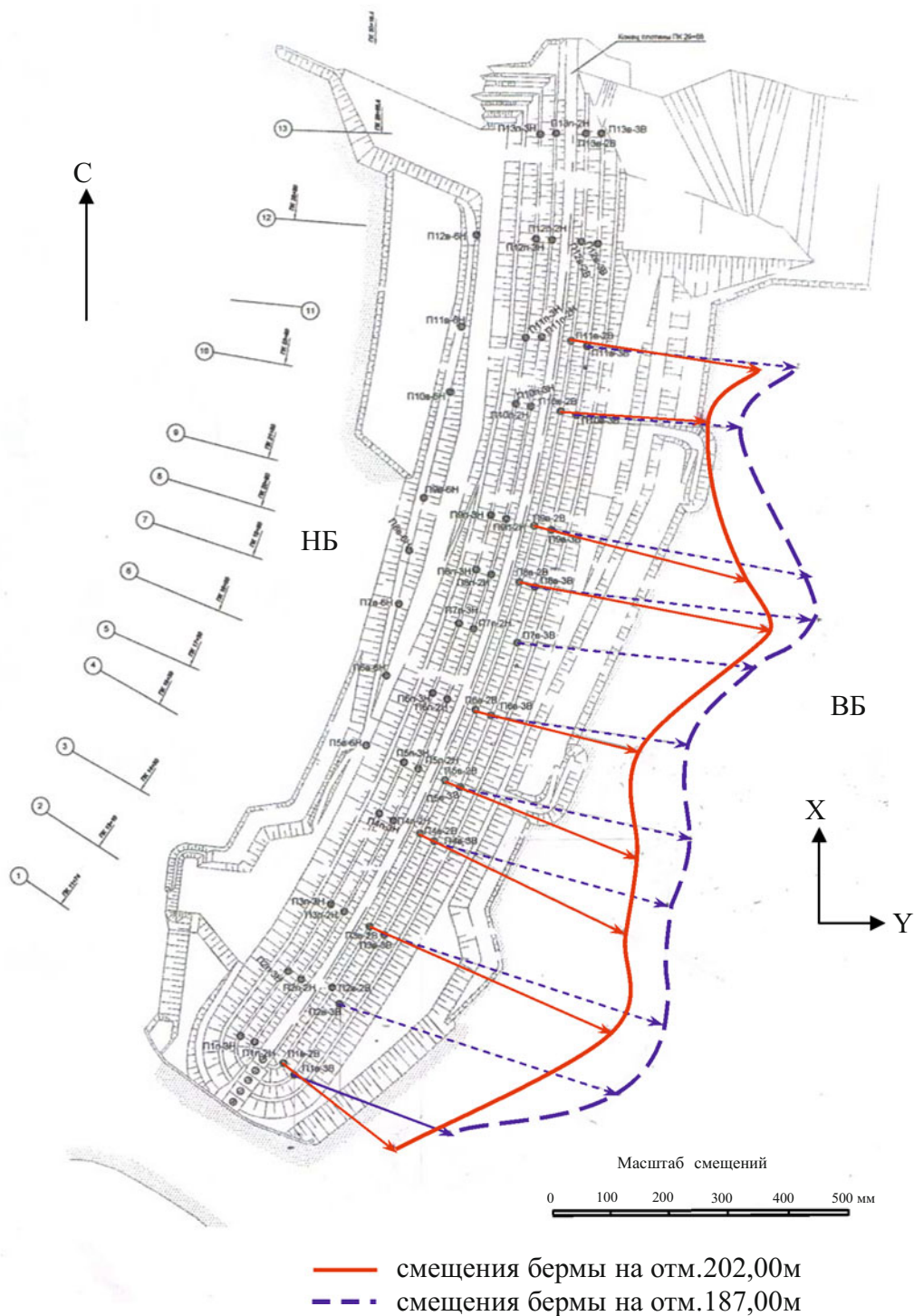


Рис. 5. Плановые смещения берм верховой грани при УВБ = 185,2 м

тина “растягивается” в горизонтальном направлении, причем на отг. 202,0 м тело плотины между знаками на низовой и на верховой грани (на расстоянии примерно 65 м) “растягивается” на 200 – 250 мм (рис. 6).

Помимо марок на бермах плотины для наблюдения за осадками в ее средней части было установлено шесть кустов глубинных плит-марок на ПК 19 + 90 и ПК 21 + 90. По плитам-маркам, контролирующим послойную осадку КНП, зафиксировано:

1. На участке кустов I и II (84 м от оси АБД в нижний бьеф) послойные деформации прекратились летом 2010 г. Осадка, зафиксированная с того момента всеми плитами, обусловлена осадкой основания. С начала наполнения до сентября 2012 г. фиксируется подъем основания суммарно на 24 мм (куст I ПК 19 + 90) и 16 мм (куст II ПК 21 + 90) и далее до конца 2012 г. осадка на 12 мм (куст I) и 23 мм (куст II). Так как показания по всем плитам в кусте отличаются друг от друга не более чем на

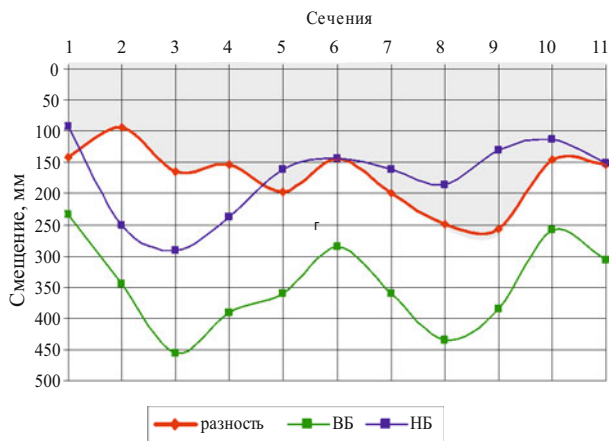


Рис. 6. Смещения тела КНП на отм. 202 м со стороны верхнего и нижнего бьефов.

Голубым цветом закрашена диаграмма “растяжения” тела плотины на отм. 202 м.

Максимальная деформация растяжения между сечениями 8 и 9 (ПК 21) составляет 250 мм

1 мм, то можно заключить, что все зафиксированные деформации связаны с деформацией основания.

2. На участке кустов III, IV, V и VI послойная стабилизация осадок в нижней части плотины до отм. 180,0 м завершилась к сентябрю 2011 г., выше этой отметки сжатие продолжалось до февраля 2012 г. После начала заполнения водохранилища фиксируется активизация послойных деформаций, причем если в нижней части до отм. 160,0 м они связаны с разнонаправленными движениями основания в пределах 5 – 20 мм в месяц, то в верхней части однозначно происходила послойная осадка от 480 мм в нижнем бьефе до 580 мм в верхнем, при этом четко прослеживается уменьшение деформаций во времени.

Наблюдения за плановыми перемещениями колец крепления смотровых шахт можно увязывать с перемещением грунтового массива плотины и асфальтобетонной диафрагмы. На графиках рис. 7 видно, что основные перемещения происходят выше отм. 175,0 м, при этом заметно, что уже в августе перемещения стабилизировались, а с сентября с возобновлением заполнения вектор смещений изменился на обратный, направленный в нижний бьеф. Ниже отм. 175,0 м перемещения направлены в нижний бьеф, причем с ростом напора величина смещения увеличивается. Вероятно, это следствие воздействия на АБД гидравлической нагрузки.

Наиболее ответственным с точки зрения раскрытия узлом сооружения является контакт асфальтобетонной диафрагмы с секцией 34 бетонной плотины. Ширина раскрытия этого шва контролируется щелемерами, которые на декабрь 2012 г. фиксировали следующие значения:

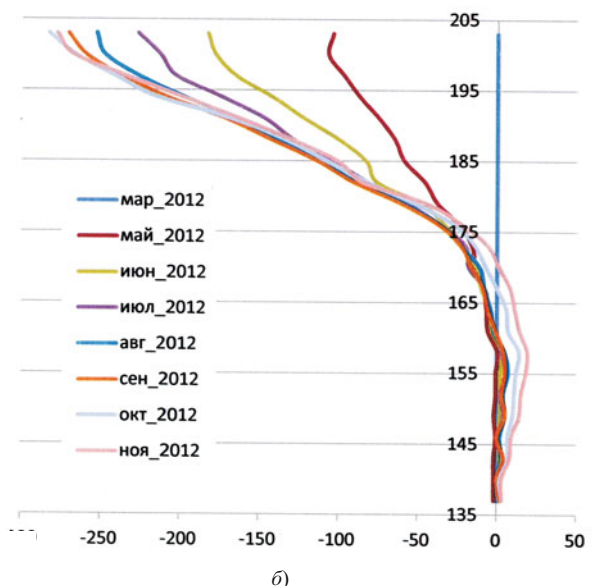
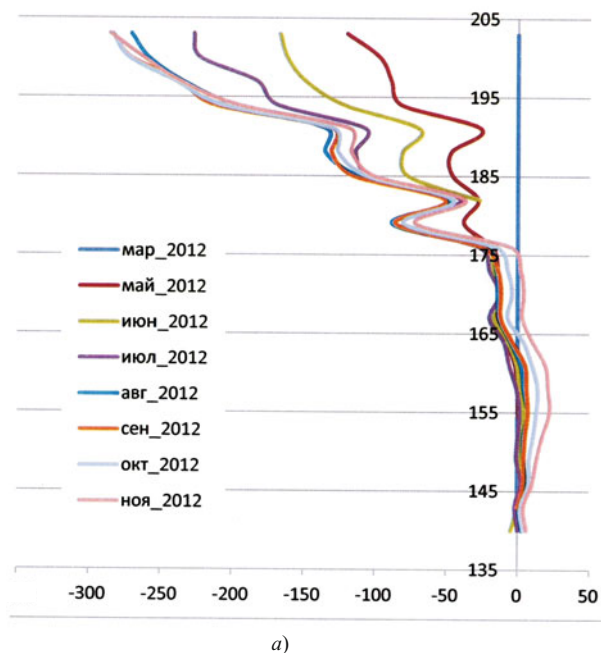


Рис. 7. Приращение плановых перемещений (с начала заполнения водохранилища) колец смотровой шахты на ПК 17 + 30 (а) и ПК 21 + 90 (б)

на отм. 200,0 м наблюдалось раскрытие шва с 2 до 12 мм;

на отм. 190,0 м произошло закрытие шва с 9,5 до 8,5 мм;

на отм. 180,0 м произошло закрытие шва с 10 до 8 мм.

Таким образом, принятое и осуществленное решение о создании в контакте шпонки полностью себя оправдало.

Перемещения контрольной точки поверхности асфальтобетонной диафрагмы относительно бетона секции 34 показывает осадку 700 мм, смещение в верхний бьеф — 300 мм и смещение в сторону правого берега — 80 мм, что, в общем, согласуется с показаниями всех остальных приборов.

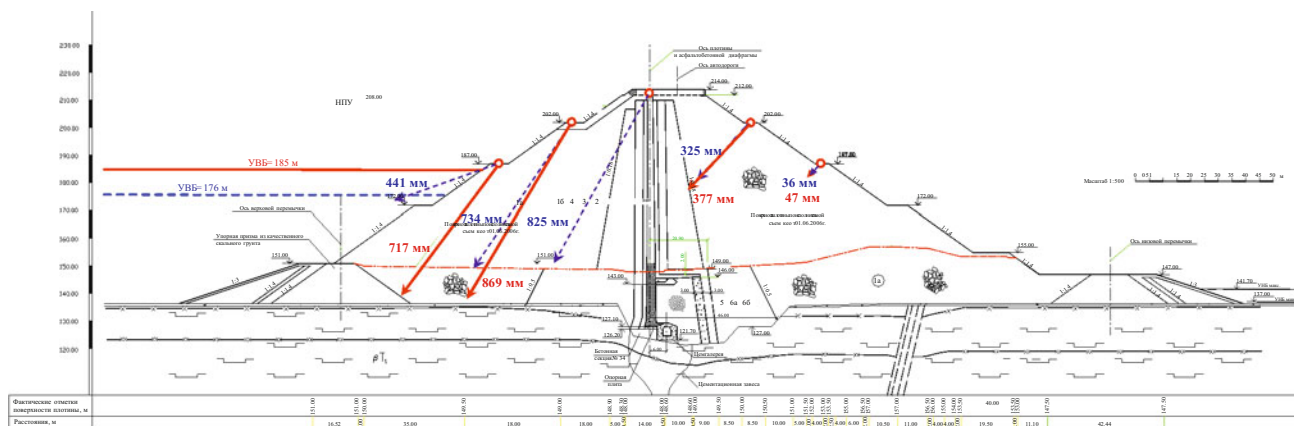


Рис. 8. Суммарные векторы смещений тела каменнонабросной плотины в поперечном сечении в месте расположения знака 2 (ПК 13 + 10) при подъеме УВБ до отм. 176 – 178 м (пунктирные стрелки), а затем 185 м (сплошные стрелки)

Суммарные смещения тела каменнонабросной плотины в период заполнения водохранилища

Расчет суммарных векторов смещений тела КНП был произведен в поперечном сечении, проходящем в месте расположения знака 2 (ПК 13 + 10), где наблюдались наибольшие значения горизонтальных и вертикальных смещений (рис. 8). Расчет был выполнен как для промежуточного уровня водохранилища 175 м, достигнутого в середине сентября 2012 г., так и для УВБ = 185 м, достигнутого 8 ноября 2012 г. и сохраненного до конца января 2013 г.

Величина и наклон векторов, особенно на верховой грани плотины, существенно изменились в сторону увеличения наклона плотины в сторону водохранилища, что в первую очередь можно объяснить продолжающимся растеплением мерзлых прослоев в основании верховой упорной призмы плотины.

Выводы

Выполненный анализ замеров плановых горизонтальных и вертикальных смещений тела каменнонабросной плотины в период первого заполнения водохранилища показал, что при подъеме уровня воды 16.04.2012 г. начались наклоны верхней части тела плотины в сторону верхнего бьефа.

Это обстоятельство можно отчасти объяснить осадкой ложа водохранилища под весом воды, а также замачиванием верховой призмы плотины и её осадкой. Однако диаграммы смещений по длине плотины (рис. 4 и 5) дают основание предположить о существовании локальных участков резкого увеличения как горизонтальных, так и вертикальных

смещений. Эти участки прослеживаются на интервалах от контакта КНП с бетонной плотиной до ПК 15 + 30 и от ПК 26 + 30 до ПК 27 + 20, а также близ ПК 21 + 20. Причем эти участки наблюдаются как по смещениям на гребне (данные лаборатории ГТС БоГЭС), так и на бермах верховой и низовой граней плотины на отм. 202,0 и 187,0 м (данные отдела топогеодезических исследований ЦСГНЭО).

Не исключено, что на нижних отметках под верховой гранью плотины локально сохранились зоны мерзлого грунта. При начале заполнения водохранилища началось растепление этих зон со стороны верхнего бьефа, их модуль деформации снизился за счет таяния поровой воды, что и привело к росту наклонов и смещений верхней части тела плотины в сторону верхнего бьефа, это, в свою очередь, способствовало уплотнению массива каменной наброски упорной призмы.

Специалисты лаборатории ГТС БоГЭС также отмечают, что в процессе подъема УВБ из-за тепляющего воздействия воды водохранилища в летний период наблюдалось повышение температуры нижней части АБД, а следовательно, и нижней части тела КНП со стороны верхнего бьефа.

Общая осадка сооружения при наполнении водохранилища на 60 – 65 % составила 0,5 – 1,0 % высоты плотины в зависимости от начальной плотности укладки горной массы. Под низовой упорной призмой зафиксирован подъем основания, являющийся следствием появления восходящего фильтрационного потока.

Сооружение шпонки на контакте АБД и бетонной плотины обеспечило надежность напорного фронта.

В целом КНП адекватно реагирует на изменение НДС, связанное с наполнением водохранилища.

Расчеты устойчивости и разработка мероприятий по укреплению склона на участке выходных порталов отводящих туннелей Рогунской ГЭС

Речицкий В. И., Газиев Э. Г., Пудов К. О., Речицкий В. В. (ЦСГНЭО — филиал ОАО “Институт Гидропроект”), Черячукин А. П. (ОАО “Институт Гидропроект”)

Анализируется местная и общая устойчивость склона на участке выходных порталов отводящих туннелей агрегатов 1 – 6 Рогунской ГЭС.

Ключевые слова: Рогунская ГЭС, агрегаты 1 – 6, устойчивость склона, сохранность пород, системы трещин, расчеты устойчивости откосов, способы укрепления склона.

Характеристика рассматриваемого участка

Рассматриваемый склон расположен на правом берегу р. Вахш, примерно в 300 м ниже по течению от строящейся плотины Рогунской ГЭС в Таджикистане. Высота склона составляет свыше 200 м, крутизна — порядка 70°. Дневная поверхность склона сформирована крутопадающими трещинами напластования. Массив в приповерхностной зоне разбит трещинами на блоки разной крупности, часть из которых находится в потенциально неустойчивом состоянии. Склон сложен преимущественно песчаниками мингбатманской свиты с подчиненным содержанием (в виде тонких прослоев) алевролитов и аргиллитов. Общий вид склона с границами рассматриваемого участка представлен на рис. 1, где показаны также расчетные сечения склона.

По степени сохранности пород в скальном массиве выделены следующие зоны: зона сильного выветривания и разгрузки I, зона выветривания и разгрузки II, зона разгрузки III и зона вне влияния экзогенных процессов IV. Положение границ различных зон для исследуемого участка определены по данным выполненных ЦСГНЭО геофизических исследований, а также по инженерно-геологической интерпретации имеющихся архивных данных.

По результатам инженерно-геологических исследований в массиве выделено четыре системы трещин. Систему I образуют выдержанные крутопадающие трещины напластования, ориентированные по склону (азимут падения 130°). Трещины остальных систем являются тектоническими, из них трещины системы II падают на северо-восток, системы III — на юго-запад и системы IV — на северо-запад (в глубь склона). Эти системы трещин характеризуются широким разбросом углов падения. Наиболее развитыми из тектонических трещин являются трещины системы II, протяженность которых достигает десятков метров. Шаг всех трещин находится в пределах от 0,2 до 10 м, раскрытие большинства трещин — от 0,1 до 3,0 мм. Трещины

заполнены в основном супесчано-суглинистым грунтом. Отметим, что с точки зрения общей устойчивости склона весьма важным является отсутствие пологой системы трещин, падающей в сторону его дневной поверхности.

В рассматриваемом слоистом массиве отчетливо проявляются процессы выветривания и разгрузки, при этом алевролиты и аргиллиты выветриваются более интенсивно. Разуплотнение пород вызывают процессы промерзания и оттаивания дождевой воды, легко проникающей в крутопадающие трещины и прослой алевролитов и аргиллитов. Дополнительную разгрузку массива вызвали также работы по устройству котлованов под выходные порталы строительных туннелей. Под воздействием указанных процессов выветривания и разгрузки на рассматриваемом участке неоднократно происходили обрушения отдельных отчленившихся блоков песчаника.

В связи с тем что в основании склона будут располагаться постоянные сооружения Рогунской ГЭС, учитывая имевшие место проявления неустойчивости пород, авторами выполнены расчеты местной и общей устойчивости склона и разработаны мероприятия по его укреплению. Необходимые инженерно-геологические материалы для выполнения указанных расчетов были предоставлены геологами А. С. Пиотровским и Л. М. Медведевой.

Основные положения расчетов и исходные данные

Расчеты устойчивости откосов склона проводились в соответствии с российскими нормативными документами. Определение коэффициента запаса устойчивости откосов K осуществлялось по следующей формуле, полученной из уравнения (5) СП 23.13330.2011 [1]:

$$K = R/F \geq \gamma_n \gamma_{1c} / \gamma_c = K_n, \quad (1)$$



Рис. 1. Общий вид склона с границами рассматриваемого участка и расчетными сечениями

где K_n — нормативный коэффициент запаса устойчивости массива, при котором его надежность можно считать обеспеченной.

Расчеты устойчивости откосов выполнялись для строительного и эксплуатационного периодов, для основного и особого (при сейсме) сочетания нагрузок.

В табл. 1 для разных расчетных случаев приведены значения K_n , определенные по принятым в соответствии с [1] величинам коэффициентов сочетания нагрузок γ_c , надежности по ответственности сооружения γ_n и условий работы γ_c .

В состав расчетных нагрузок входили собственный вес скального массива и сейсмическая нагрузка от землетрясения. При выполнении расчетов предполагалось, что депрессионная кривая в массиве располагается ниже расчетных поверхностей смещения, поэтому фильтрационные силы в расчеты не вводились.

Расчетная сейсмическая нагрузка на массивы пород, в соответствии с СП 14.13330.2011 [2], определялась по формуле

$$S = AK_1G, \quad (2)$$

где G — вес рассматриваемого массива; A — коэффициент, значения которого принимаются равными 0,1; 0,2 и 0,4 соответственно для расчетной сейсмичности 7, 8 и 9 баллов; коэффициент K_1 — принимается равным 0,25 (пункт 8.2.2 СП 14.13330.2011).

В соответствии с уровнем проектного землетрясения (ПЗ) 8 баллов, который принят для площадки

строительства Рогунской ГЭС, расчетная сейсмическая нагрузка задавалась равной $S = 0,05G$. При расчетах на МРЗ она увеличивалась до $0,10G$. Направление сейсмической силы S принималось горизонтальным, в сторону возможного смещения массива. Такое ее направление во многих случаях является наиболее неблагоприятным.

С учетом строения массива при анализе его устойчивости рассматривались следующие три возможные кинематические схемы смещения пород:

1. Смещение верхних слоев пород по трещинам системы I (напластование) со сдвигом в нижней части по массиву.

