



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.

№ 1

январь

2013

Содержание

Проектирование, строительство, эксплуатация

- Глаговский В. Б., Радченко В. Г. Новые тенденции в строительстве грунтовых плотин 2
- Александровский А. Ю., Борщ П. С. Прогнозирование выработки электроэнергии на гидроэлектростанции. 9
- Савич А. И., Ильин М. М., Ёлкин В. П., Речицкий В. И., Басова А. Б. Инженерно-геологическая и геомеханические модели массива пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС 16
- Баделин А. С., Власкин В. А., Александрия Ю. В. Концепция проекта Сибирячихинской МГЭС в Алтайском крае 30
- Бухарцев В. Н., Нгуен Тхай Хоанг. Учет граничных условий при оценке устойчивости однородных грунтовых откосов 36

Дискуссии

- Василевский А. Г., Козлов А. Б. Отклик на комментарии [В. И. Бронштейна] и А. Г. Бугаевского “О динамической безопасности гидротехнических сооружений” [1] 44
- Круглый стол 46
- Поздравление М. М. Шерману 50
- Поздравление С. Я. Лащёнову 51
- Поздравление В. Д. Новоженину 52
- Поздравление А. П. Паку 53

Хроника

- Новости гидроэнергетики и гидротехники 54

Новые тенденции в строительстве грунтовых плотин

Глаговский В. Б., Радченко В. Г. (ОАО "ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева")

Приведены данные о состоянии строительства гидротехнических сооружений во всех странах мира.

Ключевые слова: плотина, надежность, укатанный бетон.

Строительство плотин и водохранилищ является одним из важнейших направлений народнохозяйственной деятельности практически во всех странах мира, так как именно они обеспечивают нормальное функционирование гражданского и промышленного водоснабжения, сельское хозяйство, энергетику, судоходство и т.д.

Однако далеко не везде строительство гидротехнических сооружений осуществляется одинаково успешно. Имеется целый ряд стран, для которых дефицит воды и электроэнергии является исключительно важной проблемой. Острота этих проблем с годами нарастает, что усугубляется изменением климата, увеличивающимся количеством катаст-

Т а б л и ц а 1

Страны, в которых в 2012 г. в строительстве находилось более пяти плотин выше 60 м [4]

Континент	Страна	Кол-во плотин, шт.	Типы плотин													
			PG		RCC		VA		ER		ER+		CFRD		TE	
			к-во	H _{макс} , м	к-во	H _{макс} , м	к-во	H _{макс} , м	к-во	H _{макс} , м	к-во	H _{макс} , м	к-во	H _{макс} , м	к-во	H _{макс} , м
Азия	Вьетнам	22	3	170	15	139	-	-	2	100	-	-	1	64	1	60
	Индия	8	7	116	-	-	-	-	-	-	1	163	-	-	-	-
	Иран	55	-	-	6	158	7	315	20	182	-	-	2	128	20	150
	Китай	91	2	161	35	202	8	305	2	295	11	109	33	224	-	-
	Малайзия	5	-	-	3	146	-	-	-	-	-	-	1	207	1	78
	Мьянма	7	-	-	1	99	-	-	5	161	-	-	-	-	1	79
	Саудовская Аравия	5	3	95	-	-	-	-	-	-	2	101	-	-	-	-
	Турция	26	1	195	5	165	1	247	10	168	-	-	6	140	3	66
	Япония	15	6	119	6	110	-	-	3	132	-	-	-	-	-	-
Африка	Марокко	7	-	-	3	98	-	-	1	71	-	-	3	109	-	-
Европа	Греция	6	1	66	-	-	-	-	3	145	-	-	-	-	2	75
	Испания	8	5	95	1	103	-	-	-	-	-	-	1	108	1	85
	Италия	5	2	118	1	78	-	-	1	78	-	-	-	-	1	108
Северная Америка	Мексика	5	-	-	3	130	-	-	-	-	-	-	2	208	-	-
Южная Америка	Бразилия	6	2	110	2	120	-	-	-	-	-	-	1	62	1	87
Всего		271	32		81		16		47		14		50		31	

Обозначения: PG – бетонные гравитационные; RCC – из укатанного бетона; VA – арочные; ER – каменно-земляные; ER+ – каменнонабросные с асфальтобетонными диафрагмами; CFRD – каменнонабросные с железобетонными экранами; TE – земляные плотины.

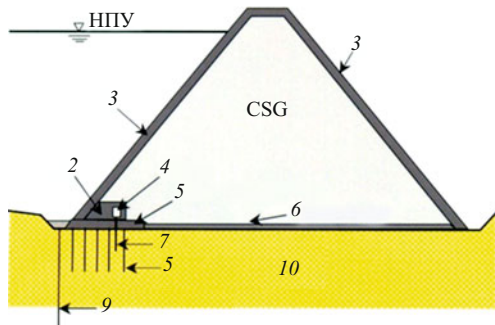


Рис. 1. Типовое поперечное сечение плотины CSG

1 – тело плотины из смеси CSG; 2 – бетонный блок; 3 – защитный слой бетона; 4 – галерея; 5 – бетон повышенной водонепроницаемости; 6 – смесь CSG с повышенным содержанием цемента; 7 – дренаж; 8 – площадная цементация; 9 – цементационная завеса; 10 – грунт основания

роф, связанных с паводками, засухами и такими природными катаклизмами, как землетрясения, цунами и пр. [1, 2].

В этой связи в Японии (в Киото) в июне 2012 г. во время проведения 24-го Конгресса Международной комиссии по большим плотинам принята Всемирная Декларация “Роль водохранилищ в обеспечении устойчивого развития” [3]. В Декларации содержится призыв активнее развивать мировую водноэнергетическую инфраструктуру по всем ее направлениям, что необходимо для устойчивого и быстрого развития экономик всех стран.

Международный журнал “HydroPower & Dams” в своем ежегодном приложении “Atlas” публикует подробные данные о состоянии строительства гидротехнических сооружений во всех странах мира, в том числе гидроузлов с плотинами выше 60 м [4]. В табл. 1 приведены сведения о 15 странах, в которых это строительство идет наиболее интенсивно. Среди них Китай, Иран, Турция, Вьетнам, Япония и др. Китай занимает первое место по количеству строящихся гидроузлов – 91, из которых 53 плотины выше 100 м, 24 – выше 150 м, 13 – выше 200 м, 6 – выше 250 м и 1 – выше 300 м.

По данным табл. 1 можно судить о тенденциях в выборе типов плотин при их строительстве. Для бетонных – это гравитационные и арочные, которые возводят в основном с применением технологии укатанного бетона. Среди плотин из грунтовых материалов предпочтение отдают каменнонабросным плотинам с железобетонными экранами и асфальтобетонными диафрагмами, а также традиционным каменно-земляным плотинам с глинистыми ядрами. Такое положение характерно практически для всех стран, в том числе для Японии, где активно ведется строительство плотин и успешно применяют все известные их типы.

Плотиностроение в Японии интересно тем, что играет в экономике страны, которая находится на третьем месте в мире, исключительно важную роль

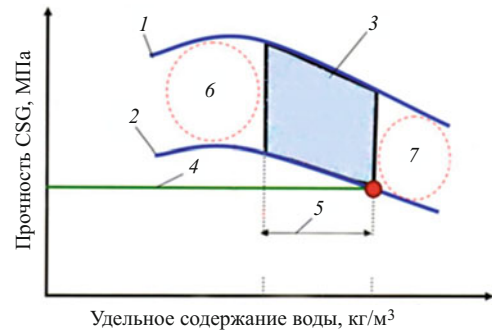


Рис. 2. Рабочая область прочности материала CSG, превышающая заданную проектную прочность

1 – смесь с наиболее крупным гранулометрическим составом; 2 – смесь с наименее крупным гранулометрическим составом; 3 – рабочая область смеси CSG, превышающая заданную проектную прочность; 4 – величина проектной прочности CSG; 5 – диапазон удельного содержания воды, гарантирующей заданную прочность; 6 – область показателей прочности при недостатке воды; 7 – область показателей прочности при избытке воды

практически во всех областях деятельности, особенно в сельском хозяйстве. Гидроэнергетика в общем объеме производства электроэнергии в настоящее время составляет не более 7 – 8 %. Гидроузлы делятся на ирригационные и многофункциональные. Всего в стране на начало 2011 г. зарегистрировано 2680 больших плотин, из которых 1590 – из грунтовых материалов, а 1090 – бетонные и из каменной кладки.

Исходя из особой значимости плотиностроения для страны, в Японии постоянно ведутся большие исследования с целью дальнейшего совершенствования гидротехнического строительства и поиска инновационных решений. Например, в течение последнего десятилетия проводились такие исследования по совершенствованию технологии возведения плотин из укатанного бетона, по технологии укладки самоуплотняющихся бетонов, по пропуску наносов через гидроузлы при заилении водохранилищ, по разработке новых конструкций рыбоходов и еще по многим другим направлениям [5 – 7]. Среди новых решений особенно выделяется одно, связанное с разработкой, исследованием и внедрением в строительную практику нового типа плотины из грунто-цементной смеси (цемент, песок, гравий) – плотины CSG [8 – 12]. Новый тип плотины представляет собой плотину трапецеидального профиля из жесткой грунтоцементной смеси, возводимую слоями с вибрационным уплотнением. В процессе внедрения нового типа плотины в производство были проведены детальные исследования свойств как самих смесей на разных этапах ее приготовления, так и отвердевшего материала тела плотин, а также напряженно-деформированного состояния, прочности и устойчивости самих плотин. К настоящему времени кроме большого количества различных вспомогательных сооружений – перемычек и дамб – в стране построены плотины Тобетсу и Оку-

куби высотой 52,4 и 39 м. В строительстве находится еще ряд таких же плотин, среди которых плотина высотой 95 м, и несколько плотин проектируют. Преимущество нового типа плотин в конкретных экономических условиях Японии выразилось в большей экономичности и надежности по сравнению с традиционными типами, которые могли бы быть построены в тех же створах.

История строительства плотин CSG в Японии в хронологическом порядке представлена в табл. 2, где показано, как этот процесс развивался начиная

с 1992 г. от перемычки на гидроузле Нагашима до плотины Окукуби, построенной в 2011 г.

Общий вид конструкции плотины представлен на рис. 1. Основной объем тела выполнен из уплотняемой виброкатками смеси, состоящей, как указывалось выше, из песка, гравия и цемента с добавлением воды. Внешние грани плотины защищены оболочкой из прочного бетона повышенной водонепроницаемости толщиной $1,5 \div 2,0$ м. У основания плотины со стороны верхнего бьефа создают бетонную конструкцию (блок) из качественного бе-

Т а б л и ц а 2

Примеры применения метода CSG на гидротехнических объектах Японии

Наименование плотины	Часть сооружения	Годы строительства	Характеристика объекта			Исходные грунтовые материалы	Примечание
			объем, м ³	высота, м	длина гребня, м		
Нагашима	Верх. перемычка	1992	22900	14,9	86,5	Речной гравий	Первое применение метода
Чубетсу	Верх. перемычка	1994	2376	4	60	Речной гравий	–
Кубусугава	Верх. перемычка	1994	13650	12	76,5	Речной гравий	–
Суриками-гава	Верх. перемычка	1995 – 1996	14500	21,5	115	Скальный грунт из дренажного туннеля	
Мийагасе	Защита откосов	1995 – 1996	92270	72	30 – 300	Выветрелая горная порода в карьере	
Уназуки	Тело плотины, дорога	1997	5000	3	300	Речной гравий	
Кавабе	Противофильтрационная стенка	1998	–	11,5	38,2	Скальная выемка в основании	
Нагашима	Стенка для контроля наносов	1999	23100	33	127	Речной гравий	
Хаизука	Верх. перемычка	2000	19500	13,5	100	Речной гравий	
Накакоба	Верх. перемычка	2002	4600	7,6	66,5	Скальный грунт из дренажного туннеля	
Наканохо	Верх. перемычка	2002	1600	7,0	36,8	Скальная выемка в основании	
Хироками	Верх. перемычка	2002	2500	6,5	38	Скальная выемка в основании	
Инаба	Противофильтрационная стенка	2002	$t = 0,5$ м 203500	–	–	Речной гравий, скала из основания, выветрелая скала из карьера	
Тайхо	Противофильтрационная стенка	2003 – 2004	33850	30	110,5	Выветрелая скала из карьера	
Хаизука	Вспомогательная плотина	2004 – 2005	31300	13,5	146	Речной гравий	
Икирики	Верх. перемычка	2004	3300	–	–	Выветрелая скала из основания	
Касегава	Вспомогательная плотина	2009 – 2010	68000	29,3	116,2	Выветрелая скала из карьера	Плотина CSG
Тобетсу	Основная плотина	2009 – 2010	813000	52,4	432,0	Речной гравий	Плотина CSG
Окукуби	Основная плотина	2010 – 2011	339000	39,0	400,0	Материал из карьера	Плотина CSG

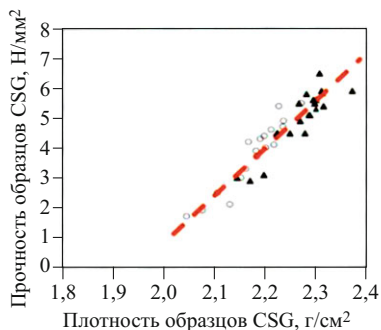


Рис. 3. Зависимость прочности образцов от их плотности: ○ – виброуплотнение; ▲ – электротрамбование

тона, где размещают галерею для выполнения дренажа и организации наблюдений и ремонтных работ. В основании под бетонным блоком выполняют глубинную цементационную завесу и площадную цементацию. По всей длине основания плотины укладывают слой из той же смеси, но с повышенным содержанием цемента, обладающей повышенной прочностью и водонепроницаемостью.

Содержание цемента и воды в 1 м^3 смеси в процессе ее приготовления следующее: цемент – до 80 кг/м^3 , вода – $100 - 140 \text{ кг/м}^3$. Соотношение песка и гравия (или другого заменяющего материала) примерно одинаковое, но может меняться в зависимости от конкретных возможностей получения этих материалов на месте строительства. Вместо речного гравия применяют также выветренную или раздробленную скалу, получаемую из карьеров и полезных выемок (в частности, из туннелей и штолен), и грунт речных террас. Максимальный размер отдельностей ограничен и не должен превышать 100 мм .

Заготовку песчано-гравийных материалов осуществляют как можно ближе к створу плотины с минимальными затратами, без сортировки, промывки и т.д. Получаемый в результате такой организации работ материал будет не однородным по гранулометрическому составу. После добавления цемента и воды его прочность после твердения также окажется не одинаковой. Но, она обязательно должна быть выше той минимальной величины, что определена общими требованиями к прочности тела плотины.