2. Смещение (или опрокидывание) поверхностных блоков пород по трещинам систем II и III.

3. Смещение крупных скальных массивов по полигональным поверхностям смещения, проходящим в верхней части по трещинам напластования и в нижней части непосредственно по массиву.

Расчеты по схемам 1 и 2 определяют местную устойчивость склона, в то время как расчеты по схеме 3 — его общую устойчивость.

Т а б л и ц а 1

Расчетный случай	Эксплуатационный, основное сочетание нагрузок	Эксплуатационный, при сейсме		Строительный, основное сочетание	Строительный, при сейсме	
		уровень ПЗ	уровень МРЗ		уровень ПЗ	уровень МРЗ
K_n	1,25	1,19	1,06	1,19	1,13	1,01

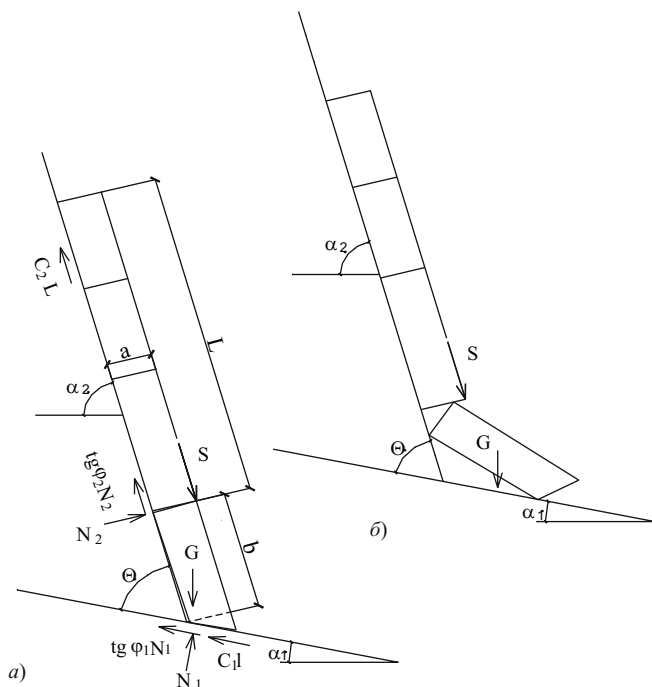


Рис. 2. К расчёту устойчивости поверхностного слоя пород:
a — расчетная схема устойчивости нижнего блока; *б* — характер обрушения слоя

Исходными материалами для расчетов устойчивости пород являлись инженерно-геологические разрезы склона на рассматриваемом участке, данные по ориентировке систем трещин, размеры отдельных скальных блоков, а также плотность пород и параметры прочности на сдвиг по трещинам и по массиву.

Расчетные значения плотности пород и сдвиговых параметров в разных зонах массива приведены в табл. 2. Эти характеристики получены путем обобщения результатов геомеханических и геофи-

зических исследований, проведенных на Рогунской ГЭС, с последующей их корректировкой по данным натурных наблюдений за конвергенцией стен машинного зала. При назначении прочностных характеристик по трещинам учитывались рекомендации существующих нормативных документов [1].

При расчетах местной устойчивости массива по схемам 1 и 2 принималось во внимание, что скальные целики между трещинами в результате длительного воздействия процессов выветривания, разгрузки и промерзания-оттаивания постепенно разрушаются, поэтому в этих расчетах трещины в запас устойчивости рассматривались как квазисплошные с параметрами $\text{tg}\varphi = 0,60$ и $C = 0,02$ МПа. При ориентации поверхностей смещения, не совпадающей с трещинами, параметры прочности на сдвиг по указанным причинам принимались более низкими, чем в среднем в зоне I, и равными $\text{tg}\varphi = 0,80$ и $C = 0,5$ МПа.

При выполнении расчетов общей устойчивости склона (схема 3) в качестве расчетных параметров прочности на сдвиг по протяженным крутопадающим плоскостям, совпадающим с трещинами напластования, рассматривались приведенные характеристики прочности, полученные в предположении смещения массива как по трещинам, так и по скальным целикам между ними [3]. Для подсекающих пологопадающих поверхностей, проходящих непосредственно по массиву, параметры сдвиговой прочности для разных зон массива принимались по табл. 2.

Используемые методы расчета и полученные результаты

Расчеты местной устойчивости

При расчетах по схеме 1 рассматривалась устойчивость поверхностного слоя склона, лежащего на крутопадающей трещине напластования (рис. 2). Устойчивость такого слоя зависит от степени устойчивости нижнего скального блока, опирающегося на пологопадающую поверхность смещения. Предполагается, что из-за отсутствия пологих трещин, падающих в сторону склона, эта поверхность проходит непосредственно по массиву.

В соответствии с работой [4], в которой рассмотрена соответствующая задача, коэффициент запаса устойчивости такого слоя определяется по формуле

$$K = B/A, \quad (3)$$

где

$$A = \sin\alpha_1 + 0,5\sin\theta(\cos\alpha_2 - \lambda\sin\alpha_2) + S(\cos\theta - \lambda\sin\theta)/G; \quad (4)$$

Т а б л и ц а 2

Зона массива	Плотность ρ , г/см ³	Сдвиговые параметры по трещинам		Сдвиговые параметры по массиву	
		tgφ	C, МПа	tgφ	C, МПа
Сильного выветривания и разгрузки (зона I)	2,58	0,60	0,02	0,90	1,0
Выветривания и разгрузки (зона II)	2,60	0,65	0,05	1,1	1,4
Разгрузки (зона III)	2,62	0,70	0,10	1,25	1,7
Вне влияния экзогенных процессов (зона IV)	2,64	0,75	0,15	1,4	2,0

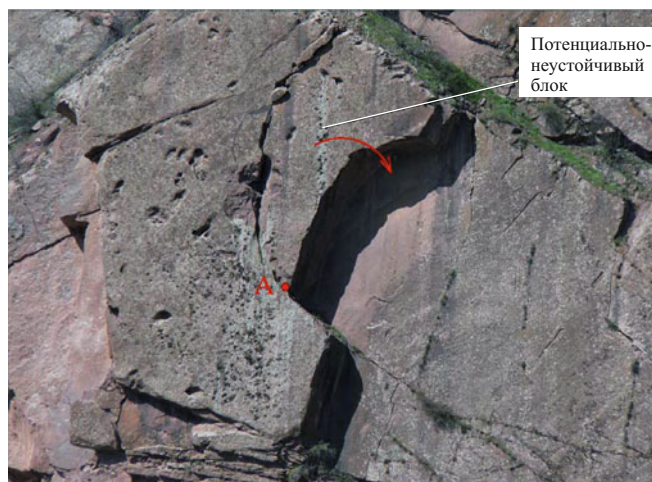


Рис. 3. Потенциально-неустойчивый блок в верхней части склона

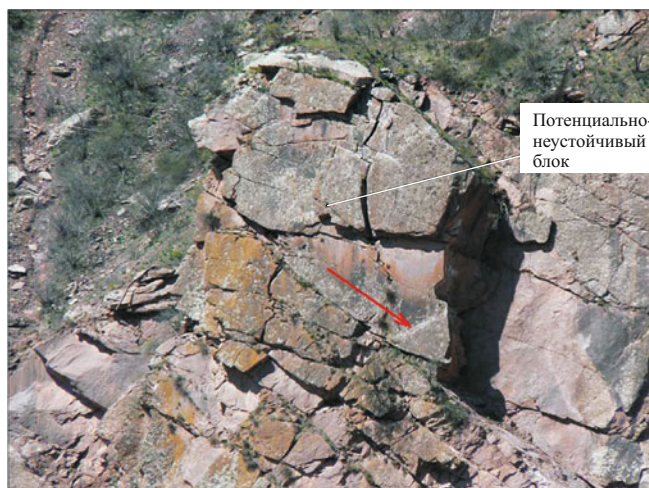


Рис. 4. Потенциально-неустойчивый блок пород

$$B = \operatorname{tg}\varphi_1(\cos\alpha_1 + S \sin\theta/G) - 0,5\cos\theta(\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2) \times (\cos\alpha_2 - \lambda\sin\alpha_2 - 2\lambda S/G) + c/(\rho b \sin\theta) + c_{2\theta}(1 - 0,5\sin^2\theta)/(\rho a); \quad (5)$$

$$S = G [\sin\alpha_2 - \operatorname{tg}\varphi_2 \cos\alpha_2 - c_2/(\rho a)]L/b, \quad (6)$$

где B — аналог обобщенной несущей способности слоя R (см. формулу (1)); A — аналог обобщенного силового воздействия F ; G — вес нижнего блока; λ — отношение ширины блока к его длине ($\lambda = a/b$); $C_{2\theta}$ — прочность на отрыв по крутопадающей поверхности. Сила S представляет собой усилие, передаваемое на нижний блок вышележащими блоками в слое. Остальные величины в формулах (4)–(6) понятны из рис. 2.

Параметры прочности на сдвиг по напластованию принимались равными $\operatorname{tg}\varphi = 0,60$ и $C = 0,02$ МПа (2 т/м^2), по массиву песчаников $\operatorname{tg}\varphi = 0,80$ и $C = 0,5$ МПа (50 т/м^2). Так как по предположению крутопадающая поверхность формируется сплошной трещиной напластования (без скальных целиков между трещинами), то прочность породы на отрыв $C_{2\theta}$ принималась равной нулю.

Расчеты устойчивости поверхностного слоя массива выполнены при разных исходных данных: менялся угол наклона пологопадающей поверхности α_1 , длина слоя L и размеры нижнего блока a и b . В соответствии с инженерно-геологическими данными ширина блока задавалась в пределах 1–3 м, длина блока — от 5 до 15 м. Длина слоя L изменялась от 20 до 100 м. Предполагалось, что формирование ослабленного слоя песчаников, залегающего на сплошной трещине напластования протяженностью свыше 100 м, весьма проблематично. Угол наклона крутопадающей поверхности α_2 принимался во всех расчетах одинаковым и равным углу падения

трещин напластования (70°), угол наклона пологопадающей поверхности α_1 изменялся от 20 до 50° .

Расчеты показали, что во всех случаях, в том числе при сейсме, коэффициенты запаса устойчивости верхнего слоя пород K выше нормативных значений $K_{н.}$. Наименьшую устойчивость ($K_{\min} \approx 1,50$) верхний слой пород имеет при углах наклона пологопадающей плоскости $\alpha_1 = 40 - 45^\circ$, при ширине слоя $a = 3$ м и при наибольшей длине нижнего блока $b = 15$ м и самого слоя $L = 100$ м. При ширине слоя пород $a = 1$ м породы при принятых прочностных характеристиках “залипают” на трещине напластования и не передают нагрузку на нижний блок.

Таким образом, можно считать, что устойчивость отдельных приповерхностных слоев песчаника на сдвиг по трещинам напластования со срезом пород в нижней части обеспечивается. Этот вывод является важным не только для местной, но и для общей устойчивости склона, так как при недостаточной устойчивости верхнего слоя пород и его обрушении может произойти обрушение нижележащего слоя, за ним третьего и т.д., т.е. может быть реализован так называемый принцип “доминанто” со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Нарушение местной устойчивости массива по схеме 2 реализуется при смещении и/или повороте (опрокидывании) отдельных блоков пород по трещинам систем II и III, которые ориентированы субортогонально поверхности склона. Подобного рода нарушения местной устойчивости регулярно наблюдаются на склоне.

Один из таких потенциально-неустойчивых блоков показан на рис. 3. Рассматриваемый блок удерживается в равновесии по причине не окончательно сформировавшейся поверхности отрыва с тыльной части блока. При дальнейшем ослаблении массива или динамическом воздействии (сейсм,



а)



б)

Рис. 5. Вид склона до обрушения скального блока (а) и после его обрушения (б)

взрывы) блок может обрушиться путем опрокидывания вокруг нижней точки на подошве (точка А на рис. 3). На рис. 4 показан еще один потенциально-неустойчивый блок пород. В его основании хорошо видны частые трещины системы II, на одной из которых расположен блок. Его обрушение под действием неблагоприятных факторов может произойти в результате сдвига по этой трещине.

Наиболее крупное обрушение коренного блока пород в нижней части склона произошло в мае 2010 г. Вид склона до обрушения и после него показан на рис. 5. На рис. 5, а видна трещина отрыва, по которой произошло отделение блока. В нижней части блока поверхность смещения, вероятно, прошла по трещине (трещинам) системы III, что обусловило пониженные характеристики прочности по этой поверхности. По данным геологов, работающих на объекте, объем обрушения составил 12 – 14 тыс. м³. В результате обрушения завалило порталы строительных туннелей Т-31, Т-9, а также разрушило и завалило портал отводящего тракта агрегатов 1 – 3.

По результатам выполненного авторами обратного расчета данного обрушения было получено,

что условие предельного равновесия рассматриваемого скального блока достигается при прочностных характеристиках по поверхностям смещения, близким к принятым значениям для трещин в зоне I сильного выветривания и разгрузки, т.е. при $\text{tg}\varphi = 0,60$ и $C = 0,02$ МПа. Таким образом, результаты расчетов подтвердили предположение о смещении рассматриваемого блока пород по трещинам системы III и по напластованию, а также дополнительно обосновали принятые характеристики по трещинам.

Расчеты общей устойчивости

Для большей надежности получаемых результатов расчеты общей устойчивости склона проводились по нескольким методам, получившим широкое распространение как в отечественной практике гидротехнического строительства, так и за рубежом. Из отечественных методов был использован метод дефицита удерживающих сил, предложенный Э. Г. Газиевым [4] и включенный впоследствии в ведомственные нормативные документы [5], из зарубежных — методы Бишопа и Феллениуса [6]. Наиболее простым из указанных методов является метод Феллениуса, в котором взаимодействие между отсеками, на которые разбивается откос, не рассматривается, а коэффициент запаса устойчивости определяется как отношение суммы удерживающих сил, действующих по заданной поверхности смещения, к сумме сдвигающих сил по этой поверхности. Методы Бишопа и дефицита удерживающих сил являются более строгими, учитывающими при определении коэффициента устойчивости внутренние силы, действующие между отсеками откоса.

Расчеты общей устойчивости склона были выполнены применительно к трем поперечным сечениям рассматриваемого участка, показанным на рис. 1. В каждом из сечений рассматривалось большое количество расчетных откосов, отчлененных от остального массива двумя плоскостями — крутопадающими, сформированными трещинами напластования, и пологопадающими, проходящими непосредственно по массиву. Угол наклона крутопадающих плоскостей принимался одинаковым и равным $\alpha_1 = 70^\circ$, наклон и длина пологопадающих плоскостей задавались разными с целью поиска наихудшего варианта для устойчивости откосов. В сечении I-I были проведены расчеты при трех вариантах расположения подошвы откосов: на отм. 990 м, 1046 м и 1100 м; в сечениях II-II и III-III — при двух вариантах: на отм. 990 м и 1080 м, 990 м и 1100 м соответственно.

В расчетах по методу дефицита удерживающих сил для каждого из указанных вариантов рассмат-

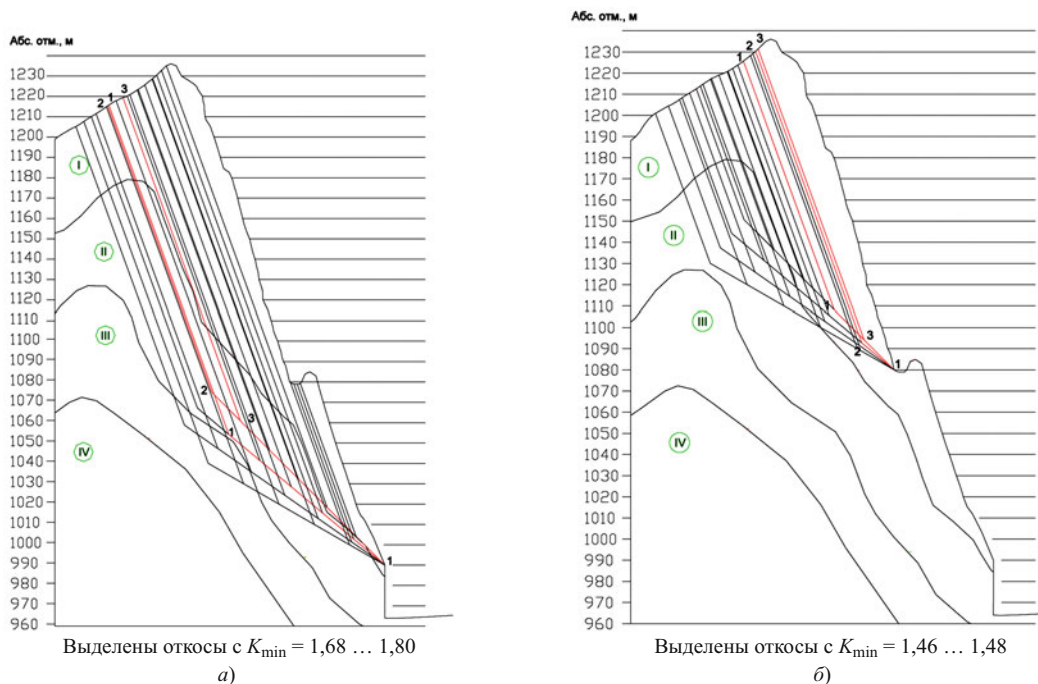


Рис. 6. Сечение 2 – 2. Варианты откосов с отметкой подошвы 990 м (а) и 1080 м (б), рассмотренных в методе дефицита удерживающих сил

ривалось от 12 до 25 разных откосов, различающихся углами падения α_1 и длиной L_1 пологопадающей поверхности смещения. Всего по этому методу была проанализирована устойчивость 137 откосов, что позволило достаточно обоснованно выявить массивы с наименьшей устойчивостью. При расчетах по методам Бишопа и Феллениуса использовалась программа “Slide” [7], разработанная канадской фирмой “Rocscience”. Одним из важных преимуществ этой программы является возможность автоматического (путем рассмотрения очень большого количества вариантов) нахождения откоса с минимальным коэффициентом запаса K_{\min} .

Результаты расчетов по всем трем методам показали, что нормативная устойчивость склона обеспечивается. Получено, что наименьшей устойчивостью обладают откосы в среднем сечении II-II, с отметкой подошвы 1080 м. Минимальный коэффициент запаса устойчивости этих откосов по методу дефицита сил при основном сочетании нагрузок составляет $K_{\min} = 1,46 - 1,50$ при нормативном коэффициенте в эксплуатационный период $K_n = 1,25$. Указанные значения K_{\min} получены для массивов с углами наклона пологопадающих поверхностей смещения $\alpha_1 = 35^\circ - 45^\circ$ и их длиной $L_1 = 20 - 40$ м. Более низкими, но также выше нормативных значений, получены коэффициенты запаса устойчивости по методам Бишопа и Феллениуса. Так, по более строгому методу Бишопа для основного сочетания нагрузок значения K_{\min} получены равными 1,30 – 1,35 (эти значения соответствуют углам падения пологопадающих поверхностей смещения $20 - 35^\circ$). При особом сочетании нагрузок (при

сейсме) значения коэффициентов запаса устойчивости по всем методам также удовлетворяют критериальному условию $K > K_n$. Расчеты показали, что откосы с наименьшей устойчивостью располагаются в инженерно-геологических зонах I и II, не затрагивая более сохранный массив.

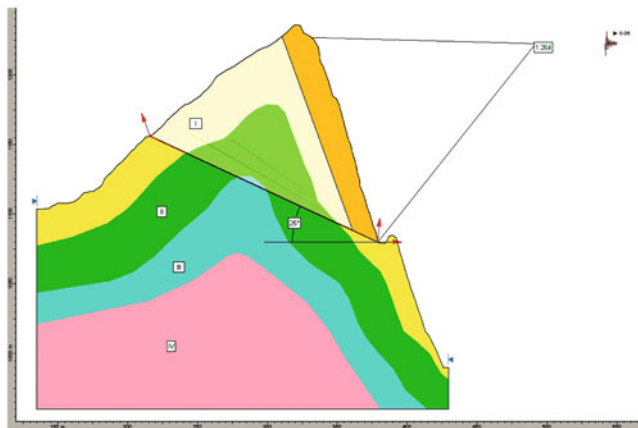
Некоторые примеры результатов расчетов общей устойчивости склона по методам дефицита удерживающих сил и Бишопа приведены на рис. 6 и 7. На рис. 8 показано изменение (увеличение) коэффициента запаса устойчивости откосов с удалением трещины напластования от поверхности склона.

Рекомендуемые способы укрепления склона

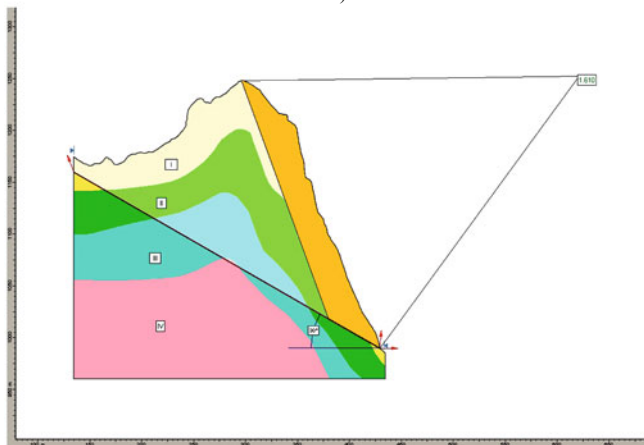
С целью обеспечения необходимой степени местной устойчивости склона и защиты его от выветривания заказчику (ОАО “Рогунская ГЭС”) было рекомендовано выполнение следующих работ (работы должны осуществляться в приведенной ниже последовательности):

- оборка поверхности склона от пород и блоков, утративших связь с массивом;
- заделка бетоном крупных трещин напластования;
- закрепление потенциально неустойчивых блоков;
- крепление участков сильнотрещиноватых пород.