Таблица 3

Удельный расход цемента, кг/м^3	Прочность на сжатие при расходе воды 100 кг/м^3 , кг/см^2	Прочность на сжатие при расходе воды 150 кг/м^3 , кг/см^2
60	12	11
80	23	15
100	38	26

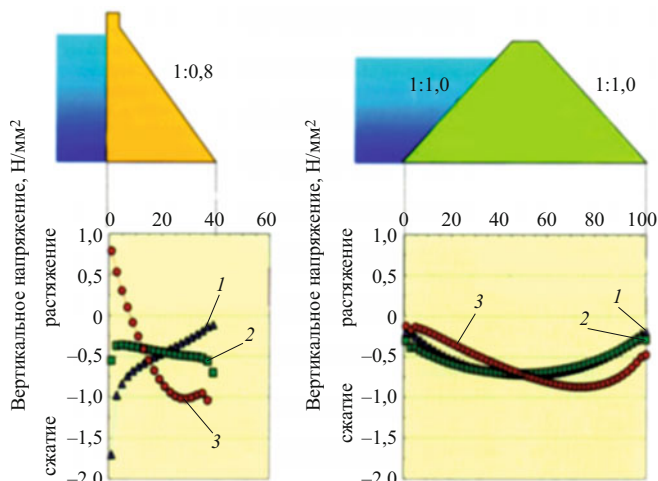


Рис. 4. Распределение вертикальных напряжений на границе с основанием для бетонной плотины и плотины CSG высотой 50 м:

1 – собственный вес; 2 – собственный вес + гидростатика + взвешивание; 3 – собственный вес + гидростатика + гидродинамика + взвешивание + землетрясение

Контрольные исследования прочности образцов отвердевшего материала полностью подтверждают выполнение этого требования. На рис. 2 показана зона 3, в которой практически находятся все контрольные значения прочности испытывавшихся образцов.

Оценку прочности отвердевшей смеси CSG проводили на образцах диаметром 300 мм и высотой 600 мм , которые формировались в специальных цилиндрических формах. Уплотнение смеси при укладке осуществляли непосредственно в формах либо вибрированием, либо с помощью электрической трамбовки. На рис. 3 показаны результаты испытаний указанных образцов на прочность.

Исследования прочности образцов на одноосное сжатие после их уплотнения в зависимости от количества цемента применительно к построенной уже плотине Тобетсу дали результаты, показанные в табл. 3.

Сравнительные расчеты напряженно-деформированного состояния и устойчивости бетонной гра-

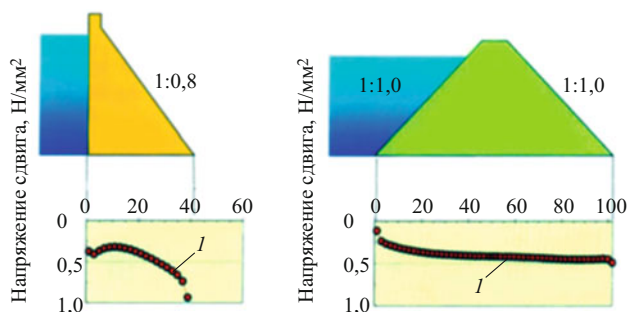


Рис. 5. Распределение напряжений сдвига по основанию бетонной плотины и плотины CSG высотой 50 м:

● – собственный вес + гидростатика + гидродинамика + землетрясение

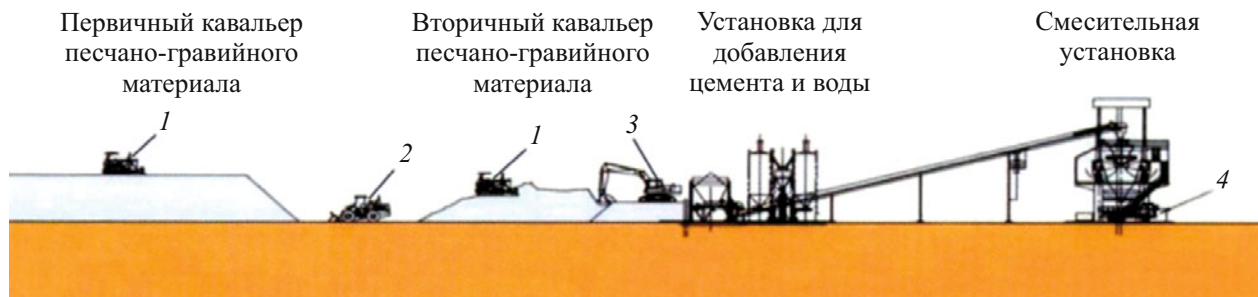


Рис. 6. Технологическая схема производства смеси CSG:

1 – бульдозер; 2 – колесный погрузчик; 3 – экскаватор; 4 – автосамосвал

витационной плотины треугольного профиля и плотины CSG высотой 50 м указали на определенные преимущества последней. В качестве нагрузки принимались собственный вес, гидростатическое и инерционное давление, гидродинамическое давление от землетрясения (в расчете были использованы параметры землетрясения Нуого-кен Нанбу). Если максимальные растягивающие напряжения в бетонной плотине составляли $10,8 \text{ кг/см}^2$, то для плотины CSG только $1,5 \text{ кг/см}^2$. При максимальных сжимающих напряжениях в бетонной плотине $19,7 \text{ кг/см}^2$ для плотины CSG они равнялись $11,3 \text{ кг/см}^2$ [8, 9].

Анализ данных исследований по устойчивости плотин показал, что у плотин CSG растягивающие напряжения на контакте с основанием отсутствуют, в то время как у бетонной плотины под верховой гранью при совместном действии всех возможных сил, в том числе и сейсмических, могут иметь место растягивающие напряжения (рис. 4).

Распределение напряжений сдвига под плотиной CSG на контакте с основанием также более благоприятное, чем под бетонной плотиной (рис. 5).

Если для плотин из грунтовых материалов обеспечение их общей и местной фильтрационно-суфф-

озионной прочности всегда является одной из важнейших проблем для обеспечения надежности, то для плотин CSG такой проблемы не существует, так как в их теле нет суффозионно-эрозионных процессов. Это значительно повышает надежность и безопасность плотин CSG в сравнении с традиционными грунтовыми плотинами, где такая опасность всегда присутствует.

Технология приготовления смеси CSG представлена на схеме рис. 6, где показаны первичный и вторичный кавальеры, необходимые для начального перемешивания и отбора крупных фракций; установка для добавления в песчано-гравийный материал цемента и воды и установка для перемешивания полученной смеси.

Смесь после ее приготовления перевозят на место укладки автосамосвалами, распределяют и разравнивают бульдозерами слоями по 25 см, а затем уплотняют виброкатками (11 т) сразу три слоя при общей толщине 75 см. При этом используют обычные серийно выпускаемые машины и механизмы. После уплотнения слоя разрезку швов в теле плотины не производят из-за низкой экзотермии, что дополнительно ускоряет строительство. Швы выполняют только у бортовых примыканий.

Контроль качества работ, проводимый в процессе возведения тела плотины из смеси CSG, включает три этапа: контроль качества исходных матери-

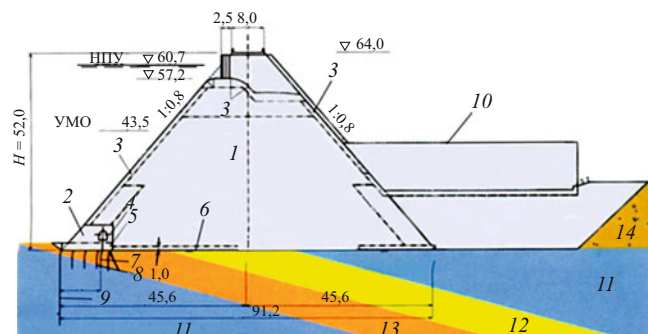


Рис. 7. Поперечное сечение водосливной секции плотины Тобетсу:

1 – тело плотины из смеси CSG; 2 – бетонный блок; 3 – защитный слой бетона; 4 – галерея; 5 – бетон повышенной водонепроницаемости; 6 – CSG с повышенным содержанием цемента; 7 – дренаж; 8 – площадная цементация; 9 – цементационная завеса; 10 – гребень раздельной стенки; 11 – алевролиты; 12 – мелкозернистый песок; 13 – крупнозернистый песок; 14 – песок и гравий



Рис. 8. Промывка уплотненной поверхности предыдущего слоя



Рис. 9. Распределение цементного раствора перед укладкой нового слоя смеси CSG

лов, контроль готовой к укладке смеси и контроль уже уплотненного и отвердевшего материала тела плотины. В ходе процесса контролируют гранулометрический состав, влажность, плотность грунта и другие параметры материалов, входящих в смесь. Затем определяют свойства и характеристики уже готовой к укладке смеси. Материал отвердевшего тела плотины проверяют с целью определения прочностных и деформационных характеристик, коэффициентов фильтрации и других показателей.

Обе уже построенные плотины, которые упоминались выше, близки по высоте. Плотина Окукуби имеет высоту 39 м, длину по гребню 461,5 м, объем грунтоцементного материала 210 тыс. м³ и объем качественного бетона 90,0 тыс. м³. Плотина Тобетсу высотой 52,4 м и длиной по гребню 432 м имеет объем грунтоцемента 666 тыс. м³ и объем бетона 137 тыс. м³. На рис. 7 приведено поперечное сечение водосливной секции плотины Тобетсу, а на рис. 8 – 14 показаны рабочие моменты производства работ на плотине Тобетсу, характерные для строительства плотин из грунтоцемента.

Для создания нормативной базы при проектировании и строительстве нового типа плотин (CSG) в Японии в 2007 г. уже после проведения продолжительных исследований выпущено “Руководство по



Рис. 11. Разравнивание смеси CSG бульдозером



Рис. 10. Разгрузка смеси CSG из автосамосвала грузоподъемностью 55 т

строительству и контролю качества трапециевидных плотин CSG”. А еще ранее, в 2005 г., этот тип плотин был учтен в общих требованиях по оценке сейсмостойкости грунтовых плотин в нормативе “Руководство по оценке сейсмостойкости плотин при сильных землетрясениях”, выпущенном Министерством земельных ресурсов, инфраструктуры и транспорта Японии (MLIT).

Опыт строительства плотин CSG в Японии показал их определенные преимущества по сравнению с другими бетонными и грунтовыми плотинами, чему способствовали:

более простой и дешевый способ получения исходных грунтовых материалов по сравнению с обычно применяемыми способами – без сортировки, дробления, промывки и др., а также достаточно простой способ приготовления грунтоцементной смеси, предназначенной для укладки в тело плотин, в котором единственной нестандартной установкой является установка для ее перемешивания;

простая, давно отработанная технологическая схема возведения тела плотин, включающая укладку, в данном случае грунтоцементной смеси, слоями с уплотнением виброкатками без последующей разрезки температурными и усадочными швами;



Рис. 12. Уплотнение слоя смеси толщиной 75 см виброкатком 11 т



Рис. 13. Формирование откоса зоны CSG и его уплотнение

использование для возведения плотин обычно только серийно выпускаемых машин и механизмов; более надежная конструкция плотин в связи с тем, что многие проблемы, характерные для традиционно применяемых типов плотин, такие, как наличие растягивающих напряжений, недостаточная устойчивость, фильтрационная прочность, существенно упрощаются или вообще отсутствуют.

В результате несложное и более быстрое производство работ позволяет существенно сэкономить время и средства, при том что общая надежность плотин CSG выше по сравнению с традиционно применяемыми типами. Кроме того, строительство плотин CSG наносит значительно меньший ущерб окружающей среде, так как грунтовые материалы получают из зоны русла реки или из полезных выемок.

Выводы

Анализ состояния продолжающегося строительства плотин и водохранилищ, формирующих мировую водноэнергетическую инфраструктуру, показывает, что среди высоких плотин (выше 60 м), возводимых в разных странах мира в различных природно-климатических условиях, наиболее востребованными являются: среди бетонных плотин – гравитационные и арочные плотины из укатанного бетона; среди плотин из грунтовых материалов – каменнонабросные с железобетонными экранами и асфальтобетонными диафрагмами, а также каменно-земляные плотины с глинистыми ядрами. В настоящее время наиболее активно строят высокие плотины Китай, Иран, Турция, Вьетнам, Япония и ряд других стран.

Значительным событием в плотиностроении последнего времени явилось то, что в Японии, где

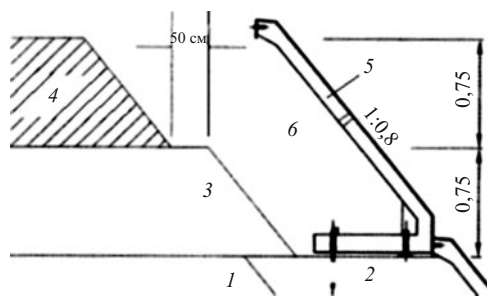


Рис. 14. Схема установки опалубочных бетонных блоков для создания прочной бетонной облицовки на низовой грани плотины:

1 – уложенный и уплотненный слой из смеси CSG; 2 – уложенный слой прочного бетона; 3 – 1-й слой смеси, подлежащий уплотнению; 4 – 2-й слой смеси, подлежащий уплотнению; 5 – бетонный опалубочный блок; 6 – пазуха для заполнения бетоном

успешно применяли и применяют все известные типы как бетонных, так и грунтовых плотин, разработанных, исследованных и внедренных в строительную практику новый тип плотины из жесткой грунтоцементной смеси, укладываемой послойно с виброуплотнением, показавший большую экономичность и большую надежность по сравнению с уже известными плотинами.

Список литературы

1. Л. Берга. Гидроэнергетика, как фактор устойчивого развития // 6-я научно-техническая конференция “Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии”. СПб., 27 – 29.10.2011 г. С. 130 – 167.
2. Э. Баргл. Роль гидроэнергетики в мире: достижения современности и вызовы будущего // 6-я научно-техническая конференция “Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии”. СПб., 27 – 29.10.2011 г. С. 168 – 190.
3. World Declaration. Water storage for Sustainable Development. ICOLD, ICID, IHA, IWRA. Approved on 5-th June 2012. Kyoto. Japan.
4. 2011. World Atlas & Industry Guide // HydroPower & Dams. Major dams ≥ 60 m under construction in 2011. Pp. 18 – 21.
5. ICOLD’s 80th Annual Meeting in Kyoto // HydroPower & Dams. 2012. Vol. 19. Is. 4. Pp. 24 – 26.
6. Current activities on dams in Japan. Effective utilization of existing dam / ICOLD. 2006. 105 p.
7. Current activities on dams in Japan. Special issue on dam renovation / ICOLD. 2009. 126 p.
8. Tadaniko Fujisawa. Trapezoidal CSG dam. Dams in Japan / ICOLD. 2012. Pp. 36 – 61.
9. T. Fujisawa, T. Sasaki. Development of the trapezoidal CSG dam // HydroPower & Dams. 2012. Vol. 19. Is. 3. Pp. 58 – 63.
10. Hokkaido Prefecture. Toubetsu dam: an example of the innovative CSG technology // HydroPower & Dams. 2012. Vol. 19. Is. 3. Pp. 64 – 67.
11. Trapezoidal CSG dam. Japan Dam Engineering Center. 2012. 10 p.
12. Mixing devices for CSG method. Information guide. Japan Dam Foundation. 2012. 10 p.

Прогнозирование выработки электроэнергии на гидроэлектростанции

Александровский А. Ю. доктор техн. наук (Национальный исследовательский университет "МЭИ"), Борщ П. С. аспирант (ОАО "НИИЭС")

Целью данной работы является выбор и апробация модели прогнозирования выработки электрической энергии на примере Рыбинской и Нижегородской ГЭС с учетом их каскадной работы для второго квартала на основе данных (стокообразующих и атмосферных факторов), известных на момент составления прогноза.

Ключевые слова: выработка электроэнергии, прогнозирование, Рыбинская ГЭС, Нижегородская ГЭС, стокообразующие факторы, атмосферные факторы.