Были предложены способы и порядок выполнения каждого вида работ, указаны конкретные места заделки трещин бетоном и крепления пород, со-



а)



б)

Рис. 7. Откосы с K_{\min} в сечениях 2–2 при отм. подошвы 1080 м (а) и 3–3 при отм. подошвы 990 м (б). Расчёты выполнены методом Бишопа в сечении 2–2 при сейсме 8 баллов

ставлена сводная ведомость работ и расхода материалов.

На рис. 9 – 11 приведены рекомендуемые схемы заделки трещин бетоном, закрепления потенциально неустойчивых блоков и крепления участков сильнотрещиноватых пород торкрет-бетоном по металлической сетке, с короткими анкерами.

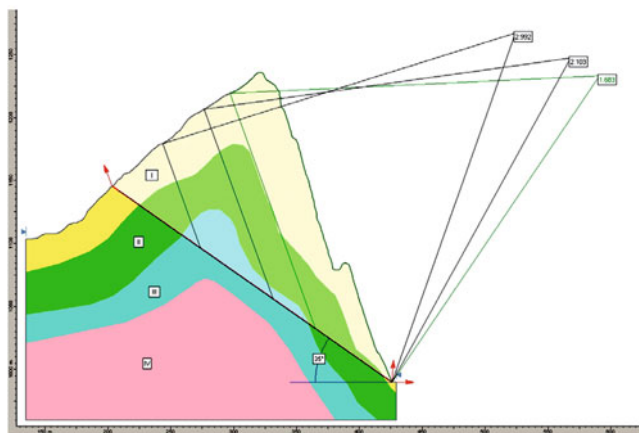


Рис. 8. Сечение 2–2, отметка подошвы откоса 990 м. Изменение величины K по мере углубления поверхности смещения в массив (расчёты по методу Бишопа)

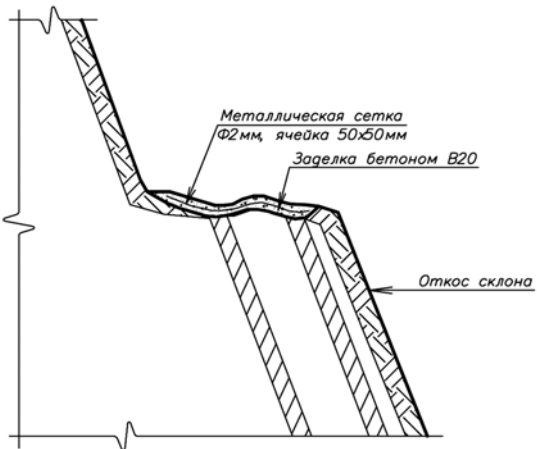
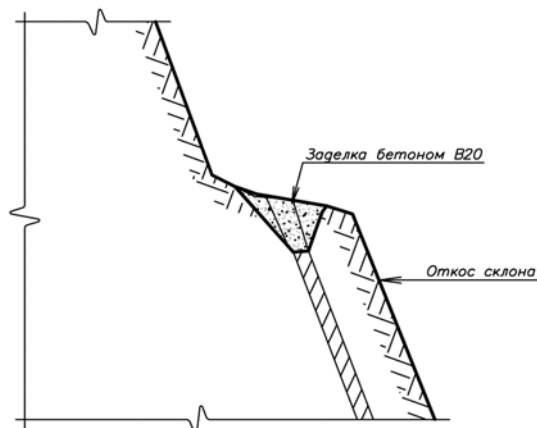


Рис. 9. Схемы заделки бетоном разных участков крупных трещин

Надлежащее выполнение указанных мероприятий позволит замедлить протекание процессов естественного выветривания скального склона в районе выходных порталов отводящих туннелей и существенно уменьшит вероятность возникновения осыпей и обрушений отдельных скальных блоков, характерных для данного участка склона.

Выводы

1. В статье анализируется местная и общая устойчивость склона на участке выходных порталов отводящих туннелей агрегатов 1–6 Рогунской ГЭС. Показано, что нарушение местной устойчивости откосов происходит в результате сдвига (или опрокидывания) отдельных скальных блоков, отчлененных от массива трещинами напластования и тектоническими трещинами систем II и III, ориентированными перпендикулярно поверхности склона. Проявление местной неустойчивости откосов в виде смещения приповерхностного слоя песчаника по напластованию со срезом в нижней части по массиву является маловероятным (величина запаса устойчивости такого слоя пород получена выше нормативной).

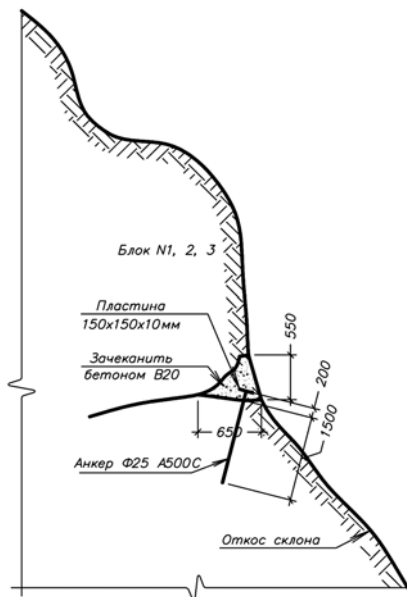


Рис. 10. Схема закрепления потенциально неустойчивого скального блока

2. Благоприятным фактором, оказывающим положительное влияние на общую устойчивость склона, является отсутствие в массиве пологих систем трещин, падающих в сторону дневной поверхности. Поэтому при анализе общей устойчивости откосов в качестве возможных пологопадающих поверхностей смещения рассматривались поверхности, проходящие непосредственно по массиву, сдвиговые характеристики по которому существенно превышают аналогичные характеристики по трещинам. Крутопадающие поверхности смещения во всех расчетах совпадали с трещинами напластования.

Выполненные расчеты показали, что общая устойчивость склона обеспечивается во всех рассмотренных сечениях. Минимальные значения коэффициента запаса устойчивости ($K = 1,3 - 1,5$ при основном сочетании нагрузок) получены для откосов в среднем сечении II-II, проходящем на участке портала отводящего туннеля агрегатов 1 – 3, максимальные значения коэффициента запаса ($K = 1,9...2,5$) — для откосов в сечении I-I, проходящем вблизи портала транспортного туннеля Т-31. Откосы с минимальными коэффициентами запаса располагаются в пределах I и II инженерно-геологических зон, их мощность (размер по глубине) составляет 20 – 40 м.

3. Для обеспечения местной устойчивости склона и защиты его от выветривания предложен комплекс мероприятий, включающий оборку (зачистку) поверхности склона, заделку бетоном крупных трещин напластования, закрепление потенциально

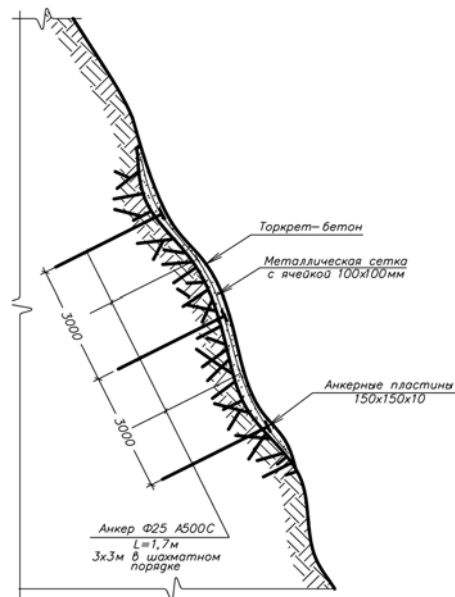


Рис. 11. Схема крепления участков сильнотрещиноватых пород

неустойчивых скальных блоков и участков сильнотрещиноватых пород.

4. С целью своевременного обнаружения потенциально-опасных участков массива, в пределах которых могут иметь место нарушения местной устойчивости пород, рекомендуется проводить регулярные обследования состояния склона. Последние должны включать в себя проводимые не реже 1 раза в 2 – 3 месяца визуальные наблюдения (при этом рекомендуется использовать безотражательный электронный тахеометр и цифровую зеркальную камеру с качественной оптикой), а также ежегодные обследования поверхности склона и, при необходимости, его оборку специально обученными службами.

Список литературы

1. СП 23.13330.2011. Свод правил. Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. М.: Росстандарт, 2011.
2. СП 14.13330.2011. Свод правил. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7 – 81*. М.: Росстандарт, 2011.
3. Фишман Ю. А., Мирошникова Л. С. Опыт разработки и применения инженерно-геологических моделей в практике гидротехнического строительства // Инженерная геология. 1984. № 5.
4. Газиев Э. Г. Устойчивость скальных массивов и методы их закрепления. М.: Стройиздат, 1977.
5. Рекомендации по расчету устойчивости скальных откосов. П-843 – 86 / Гидропроект, 1986.
6. Оползни. Исследование и укрепление / Под ред. Р. Шустера и Р. Кризика. М.: Мир, 1981.
7. Slide. User's Guide. Rocscience Inc. 1989 – 2003. Toronto, Canada.

О методике составления отчетов служб мониторинга гидротехнических сооружений в сейсмоопасных регионах

Марчук А. Н., Марчук Н. А. (ИФЗ РАН)

На основе опыта работы с годовыми (квартальными) отчётами служб мониторинга гидроэлектростанций в сейсмоопасных районах даются рекомендации по их совершенствованию для нужд фундаментальной и гидротехнической науки.

Ключевые слова: отчёт, контролируемые параметры, натурные наблюдения, комплексный анализ, предельные состояния, смещения, деформации, напряжения, сейсмические события

Отчеты (ежегодные, квартальные, месячные, специальные) служб натурных наблюдений гидроэлектростанций составляют первичную основу развития гидротехнической науки и совершенствования нормативных документов. Особую ценность для фундаментальных наук о Земле представляют собой наблюдения на больших плотинах в тектонически нестабильных регионах с уровнем сейсмической опасности 7 – 10 баллов по карте ОСР-97.

Многолетний опыт анализа таких отчетов позволяет внести ряд полезных по нашему мнению рекомендаций по совершенствованию методики составления отчетов о натурных наблюдениях в связи с вводом в действие карты ОСР-97 и повышением расчетной сейсмичности в районах расположения более тридцати гидроузлов России на 1 – 3 балла по сравнению с проектной. Имеется в виду необходимость учета изменений геофизических полей и геодинамических нагрузок в техно-природной системе «плотина — вмещающая геологическая среда — водохранилище — приводохранилищный рай-

он» в период длительной эксплуатации (100 лет и более).

Трудно представить себе универсальную методику составления и содержания отчета о натурных наблюдениях по причине разнообразия конструкций сооружений и природных условий, в которых они эксплуатируются каждая по своим правилам, режимам и системам измерений. Однако для гидроузлов в сейсмоопасных регионах общим условием является угроза опасности сильных землетрясений и медленных неотектонических движений. Сравнительно недавно введенное требование о составлении декларации безопасности обязывает наблюдателей следить за динамикой потенциально опасных процессов в сооружении, в основании и в приплотинных откосах горных пород, обозначенных в декларации, и в обязательном порядке отражать это в отчетах. В том случае, если никаких негативных изменений не зафиксировано, возможна корректировка декларации безопасности.

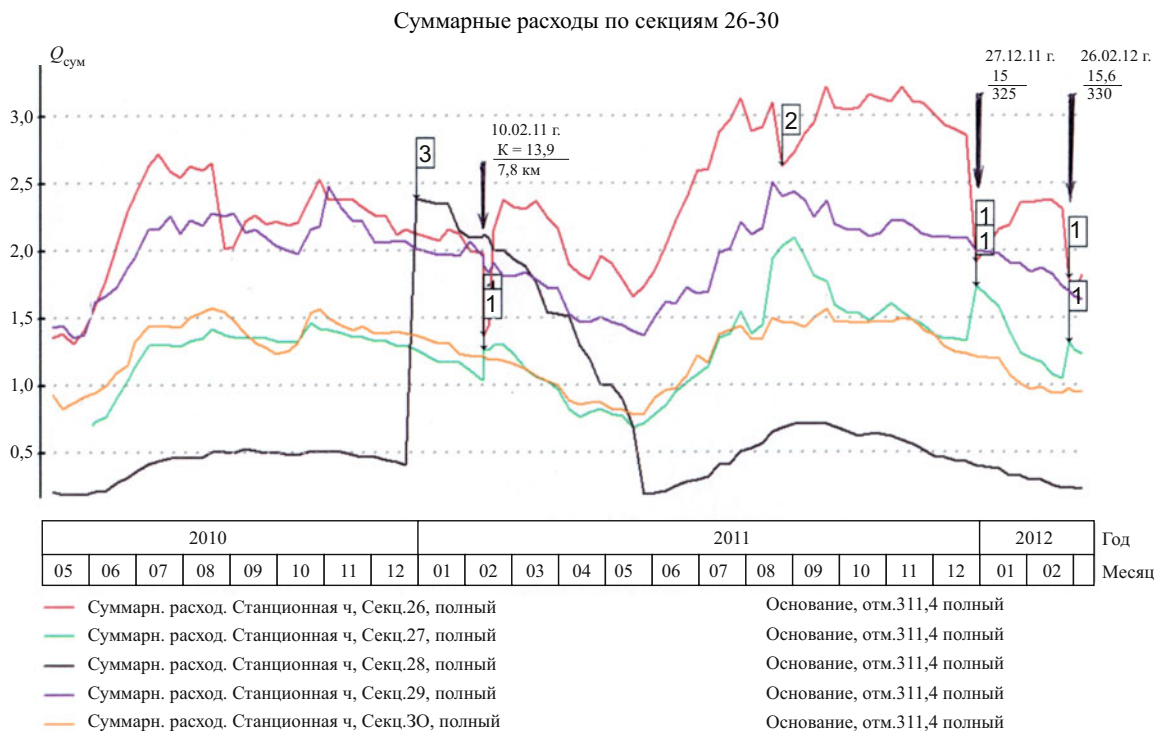


Рис. 1. Фиксация сейсмогенных и техногенных флуктуаций в графиках фильтрационных расходов в основании секций 26 – 30 службой мониторинга Саяно-Шушенской ГЭС (стрелки с параметрами землетрясений нанесены авторами)

Для плотин в сейсмоопасных регионах обязательно следует отмечать в отчетах результаты геодезических наблюдений за движениями в ближайших разломах, что в настоящее время делается, например, на Чиркейской ГЭС по разлому Калудалкал, расположенному в 500 м ниже створа. Именно эти наблюдения позволили ИФЗ составить успешный прогноз Курчалойского землетрясения 11 октября 2008 г. с магнитудой 5,6 за 16 суток до события, благодаря нелегким учащенным измерениям под руководством главного геодезиста ЧГЭС А. М. Курахмаева [1]. Заметим, что ВНИИГ и Ленгидропроект назначили периодичность измерений по этому разлому один раз в пять лет, что, по нашему мнению, не имеет практического смысла. К сожалению, такие наблюдения отсутствуют на Саяно-Шушенской ГЭС, где геодезические знаки стоят лишь на одном борту Кантегирского разлома, а на трех крупных тектонических зонах, пересекающих створ, отсутствуют. В связи с началом эксплуатации правобережного водосброса это особенно актуально. На Зейской ГЭС, расположенной на границе двух геоблоков — опускающейся Амура-Зейской впадины и вздымающихся хребтов Тукурингра-Соктохан, наблюдения на разломах не ведутся. В приводохранилищной зоне Зейской ГЭС отмечаются активные блоковые движения [2], которые фиксируются нивелировками по берегам, но в паводок 2007 г. сеть реперов на правом берегу была разрушена.

В отчетах на таких гидроузлах в разделах “Нагрузки и воздействия” необходимо характеризовать сейсмологические условия за рассмотренный период по материалам ближайших сейсмостанций Геофизической службы РАН и сейсмслужбы ГЭС, если она имеется. На графиках результатов измерений штатных параметров должны обязательно отмечаться сейсмические события в регионе с магнитудой 4 и более, а также с магнитудой 3 при малых эпицентральных расстояниях до плотины с указанием их характеристик (дата, магнитуда или энергетический коэффициент, расстояние до очага). Лишь в этом случае можно анализировать отклик сооружения на сейсмособытие с учетом техногенных влияний и на его подготовительный период. Последнее очень важно для идентификации предвестников землетрясения и достижения прогностических целей [3]. В настоящее время только в отчетах на Саяно-Шушенской и Бурейской ГЭС начата такая работа путем фиксации сейсмогенных флуктуаций в графиках измеряемых фильтрационных расходов (рис. 1) и пьезометрических уровней.

С уверенностью можно утверждать, что в каждом сооружении имеются локальные зоны предельных состояний второй группы, зоны максимальных напряжений, которые не препятствуют эксплуатации, но могут быть очагами разрушения при особом сочетании нагрузок. К таким зонам относятся,



Рис. 2. Трещины в подпорной стенке над зданием Чиркейской ГЭС от воздействия крипа со стороны потенциально оползневого левобережного откоса

например, анкерные опоры трубопроводов Саяно-Шушенской ГЭС, левобережная подпорная стенка Чиркейской ГЭС с трещиной на отм. 197 м (рис. 2) от действия потенциально оползневого откоса, подмытые отдельные стенки Зейской и Бурейской ГЭС, правобережные береговые примыкания Чиркейской, Зейской и Миатлинской ГЭС, где проходит до 90 % расхода обходной фильтрации. Такие зоны должны быть под пристальным вниманием наблюдателей с отражением в отчетах динамики (тренда) негативных процессов. Примером может служить резкое изменение раскрытия швов “плотина — ГЭС” после аварии 19 августа 2009 г. на Саяно-Шушенской ГЭС с нарушением упругой работы в швах наиболее пострадавших гидроагрегатов 1, 2, 9 (рис. 3).

Если в отчете делается анализ НДС сооружения, он должен быть комплексным, по всем измененным параметрам. Иногда аномалия в одном из контрольных показателей вызывает поиск какой-то одной главной причины. Так, для объяснения причины необратимых, связанных между собой смещений гребня и наклонов секций плотины Саяно-Шушенской ГЭС [4] не анализировались напряжения, изменения длин хорд, осадка под низовым клином плотины, показания обратных отвесов, раскрытия швов и трещин.

Очень важно отмечать и объяснять аномальные флуктуации в графиках измеряемых параметров, которые (если не являются ошибками измерений) могут быть техногенными или геодинамическими влияниями. Скачки пьезометрических уровней, фильтрационных расходов, дебита дрен, необычные отклонения отвесов, резкие изменения температуры и химического состава дренажных вод за пределами точности измерений могут быть предвестниками землетрясений. Такие данные представляют собой большую научную ценность для анализа и пополнения статистики в прогностических целях.

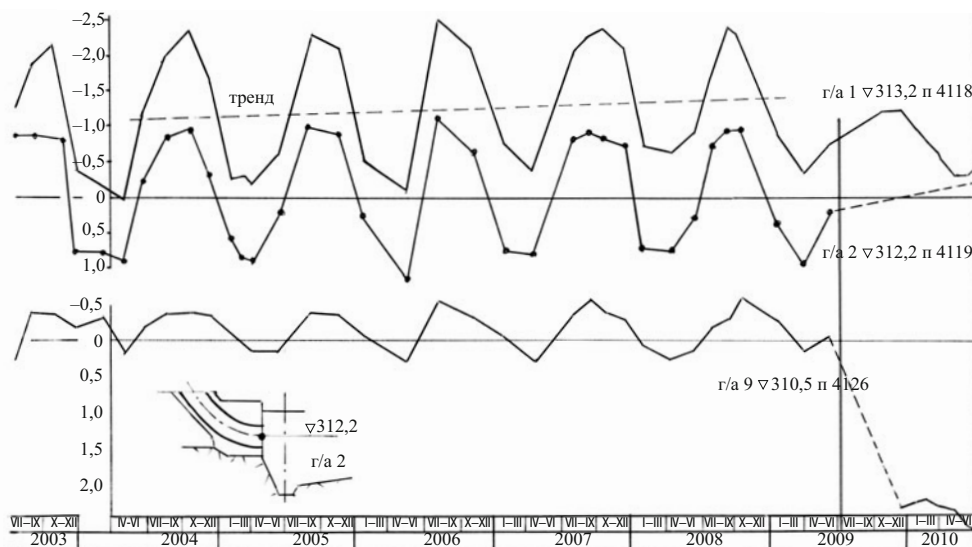


Рис. 3. Раскрытие шва “плотина – ГЭС” на контакте с наиболее пострадавшими агрегатными блоками № 1, 2, 9 Саяно-Шушенской ГЭС

В настоящее время происходит два параллельных процесса: старение существующих измерительных систем гидротехнических сооружений и их модернизация на новой технологической основе. Желательно при этом по возможности избежать “обнуления” отсчетов, сохраняя непрерывность наблюдений относительно их начального периода. Такая же задача возникает при нарушениях геодезических сетей по стихийным (правобережный бечевник Зейской ГЭС) и техногенным причинам (правобережное примыкание Саяно-Шушенской плотины). К сожалению, нам не известны попытки привязки восстановленных сетей к первоначальным нулевым отсчетам.

Весьма полезными были бы разделы отчетов с анализом ошибок измерений с периодичностью примерно в 5 лет и по прогнозу возможных последствий негативных процессов, требующих специальных исследований или ремонтных работ.