Разработка методики прогнозирования выработки электроэнергии на примере Нижегородской ГЭС

Описание принципа разработки методики прогнозирования выработки электрической энергии на гидроэлектростанции во втором квартале рассмотрим на примере Нижегородской ГЭС [1].

Нижегородская ГЭС является четвертой ступенью Волжско-Камского каскада. Установленная мощность Нижегородской ГЭС — 520 МВт, среднегодовая выработка — 1,513 млрд. кВт · ч. Как и другие станции Волжско-Камского каскада, Нижегородская ГЭС активно используется для работы в пиковой части графика энергосистемы; ее агрегаты периодически работают в режиме синхронного компенсатора, повышая качество работы энергосистемы. Плотина Нижегородской ГЭС образует Горьковское водохранилище, расположенное в Ярославской, Костромской, Ивановской и Нижегородской областях. Площадь водохранилища — 1590 км², полный объем — 8,71 км³, полезный объем — 3,91 км³, средняя глубина — 3,65 м, максимальная глубина — 22 м, длина — 427 км, ширина — 16 км.

В Горьковское водохранилище поступает как регулируемый верхневолжскими водохранилищами сток Волги, формирующийся на части ее бассейна, замыкаемой створом Рыбинского гидроузла, так и незарегулированный приток, формирующийся на части бассейна Волги между створами Рыбинского гидроузла и Нижегородской ГЭС. Водосборные площади равны соответственно 150 тыс. и 79 тыс. км². Площадь водосбора Горьковского водохранилища составляет 34,4 % общей площади бассейна Волги выше створа Нижегородской ГЭС.

Водосборный бассейн водохранилища расположен в лесной зоне. Залесенность водосборов притоков Горьковского водохранилища изменяется от 30 – 35 % для правых притоков Стежеры и Шачи до 90 % для водосборов притоков Унжи рек Нельша и Белый Лух. Что касается крупных притоков, то бассейн Которосли залесен на 40 %, Костромы (до г. Буй) — на 75 %, Унжи (до г. Макарьев) — на 80 %.

Условия формирования весеннего стока изменяются по территории водосборного бассейна Горьковского водохранилища. Обычно учет неоднородности условий формирования половодья осуществляется путем разбиения рассматриваемой территории на ряд районов, для каждого из которых условия формирования весеннего стока допустимо рассматривать как одинаковые.

Для учета пространственной неоднородности формирования стока территория водосборов крупных рек или водохранилищ обычно представляется в виде совокупности однородных районов, для каждого из которых находится свое прогностическое уравнение. Как правило, получаемые прогностические зависимости носят локальный характер и устанавливаются для водосбора конкретной реки, но если для рассматриваемой территории характерна некоторая однородность физико-географических условий формирования стока, то они могут устанавливаться на основе данных по ряду бассейнов.

На практике оказывается, что для разных территорий влияние одних предикторов больше, чем других, что затрудняет выделение однородных районов. В связи с этим может быть поставлена задача разработки методов прогнозирования на основе обобщения информации, используемой для выпуска прогноза, для разных предикторов по различным территориям. Например, информация о снегозапасах может обобщаться по большим территориям, чем данные о влажности или льдистости почвы.

Возможны различные подходы к выделению районов и их количества. В данной работе площадь водосбора Горьковского водохранилища поделена на четыре района с учетом ландшафтно-географических особенностей нечерноземной зоны европейской территории России. Площади разбиения водосбора Горьковского водохранилища на четыре района приведены в табл. 1 [7].

Для получения расчетной модели прогнозирования выработки электрической энергии во втором квартале на Нижегородской ГЭС на основе учета атмосферных и стокообразующих факторов был принят период с 1974 по 1994 г. При этом использо-

Т а б л и ц а 1

Площади районов водосбора Горьковского водохранилища

Номер района	1	2	3	4
Площадь территории района, км ²	17 000	25 000	12 000	25 000

вались ежегодные данные о запасе воды в снежном покрове и значения глубины промерзания почвы с декадной частотой измерения с января по март. Оценка же качества расчетной модели проводилась на основе статистических методов за период с 2000 по 2005 г. и с 1974 по 2005 г. В то же время для Рыбинской ГЭС для получения расчетной модели был взят период 1980 – 1994 гг. (период апробации 2000 – 2005 гг. и 1980 – 2005 гг.).

Данные о соответствии метеостанций районам, выделенным на территории водохранилища, приведены в табл. 2.

Процесс формирования весеннего стока может быть описан с различной степенью детализации. Наиболее детальное описание обычно делается в математических моделях формирования стока, использующих в качестве входной информации метеорологические данные. В методах долгосрочного прогноза весеннего стока и притока воды обычно ограничиваются использованием прогностических физико-статистических зависимостей прогнозируемого элемента от определяющих его значение гидрометеорологических факторов. Аналогично на основании подобных физико-статистических зависимостей составлялась расчетная модель планирования выработки электроэнергии во втором квартале. При этом рассматривалось влияние основных стокообразующих факторов (которые чаще всего используются в практике гидрологического прогнозирования для зоны умеренного климата европейской части России, а именно: показатель количества влаги, поступающей на водосбор в период весеннего половодья, и величина увлажнения почвы) и атмосферных факторов (поля геопотенциала), т. е. рассматривалось влияние запаса воды в снежном по-

Т а б л и ц а 2

Наличие метеостанций на территории районов Горьковского водохранилища

Номер района	1	2	3	4
Количество метеостанций	5	7	3	8
Количество метеостанций, данные которых использованы при разработке метода прогноза	4	4	3	6

крове, увлажнения почвы в первом квартале (на момент составления прогноза) и макроциркуляционных процессов атмосферы на выработку электроэнергии на ГЭС [3, 8].

Запас воды в снежном покрове x_1 определялся как средневзвешенное значение снеготпасов, рассчитанное для залесенной и открытой частей района:

$$x_1 = x_{л}(1 - w) + x_{л}w, \quad (1)$$

где w — залесенность района в долях от его площади; $x_{л}$ — запас воды в снежном покрове для полевой части водосбора; $x_{л}$ — для лесной части.

Значения увлажнения почвы x_2 для i -го года расчетной выборки находились по данным о среднедекадной температуре воздуха θ и декадных суммах осадков P за период от схода снега весной предыдущего ($i - 1$)-го года до установления снежного покрова (обычно в ноябре). В качестве начального значения показателя x_2 для всех расчетных лет и районов водосбора водохранилища принималось значение 180 мм. Значения для следующих декад определялись с использованием системы расчетных формул, представленной в табл. 3.

Отметим, что получаемое по приведенным формулам значение x_2 следует рассматривать как статистический индекс, а не как оценку фактического состояния активного слоя почвогрунтов в рассматриваемом районе водосбора. В частности, реальные значения влажности не должны превышать ее значений, принимаемых для момента окончания снеготаяния, однако рассчитываемые по системе расчетных формул (табл. 3) величины могут быть заметно больше, чем 180 мм.

Т а б л и ц а 3

Система расчетных формул для определения декадных значений увлажнения почвы

Уравнение	Область применения уравнений (указываются номера декад)
$\Delta x_{2t} = 0,40P_t - 0,21W_{t-1} - 2,0\theta_t + 40,0$	V ₁ и более ранние
$\Delta x_{2t} = 0,83P_t - 0,27W_{t-1} - 1,1\theta_t + 36,0$	V ₂ V ₃ VI ₁ VI ₂ VI ₃
$\Delta x_{2t} = 0,80P_t - 0,13W_{t-1} - 1,1\theta_t + 14,0$	VII ₁ VII ₂ VII ₃
$\Delta x_{2t} = 0,65P_t - 0,06W_{t-1} - 0,8\theta_t + 2,0$	VIII ₁ VIII ₂ VIII ₃ IX ₁
$\Delta x_{2t} = 0,80P_t - 0,07W_{t-1} - 1,1\theta_t + 9,0$	IX ₂ и более поздние

Примечание. Декада обозначается номером месяца (римскими цифрами) с нижним индексом 1, 2 или 3 — номером декады в месяце; t — порядковый номер декады в календарном году ($t = 1, 2, \dots, 36$).