Заслуживает высокой оценки эффективность работы автоматизированных пьезометров, установленных в основание плотины Бурейской ГЭС. Они отличаются высокой чувствительностью к сейсмогенным процессам на расстояниях до 1000 км, позволяющей синхронизировать их показания с сейсмометрическими и сейсмологическими наблюдениями в режиме реального времени с уверенной идентификацией гидрогеодинамических предвестников землетрясений, которые часто посещают Дальний Восток. Было бы целесообразно оснастить такими приборами основания наших “старых” плотин, где пьезометры с многолетним сроком службы теряют свою чувствительность. В основании Бурейской ГЭС успешно контролируются также подвижки по крупным тектоническим трещинам, которые у правого, более высокого берега достигают максимальных значений до 14 мм, что

может быть чувствительно для межсекционных швов плотины.

Не всегда отчеты содержат выводы по результатам режимных комплексных измерений и обследований, предоставляя это право ВНИИГ и проектной организации, тогда как мнение эксплуатационного персонала является очень важным и должно быть выражено самостоятельно, тем более что эксплуатационный персонал систематически осматривает сооружение. Вместе с тем крайне редко встречаются в отчетах результаты визуального контроля, который по статистике ICOLD позволяет обнаруживать примерно 67 % аномалий, тогда как инструментальным контролем отмечается около 27 % инцидентов.

В заключение считаем своим долгом отметить исключительную важность большого и нелегкого труда сотрудников служб мониторинга ГЭС, стоящих на страже безопасности и надежности уникальных по ответственности сооружений и способствующих развитию науки.

Список литературы

1. Марчук А. Н., Марчук Н. А. Прогноз землетрясения 11 октября 2008 г. на Северном Кавказе с помощью измерительных систем Чиркейской и Миатлинской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2008. № 6. С. 47 – 50.
2. Корчагин Ф. Г. Исследование короткопериодных горизонтальных блоковых движений в районе Зейского водохранилища // Прогноз землетрясений. 1989. № 11.
3. Марчук А. Н., Марчук Н. А., Лаицёнов С. Я. Опыт натуральных наблюдений на плотинах в сейсмически опасных районах. — М.: ИПК Госслужбы, 2010. 87 с.
4. Юсупов Т. М., Решетникова Е., Александров Ю. Н. Оценка состояния системы “плотина-основание” Саяно-Шушенской ГЭС по завершении этапа наполнения водохранилища в 2012 г. // Гидротехническое строительство. 2013. № 4. С. 3 – 9.

Вероятностная оценка устойчивости горных склонов на участке Токтогульской ГЭС

Манжиков Б. Ц., доктор физ.-мат. наук (Институт геомеханики и освоения недр НАН Кыргызской Республики), Момукеев С. О., начальник гидротехнической службы (ОАО “Электрические станции”), Насиров М. Ж., зам. главного инженера (Филиал ОАО “Электрические станции” — “Каскад Токтогульских ГЭС”)

Рассмотрены результаты вероятностной оценки устойчивости обвалоопасных скальных массивов в створе Токтогульской ГЭС на р. Нарын с помощью предлагаемой 4-уровневой методики. Критериальные значения диагностического параметра для идентификации состояния устойчивости определяются по степени отличия статистических определенных данных инструментальных наблюдений от теоретически нормального. Используемый формализованный подход минимизирует влияние субъективного фактора на результаты оценки устойчивости контролируемого объекта.

Ключевые слова: Токтогульская ГЭС, горные склоны, устойчивость.

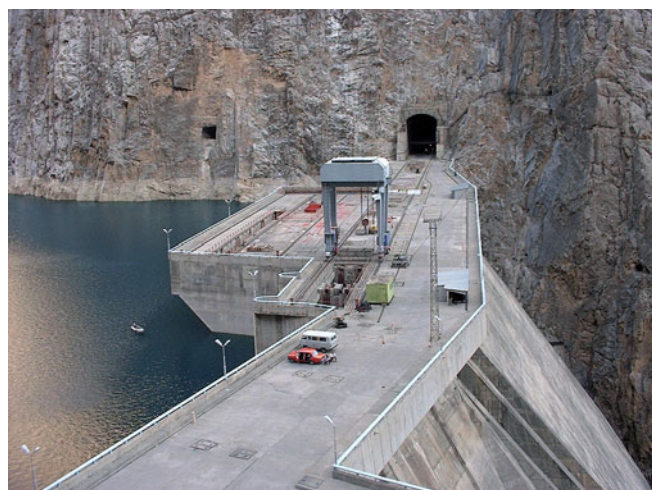
Под устойчивостью понимается способность объекта противостоять действию сил, стремящихся вывести его из состояния равновесия. С точки зрения геомеханики данное определение устойчивости вполне применимо по отношению к горным склонам, откосам, бортам карьеров и т.п. Оценка и прогноз геомеханического состояния перечисленных объектов являются актуальными задачами современной геомеханики. Но их решение расчетными методами порой невозможно из-за несоответствия существующих представлений о структуре и свойствах массивов горных пород их реальному поведению в естественных условиях. В связи с этим в целях обеспечения безопасности ответственных инженерных сооружений часто прибегают к инструментальным наблюдениям, способным своевременно выявить предрасположенность к обрушению потенциально неустойчивых структурных элементов прилегающих горных склонов.

Оценка и прогноз устойчивости бортов скального каньона весьма актуальны для Токтогульского гидроузла на р. Нарын, в ходе проектирования и строительства которого на участке основных сооружений были выявлены обвалоопасные массивы общим объемом 40 млн. м³ [1, 2]. В свое время это потребовало безотлагательной организации инструментальных наблюдений горных склонов в створе Токтогульской ГЭС. С 1970 г. эти работы выполняются Институтом геомеханики и освоения недр (Институтом физики и механики горных пород) НАН КР.

Наибольшую озабоченность в отношении устойчивости вызывают участки левобережного и правобережного примыканий плотины с расположенными здесь потенциально неустойчивыми скальными массивами 46-R-7 и 59 – 1 (рис. 1).

Массив 46-R-7 высотой 250 м и углом наклона 70° находится на участке левобережного примыкания Токтогульской плотины над зданием ГЭС (слева на рис. 1). Массив представлен трещиноватыми известняками, местами напоминающими плотно уложенный щебень. Своевременное выявление признаков его возможной дестабилизации чрезвычайно важно для обеспечения безопасной эксплуатации гидроузла.

В массиве 46-R-7 наблюдательные станции расположены в штольнях, пройденных в зонах влияния крупных трещин бокового отпора 995, 69 и в относительно ненарушенном породном массиве на горизонтах 814 и 870 м. В 2007 г. на двух из них в зонах влияния указанных трещин были установлены гидростатические нивелиры (ГН) RJ-50 фирмы “NARI” КНР. С помощью данных приборов в автоматическом режиме с точностью 0,01 мм и частотой дискретизации 1 час⁻¹ регистрируется вертикальная составляющая движений потенциально неустойчивых породных блоков. Третий аналогичный прибор установлен в пределах передовой части правобережного массива 59 – 1, которая состоит из четырех блоков общей массой около 50 тыс. т. Они образуют вполне сформировавшееся оползневое тело, отчлененное от основного массива системой подсекающих и отсекающих трещин, претерпевшее в прошлом суммарные подвижки до полуметра. Наибольшие опасения внушает геомеханическое состояние блока № 3, вид которого со стороны верхнего бьефа показан справа на рис. 1. Блок свободно покоится на крутом склоне, сохраняя равновесие лишь благодаря наличию контактных зон. Изменение вертикального положения данного блока контролируется с помощью автоматизированного гидростатического нивелира.



а)



б)

Рис. 1. Потенциально неустойчивые скальные массивы на участках примыкания плотины:

слева — массив 46-R-7, справа — массив 59 – 1, вид со стороны верхнего бьефа

Инструментальные данные вертикальной составляющей движений, регистрируемые в целях мониторинга и оценки устойчивости структурных элементов горных склонов, обладают необходимой детальностью благодаря высокой чувствительности и временному разрешению автоматизированных приборов. Предпосылками для их использования в этих целях является наличие соответствия между данными наблюдений и мобильностью потенциально неустойчивых массивов [3]. Результаты наблюдений показывают, что участки горных склонов с мобильной структурой менее устойчивы по сравнению с малоподвижными участками и наоборот.

Вначале при построении рассмотренной ниже формализованной процедуры оценки устойчивости

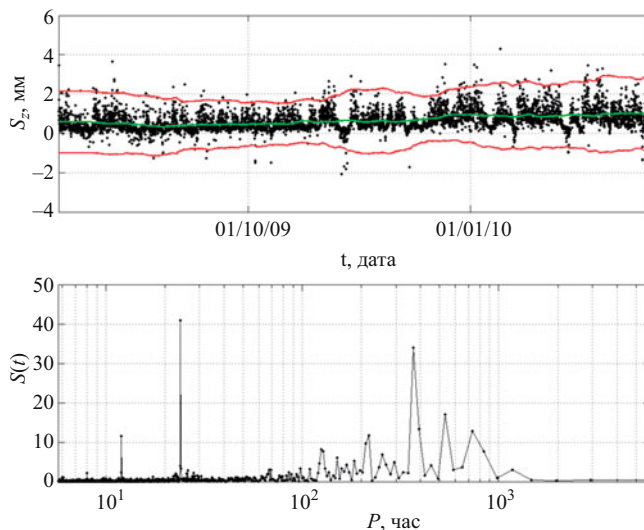


Рис. 2. Показания гидронивелира в доверительном интервале $\pm 3\sigma$ и их спектральная плотность

для простоты были использованы данные смещений только по передовой части правобережного массива 59 – 1, регистрируемые одним автоматизированным прибором. Позднее разработанная процедура была успешно адаптирована для левобережного массива 46-R-7 с учетом синхронных данных, регистрируемых двумя гидронивелирами в зонах влияния трещин 995 и 69.

Временной ряд значений вертикальной составляющей движений блока № 3 передовой части массива 59 – 1 показан в виде точек на рис. 2, а. Представленные данные имеют заметный статистический разброс. Отклонения отдельных показаний от среднего уровня, отмеченного на графике зеленым цветом, часто превышают $\pm 3\sigma$, красные линии, где σ — выборочное среднеквадратическое отклонение. Указанные выборочные характеристики вычислялись в скользящем временном окне 368 ч с единичным сдвигом по времени. Ширина временного окна выбрана равной двухнедельному периоду приливных деформаций земной коры 15,3 суток, выявленному по результатам гармонического анализа инструментальных данных (рис. 2, б).

Судя по характерному разбросу инструментальных данных и результатам гармонического анализа, блок совершает малые колебания. Параметры колебаний, в частности их амплитуда и период, зависят от совокупного действия ряда факторов, таких как напряженно-деформированное состояние в регионе, сезонные и климатические условия, уровень водохранилища, сейсмичность, лунно-солнечные приливные деформации земной поверхности, вибрации технологического оборудования и т.п. Влияние всей совокупности факторов, по большей части действующих хаотически, на геомеханическое состояние контролируемого блока полностью учесть практически невозможно. Можно лишь с уверенно-

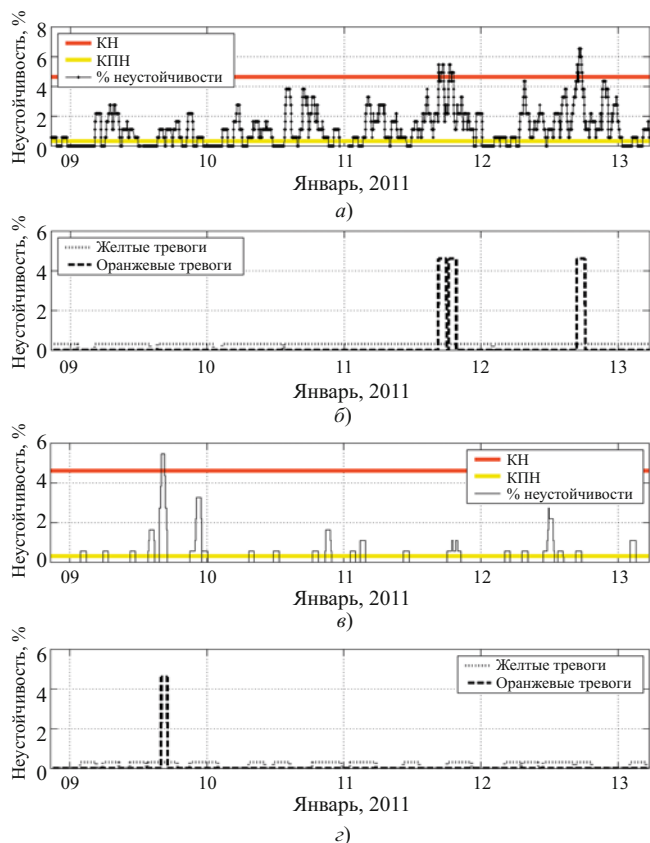


Рис. 3. Изменение диагностического параметра: а — массив 59 – 1; б — массив 46-R-7; в, г — соответствующие периоды тревог состояний потенциальной неустойчивости и неустойчивости

стью утверждать, что контролируемый блок будет устойчив, пока результирующее воздействие на него всех влияющих факторов мало по сравнению с удерживающей силой.

Согласно имеющимся представлениям, отклонения блока от своего положения равновесия в подобных условиях обычно подчиняются нормальному распределению [4]. Но, как следует из результатов наблюдений, приведенных на рис. 2, а, оно нередко нарушается, так как показания прибора время от времени выходят за пределы доверительного интервала $\pm 3\sigma$. Нарушение нормального закона распределения параметров движения, характер-

ного для стационарного состояния блока, означает частичную потерю устойчивости блока вследствие усиления какого-либо из влияющих факторов. Оно может происходить, например, во время подвижки по подсекающей трещине из-за изменения условий на контактах со скалой. В этом случае показания гидронивелира испытывают отрицательные приращения, величина которых будет зависеть от интенсивности подвижки.

Наличие определенного соответствия между геомеханическим состоянием контролируемого породного блока и статистическим разбросом параметров движения позволяет использовать его для формализованного способа оценки устойчивости по признаку отличия статистического распределения инструментальных данных от теоретически нормального. Количественной мерой отличия и, соответственно, показателем неустойчивости может служить относительное число показаний прибора, оказавшихся в анализируемой выборке за пределами доверительного интервала $\pm 3\sigma$, выраженное в долях от объема выборки (вероятность). Очевидно, чем больше значение данного диагностического показателя, тем сильнее результирующее распределение отличается от теоретически нормального и, соответственно, тем менее устойчив блок. С этой точки зрения диагностический параметр имеет смысл вероятностной оценки неустойчивости.

Как известно [5], при достаточно большом числе членов нормального распределения доверительному интервалу $x \pm \sigma$ соответствует вероятность $\alpha = 0,68$, интервалу $x \pm 2\sigma$ — $\alpha = 0,95$ и интервалу $x \pm 3\sigma$ — $\alpha = 0,997$. Очевидно, при устойчивом состоянии блока отклонение вертикальной составляющей колебаний от положения равновесия не должно превышать $\pm 3\sigma$. В противном случае, если отклонение показаний гидронивелира от центра распределения превышает эту величину, можно предполагать, что блок теряет устойчивость. Как показывает опыт, чаще всего показания прибора выходят за пределы доверительного интервала $\pm 3\sigma$ вследствие приливных деформаций породного мас-

Состояния геомеханической устойчивости горных склонов

№	Критерий	Состояние	Доля показаний вне доверительного интервала $\pm 3\sigma$, %	Период тревоги, сутки	Дополнительная характеристика состояния
1	КУ	Устойчивое	0 – 0,3	–	Нормальное (неопасное)
2	КПН	Потенциально неустойчивое	0,3 – 4,6	27,333	Постепенная потеря устойчивости
3	КН	Неустойчивое	4,6 – 32	7	Прогрессирующая потеря устойчивости
4	ККН	Критически неустойчивое	> 32	2	Лавинообразная потеря устойчивости

сива, землетрясений, импульсных воздействий и резких изменений уровня водохранилища.

Воспользуемся значениями доверительных интервалов нормального распределения для количественной градации состояний устойчивости. Будем считать блок устойчивым, если распределение инструментальных данных наблюдений удовлетворяет нормальному на 99,7 %. Следовательно, начальной потере устойчивости блока будет отвечать критериальное значение 0,3 %. Дальнейшая потеря устойчивости может фиксироваться на уровне 95,4 % вероятности или 4,6 % доле показаний, оказавшихся за пределами нормального распределения, что соответствуют доверительному интервалу $\pm 2\sigma$. Третье критериальное значение, соответствующее в принятой схеме доверительному интервалу $\pm 1\sigma$, будет равно 32 %.

Предлагаемые критериальные значения позволяют ввести четыре класса состояний устойчивости контролируемого объекта, которые условно можно определить как устойчивое, потенциально неустойчивое, неустойчивое и критически неустойчивое.

Так как в нашем случае представляют опасность подвижки контролируемого блока, направленные вниз, имеет смысл учитывать лишь показания, вышедшие за нижний порог доверительного интервала -3σ . В таком случае для сохранения вероятностного смысла диагностического параметра, определенного таким образом, его значение необходимо удвоить. Указанным состояниям будут отвечать следующие критерии устойчивости:

1. Критерий устойчивого состояния КУ, численно равен 0,3 %. Означает, что контролируемый объект находится в устойчивом состоянии, пока доля показаний прибора, оказавшихся в текущей выборке за нижней границей доверительного интервала $\pm 3\sigma$, не превышает 0,3 %.

2. Критерий потенциально неустойчивого состояния КПН, численно равен 4,6 %. Означает, что контролируемый объект находится в потенциально неустойчивом состоянии, если доля показаний прибора в выборке, оказавшихся за нижней границей доверительного интервала $\pm 3\sigma$, составляет 0,3 – 4,6 %. Склоновый процесс при этом может иметь стационарный или затухающий характер.

3. Критерий неустойчивого состояния КН, численно равен 32 %. Означает, что контролируемый объект находится в неустойчивом состоянии, если доля показаний прибора в выборке, оказавшихся за нижней границей доверительного интервала $\pm 3\sigma$, составляет 4,6 – 32 %. Неустойчивое состояние характеризуется нестационарным процессом деформирования и прогрессирующей потерей устойчивости.

4. Критерий критически неустойчивого состояния ККН, численно превышает 32 %. Превышение данной величины означает, что контролируемый объект перешел в критически неустойчивое состояние. При этом развивается нестационарный процесс деформирования с обострением и лавинообразной потерей устойчивости.

Таким образом, в зависимости от доли показаний приборов в выборке, оказавшихся за нижней границей доверительного интервала $\pm 3\sigma$, контролируемый участок склона может находиться в четырех различных по степени устойчивости состояниях. Переход из одного состояния в другое фиксируется соответствующим критерием устойчивости. Опасными в смысле возникновения чрезвычайной ситуации, чреватой обрушением склона, являются состояния прогрессирующей и лавинообразной потери устойчивости. Состояния горных склонов по степени опасности перечислены в таблице.

Однако непосредственная оценка состояния контролируемого объекта с помощью перечисленных критериев устойчивости может оказаться затруднительной, так как описанная выше процедура предполагает идентификацию состояния объекта наблюдения в темпе поступления инструментальных данных. В предельном случае изменение состояния объекта контроля может происходить с частотой дискретизации данных, что на практике, скорее всего, окажется неприемлемым из-за слишком частого объявления или отмены тревоги и соответствующих управляющих действий.

Указанные ограничения устраняются при использовании алгоритма объявления и отмены тревог продлевающего типа, заключающегося в следующем. В этом случае соответствующая тревога объявляется (продлевается) не на период дискретизации данных, а на некоторый фиксированный отрезок времени, продолжительность которого устанавливается пропорциональной степени устойчивости объекта наблюдений. То есть, по мере снижения устойчивости период объявляемой тревоги сокращается в соответствии со значениями, указанными в таблице.

Механизм объявления и отмены тревоги имеет особенности в зависимости от текущего сценария склонового процесса:

тревога объявляется по достижении диагностическим параметром соответствующего критериального уровня;

действующая тревога продлевается на соответствующий период начиная с текущего момента, если диагностический параметр сохраняет или вновь принимает критериальное значение текущего уровня опасности до истечения действующего периода тревоги;

тревога завершается нормально по истечении действующего (продолженного) периода тревоги;

тревога отменяется немедленно и объявляется тревога более высокого уровня опасности, если диагностический параметр достиг более высокого критериального значения;

действие ранее отмененной тревоги предыдущего уровня опасности возобновляется с момента отмены тревоги данного уровня.

Результаты оценки устойчивости блока № 3 передовой части массива 59 – 1 и левобережного массива 46-R-7 с помощью предлагаемой методики демонстрирует рис. 3. На рис. 3, а в виде точек представлена временная зависимость диагностического параметра, желтым и оранжевым цветом показаны пороговые уровни, отвечающие потенциально неустойчивому и неустойчивому состоянию блока. На рис. 3, б показаны соответствующие периоды тревог, объявленные согласно приведенному выше алгоритму. Каждая из тревог потенциальной неустойчивости, за исключением последней, после первоначального объявления неоднократно продлевалась в соответствии с условием пролонгации и завершалась нормальным образом после того, как диагностический параметр удовлетворял критерию устойчивости (КУ) непрерывно на протяжении 28 суток. Последняя тревога оставалась действующей до окончания представленного ряда данных.