Относительно таких показателей, как глубина промерзания почвы, значение лесистости водосбора и его средневзвешенной высоты, в работе [7] показана и обоснована нецелесообразность их учета в методе долгосрочного прогноза притока воды в Горьковское и Рыбинское водохранилища.

В данной работе использовалась множественная линейная корреляция с пошаговым регрессионным анализом для выявления прогностических зависимостей. Другими словами, если переменная Y зависит от нескольких переменных X_1, X_2, \dots, X_n , то для каждой реализации Y справедливо:

$$Y - \bar{Y} = C_1(X_1 - \bar{X}_1) + C_2(X_2 - \bar{X}_2) + \dots + C_n(X_n - \bar{X}_n). \quad (2)$$

Уравнение (2) называется уравнением регрессии переменного Y на переменные X_1, X_2, \dots, X_n . При нахождении коэффициентов уравнения регрессии в уравнении (2) использован метод наименьших квадратов [6].

При нахождении прогностического уравнения выполнено три этапа апробации методики планирования выработки электрической энергии на основе:

стокообразующих факторов (запас воды в снежном покрове, увлажнение почвы);

атмосферных факторов (поля геопотенциала в нижней стратосфере $H = 100$ мб и в тропосфере $H = 500$ мб);

стокообразующих и атмосферных факторов (запас воды в снежном покрове, увлажнение почвы, поля геопотенциала в нижней стратосфере $H = 100$ мб и в тропосфере $H = 500$ мб).

Мерой адекватности регрессионной модели служило отношение S/σ , т.е. коэффициента эффективности прогноза, где S — стандартная ошибка прогноза, рассчитанная по формуле

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (W_i - \tilde{W}_i)^2}{n}}, \quad (3)$$

где σ — стандартное отклонение самого ряда значений выработки электрической энергии, определяемое по формуле

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (W_i - \bar{W}_i)^2}{n}}. \quad (4)$$

В данных уравнениях W_i — фактическое значение выработки электроэнергии; \bar{W}_i — среднее значение из фактических величин выработки электро-

энергии; \tilde{W}_i — прогнозные значения выработки электроэнергии.

Если отношение $S/\sigma \leq 0,80$, то расчетное уравнение можно отнести к прогностическим уравнениям с приемлемой степенью точности [4].

После сопоставления полученных результатов по трем методикам выбирался вариант с наименьшим отношением S/σ и одновременно удовлетворяющий условию $S/\sigma \leq 0,80$, где S — стандартная ошибка прогноза; σ — стандартное отклонение прогнозных значений.

Апробация методики прогнозирования выработки электроэнергии ГЭС во втором квартале на основе стокообразующих факторов

В первом варианте структуры модели прогнозирования учитывались только влияние запаса воды в снеге и величина увлажнения почвы в первом квартале на всей площади Рыбинского и Горьковского водохранилищ на выработку электроэнергии ГЭС во втором квартале. Для определения прогностического уравнения использован метод аппроксимации. В качестве аппроксимирующих выражений использовались следующие зависимости:

$$y = b_0 + \alpha_1 x_1; \quad (5)$$

$$y = \alpha_1 x_1^2 + \alpha_2 x_2^2 + \alpha_3 x_1 + \alpha_4 x_2 + b_0.$$

Для определения коэффициентов аппроксимирующих выражений применялся метод наименьших квадратов. В дальнейшем для определения наиболее приемлемого вида математической модели были необходимы определение значений коэффициентов уравнений (5) и сравнение значений y , полученных по аппроксимирующему уравнению, с экспериментальными значениями.

По методу наименьших квадратов требование наилучшего согласования зависимости $y = f(x)$ и экспериментальных точек сведено к тому, чтобы сумма квадратов отклонений экспериментальных точек от сглаживающей кривой обращались в минимум, т.е. [2]

$$\sum_{i=1}^n [y_i - f(x_i)]^2 = \min. \quad (6)$$

Получены зависимости для различных дат замера запаса воды в снеге и увлажнения почвы. Расчет же планируемой выработки электроэнергии Рыбинской и Нижегородской ГЭС проводился по данным на 28 февраля, так как, по сведениям службы прогнозов, принято считать, что значение величины запаса воды в снежном покрове на эту дату макси-

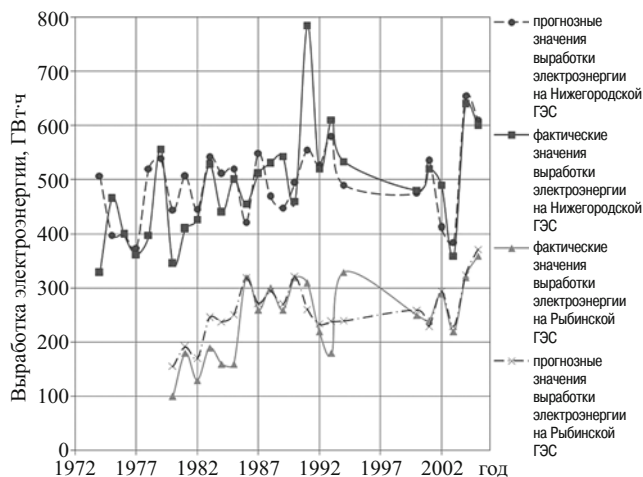


Рис. 1. Значение фактической и прогнозной выработки электроэнергии на Рыбинской и Нижегородской ГЭС на основе данных о запасе воды в снежном покрове и об увлажнении почвы

мально. В результате на 28 февраля были выбраны прогнозные уравнения для:

Рыбинской ГЭС

$$y = 0,6945x_1^2 - 0,004x_2^2 - 21,227x_1 + 2,3904x_2 + 78,2091; \quad (7)$$

Нижегородской ГЭС

$$y = 0,021x_1^2 - 0,012x_2^2 + 6,063x_1 + 4,394x_2 - 441,479, \quad (8)$$

Таблица 4

Коэффициенты эффективности по различным расчетным моделям выработки электроэнергии во втором квартале на Рыбинской и Нижегородской ГЭС

Период, годы	Значения S/σ при различных факторах прогнозирования выработки электроэнергии		
	стокообразующие и атмосферные	стокообразующие	атмосферные
Рыбинская ГЭС			
1980 – 1994	0,29	0,59	0,52
Апробация расчетной модели			
2000 – 2005	0,65	0,72	0,69
1980 – 2005	0,35	0,52	0,49
Нижегородская ГЭС			
1974 – 1994	0,69	0,78	0,77
Апробация расчетной модели			
2000 – 2005	0,13	0,39	0,60
1974 – 2005	0,62	0,77	0,74

где y — выработка электроэнергии во втором квартале; x_1 — запас воды в снежном покрове на 28 февраля, мм; x_2 — увлажнение почвы, мм.

На рис. 1 представлены прогнозные и фактические значения выработки электроэнергии Рыбинской и Нижегородской ГЭС во втором квартале на основании данных о величине запаса воды в снежном покрове и глубины промерзания почвы на 28 февраля. Коэффициенты эффективности представлены в табл. 4.

Апробация методики прогнозирования выработки электроэнергии на Рыбинской и Нижегородской ГЭС во втором квартале на основе атмосферных факторов

Первым шагом методики прогнозирования выработки электроэнергии во втором квартале на Рыбинской и Нижегородской ГЭС было выявление значимых точек значений геопотенциала Северного полушария методом дискриминантного анализа.

В метеорологии геопотенциалом в данной точке называется механическая работа, которую необходимо совершить, чтобы поднять единицу массы в поле силы тяжести от исходного уровня (за который принимается уровень моря, где значение геопотенциала принимается равным нулю).

На начальном этапе были выбраны уровень барического поля (распределение давления воздуха в атмосфере), при котором проводились вычисления (в нижней стратосфере $H = 100$ мб и в тропосфере $H = 500$ мб), и месяц проведения вычислений. Стоит отметить, что барическое поле каждый момент времени и в среднем характеризуется поверхностями, соединяющими места с равным давлением — изобарическими поверхностями. При пересечении с поверхностями равного уровня, в том числе с уровнем моря, изобарические поверхности образуют линии равного давления — изобары. По густоте изобар на карте распределения давления можно судить о степени изменения давления в горизонтальном направлении. Барическое поле Земли состоит из многочисленных областей пониженного и повышенного давления — барических систем. Неоднородность давления на поверхностях уровня является причиной возникновения воздушных течений. Барическое поле непрерывно меняется во времени, что приводит к соответствующим изменениям в воздушных течениях.

Для определения характера протекания синоптических процессов расчеты проводили последовательно для двух месяцев — января и февраля. После чего находили уравнение регрессии для зависимости выработки электроэнергии во втором квартале от коэффициентов, полученных при разложении аномалии барического поля (для уровня геопотенциала $H = 100$ мб и $H = 500$ мб), — уравнение (9)

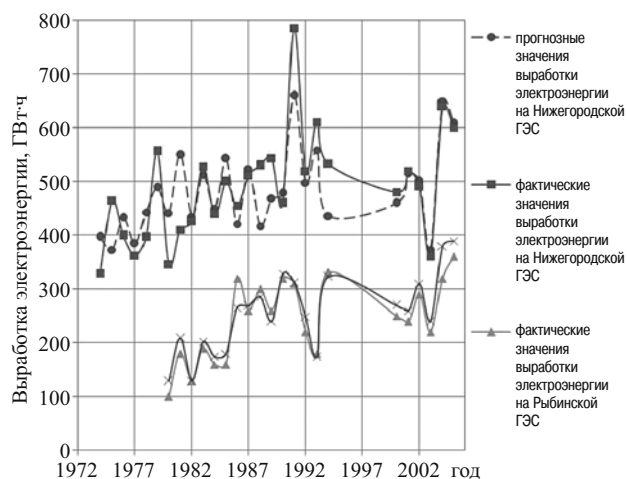


Рис. 2. Значения фактической и прогнозных выработок электроэнергии на Рыбинской и Нижегородской ГЭС на основе совместного учета данных о запасе воды в снеге, увлажнения почвы и атмосферной циркуляции

для Рыбинской ГЭС и уравнение (10) для Нижегородской ГЭС на 28 февраля [3]:

$$y = -5,6693^{100} X_1^2 + 229,5792; \quad (9)$$

$$y = -3,1737^{100} X_1^2 + 50,5275^{100} X_2^2 + 481,3559, \quad (10)$$

где y — значение выработки электроэнергии, ГВт · ч; X — коэффициент разложения; верхний левый индекс 100 — уровень замера величины геопотенциала, равный 100 мВ; правый индекс 2 — месяц замера величины геопотенциала; нижний индекс соответствует номеру коэффициента разложения поля геопотенциала.

Апробация методики прогнозирования выработки электроэнергии ГЭС на основе стокообразующих и атмосферных факторов

Уравнение прогнозирования выработки электроэнергии на Рыбинской и Нижегородской ГЭС во втором квартале в зависимости от величины запаса воды в снежном покрове и влажности почвы в первом квартале получено аналогично предыдущим этапам, исходя из имеющихся данных запаса воды в снежном покрове, влажности почвы и коэффициентов разложения барического поля.

В результате получено уравнение выработки электрической энергии при одновременном учете запаса воды в снежном покрове, увлажнения почвы и значения особенностей атмосферной циркуляции давления на 28 февраля для:

Рыбинской ГЭС вида

$$y = 0,76x_1^2 - 0,021x_2^2 - 9,912^{100} X_1^2 - 20,841x_1 + 7,749x_2 - 236,532; \quad (11)$$

Значения прогнозной (на основе стокообразующих и атмосферных факторов) и фактической выработки электроэнергии во втором квартале

Год	Фактическое значение выработки, ГВт · ч	Прогнозируемое значение выработки, ГВт · ч	Значения выработки, ГВт · ч	
			Нижегородская ГЭС	Рыбинская ГЭС
1974	329	397		
1975	465	373		
1976	400	433		
1977	362	385		
1978	398	443		
1979	556	489		
1980	346	442	100	129
1981	410	549	180	208
1982	426	435	130	129
1983	528	513	190	202
1984	440	450	160	175
1985	500	542	160	180
1986	455	421	320	265
1987	511	524	260	269
1988	530	417	300	285
1989	543	469	260	240
1990	460	478	320	328
1991	785	660	310	313
1992	520	498	220	248
1993	610	558	180	174
1994	533	436	330	323
Апробация расчетных моделей				
2000	480	460	250	270
2001	520	515	240	260
2002	490	501	290	310
2003	360	373	220	240
2004	640	650	320	380
2005	600	610	360	390

Таблица 6

Коэффициенты эффективности для совместной выработки электроэнергии во втором квартале на Рыбинской и Нижегородской ГЭС

Период, годы	Значения S/σ при прогнозировании суммарной выработки электроэнергии
1980 – 1994	0,58
	Апробация расчетной модели
2000 – 2005	0,38
1980 – 2005	0,52

Таблица 7

Значения суммарной фактической и прогнозной выработки электроэнергии во втором квартале на Рыбинской и Нижегородской ГЭС

Год	Фактическое значение выработки, ГВт · ч	Прогнозируемое значение выработки, ГВт · ч
1980	446	571
1981	590	757
1982	556	564
1983	718	715
1984	600	625
1985	660	722
1986	775	686
1987	771	793
1988	830	702
1989	803	709
1990	780	806
1991	1095	973
1992	740	746
1993	790	732
1994	863	759
Апробация расчетной модели		
2000	730	730
2001	760	775
2002	780	811
2003	580	613
2004	960	1030
2005	960	1000

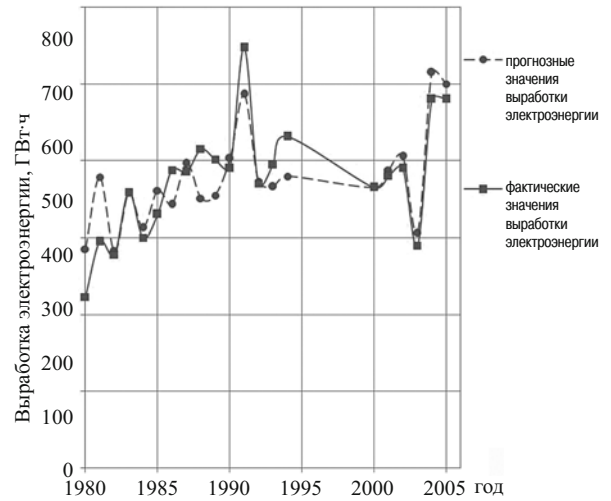


Рис. 3. Значения суммарной фактической и прогнозной выработки электроэнергии во втором квартале на Рыбинской и Нижегородской ГЭС

Нижегородской ГЭС

$$y = -0,016x_1^2 - 0,006x_2^2 + 50,319^{100} X_1^2 + 4,257x_1 + 3,398x_2 - 225,571, \quad (12)$$

где y — значение выработки электроэнергии, ГВт · ч; x — коэффициент разложения; верхний левый индекс 100 — уровень замера величины геопотенциала, равный 100 мб; верхний правый индекс 2 — месяц замера величины геопотенциала; нижний индекс соответствует номеру коэффициента разложения поля геопотенциала; x_1 — запас воды в снежном покрове на 28 февраля, мм; x_2 — увлажнение почвы, мм.