Как следует из рис. 3, а, в сентябре — октябре 2011 г. значения диагностического параметра превысили 4,6 %, что свидетельствовало о переходе в неустойчивое состояние передовой части массива 59-1. В соответствии с принятым алгоритмом дважды в период с 09-Sep-2011 19:00:00 по 01-Oct-2011 03:00:00 и с 07-Oct-2011 07:00:00 по 27-Oct-2011 03:00:00 была объявлена тревога соответствующего уровня опасности. Неустойчивое состояние было диагностировано также в сентябре — октябре 2012 г., 12.09.2012 04:00:00 – 04.10.2012 05:00:00.

Массив 46-R-7 претерпел неустойчивое состояние лишь однажды в период с 01-Sep-2009 16:00:00 по 17-Sep-2009 21:00:00.

Выводы

Разработана методика 4-уровневой вероятностной оценки устойчивости обвалоопасных скальных

массивов на участке Токтогульской ГЭС. Предлагаемая методика основана на результатах статистического анализа данных инструментальных наблюдений и формализованных подходах, минимизирующих влияние субъективного фактора на результаты оценки и принятие соответствующих управляющих решений.

Численные значения критериев устойчивости определяются степенью отличия экспериментального статистического распределения инструментальных данных от теоретического нормального (Гауссова) распределения по уровню -3σ . В качестве диагностического показателя используется относительная величина отклонения показаний ГН от средних выборочных значений.

В настоящее время обвалоопасные скальные массивы на участках примыкания Токтогульской плотины, согласно оценкам, полученным по предлагаемой методике, находятся в потенциально неустойчивом состоянии.

Результаты наблюдений свидетельствуют о постепенной потере устойчивости передовой частью массива 59 – 1, причем эта негативная тенденция, прослеживаемая на протяжении последних трех лет, имеет достаточно выраженный сезонный характер с усилением склонового процесса в осенний период.

Предлагаемая методика может найти применение для оценки устойчивости потенциально опасных объектах, оснащенных аналогичными инструментальными средствами наблюдений.

Список литературы

1. *Оползни*. Исследование и укрепление / Под ред. Р. Шустера и Р. Кризека. — М.: Мир, 1981.
2. *Токтогульская ГЭС на р. Нарын*. Технический проект основных сооружений. Т. 1. Природные условия, инженерно-геологическое обоснование / Ташкент, САО Гидропроект, 1969.
3. *Манжиков Б. Ц., Тилегенов К.* Мобильность потенциально неустойчивых скальных массивов на участке Токтогульской ГЭС // Современные проблемы механики сплошных сред. / Комитет по теорет. и прикладной механике Кыргызстана, Институт геомеханики и освоения недр НАН КР. Бишкек. 2013. Вып. 17.
4. *Рыжов П. А.* Математическая статистика в горном деле / Московский институт радиоэлектроники и горной электро-механики. 1965.
5. *Тейлор Дж.* Введение в теорию ошибок: Пер. с англ. — М.: Мир, 1985.

Рецензия на статью Манжикова Б. Ц., Момукеева С. О. и Насирова М. Ж. “Вероятностная оценка устойчивости горных склонов на участке Токтогульской ГЭС”

Устойчивость горных склонов в створе расположения Токтогульской ГЭС имеет первостепенное значение для надежности и плотины и здания ГЭС. Эта проблема была определяющей при выборе типа плотины и ее конструктивного оформления.

Весьма важной также является разработка вероятностного метода оценки степени устойчивости скальных блоков, отчлененных от основного массива крутопадающими трещинами бортового отпора. Однако в рецензируемой статье эта проблема не нашла соответствующего решения.

Начнем с постановки проблемы исследования.

Наблюдая по гидронивелиру за “малыми колебаниями около текущего положения равновесия” скального блока 59-1, авторы считают, что выход результатов измерений за пределы “доверительного интервала $\pm 3\sigma$ ” “означает частичную потерю устойчивости блока”, а “показателем неустойчивости может служить относительное число показаний прибора, оказавшихся в анализируемой выборке за пределами доверительного интервала $\pm 3\sigma$, выраженное в долях от объема выборки (вероятность)”. Такое определение вероятности неустойчивости не вполне очевидно.

Во-первых, вначале необходимо определить закон распределения исследуемых случайных величин. Если изучаются только вертикальные смещения, то они, вероятно, имеют один знак вниз и сложно говорить о наличии нормального закона распределения. Однако только при этом законе распределения вероятность того, что случайная величина отклонится от своего математического ожидания на большую величину, чем утроенное среднее квадратичное отклонение, превышает 99,7 %. Для других законов распределения случайных величин правило трех сигм не применимо.

Говоря о безопасности и надёжности любого сооружения, необходимо прежде всего конкретизировать тот смысл, который вкладывается в эти понятия, и те критерии, которые должны быть использованы для их оценки [1, 2].

Устойчивое состояние склона определяется зависимостью $A \geq B$, где A и B представляют собой функции всех участвующих в процессе параметров. Как правило, A представляет собой прочность, или допустимое смещение сооружения, или сумму всех удерживающих сил, в то время как B представляет собой действующее напряжение, вычис-

ленное смещение или же сумму всех сдвигающих сил.

Коэффициент запаса представляет собой отношение функций A и B .

Вероятность (риск) аварии или обрушения массива может быть определена как

$$R = 1 - \int_{-\infty}^{\infty} f_B(B) \left[\int_B^{\infty} f_A(A) dA \right] dB.$$

Таким образом, прежде чем анализировать статистические методы, необходимо определить закон распределения исследуемых параметров, и лишь после этого выбирать соответствующие методы анализа.

В данном случае представляется более правильной оценка не по вероятности выхода замеров за “доверительный интервал $\pm 3\sigma$ ”, а по тренду средних значений измеренных смещений после исключения сезонных факторов.

Переходя к критериям неустойчивости, следует отметить, что в России в 1997 г. был принят Федеральный закон [3], а впоследствии утверждены методики по разработке деклараций безопасности гидротехнических сооружений и объектов энергетики [4, 5]. Согласно этим документам, для ГЭС введены четыре уровня технического состояния и безопасности:

I — технически исправное состояние (нормальный уровень безопасности);

II — работоспособное состояние (пониженный уровень безопасности);

III — ограниченно работоспособное состояние (неудовлетворительный уровень безопасности);

IV — неработоспособное (опасное, аварийное) состояние (опасный уровень безопасности).

Оценка технического состояния и отнесение к одному из возможных уровней безопасности производится на основе сравнения измеренных (или вычисленных по измеренным) диагностических показателей с их критериальными значениями.

Если, как отмечают авторы в выводах, “в настоящее время обвалоопасные скальные массивы на участках примыкания Токтогульской плотины согласно оценкам, полученным по предлагаемой методике, находятся в потенциально неустойчивом состоянии”, то необходимо дать конкретные пред-

ложения о стабилизации массива. Тем более что “эта негативная тенденция, прослеживаемая на протяжении последних трех лет, имеет достаточно выраженный сезонный характер с усилением склонового процесса в осенний период”. Авторы статьи не указывают, что они рекомендуют (кроме объявления тревоги) и что было сделано для обеспечения устойчивости.

Разработка вероятностного метода для оценки устойчивости скальных склонов в створе Токтогульской ГЭС является весьма важной инженерной задачей и можно пожелать авторам успехов в решении этой проблемы.

Список литературы

1. Газиев Э. Г., Речицкий В. И. Вероятностная оценка надежности скальных массивов. — М.: Стройиздат, 1985.
2. Газиев Э. Г. Скальные основания бетонных плотин. — М.: Издательство ассоциации строительных вузов, 2005.
3. Федеральный закон “О безопасности гидротехнических сооружений” от 21.07.1997 № 117-ФЗ.
4. Постановление Правительства РФ от 06.11.98 № 1303: Об утверждении Положения о декларировании безопасности гидротехнических сооружений // Собрание законодательства Российской Федерации, 1998. № 46. Ст. 5698.
5. *Дополнительные* требования по разработке декларации безопасности гидротехнических сооружений объектов энергетики: РД-12-03-2006. — Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.12.2006 № 1163.

Газиев Э. Г., доктор техн. наук,
Речицкий В. И., кандидат техн. наук (ЦСГНЭО)

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.

Применение свободнопоточных гидравлических турбин и возможности повышения их энергоэффективности

Трещалов Г. В., инженер-гидроэнергетик (ООО “Memory Technology Central Asia”)

Рассмотрены варианты технических решений высокоэффективных свободнопоточных гидравлических турбин и возможности повышения их энергоэффективности благодаря применению гидродинамического эффекта усиления мощности потока.

Ключевые слова: энергия, энергоэффективность, мощность, турбина, свободнопоточный, поток, водяное колесо, глубина, гидродинамический эффект, обратная связь, гидравлический прыжок.

В связи с истощением запасов ископаемого топлива всё более актуальным становится вопрос об эффективном использовании энергетических ресурсов, увеличении доли возобновляемых экологически чистых источников энергии. В связи с этим очень важны мероприятия по внедрению инновационных разработок и технологий для более эффективного использования энергоресурсов, в частности гидроэнергетического потенциала, а также развитие малой гидроэнергетики. Одним из направлений этой отрасли является разработка микроГЭС на основе свободнопоточных гидротурбин, использующих энергию водотока, без возведения плотин и создания водохранилищ.

Недостатком традиционных плотинных ГЭС, использующих потенциальную энергию водных потоков, является необходимость строительства плотины с сопутствующими этому огромными проблемами. Создание плотины непременно замедляет течение выше неё, вплоть до практически полной остановки. Это существенно ухудшает экологические условия водоёма, способствует его заболачиванию и омертвлению, накоплению наносов и постепенному заиливанию водохранилища. Плотина перегораживает русло, в паводок сдерживает его напор и потому должна обладать огромным запасом прочности.

Преимуществом ГЭС, построенных при плотинах, является то, что они способны почти полностью использовать всю энергию, обеспечиваемую располагаемым перепадом уровней, при этом соотношение скоростей потока в верхнем и нижнем бьефах может быть любым.

Как альтернатива напорным (плотинным) ГЭС свободнопоточные гидротурбины используют кинетическую энергию потока воды и не требуют постройки плотин, что позволяет избежать всех связанных с этим затрат и проблем, в том числе экологических. Соответственно, их стоимость и время монтажа значительно меньше. Как правило, размеры таких модулей относительно невелики, поэтому большую часть сборочных и испытательных работ можно выполнять в заводских условиях — непосредственно при их изготовлении. Недостатком та-

ких ГЭС является принципиальная невозможность извлечь всю кинетическую энергию потока, поскольку в таком случае поток придётся полностью остановить, и это будет уже не поток.

В силу невысокой стоимости и быстроты монтажа свободнопоточные ГЭС могут работать персонально — на конкретного потребителя, находящегося недалеко от установки, и такие агрегаты могут использовать лишь часть русла водотока, оставляя свободную часть для судоходства, беспрепятственной миграции рыб и прочих надобностей. Другие потребители, находящиеся ниже или выше по течению, могут получить необходимую им энергию с помощью таких же установок рядом с собой. Таким образом, электроснабжение децентрализуется и не требуется постройки дорогих многокилометровых ЛЭП с большими потерями, отчуждением земли под опоры и т.п.

Отбор энергии от свободнопоточной турбины возможен при помощи электрогенератора. Однако вследствие нестабильности и низкой частоты вращения такой турбины при работе на выделенную нагрузку возникает сложность в поддержании стабильных выходных параметров генератора (частоты и амплитуды выходного напряжения). Для стабилизации этих параметров требуется использование специальных дорогостоящих устройств — преобразователей, инверторов, мощных стабилизаторов, автоматических регуляторов частоты и т.п., а это существенно повышает стоимость проекта. В связи с этим в некоторых случаях для отбора мощности от турбины оправдано использование водяного насоса для закачки воды, что зачастую даже более востребовано в народном хозяйстве, чем выработка электроэнергии. Предполагается применение насоса объёмного действия (плунжерный или поршневой). Поскольку такие насосы являются низкооборотными и эффективность их работы не критична к частоте и стабильности вращения приводного вала, то в этом случае можно обойтись и без мультипликатора, что также упростит и удешевит конструкцию. Насос размещается на турбине или рядом с ней и для отбора мощности соединяется с выходным валом турбины при помощи цепной,

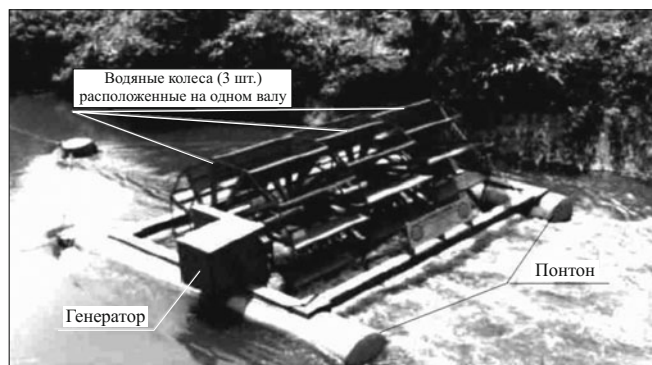


Рис. 1. Русловое (понтонное) размещение свободнопоточной турбины — нижебойных водяных колёс с параллельной компоновкой

ременной или карданной передачи. Входной патрубок насоса опускается в водоём (канал), в котором расположена турбина, выходной патрубок соединяется с напорным трубопроводом, подающим воду. Таким образом, возможно создание комплексного агрегата “гидротурбина-насос”. Следует отметить, что эта технология в перспективе может быть адаптирована путём подключения к турбине электрогенератора для производства электроэнергии, что позволит создавать на её базе малые ГЭС.

Для сравнения можно рассмотреть два возможных варианта размещения агрегата в водотоке.

Первый вариант [1]: весь агрегат может быть расположен на понтоне, находящемся в русле водотока (рис. 1). На понтоне возможно установить турбины как в параллельном, так и в последовательном порядке, что позволит повысить количество производимой энергии. Недостатком этого метода является необходимость использования понтона, что увеличивает стоимость всего агрегата. К тому же понтон перекрывает значительную часть русла водотока, ухудшая мобильность техобслуживания агрегата.

Второй вариант [2]: береговое размещение агрегата (рис. 2). При этом способе необходимо произвести строительные работы возле берега водотока с вбиванием свай в дно для крепления агрегата. В этом варианте грузоподъёмные механизмы для монтажа и демонтажа могут располагаться на берегу, что увеличивает оперативность техобслуживания агрегата. Однако при таком варианте размещения несколько ухудшается обтекание турбины водой, что негативно сказывается на мощности турбины. Кроме того, агрегат будет строго привязан к месту водотока, в отличие от понтона, который при необходимости и при минимальных затратах может быть передислоцирован на другой участок русла.

Наиболее оптимальный из этих вариантов может быть выбран в зависимости от конкретных условий выполнения проекта: наличия удобного участка русла, ширины водотока, возможностей изго-



Рис. 2. Береговое (консольное) размещение свободнопоточной турбины — водяного колеса

товления понтона или монтажно-строительных работ для установки свай и закладных частей на берегу и т.п. Но в перспективе могут разрабатываться оба варианта компоновки, поскольку каждый из них имеет свои достоинства, и будут применяться в промышленности и сельском хозяйстве.

Несмотря на то что в некоторых случаях применение традиционных свободнопоточных гидротурбин оправдано [1, 2], в настоящее время они всё же не являются достаточно эффективными и рентабельными, и по этой причине их использование весьма ограничено. Однако современные научные исследования и технологии способны повысить энергоотдачу и энергоэффективность таких турбин. Некоторые не до конца ещё изученные гидравлические эффекты и явления, такие как гидравлический прыжок, гидравлический удар, эффект кавитации и др., которые в обычных условиях могут негативно влиять на гидравлические машины, иногда могут найти и полезное применение. Одним из вариантов увеличения энергоэффективности свободнопоточных турбин является использование особого гидродинамического эффекта, возникающего в безнапорном потоке жидкости при переходе потока через критическое состояние. Научная суть этого эффекта ранее была обоснована рядом публикаций в научных и научно-технических изданиях [3, 4, 5] где он был проанализирован как самостоятельное физическое явление. В материалах [5, 6, 7] также был проведён энергетический анализ и анализ возможности масштабного моделирования эффекта и были рассмотрены некоторые варианты гидравлических свободнопоточных турбин оригинальной конструкции, в которых возможно его применение.

В [5, 7] показано, что выходная мощность турбин, в которых может применяться этот гидродинамический эффект, в значительной степени и нелинейно зависит от высоты турбины, а также имеет ярко выраженный экстремум при определённых па-

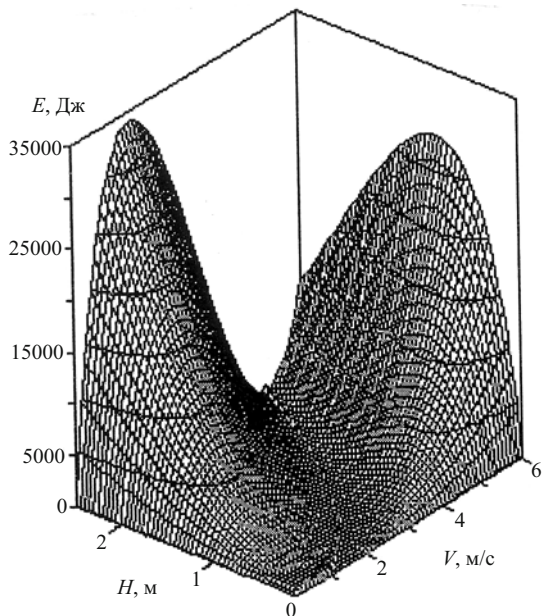


Рис. 3. Энергетическая диаграмма гидродинамического эффекта усиления мощности

раметрах потока. Это отражено в выведенной ранее уникальной формуле (1), позволяющей рассчитать ориентировочную мощность таких турбин:

$$E = \rho \cdot L \times \left(H_1^2 \cdot V_1 \cdot g + H_1 \cdot \frac{V_1^3}{2} - \frac{3}{2} \cdot \sqrt[3]{(H_1 \cdot V_1)^5 \cdot g^2} \right), \quad (1)$$

где E — энергия, забираемая турбиной из потока; ρ — плотность жидкости (воды); L — эффективная ширина турбины поперёк потока; H_1 — эффективная глубина входящего потока; V_1 — скорость входящего потока; g — ускорение свободного падения.

Энергетическая диаграмма, построенная по формуле (1), приведённая в [4] и изображённая на рис. 3, наглядно отражает нелинейную зависимость выходной мощности от высоты турбины — величины заглубления турбины в потоке или глубины входящего в турбину потока.

По предварительным подсчётам применение этой технологии в свободнопоточных гидравлических турбинах особой конструкции повысит мощность таких аппаратов в 5 – 10 раз по сравнению с традиционными свободнопоточными агрегатами, что позволит им конкурировать с традиционными источниками энергии и существенно расширит сферу их применения.

В настоящее время параллельно с фундаментальными исследованиями этого эффекта разрабатываются конструкции свободнопоточных гидротурбин, работающих на этом принципе, проводятся исследования с целью выдачи рекомендаций по оп-

тимизации конструирования и внедрения таких турбин.

Одним из возможных вариантов свободнопоточной гидротурбины, использующей вышеупомянутый гидродинамический эффект, может быть турбина, изображённая на рис. 4. Другие технические решения турбин, работающих на этом принципе, рассмотрены в [6, 8, 9].

Турбина представляет собой два нижнебойных водяных колеса, соединённых обратной связью, функции которой может выполнять цепная или ременная передача. Обратная связь обеспечивает вращение второго (правого) колеса несколько быстрее первого, за счёт чего происходит ускорение выходящего потока воды и возникает гидродинамический эффект усиления мощности. Поток в нижнем бьефе турбины имеет критические параметры — критическую глубину и скорость, и на выходе турбины образуется так называемый гидравлический прыжок. В критическом состоянии поток имеет минимальную удельную энергию и, как показано на рис. 4, энергия, забираемая турбиной, равна разнице суммарной энергии (потенциального и скоростного напоров) входящего потока и суммарной энергии выходящего (критического) потока.

Рассмотрим сравнительные преимущества этой технологии относительно плотинных и традиционных бесплотинных ГЭС:

низкая стоимость капиталовложений — по приблизительным подсчётам 150 – 450 долл/кВт в отличие от плотинных ГЭС, где она составляет более 1000 долл/кВт, и традиционных свободнопоточных — от 3000 долл/кВт и выше;

кратчайшие сроки ввода в эксплуатацию (60 – 180 дней после начала строительства). Для плотинных станций этот срок определяется годами и десятилетиями;

отсутствие затрат в зоне затопления водохранилищем за неимением такового;

отсутствие водохранилища (экологический эффект). Свободнопоточные турбины работают как искусственные аэраторы воды, насыщающие воду кислородом, что благоприятно воздействует на фауну и в целом на экосистему водотока;

отсутствие вспомогательных механизмов и устройств (маслохозяйство, компрессорные установки, лекажные агрегаты, сервомоторы и т.п.), что повышает надёжность;

минимальные затраты на обслуживание;

отсутствие необходимости создания инфраструктуры вокруг ГЭС (авто- и ж/д дороги, поселки строителей и эксплуатационников и т.п.);

отсутствие необходимости выбора створа плотины, т.е. возможность монтажа в любом удобном месте, мобильность;

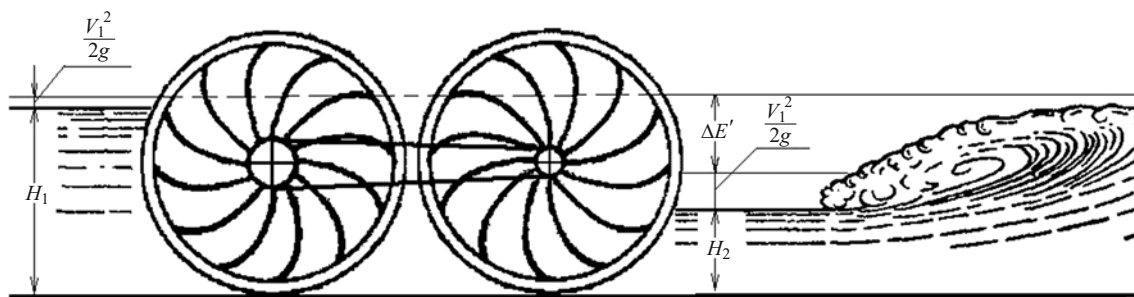


Рис. 4. Один из вариантов свободнопоточной турбины, использующей гидродинамический эффект усиления мощности потока и баланс энергии на входе и выходе турбины

приближенность к энергопотребителям (отсутствие ЛЭП и высоковольтных трансформаторов);

децентрализация выработки электроэнергии. Уменьшение концентрации генерирующих мощностей в одном локальном месте, что при аварии выводит из строя значительную часть энергогенерации (Чернобыльская АЭС, 1986 г.; Саяно-Шушенская ГЭС, 2009 г.; АЭС “Фукусима-1”, 2011 г.);

отсутствие угрозы затопления здания станции за неимением такового; подобный прецедент имел место на Саяно-Шушенской ГЭС (2009 г.);

отсутствие угрозы разрушения дамбы за неимением таковой (известны мировые прецеденты подобных катастроф: плотина Сент-Фрэнсис (США, 1928 г.); плотина Мальпасе (Франция, 1959 г.), плотина Вайонт (Италия, 1963 г.); плотины Баньцяо и Шиманьтань (Китай, 1975 г.); дамба Тетон (США, 1976 г.) и др.);

удельная мощность в 5–10 раз выше, чем у традиционных свободнопоточных турбин;

возможность применения в низкоскоростных потоках — от 0,2 до 2,0 м/с (рис. 3), в которых традиционные свободнопоточные ГЭС являются крайне малоэффективными. Следовательно, более полно используются гидроэнергетические ресурсы.

ВЫВОД

Разрабатываемая технология может быть востребована во всём мире, в частности в тех районах, где существуют реки, каналы, поверхностные морские или океанские течения. Эта технология может быть востребована на трансграничных реках, где существует ограничение на строительство дамб и плотин для нужд традиционной напорной гидроэнергетики.

Список литературы

1. Беляков П. Ю. Современное состояние мировой гидроэлектроэнергетики и ее развитие // Электротехнические комплексы и системы управления. 2008. № 4. С. 18–22.
2. Липкин В. И., Богомбаев Э. С. Микрогидроэлектростанции: пособие по применению. — Программа развития ООН, Бишкек — 2007. С. 33. ISBN 978–9967–24–643–0.
3. Трещалов Г. В. Высокоэффективный способ извлечения энергии из безнапорного потока текущей жидкости на основе специфического гидродинамического эффекта // Экономика и производство. 2008. № 2. С. 71–77. <http://elibrary.ru/item.asp?id=11521752>.
4. Treshchalov G. V. A highly efficient method for deriving energy from a free-flow liquid on the basis of the specific hydrodynamic effect // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology — ISJAE. 2010. Vol. 12. P. 23–29. <http://elibrary.ru/item.asp?id=15616169>.
5. Трещалов Г. В. Альтернативная гидроэнергетика // Сб. науч. тр. Lambert Academic Publishing, 2012. ISBN 978–3-659–22020–3.
6. Трещалов Г. В., Гловацкий О. Я., Карабаев Р. Э., Насырова Н. Р. Микрогэс на основе высокоэффективных свободнопоточных гидротурбин / Средне-азиатский научно-исследовательский ирригационный институт (САНИИРИ) // Материалы республиканской научно-практической конференции “Актуальные проблемы водного хозяйства и мелиорации орошаемых земель”, Ташкент, 2011. С. 298–301.
7. Трещалов Г. В., Федюк Р. С. Анализ возможности натурального моделирования режимов работы гидравлической турбины, использующей гидродинамический эффект усиления мощности // Международный научный форум студентов, аспирантов и молодых учёных стран Азиатско-Тихоокеанского Региона (АТР), 14–17 мая 2012 г. / Дальневосточный федеральный университет (Владивосток). <http://elibrary.ru/item.asp?id=18166093>.
8. Трещалов Г. В., Мукольянц А. А., Джуманов А. А. Применение гидродинамического эффекта для извлечения энергии из безнапорного потока жидкости // Материалы международной научно-практической конференции “Инновация — 2011”. Ташкент, 2011. С. 152–155.

Эффективное использование водноэнергетических запасов Иркутской области

Тищенко А. (НИ ИрГТУ)

Приводятся примеры эффективного использования водноэнергетических запасов Иркутской области

Ключевые слова: Иркутская область, малые реки, водноэнергетические запасы, мини-ГЭС, микроГЭС.

Перспектива применения в Иркутской области гидроэнергетических запасов водных ресурсов малых рек

Доля Российской Федерации в мировых запасах гидроэнергетических ресурсов, технически возможных к использованию, оценивается в 10 %. Это высокий показатель, который ставит нашу страну на второе место в мире после Китая. Освоение всех гидроэнергетических ресурсов позволило бы России ежегодно производить до 2 трлн. кВт · ч электроэнергии, что вдвое больше, чем вырабатывается сейчас на всех электростанциях страны, включая атомные и тепловые.

Около 70 % гидроэнергетических ресурсов России сосредоточено в Восточной Сибири, где на 1 км² территории приходится 235 кВт потенциальной мощности. Крупным энергетическим потенциалом обладают бассейны рек Лены, Ангары, Енисея и Амура. Их суммарные запасы в 1,5 раза превышают гидроэнергетические ресурсы США.

Согласно официальным данным Министерства промышленной политики и лесного комплекса Иркутская область занимает площадь 752,7 тыс. км², или 4,6 % территории РФ. На территории Иркутской области потенциальные запасы гидроэнергоресурсов оцениваются в 200 – 250 млрд. кВт · ч/год, в том числе технически пригодных к использованию примерно в 190 млрд. кВт · ч/год. Наличие значительных гидроэнергоресурсов станет и в дальнейшем определять экономическое развитие Иркутской области как важнейшего центра энергоёмких производств на востоке страны. В настоящее время вовлечена в оборот только треть имеющихся гидроресурсов. Построено три гидроэлектростанции на р. Ангаре суммарной мощностью 9,1 ГВт с годовой выработкой электроэнергии более 50 млрд. кВт · ч, а также одна ГЭС на р. Мамакан (приток Витима) мощностью около 100 МВт с возможной годовой выработкой электроэнергии до 0,4 млрд. кВт · ч.

Чтобы лучше представить мощность потенциальных гидроэнергетических ресурсов Иркутской области, приведем пример. На Волге, самой крупной реке Европейской России, можно построить гидроэлектростанции общей мощностью 10 ГВт,

на Енисее — свыше 20 ГВт, на реках Иркутской области — 23 ГВт, в том числе на Ангаре — около 15 ГВт.

Речная сеть области представлена крупными бассейнами р. Ангары, Лены, Нижней Тунгуски и их многочисленными притоками. Всего в Иркутской области насчитывается более 67 тыс. рек, речушек и ручейков общей протяженностью 310 тыс. км со средней плотностью 400 м речной сети на 1 км² территории. В горно-таежных районах Восточного Саяна, Северо-Байкальского и Патомского нагорий эта плотность ещё больше — до 1 тыс. м на 1 км².

Средний многолетний речной сток в пределах Иркутской области приблизительно оценивается в 7,5 тыс. м³/с, или 160 – 240 км³/год. Кроме того, с сопредельных территорий в область поступает еще около 4 тыс. м³/с, или 130 км³/год. Таким образом, суммарные водные ресурсы рек превышают 10 тыс. м³/с, т.е. более 300 км³/год.

Реки, протекающие по Иркутской области, имеют суммарную длину 309 355 км, причем крупные водные артерии протяженностью более 500 км представлены 12 реками. Протяженность оставшихся водных потоков 91,24 %, падает на мельчайшие реки.

На хозяйственные нужды в области используется менее 1 % суммарного речного стока. Благодаря географии местности, полноводности и особому гидрологическому режиму большинство рек представляют интерес для гидроэнергетического строительства. На некоторых из них (р. Ангара и Мамакан) уже возведены гидроэлектростанции и созданы водохранилища с суммарным объемом воды свыше 200 км³, на других (р. Лена, Витим и Киренга) предполагается строительство гидроэлектростанций.

В качестве иллюстрации по эффективным водным запасам Иркутской области приведём р. Ангару. Она является основной водной артерией на территории области. Её водосборная площадь превышает миллион квадратных километров, причем воды Забайкалья и Монголии сначала попадают в Байкал, а уже затем в Ангару. Поэтому на бассейн собственно Ангары, без байкальского водосбора, приходится 468 тыс. км². В Азии только Ангара вы-

текает из крупного озера полноводным потоком, что обеспечивает бесперебойность и равномерность стока воды в течение всего года. Вытекая из Байкала, Ангара приносит в Енисей 4,6 тыс. м³/с. В створе слияния Енисея и Ангары на долю ангарских вод приходится 65 %.

Площадь водосбора Ангары в пределах Иркутской области — 232 тыс. км², т.е. 22 % общего водосбора. Здесь в нее впадает около 40 тыс. рек и ручьев общей протяженностью 160 тыс. км. Протяженность самой Ангары — 1850 км, в том числе в пределах Иркутской области — 1107 км. Перепад высот от истока до впадения в Енисей — 378 м. Среднее падение Ангары — 20 см на 1 км течения, на некоторых участках — до 130 см (для сравнения: у Волги среднее падение 7 см на 1 км). Средний многолетний расход воды в ее истоке — 1,9 тыс. м³/с, или около 60 км³/год. Общие гидроэнергетические ресурсы Ангары составляют около 15 ГВт по мощности и свыше 90 млрд. кВт·ч среднегодовой выработки. По запасам гидроэнергетических ресурсов Ангара суммарно превосходит Волгу, Днепр, Дон и Каму, а по энергоэкономическим показателям выработки электроэнергии она вообще не имеет равных в России.

Практика показала, что гидростроительство на Ангаре самое эффективное в стране. Удельные капиталовложения на единицу установленной мощности здесь в 2 – 6 раз ниже, чем на реках Европейской России. Техничко-экономические показатели ангарских ГЭС самые лучшие среди равных сооружений, а электроэнергия, полученная на них, до сих пор остается одной из самых дешевых в мире.

В перспективе на Ангаре, между Иркутской и Братской ГЭС, возможно строительство еще двух небольших гидроэлектростанций: Суховской и Тельминской общей мощностью 800 МВт с годовой выработкой электроэнергии 3,5 млрд. кВт·ч.

Опираясь на богатейшие запасы энергии воды Иркутской области и существующий уровень освоения этих запасов, можем сделать обоснованное заключение: у нас имеются широчайшие возможности повсеместного высокоэффективного использования исключительно дешёвой энергии водных ресурсов именно малых рек и речушек. Более того, движение в этом направлении продиктовано экономическими причинами: наличие таких громадных водных ресурсов определяет низкую стоимость их энергии при минимальных вложениях в малую гидроэнергетику. Основные гидротехнические параметры всех водных запасов области и их комплексная энергетическая и экономическая оценка достаточно высоки и, конечно, должны быть обязательно востребованы уже в ближайшей перспективе.

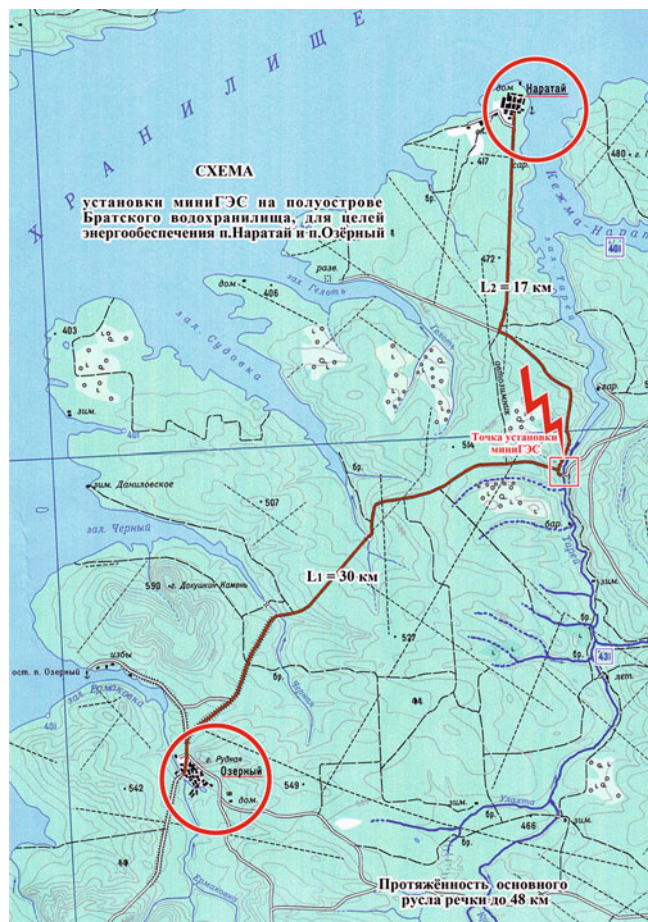


Схема установки мини-ГЭС на полуострове Братского водохранилища

Использование энергии малых рек на примере эффективного и низкзатратного электроснабжения посёлков Братского района

В настоящее время во всем мире проявляется интерес к получению электрической энергии из возобновляемых источников, которыми являются воды малых рек. Применение установок, преобразующих энергию этих источников в другой вид энергии — электрическую, направлено, прежде всего, на улучшение энергоснабжения относительно небольших объектов, расположенных в зонах, удаленных от централизованных электрических сетей. Установки, использующие возобновляемые источники энергии, приобретают особенно важное значение в связи с проблемами использования ископаемого топлива, задачами по его экономии, а также глобальной проблемой изменения климата в связи с выбросом в атмосферу парниковых газов при использовании ископаемых энергоресурсов.

Заметим, что на территориях бассейнов малых рек фактически проживает около 40 % городского населения и более 90 % сельского населения страны — это статистика в целом по РФ. Примерно такая же картина и в Иркутской области.

На реках Иркутской области можно построить около двух десятков средних по мощности гидроэлектростанций. Но более эффективным решением использования энергии воды видится применение мини- и микроГЭС.

Немаловажно отметить, что многие исследователи Сибири начала 20 века обратили самое серьезное внимание на энергетические ресурсы Ангары, понимая их революционное значение и практическое использование для хозяйственного подъема всего края. Начиная с 1916 г. вопрос об Ангаре и её энергии изучался рядом исследователей (Лодзинский, Крутиков, Вельнер, Малышев, Великанов, Александров, Колосовский). В 1929 г. исследования Ангары были включены в первый государственный пятилетний план, и таким образом эта проблема стала признанной народнохозяйственной проблемой страны в целом.

Сотрудниками Ангарского бюро и других научно-исследовательских учреждений ещё в 1930 – 1935 гг. была проведена огромная работа и положены первые “кирпичики” для последующей детальной разработки вопросов развития индустрии Восточной Сибири и Иркутской области, в частности, на основе имеющихся водных ресурсов. На конференции по изучению производительных сил Иркутской области в 1955 г. в своем докладе “Перспективы индустриального развития Иркутской области” академик И. П. Бардин говорил: “Все энергетические ресурсы Иркутской области, которые могут быть учтены в настоящее время, больше ресурсов Швеции, Норвегии и Италии вместе взятых и равны примерно мощности всех электростанций в СССР в 1950 г. Основой развития промышленности в Иркутской области должна являться гидроэнергия, использование которой обусловит структуру, масштабы и темпы развития промышленности”.

Объекты малой гидроэнергетики условно делят на два типа: мини — обеспечивающие единичную мощность до 5000 кВт, и микро — работающие в диапазоне от 3 до 100 кВт. Даже на каждом малом водотоке (ручьи и малые притоки рек) можно установить микроГЭС мощностью до 20 кВт. МикроГЭС такой мощностью позволит обеспечить электроэнергией отдельные, удаленные от поселков и централизованных электрических сетей мелкие хозяйства и даже даст возможность организовать мини-предприятия, например по переработке получаемой сельскохозяйственной продукции. Валовой потенциал малой гидроэнергетики области оценивается в 65,3 млрд. кВт · ч, или 19 % от суммарного показателя по Восточной Сибири. В то же время технически возможный потенциал составляет треть, а экономически целесообразный — 17 % от валового. В связи с этим территория области пред-

ставляется зоной приоритетного развития малой гидроэнергетики.

В рамках настоящей статьи покажем возможность применения микроГЭС в электроснабжении удаленных поселков Братского района, где отсутствует централизованное энергообеспечение федеральными электрическими сетями.

На сегодняшний день в районе Нижнего Приангарья количество жилых мест “без света” свыше 20 %. Это объясняется тем, что в советское время во многие места линии электропередач не успели провести или же в постперестроечный период энергоснабжение было прекращено, так как оказалось нерентабельным. В то же время в связи с интенсивным освоением природных ресурсов, удалением населенных пунктов от централизованных источников электроснабжения сложился большой дефицит энергетических мощностей, удовлетворить который средствами большой энергетики в ряде случаев экономически и технически нецелесообразно.

С другой стороны, наличие большого количества малых рек с необходимым запасом гидроресурсов позволяет достаточно экономично решать проблему электроснабжения маломощных потребителей электроэнергии, в особенности удаленных от линий электропередач. Эта проблема может быть решена развитием малой энергетики с использованием богатых водных ресурсов.

На территории Братского района на полуострове, образованном руслом р. Ангары и Братским водохранилищем, расположены жилые поселения, численностью от 800 до 3000 человек минимальной промышленной инфраструктурой. Часть проблемной территории Братского района в плане энергоснабжения — поселки Наратай и Озёрный. Ведущим научным учреждением области в сфере энергетики — Институтом систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ) была разработана региональная программа “Энергообеспечение северных территорий Иркутской области на базе энергоисточников, использующих возобновляемые природные ресурсы (Братский и Усть-Кутский районы)” для ряда изолированных потребителей этих районов (семь поселков Братского района и пять сел и деревень Усть-Кутского района). Решение проблемы нашли в использовании возобновляемых природных ресурсов: в Братском — древесные отходы, в Усть-Кутском — энергия малых рек. Изолированные поселки Братского района расположены на территориях, где проводится массовая заготовка леса. При этом около 30 % вырубленной древесины остается на лесосеках в виде порубочных остатков.

Конечно, программа для поселков Братского района — это перспективный шаг вперед в использовании возобновляемых источников энергии, но

представляется слишком серьёзной проблема доставки этих порубочных остатков из лесосек. Для ее решения необходимы: специальный вездеходный грузоподъёмный транспорт, включая затраты на топливо; создание дорожной сети; решение вопросов механизированных погрузочно-разгрузочных работ; человеческие ресурсы. Большая проблема — сложный рельеф местности и огромная удалённость (территория сбора) нахождения этих остатков от места их эффективной утилизации для нужд энергетики (теплоэнергетики).

Пример доставки лесосечных отходов: сбор и вывоз лесосечных отходов производится автомобилем “УРАЛ-4320-1912” с гидроманипулятором. Расход дизельного топлива 20 т/год. При этом расход масла — 4 % от общего количества топлива, а это 0,8 т; расход смазки — 2,5 %, ещё 0,5 т. Расход бензина для автопогрузчика в год — 2 т. Всего ГСМ 483,05 тыс. руб. Это всё для пары автомобилей.

Плюс к имеющимся отходам необходимо оборудование по их переработке. В Институте систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН были рассчитаны экономические показатели самых экономически выгодных проектов альтернативных источников энергии. Так, установка в Братском районе мини-ТЭЦ на древесных отходах суммарной мощностью 4 МВт потребует 1,5 миллиарда суммарных инвестиций со сроком окупаемости 15 лет.

Общий поверхностный анализ всех затрат сводит на нет казалось бы замечательную перспективу использования возобновляемых природных ресурсов Братского района. Да и возобновляются эти ресурсы (растёт лес) далеко не в благоприятном соотношении ко времени и объёмам их потребления. Отсюда представляется всё-таки более эффективным и разумным использование энергии малых рек.

Полуостров имеет обширную водную сеть из малых речушек и ручьёв — притоков Ангары. Электросети федеральной системы на полуостров протянуть невозможно по причине огромных финансовых затрат и наличия всего нескольких бесперспективных, в свете нынешнего дня, поселений. Более 40 лет в каждом поселении работают автономные дизельные станции. Если в советское время электроснабжение с их помощью было оправдано (в посёлках работали большие лесозаготовительные предприятия), то последние 20 лет дизельные электрические станции убыточны для бюджета района вследствие ликвидации этих предприятий.

Возьмём административные поселения — посёлки Наратай и Озёрный, расположенные относительно близко друг от друга и на небольшом расстоянии от речки Тарей, впадающей в одноимённый залив Братского водохранилища. Сравнением лесотехнических кварталных карт Братского рай-

она (30-летней давности и современных) по данной территории выясняется, что в изрезанном рельефе русла речки Тарей заготовки древесины не велись и в последующем вестись не будут. Холмистый рельеф местности представляет неразрешимую проблему для лесозаготовителей, а это прежде всего сохранение природного баланса грунтовых и надпочвенных вод и, соответственно, сохранение дебета речки. На основе опроса местного населения выясняется стабильность водного потока, существенные и длительные (на порядок) по отношению к обычной норме расходы воды в весенний период и в период летне-осенних дождей. Эти обстоятельства предполагают наличие регулярного, достаточно мощного водного потока возможность его аккумулировать в компактном природном водохранилище, чтобы обеспечить равномерное использование (постоянный сток) в течение всего года.

Потребность в электроэнергии в п. Озёрный: минимальная нагрузка 180 кВт, максимальная — 560 кВт, номинальная — 370 кВт. Для поддержания данной нагрузки в посёлке работает автономная дизельная электростанция. Расход дизельного топлива 600 т/год на сумму 21 млн. руб. В п. Наратай потребность в электроэнергии примерно в половину меньше: минимальная нагрузка 90 кВт, максимальная — 280 кВт, номинальная — 185 кВт. Расход дизельного топлива 300 т/год на сумму 10,5 млн. руб. Стоимость 1 кВт · ч дизельной электростанции примерно 15 – 20 руб. На два посёлка бюджет тратит 900 т/год топлива на сумму 31,5 млн. руб.

Таким образом, для обеспечения электроэнергией двух посёлков необходимо обеспечить номинальную нагрузку для потребителей 555 кВт.

Просчитаем возможность устройства мини-ГЭС для энергоснабжения этих двух посёлков. В точке предлагаемого размещения мини-ГЭС (прилагаемая карта-схема) речка Тарей впадает в залив Братского водохранилища. Протяжённость речки до места расположения мини-ГЭС порядка 50 км, без учёта длин всех впадающих притоков-ручьёв. Область активного водосбора на местности, обеспечивающая достаточный дебет водного потока, более 3000 км². Питание речки — подземные источники в истоке речки и на основных притоках (гористая местность), обширные болотистые места в истоке, сезонные дождевые и снеговые поступления. Перепад высот русла речки (точки перепада на карте) только на последнем 20-километровом участке составляет 30 м, т.е. 1,5 м/км, что создаёт хороший напор в устье. Ширина русла речки в сухой летний период в точке предлагаемого размещения мини-ГЭС — 2 м, глубина потока — 0,5 м. Расстояние от места предполагаемой установки мини-ГЭС до п. Озёрный — 30 км, до п. Наратай — 17 км.

Выбор места и схемы размещения микроГЭС определяется в каждом конкретном случае природными условиями, возможностями её эффективного применения и требованиями будущего пользователя. Но в любом случае выбор места для микроГЭС начинается с измерения расхода воды и определения возможного напора.

Русло речки Наратай проходит между каменистыми склонами местности, с углами падения примерно от 30 до 45 градусов, по ровному участку низменности шириной 150 м. Склоны по обоим берегам реки образуют довольно узкое оврагообразное, сплошное ущелье высотой до 60 – 100 м и длиной свыше 30 км.

Во второй половине лета 2011 г. были сделаны замеры расхода воды поплавковым методом. В этот период года расход был определен в $0,325 \text{ м}^3/\text{с}$.

По условиям рельефа долины реки в ее устье может быть построена плотина высотой 45 м. В созданном ею водохранилище может располагаться и значительный объем регулирующей емкости.

Передача электроэнергии в посёлки осуществляется воздушными линиями электропередач по существующей автодороге. Для уменьшения потерь на воздушных линиях применяются повышающие и понижающие трансформаторы.

Таким образом, использование гидроэнергетических ресурсов речки Тарей обеспечит дешёвой электроэнергией два посёлка. Безусловно, разовые затраты на создание таковой мини-ГЭС (в варианте трех блоков) приличные. Из практики порядок примерно следующий: при строительстве малой ГЭС установленной мощностью около 500 кВт стоимость строительно-монтажных работ составляет 14,5 – 15,0 млн. руб. При совмещенном графике разработки проектной документации, изготовления оборудования, строительства и монтажа малая ГЭС вводится в эксплуатацию за 15 – 18 месяцев.

Средний срок окупаемости проектов строительства малых ГЭС в России составляет в централизованной энергосистеме 9 лет — при капитальных вложениях 1500 долл/кВт, в изолированной энергосистеме — около 6 лет при капитальных вложениях 2000 долл/кВт. Стоимость 1 кВт · ч электрической энергии, произведенной на оборудовании малой ГЭС в России, в среднем составляет 1,5 – 2 руб. в централизованной энергосистеме и 0,5 руб. — в изолированной. Для сравнения за рубежом стоимость 1 кВт · ч выработки малых ГЭС составляет 4 – 5 центов, т.е. порядка 1,5 руб.

Для нашего случая затраты на строительство окупятся за 3,5 – 5 лет. Если соотнести затраты на создание мини-ГЭС с существующими тратами бюджета (годовая стоимость дизельного топлива для автономных электростанций), с учётом преж-

них и дальнейших бюджетных затрат, экономия видима, даже без расчётов.

Приведённый пример эффективного практического использования мини-ГЭС для нужд электрообеспечения двух посёлков Братского района показывает реальную перспективу использования вод малых рек Иркутской области, наиболее эффективное и рачительное их использование без вреда природе и обществу.

Мини-ГЭС может быть установлена и запущена в короткие сроки. Как и другие возобновляемые источники энергии, работа микроГЭС не зависит от цен на нефть, уголь и другое топливо. МикроГЭС оказывает минимальное негативное воздействие на окружающую среду и не вызывает таких социальных проблем, как большая энергетика. Прежде всего это гораздо меньшие площади затопления и подтоплений, плотины микроГЭС в значительно меньшей степени, чем другие виды энергообъектов, нарушают нормальную естественную среду обитания человека и животного мира, особенно если они располагаются на реках с устойчивыми к размыву и подтоплению валунно-галечниковыми руслами и каменистыми склонами долин.

Мини-ГЭС не требует продолжительного строительства дорогостоящих линий электропередачи. На сегодняшний день, с учётом более современных разработок и создания компьютеризованного автономного обеспечения их работы, средняя стоимость 1 кВт вводимой мощности микроГЭС, включая строительные работы, составляет в среднем от 1000 до 1500 долл. США. Стоимость собственно оборудования 1 кВт мощности микроГЭС в среднем составляет 800 долл. США. Стоимость электроэнергии, выработанной на микроГЭС ниже, чем на обычных больших ГЭС, и может достигать 0,1 долл. США за кВт · ч. Поскольку мини-ГЭС используются в тех местах, где отсутствует централизованное электроснабжение, выработка электроэнергии в таких регионах является одним из основных условий развития местного сообщества и повышения качества жизни.

Мини-ГЭС в целом — надёжные, экологически чистые, компактные, быстроокупаемые источники электроэнергии для деревень, хуторов, дачных поселков, фермерских хозяйств, мельниц, хлебопекарен, небольших производств в отдаленных и труднодоступных районах, где нет поблизости линий электропередач, а строить такие линии сейчас и дороже, чем установить микроГЭС. Малые гидроэлектростанции — одно из наиболее эффективных направлений развития альтернативной энергетики.

Использование мини-ГЭС позволяет зафиксировать цену единицы вырабатываемой электроэнергии на приемлемом для потребителя уровне, а

также решить проблему, связанную с бесперебойным электроснабжением, что особенно важно для текущего состояния экономики края.

Актуальность использования энергии малых водотоков посредством мини-ГЭС очевидна:

на фоне истощения уже в обозримом будущем рентабельных запасов невозобновляемых энергоносителей — углеводородов и газа;

с точки зрения состояния сегодняшней экономики России — нет возможности вкладывать деньги в долгосрочные грандиозные проекты со сроком окупаемости 10 – 15 лет;

экологическая сторона вопроса. Сегодня уже все понимают, насколько важно для людей сохранять экологическую безопасность той территории, где они проживают. Именно из-за этого фактора многие проекты на сегодняшний день либо заморожены, либо вообще остаются многие годы только на стадии проектирования. Примером могут служить строительство Катунской ГЭС и проект строительства ГЭС в верховьях р. Абакан (Хакасия);

капитальные вложения на 1 кВт установленной мощности. На сегодняшний день имеется достаточное количество перспективных проектов в области энергетики, единственным недостатком которых является высокая себестоимость получаемой электроэнергии.

Технико-экономический потенциал малой гидроэнергетики в России превышает потенциал таких возобновляемых источников энергии, как ветер, солнце и биомасса, вместе взятых. В настоящее время он определен в размере 60 млрд. кВт · ч в год. Но используется этот скрытый потенциал крайне слабо всего на 1 %.

Следует отметить, что использование гидроэлектростанций малых мощностей для России во все не новое, а хорошо забытое старое: в 50 – 60-х гг. в центральной части страны работало несколько тысяч малых ГЭС. К сожалению, в Сибири, в частности в Иркутской области, практики использования энергии малых рек фактически не было, за редким исключением по устройству различных водяных мельниц. Тем не менее, на рубеже 19 и 20 века в Братском районе, на территории Николаевского чугуноплавильного, железодельного и механического завода, была впервые в нашем крае соору-

жена мини-ГЭС для заводских механизмов, в результате чего был достигнут технологический рывок в объемах производимой продукции.

Первый опыт строительства мини-ГЭС и создания настоящей энергосистемы в пределах Иркутской области принадлежит сибирским купцам. Более ста лет назад, в конце 19 века, они привезли в тайгу и установили в районе Бодайбо пять мини-ГЭС суммарной мощностью 2800 кВт. Этого электричества вполне хватало золотодобытчикам.

Рассмотренный выше вариант использования гидроэнергетических ресурсов речки Тарей для электрификации двух посёлков Братского района, безусловно, должен быть тщательно и подробно изучен, экономически и технически обоснован соответствующими специалистами. В рамках данной работы можно лишь предположить, что технический, коммерческий, а тем более конъюнктурный риск (малая вероятность этого риска обусловлена отсутствием конкурентных решений, и многократной разницей в стоимости 1 кВт · ч дизельных установок и микроГЭС) в решении задачи использования энергии речки Тарей для нужд электроснабжения — минимальный из всех существующих вариантов электроснабжения посёлков.

Список литературы

1. *Винокуров М. А., Суходолов А. П.* Водные и гидроэнергетические ресурсы // Экономика Иркутской области: В 4 т. — Иркутск: БГУПЭ, 1998. Т. 1. Глава 1. Географические характеристики.
2. *Мусихина Е. А., Мусихина О. М.* Оценка водных ресурсов территории Иркутской области // Современные наукоемкие технологии. 2010. № 6. С. 95 – 104.
3. *Литкин В. И., Богомбаев Э. С.* Микрогидроэлектростанции: Пособие по применению. Л 61-Б. 2007.
4. *Атлас: Иркутская область. Экологические условия развития.* Москва — Иркутск, 2004.
5. *Бояркин В. М., Бояркин И. В.* География Иркутской области. Сарма, 2011.
6. *Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива. Показатели по территориям.* — М.: ИАЦ Энергия, 2007. 272 с.
7. *Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России // П. П. Безруких, Ю. Д. Арбузов, Г. А. Борисов и др.* — СПб.: Наука, 2002. 314 с.
8. *Политика обеспечения широкомасштабного использования возобновляемых источников энергии для Сибири в новых социально-экономических условиях.* — Иркутск: СЭИ СО РАН, 1992. 158 с.

Поздравление Валерию Михайловичу Шубину

6 октября 2013 г. исполняется 70 лет высококвалифицированному специалисту, владеющему практическим опытом и обширными знаниями в разработке механического оборудования и специальных стальных конструкций гидротехнических сооружений, председателю Правления АО “Специальное проектное и конструкторско-технологическое бюро “Запорожгидросталь” Валерию Михайловичу Шубину.



В 1964 г., после окончания Запорожского гидроэнергетического техникума, В. М. Шубин начал свою трудовую деятельность в Специальном проектно и конструкторско-технологическом бюро “Запорожгидросталь” в качестве техника-конструктора. Без отрыва от производства получил высшее образование и прошел путь от техника-конструктора до председателя правления. За период работы на конструкторских должностях (1964 – 1978 гг.) с его участием и под его руководством разработаны проекты механического оборудования крупных энергетических узлов и мелиоративных систем в Украине, России, Казахстане и за рубежом. Будучи заведующим расчетно-технологическим отделом (1978 – 1986 гг.), большое внимание уделял совершенствованию технической политики, патентно-информационному обеспечению, организации проектирования новой техники. С 1986 по 2007 г. В. М. Шубин работал заместителем директора по экономическим вопросам. В этот период активно занимался улучшением организационной структуры, планово-экономической деятельности, совершенствованием хозяйственного механизма, организацией и внедрением системы менеджмента качества в коллективе, созданием комфортных условий для труда и отдыха сотрудников коллектива и их семей. С 2007 г. В. М. Шубин – председатель правления. Под его руководством успешно реализована

программа реконструкции и модернизации гидроэлектростанций Днепровского каскада с внедрением современных методов инструментального обследования действующего оборудования и разработкой проектов восстановления с минимизацией финансовых затрат. Реализованы проекты комплексов механического оборудования на гидроэлектростанциях Мексики (Эль-Кахон и Ла-Еска), Вьетнама (А-Вуонг и Шрок Фу Миенг), Чили (Ла Игера), Панамы (Байтун и Бахо-де Мина) и др. Введена в эксплуатацию первая очередь Днестров-

ской гидроаккумулирующей станции, машзал которой оборудован козловым краном грузоподъемностью 840 т. На Богучанской ГЭС введены в эксплуатацию козловые краны грузоподъемностью 500 т с комплектом навесного оборудования для обслуживания станции. На завершающей стадии строительства комплекса защитных сооружений г. Санкт Петербурга от наводнений по проекту, разработанному специалистами СПКТБ, осуществлен монтаж уникальных конструкций батопортов плавучего сооружения С-1, перекрывающих судоходный проход шириной 200 м.

В. М. Шубин постоянное внимание уделяет компетентности, профессиональной преемственности в трудовом коллективе, что позволяет в условиях жесткой конкуренции удерживать достойные позиции на мировом энергетическом рынке. Награжден медалью “За трудовую доблесть” (1971 г.), имеет знак “Отличник энергетики и электрификации СССР” (1976 г.).

Коллеги и товарищи по работе, руководители предприятий-партнеров сердечно поздравляют Валерия Михайловича с юбилеем и желают ему крепкого здоровья, неугасающего оптимизма, дальнейших успехов в многотрудной деятельности – покорять новые реки, преодолевать новые рубежи.

Применение резервуаров для повышения надежности тупиковых участков разветвленных сетей водоснабжения (на примере г. Аль-Дивания, Ирак)

Свинцов А. П., доктор техн. наук, Аль-Харами Тами Хаиф
(Российский университет дружбы народов)

Для повышения надежности тупиковых участков водопроводной сети предложено оснастить их резервными емкостями, устанавливаемыми в конце участка. Это позволит обеспечить подачу воды потребителям в период устранения аварии на участке сети.

Ключевые слова: водные ресурсы, обеспечение водой, резервуар, трубопровод, водоснабжение, надежность, авария.

Водные ресурсы и водное хозяйство имеют важнейшее значение в обеспечении устойчивого развития экономики любой страны и в создании условий для санитарно-гигиенической безопасности ее населения. Состояние здоровья людей в значительной степени зависит от обеспечения водой в достаточном количестве и требуемого качества.

Запасы пресной воды в возобновляемых источниках определяют возможности борьбы с болезнями, снижения смертности, достижения санитарно-гигиенической стабильности и безопасности населения.

Исследованиями, выполненными под эгидой ООН, в рамках Десятилетия ООН “Вода для жизни” (2005 – 2015 гг.) установлено, что в недалекой перспективе во многих развивающихся странах возможна существенная нехватка воды. Это вызвано, в частности, демографическим ростом населения и активизацией его мобильности, новыми потребностями, формирующимися под влиянием изменения жизненных условий.

Дефицит воды в мире в 2000 г. находился на уровне 230 млрд. м³ в год, к 2025 г. дефицит пресной воды увеличится до 1,3 – 2,0 трлн. м³ в год. В 2030 г. 47 % населения в мире будет жить под угрозой водного дефицита. В докладе ООН “Вода в меняющемся мире” акцентировано внимание на том, что многие страны уже находятся на пределе возможностей использования водных ресурсов. В докладе подчеркивается, что во многих регионах развивающихся стран сохраняется неравный доступ населения к безопасной питьевой воде.

В условиях увеличивающейся напряженности обеспеченности водными ресурсами важной особенностью использования воды является повышение эксплуатационной надежности водопроводных сетей. Это позволяет снизить величину потерь питьевой воды и уменьшить антропогенную на-

грузку на водные объекты, используемые для нужд водоснабжения.

Основной функцией трубопроводной системы водоснабжения является бесперебойная доставка потребителям требуемого количества воды в любое удобное для них время под требуемым напором. Выполнение указанной функции связано с уровнем технического состояния трубопроводов, которое определяется материалом труб, их прочностными характеристиками, соблюдением технологии укладки, монтажа и эксплуатации и др. Одним из наиболее значимых элементов систем водоснабжения в городах являются трубопроводы. Опыт эксплуатации систем водоснабжения показывает, что основными факторами снижения уровня водообеспечения различных потребителей являются отказы (аварии) участков трубопроводов. Это приводит к потерям воды питьевого качества и ухудшению условий рационального использования водных ресурсов [1].

Многим городам Ближнего Востока [2], как и большинству типичных городов Ирака, характерна комбинированная схема сети водоснабжения, при которой центральная часть города имеет кольцевые участки или участки с перемычками, а периферийные районы снабжаются водой по разветвленным участкам. Для оценки уровня эксплуатационной надежности трубопроводов авторами выполнен анализ технического состояния сетей водоснабжения города Аль-Дивания.

Г. Аль-Дивания является административным центром мухафазы Кадисия, расположен на берегу р. Хилла (приток р. Евфрат). Население составляет около 400 тыс. человек. Водоснабжение города осуществляется по комбинированной схеме трубопроводной сети: от насосной станции I подъема по чугунному водоводу в две линии диаметром 500 мм, длиной 6 км вода подается на станцию водоподготовки с резервуарами чистой воды. Из резервуаров чистой воды насосной станцией II подъема питье-

вая вода подается по напорному водоводу из чугунных труб диаметром 400 мм, длиной 9 км. Магистральные трубопроводы выполнены в основном из стальных и пластмассовых труб диаметром 160 – 350 мм, а периферийные участки выполнены из стальных труб диаметром 110 мм, общей длиной 570 км. Возраст трубопроводов составляет от 25 до 40 лет. Общая протяженность трубопровода, подлежащего замене, составляет 400 км (70 %). В 2011 г. произведена замена всего 5 км. Анализ данных управления по водоснабжению и канализации г. Аль-Дивания показывает, что длина поврежденных и требующих замены участков трубопроводов диаметром 110 мм в различных районах города различна при одинаковом сроке их эксплуатации и колеблется от 18 до 100 % при среднем значении 44,2 %. Средняя длина поврежденных участков, составляющая 44,2 %, свидетельствует о крайне тяжелом техническом состоянии сетей водоснабжения.

Исследованиями установлено, что повреждения на трубопроводах сети водоснабжения г. Аль-Дивания происходят не только в зависимости от порядка и состава технической эксплуатации, но и под влиянием внешних по отношению к сети факторов: недостаточной обеспеченности материальными ресурсами и квалифицированным персоналом, механических воздействий от движения тяжелой военной техники. Многие факторы, определяющие надежность трубопроводной сети водоснабжения г. Аль-Дивания, в настоящее время невозможно прогнозировать и регулировать для снижения их воздействия на общую повреждаемость трубопроводов при существующих условиях эксплуатации.

Значительный объем повреждений и разрушений на водопроводных сетях привел к снижению доступа населения к питьевой воде, подаваемой централизованной системой водопровода, а также распространению болезней, переносимых и передаваемых водой. В связи с этим требуются мероприятия по повышению надежности и безотказности важнейшего элемента жизнеобеспечения населения г. Аль-Дивания.

Для оценки эксплуатационных показателей надежности использованы данные статистической информации, полученной в управлении водоснабжения и канализации. По данным эксплуатации интенсивность отказов составляет: $\lambda_{\min}^* = 0,27$ 1/год · км; $\lambda_{\max}^* = 0,52$ 1/год · км; $\lambda_{\text{ср}}^* = 0,38$ 1/год · км. Вероятность безотказной работы составляет: $P_{\min}^* = 0,69$; $P_{\max}^* = 82$; $P_{\text{ср}}^* = 0,76$.

При низких темпах реновации (1,2 % в год от потребности) система водоснабжения города постепенно выйдет из строя. При этом вероятность

безотказной работы периферийных участков сети будет снижаться по экспоненциальному закону.

По известным характеристикам надежности элементов сети вычисляем показатели надежности участка сети в комплексе. Показатели безотказности трубопроводов диаметром 110 мм при общей длине 570 км не отражают уровня надежности отдельных участков (разветвлений). Для оценки надежности таких участков приняты два наиболее типичных участка длиной $l_1 = 3,6$ км; $l_2 = 4,2$ км.

Формулировка отказа: $P_{\text{ср}}^*(t) > 0,5$. Снижение вероятности безотказной работы ниже 0,5 считать отказом участка трубопровода водоснабжения.

Особенность тупиковых участков сети заключается в том, что они состоят из основных элементов, а резервные элементы отсутствуют. Отказ любого из элементов приводит к отказу участка в целом.

На основе эксплуатационных данных вычислены интенсивности отказов и вероятности безотказной работы. Интенсивность отказов для стального трубопровода диаметром 110 мм, длиной 3,6 км: $\lambda_{\min}^* = 0,28$ 1/год · км; $\lambda_{\max}^* = 0,83$ 1/год · км; $\lambda_{\text{ср}}^* = 0,58$ 1/год · км.

Вероятность безотказной работы: $P_{\min}^* = 0,43$; $P_{\max}^* = 0,76$; $P_{\text{ср}}^* = 0,57$ с доверительной вероятностью $p = 0,80$ по критерию Стьюдента.

Наиболее часто встречающимися повреждениями являются свищи и механические повреждения. Свищи в трубах образуются из-за коррозии. Общие механические повреждения вызваны внешними воздействиями от движущегося тяжелого транспорта, взрывов при боевых действиях или террористических актов. Распределение повреждений на участке стального трубопровода показывает, что наибольшее внимание следует уделить решению проблемы реновации трубопровода и его защиты от внешних механических воздействий.

Данное обстоятельство особенно значимо для условий чрезвычайно низких темпов реновации трубопроводов диаметром 110 мм — 0,009 % в год от потребности. В связи с этим представляет интерес оценка возможного уровня безотказности стального трубопровода в пятилетней перспективе эксплуатации при существующих темпах реновации. Диаграмма изменения вероятности безотказной работы тупикового участка стального трубопровода диаметром 110 мм, длиной 3,6 км представлена на рис. 1. Из диаграммы видно, что в среднем гарантированная работа участка ожидается в течение первого (от начала отсчета) года эксплуатации. В дальнейшем даже при минимальном значении интенсивности отказов участок откажет через два с половиной года.

Для участка трубопровода диаметром 110 мм, длиной 4,2 км: $\lambda_{\min}^* = 0,24$ 1/год · км; $\lambda_{\max}^* =$

$= 0,71$ 1/год · км; $\lambda_{\text{ср}}^* = 0,50$ 1/год · км. Вероятность безотказной работы: $P_{\text{min}}^* = 0,49$; $P_{\text{max}}^* = 0,79$; $P_{\text{ср}}^* = 0,62$ с доверительной вероятностью $P = 0,80$ по критерию Стьюдента. Получение значения вероятностей безотказной работы превышает условие сформулированного отказа по среднему значению на 19,4 %.

Надежность хозяйственно-питьевого водоснабжения населения в значительной степени зависит от принятой технологической схемы транспортирования воды. В условиях эксплуатации наиболее эффективным методом обеспечения надежности работы системы является метод, позволяющий как можно дольше сохранять работоспособность системы и снизить влияние отказов на выполнение функции водоснабжения. Практика эксплуатации систем водоснабжения показывает, что повышение надежности работающих систем водоснабжения наиболее эффективно может быть достигнуто реализацией таких мероприятий [3, 4] как:

регламентные работы, регулярные осмотры сети;

создание системы восстановления отказавшего оборудования, состоящей из диагностического комплекса, комплектов запасных элементов, производственных бригад;

обеспечение системы или отдельных участков запасными емкостями.

Одним из наиболее эффективных мероприятий по повышению надежности водоснабжения населения является создание резервуаров чистой воды [5]. По экспертным оценкам специалистов общая емкость резервуаров чистой воды в г. Аль-Дивания составляет 18,1 тыс. м³ (27 % от среднесуточного водопотребления). Применение резервуаров чистой воды позволяет обеспечить ее подачу потребителям даже при полном временном прекращении подачи воды участком сети. При этом для условий городов Ирака в период острейшего дефицита материально-технических ресурсов наиболее предпочтительной (с технической точки зрения) схемой является установка резервуара в конце разветвленной линии.

Наличие резервных емкостей в конце тупиковых участков трубопроводной сети будет способствовать повышению обеспеченности населения водой питьевого качества, выравниванию режима работы всей системы, сокращению энергетических затрат.

В случае возникновения отказа на тупиковом участке трубопроводной сети, не имеющем перемычек, наличие резервной емкости существенно снизит вероятность прекращения подачи воды потребителям, расположенным после места аварии. Внешний вид запасных резервуаров представлен на рис. 2.

С учетом того, что подача воды по трубопроводу осуществляется с перебоями, обусловленными отказами, объем резервной емкости определяется по формуле

$$W = Q_{\text{сут.макс}} \cdot (1 - e^{-\lambda t}) \left[1 - \left(\frac{1}{k_H} \right)^{k_C} \right], \quad (1)$$

где $Q_{\text{сут.макс}}$ — расход воды жилым районом в сутки максимального водопотребления, м³/сут; $1 - e^{-\lambda t}$ — вероятность отказа участка трубопровода; λ — интенсивность отказов участка трубопровода; t — время наработки; k_H — коэффициент неравномерности подачи воды; k_C — коэффициент часовой неравномерности потребления воды.

Коэффициент неравномерности подачи воды k_H характеризует соотношение интенсивности отказов λ и восстановления μ участка трубопровода. Величина коэффициента неравномерности подачи воды трубопроводом определяется по формуле

$$k_H = \frac{\lambda}{\mu}. \quad (2)$$

Вероятность отказа участка трубопровода определяется на основе данных эксплуатации. При этом процесс изменения вероятности пребывания трубопровода в различных состояниях может быть представлен системой дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dP_0(t)}{dt} = -\sum_{i=1}^n \lambda_i P_0(t); \\ \frac{dP_1(t)}{dt} = -\sum_{i=1}^n \lambda_i P_1(t), \end{cases} \quad (3)$$

где $P_0(t)$ — вероятность нахождения участка трубопровода в рабочем состоянии (0) за время t от начала наблюдения; $P_1(t)$ — вероятность отказа в состоянии 1 за время t ; λ_i — интенсивность отказов трубопровода.

При граничных условиях, когда в начале отсчета времени участок трубопровода находится в работоспособном состоянии (0) вероятность безотказной работы $P(0) = 1$, а $P_1(0) = 0$. Тогда вероятность безотказной работы в момент времени t определяется по формуле

$$P(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}. \quad (4)$$

Вероятность отказа определяется по формуле

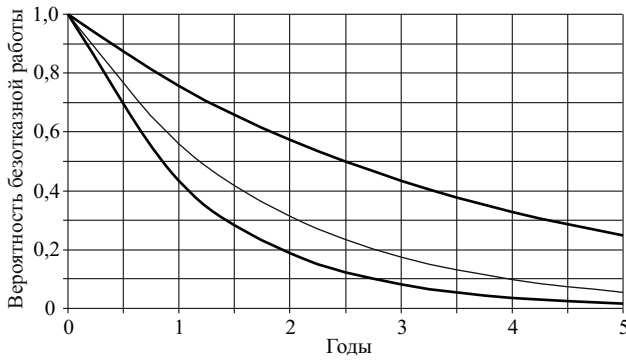


Рис. 1. Изменение вероятности безотказной работы стального трубопровода диаметром 110 мм, длиной 3,6 км

$$Q(t) = 1 - e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t} \quad (5)$$

Если $\lambda_i = \lambda = \text{const}$, то вероятность безотказной работы участка трубопровода и вероятность его отказа определяются по формулам

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

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (7)$$

Появление повреждений на трубопроводах представляет собой случайный процесс, так как время и место их образования не могут быть предусмотрены заблаговременно. Для повышения надежности водоснабжения населения целесообразно установить регулируемую емкость в конце линии, что позволяет рассматривать систему “трубопровод — резервуар — потребитель”.

Определение объема резервуара чистой воды производим в предположении, что трубопровод подает воду равномерно в течение суток. С учетом того, что подача воды фактически неравномерна и характеризуется коэффициентом неравномерности k_H , объем резервуара для аварийного запаса воды определяется по формуле

$$W = Q_{\text{сут. max}} \left[1 - \left(\frac{1}{k_H} \right)^{k_{\text{ч}}} \right] \quad (8)$$

При граничных условиях, когда вероятность отказа в некоторый период времени $Q_{\text{отк}} = 1$, трубопровод подает заданный расход воды. В момент возникновения отказа подача воды по трубопроводу прекращается. После отказа участка трубопровода вода потребителям подается из резервной емкости, установленной в конце тупикового участка. С учетом вероятности отказа участка трубопровода



Рис. 2. Внешний вид запасных резервуаров

объем резервной емкости определяется по формуле (1).

Таким образом, одним из основных методов повышения надежности трубопроводных сетей водоснабжения является метод резервирования, который позволяет повысить обеспеченность населения водопроводной водой. В этом случае вероятность безотказной подачи воды населению определяется по формуле [4]

$$P(t) = e^{-\frac{[\lambda_p \gamma_b (1 + \gamma_p) + \lambda_b \gamma_p (1 + \gamma_b)] t}{(1 + \gamma_b)(1 + \gamma_p) + \gamma_p (1 + \gamma_p) + \gamma_b (1 + \gamma_b)}}; \quad (9)$$

$$\gamma_b = \frac{\lambda_b}{\mu_b}; \quad \gamma_p = \frac{\lambda_p}{\mu_p},$$

где λ_b, λ_p — интенсивность отказов трубопровода и резервуара соответственно; $\lambda_b = \sum \lambda_i l_i$; μ_b, μ_p — интенсивность ремонта трубопровода и резервуара соответственно; t — расчетный период, за который определяется безотказность подачи воды населению.

Если условия работы участка сети водоснабжения такие, при которых $\mu_p = \mu_b$, то вероятность бесперебойной подачи воды может быть определена по приближенной формуле [4]

$$P(t) = e^{-\left(\frac{2\lambda_b \lambda_p t}{\mu_p} \right)}. \quad (10)$$

При устройстве резервуара чистой воды в конце линии и одновременной организацией надлежащей эксплуатации, осуществляющей устранение аварий и повреждений с интенсивностью μ , возможно существенно (в $2\gamma_p$ раз) снизить интенсивность отказов подачи воды потребителям на данном участке и резко увеличить бесперебойность подачи воды.

Системы водоснабжения в городах Ирака функционируют в условиях перебоев подачи воды на от-

носителем длительное время. Бесперебойное действие тупикового участка трубопровода возможно при наличии в его конце резервной емкости, где хранится запас воды на случай образования аварии (отказа). Объем резервной емкости необходимо определять с учетом наиболее неблагоприятных условий функционирования системы.

Таким образом, резервуар, установленный в конце тупиковой линии водоснабжения, позволит обеспечить потребителей водой в случае возникновения отказа (аварии) на его участке. Одной из особенностей представленной схемы повышения надежности участка водоснабжения является высокая первоначальная стоимость запасного резервуара чистой воды. В то же время для условий Ирака такой метод повышения надежности водоснабжения

представляет значимый интерес, так как позволяет существенно улучшить условия доступности водопроводной воды для населения.

Список литературы

1. *Свинцов А. П., Аль-Харам Тами Хаиф.* Оценка надежности трубопроводов систем водоснабжения и водоотведения в городах Ирака // Вестник РУДН. Инженерные исследования. 2011. № 2. С. 5 – 10.
2. *Свинцов А. П.* Water Resources as Basis for drinking Water Supply // Hydrotechnical Construction. 2001. № 4. С. 42 – 46.
3. *Абрамов Н. Н.* Надежность систем водоснабжения. — М.: Стройиздат, 1979. 231 с.
4. *Ильин Ю. А.* Надежность водопроводных сооружений и оборудования. — М.: Стройиздат, 1985. 240 с.
5. *Свинцов А. П.* Оптимизация режимов работы регулирующих емкостей // Водоснабжение и санитарная техника. 1989. № 11. С. 21 – 22.



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

г. Москва, Российская академия наук, 22-23 октября 2013 г.

По инициативе Российской академии наук (РАН) и Некоммерческого Партнерства "Научно-технический совет Единой энергетической системы» в период с 22 по 23 октября 2013 г. в г. Москве состоится Первый Международный научно-технический форум **«ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ» (REENFOR-2013)**.

Организаторами Форума являются Научный совет РАН по комплексным проблемам энергетики, Научный совет РАН по нетрадиционным возобновляемым источникам энергии, Научный Совет РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Некоммерческое партнерство «Агентство научных и деловых коммуникаций» (НП «АНДК»).

Ожидается, что Форум пройдет при поддержке Комитета Государственной Думы РФ по энергетике, Министерства образования и науки РФ, Министерства энергетики РФ, Министерства экономического развития РФ, Министерства регионального развития РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Министерства Российской Федерации по развитию Дальнего Востока, других министерств и ведомств, ответственных за эффективное развитие использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в различных секторах экономики и в регионах России, а также Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ).

В Форуме планируется участие представителей ведущих энергетических компаний России: ОАО «РусГидро», ОАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «Российские железные дороги», ОАО «Росатом», ОАО «Лукойл», ОАО НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Российские сети», ОАО «РАО ЭС Востока» и других компаний различных отраслей топливно-энергетического комплекса из разных регионов России.

Ожидается, что партнерами Форума станут государственные фонды и институты развития: ОАО «РВК», Государственная корпорация «Внешэкономбанк», Фонд «Сколково», ОАО «РОСНАНО», Технологические платформы, реализующие проекты в области ВИЭ, и другие. Партнерами Форума выразили готовность стать Международная финансовая корпорация (IFC) и Некоммерческое Партнерство по организации международных исследований и проектов в области энергетики "Глобальная энергия".

Спецификой Форума является его концентрация на рассмотрении проблем повышения эффективности практического использования передовых технологий возобновляемой энергетики, улучшения их энергетических и экономических показателей в различных климатических и социально-экономических условиях, анализе лучших практик использования ВИЭ в России. Этим аспектам, на большей части известных форумов, как правило, необходимого внимания не уделялось.

В работе Форума ожидается участие представителей ведущих международных организаций, научных центров и зарубежных компаний, активно работающих в области возобновляемой энергетики. Международный характер Форума обусловлен целесообразностью ознакомления с зарубежным опытом разработок и практического освоения ВИЭ. Установление более тесного научно-технического и делового сотрудничества с фирмами, проявляющими интерес к участию в развитии ВИЭ в России, позволит также обсудить вопросы их участия в создании головных образцов энергоустановок на ВИЭ на территории Российской Федерации.

В рамках Форума будут организованы пленарные заседания, круглые столы и презентации компаний и региональных представителей по актуальным проблемам разработки и практического использования технологий преобразования энергии солнечного излучения, энергии ветра, энергии биомассы, энергии малых водных потоков, геотермальной энергии, природного и сбросного низкопотенциального тепла с помощью тепловых насосов, других возобновляемых источников энергии с получением электроэнергии, тепла и холода.

Планируется также проведение научно-организационных мероприятий и обсуждение стратегических программ исследований и разработок в области ВИЭ Технологических платформ «Перспективные технологии развития возобновляемой энергетики», «Малая распределенная энергетика», «Биоэнергетика», «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности». Рассматривается возможность организации молодежной секции Форума.

ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ ФОРУМА:

- Роль и место возобновляемых источников энергии в развитии централизованной, региональной и автономной энергетики. ВИЭ в Энергетической стратегии России;
- Техничко-экономические показатели перспективных технологий энергетического использования ВИЭ с учетом региональных и природно-климатических условий их использования и особенностей потребителей. Лучшие отечественные и зарубежные практики;
- Механизмы стимулирования развития ВИЭ. Роль федеральных и региональных органов управления, отечественных и международных финансовых институтов;
- Проблемы подготовки специалистов в области возобновляемой энергетики в России;
- Приоритетные проекты развития ВИЭ в рамках Технологических платформ «Перспективные технологии возобновляемой энергетики», «Малая распределенная энергетика», «Биоэнергетика», «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» (обсуждение в рамках Круглых столов).

Предполагается, что работа Форума будет организована на регулярной основе с проведением ежегодных сессий, специализированных совещаний, семинаров и других мероприятий с целью обобщения и распространения информации и научно-технического содействия успешному развитию практического использования ВИЭ в России и за ее пределами.

ОЖИДАЕМОЕ КОЛИЧЕСТВО УЧАСТНИКОВ: около 300 человек.

Секретариат форума:

Тел./факс: +7 495 984 81 25; e-mail: conference@andk.ru; Web: www.andk.ru

Ответственный секретарь: Оксана Гороховская

Тел./факс: +7 495 984 81 25, +7 985 924 13 73; e-mail: o.gorokhovskaya@andk.ru

В секретариат Форума следует обращаться по всем вопросам участия в Форуме, спонсорства и партнерства, при заказе дополнительных услуг (гостиницы, трансферы, культурная программа).

Информация о ходе подготовки Форума и условиях участия на сайте: www.reenfor.org

Сопредседатели Программного комитета Форума

Академик-секретарь отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, директор Объединенного института высоких температур РАН, академик

В.Е. Фортв



Президент НП «НТС ЕЭС», Президент Международной энергетической академии, Президент Корпорации «ЕЭЭК», член-корреспондент РАН

А.Ф. Дьяков



СПРАВКА

(предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи)

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю, что я, _____

автор (соавтор) статьи _____

уведомлён об ответственности за использование в статье таких материалов, защищённых авторским правом, как цитаты, воспроизведённые данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

В связи с тем, что издательство “Springer” издаёт новый журнал на английском языке “Power Technology and Engineering”, статьи для которого будут отбираться из журналов “Электрические станции” и “Гидротехническое строительство”, я подтверждаю передачу прав издательству “Springer” на перевод статьи на английский язык и опубликование в печатном и электронном виде названной статьи в журнале “Power Technology and Engineering”, а также распространение её во всех странах мира в случае, если статья будет выбрана для печати в этом издании, и сообщаю, что такая передача указанных прав не нарушает авторских прав других лиц и организаций.

Подпись автора _____ « ____ » _____ 201_ г.

Ф.И.О. _____

Адрес _____

Место работы _____

Тел. _____

Факс _____

E-mail, который может быть размещён в свободном доступе на сайте журнала для общения читателя с автором статьи _____

E-mail для переписки с редакцией _____

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ РУКОПИСИ СТАТЬИ

Статью в редакцию журнала “Гидротехническое строительство” можно направить по адресу: **109044, г. Москва, Воронцовский переулок, дом 2, стр. 1. ЗАО НТФ «Энергопрогресс»** или по E-mail: **gts1930@yandex.ru**

Статья должна отвечать следующим требованиям.

1. Статью необходимо сопроводить письмом с указанием *сведений об авторах* (фамилия, имя и отчество полностью, место работы, ученая степень и должность, служебный и домашний адреса, номера домашнего и служебного телефонов), *краткой аннотацией*.

2. Принимаются к рассмотрению: статьи, напечатанные *на машинке* (на одной стороне листа через два интервала с полями 3 – 4 см), в двух экземплярах или один экземпляр распечатки статьи, набранной *на компьютере* (шрифт не менее 14 пт с полуторным межстрочным интервалом), плюс электронная версия статьи на диске (3,5" или CD) или по E-mail.

Страницы текста должны быть пронумерованы. После названия статьи и перечисления авторов (с указанием ученой степени, должности и места работы каждого) необходимо дать краткую аннотацию (3 – 5 строк) и ключевые слова к статье.

3. *Рисунки* представляются отдельно в двух экземплярах, их нельзя вклеивать в текст. В тексте (на полях) приводятся лишь ссылки на номера рисунков. Следует учитывать, что при печати рисунки уменьшаются, поэтому детали их не должны быть мелкими, однако размер каждого рисунка не должен превышать 200 × 290 мм.

Все *чертежи* выполняются в соответствии с действующими стандартами, аккуратно и четко. *Графики* должны быть выполнены в координатах в единицах измерения СИ (обязательных). Графики или кривые зависимости, если их на рисунке несколько, а также отдельные детали на чертежах, узлы и линии на схемах следует обозначать цифрами (позициями) или буквенными обозначениями. Сокращение слов не допускается.

Фотоснимки с четким контрастным изображением и хорошо проработанными деталями представляются в двух экземплярах, на одном из которых не должно быть никаких надписей и позиций.

4. *Формулы* должны быть четко написаны в отдельные строки (а не в текст). При этом прописные (большие) буквы подчеркиваются двумя черточками снизу, а строчные (маленькие) – двумя черточками сверху. Греческие буквы обводятся красным карандашом, латинские – синим. Индексы пишутся ниже строки, показатели степени – выше. На полях рукописи делаются пометки, поясняющие, какие буквы являются русскими, какие – латинскими, делается разметка букв [на полях или рядом пишется слово “буква” О, З, Ч, I (латинская), П, Ш, У в отличие от цифр 0, 3, 4, I, II, III, V] в типах оборудования и других случаях. Если формулы набраны на компьютере, но их элементы имеют двоякое прочтение, они должны быть размечены так же, как и при написании вручную.

5. *Таблицы* не должны быть громоздкими, все наименования необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах и в тексте должны быть в единицах измерения СИ (обязательных).

6. Статья должна завершаться *конкретными выводами*, в которых в лаконичной форме (по пунктам) излагаются результаты работы и предложения автора, вытекающие из изложенного материала.

7. *Список литературы* приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В списке указывается:

а) для *журнальных статей* – фамилия и инициалы всех авторов, название статьи, журнала, год издания, номер журнала (том);

- б) для книг – фамилия и инициалы всех авторов, название книги, издательства, год издания;
- в) для сборников и продолжающихся изданий – фамилия и инициалы всех авторов конкретной статьи, ее название, название сборника или издания, город, издательство, год, выпуск;
- г) для других видов изданий перечисляются идентичные библиографические данные.

В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы, материалы служебного пользования, а также мало распространенные издания и материалы, отпечатанные литографическим или подобным ему способом.

Технические требования к электронной версии статьи. Текст статьи должен быть набран на PC-совместимом компьютере (не Mac) с использованием базовых шрифтов Windows. Рисунки необходимо выполнить в форматах EPS, CDR, BMP, TIFF или JPEG и предоставить отдельными файлами (нельзя заверстывать рисунки в текст статьи). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, а фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением не менее 300 dpi.

Сдано в набор 25.07.2013. Подписано в печать 26.09.2013. Формат 60×84 1/8.

Печать офсетная. Печ. л. 8,5. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве “Фолиум”
127411, Москва, Дмитровское ш. 157, тел/факс (499) 288-0828

Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** info@folium.ru

Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”