Для уравнений (11) и (12) прогнозирования выработки электроэнергии для второго квартала на основании данных о запасе воды в снежном покрове, увлажнении почвы и атмосферных циркуляций на момент составления прогноза (в первом квартале) коэффициент эффективности представлен в табл. 4. Результаты фактической и прогнозных выработок электроэнергии Нижегородской ГЭС во втором квартале на основе совместного учета данных о запасе воды в снеге, увлажнении почвы и атмосферной циркуляции на 28 февраля представлены на рис. 2.

Так как S/σ для прогнозных моделей на основе совместного использования стокообразующих и атмосферных факторов для Рыбинской и Нижегородской ГЭС минимальны по сравнению с другими вариантами моделей, то они были приняты в качестве прогнозных моделей, а также при нахождении их суммарной прогнозной выработки. В табл. 5 приведены прогнозные (на основе стокообразующих и атмосферных факторов) и фактические значения

выработки электроэнергии во втором квартале для Рыбинской и Нижегородской ГЭС.

Прогноз выработки электроэнергии каскада Рыбинской и Нижегородской ГЭС

Расчеты прогнозной выработки электроэнергии во втором квартале на примере совместной работы Рыбинской и Нижегородской ГЭС проводили для 1980 – 1994 гг. (период наладки модели) и 2000 – 2005 гг. (этап апробации модели). В результате прогнозную выработку электроэнергии совместной каскадной работы находили как сумму выработок и сравнивали с суммарной фактической выработкой обеих ГЭС. Результаты представлены в табл. 6, 7 и на рис. 3. Для суммарной прогнозной выработки получен коэффициент эффективности $S/\sigma = 0,52$.

Представленная модель прогнозирования выработки электроэнергии на ГЭС может быть учтена в рамках разрабатываемого в ОАО “РусГидро” СТО “Гидроэлектростанции. Долгосрочное, среднесрочное и краткосрочное планирование водноэнергетических режимов. Методические указания”.

Выводы

1. Разработана модель заблаговременного прогнозирования выработки электроэнергии на Рыбинской и Нижегородской ГЭС на основе использования стокообразующих и атмосферных факторов.

2. Использование заблаговременно полученного прогноза позволит повысить эффективность работы ГЭС.

3. При прогнозировании выработки электроэнергии ГЭС, работающих в каскаде, целесообразно рассматривать совместную выработку станций, поскольку такая оценка позволяет повысить ее точность.

Список литературы

1. Александровский А. Ю., Борщ П. С. Планирование выработки электроэнергии на ГЭС с водохранилищами длительного регулирования стока // Тр. II Всероссийской научной конференции “Современные проблемы стохастической гидрологии и регулирования стока”. — М.: ИВП РАН, 2012.
2. Баврин И. И., Матросов В. Л. Общий курс высшей математики: Учебник для студентов физ.-мат. спец. Вузов. — М.: Просвещение, 1995.
3. Багров Н. А. Аналитическое представление последовательности метеорологических полей посредством естественных ортогональных составляющих // Тр. ЦИП. 1959. Вып. 74. С. 3 – 74.
4. Наставление по службе прогнозов. — Л.: Гидрометеиздат, 1962. Раздел 3, Ч. I.
5. Руководство по гидрологическим прогнозам. Вып. 1: Долгосрочные прогнозы элементов водного режима рек и водохранилищ. — Л.: Гидрометиздат, 1989.
6. Рождественский А. В., Чеботарев А. И. Статистические методы в гидрологии. — Л.: Гидрометеиздат, 1974.
7. Физико-географическое районирование Нечерноземного центра / Ред. Н. Л. Гвоздецкий, В. П. Жучкова. — М.: МГУ им. М. В. Ломоносова, 1963. 451 с.
8. Юдин М. И. Физико-статистический метод долгосрочных прогнозов. — Л.: Гидрометиздат, 1968. 234 с.

Инженерно-геологическая и геомеханические модели массива пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Савич А. И., директор, Ильин М. М., гл. инженер, Ёлкин В. П., гл. геолог, Речицкий В. И., начальник отдела, Басова А. Б., зав. группой (филиал ОАО “Институт Гидропроект” — “Центр службы геодинамических наблюдений в энергетической отрасли” (ЦСГНЭО))

Изложены принципы, методика и результаты построения детальной объемной инженерно-геологической модели массива пород в основании арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС, а также способы преобразования этой модели в частные геомеханические модели исследуемого массива — модели упругих, деформационных и прочностных свойств, которые использованы при выполнении серии поверочных расчетов напряженно-деформированного состояния системы “плотина — основание — водохранилище” и оценки устойчивости плотины СШГЭС.

Ключевые слова: массив пород, плотина Саяно-Шушенской ГЭС, инженерно-геологическая модель, модели упругих и прочностных свойств массива.

Уникальная Саяно-Шушенская ГЭС с арочно-гравитационной плотиной высотой 245 м эксплуатируется уже более 30 лет. При этом в начальный период эксплуатации выявились определенные признаки нештатного поведения плотины и массива пород в ее основании, обусловленные сложностью инженерно-геологических условий участка расположения ГЭС и особенностями работы арочно-гравитационной плотины [1, 2]. Указанные обстоятельства предопределили необходимость проведения серии поверочных расчетов по уточнению напряженно-деформированного состояния (НДС) и устойчивости плотины Саяно-Шушенской ГЭС, которые в соответствии с современными подходами должны выполняться в трехмерной постановке с учетом взаимодействия сооружения с вмещающим его скальным массивом [3, 4]. Для обеспечения подобных расчетов необходимо иметь не только достаточно полную и детальную объемную модель плотины, но и адекватные ей по объему и детальности трехмерные геомеханические модели массива, вмещающего это гидротехническое сооружение [5 – 7]. Установлено, что область массива, которая должна быть отображена в виде объемных моделей, определяется размерами проектируемого или эксплуатируемого сооружения и в среднем ее размеры должны в 2 – 3 раза превышать соответствующие параметры объекта [5, 6]. В указанной области должны быть выделены все структурные элементы массива, которые могут оказать влияние на результаты поверочных расчетов, и количественно охарактеризованы их физико-механические свойства. При этом степень детализации геомеханических моделей может постепенно уменьшаться с удалением от сооружения к внешним границам выделенной области [6, 7].

На стадии проектирования плотины Саяно-Шушенской ГЭС и в первые годы ее эксплуатации был разработан ряд инженерно-геологических и геомеханических

моделей основания этого сооружения [1, 8, 9]. Однако ни одна из указанных моделей не удовлетворяет изложенным выше требованиям, так как все эти модели “плоские” и охватывают лишь незначительную часть массива в зоне влияния сооружения (рис. 1). Учитывая изложенное, перед коллективом ЦСГНЭО была поставлена задача создания на базе имеющихся данных объемных геомеханических моделей массива пород на участке Саяно-Шушенской ГЭС, удовлетворяющих требованиям современных численных исследований напряженного состояния и устойчивости уникальной арочно-гравитационной плотины, т.е. создания объемных моделей упругих и деформационных, а также прочностных свойств массива.

Параметры моделей

В соответствии с изложенными принципами размеры геомеханических моделей массива пород на участке плотины Саяно-Шушенской ГЭС определяются размерами этого сооружения, имеющего длину по гребню 1066 м, ширину в основании 105,7 м, по гребню 25 м и высоту 245 м [1]. Исходя из этих показателей и результатов предварительных тестовых расчетов [3] установлено, что для корректных численных исследований напряженно-деформированного состояния и устойчивости плотины необходимо воспроизвести на модели блок массива в основании сооружения следующих размеров: длина блока по нормали к долине ~1700 м, ширина блока по течению реки ~1200 м, глубина от подошвы плотины ~500 м и суммарная величина блока по высоте ~950 – 1000 м. Поскольку тело плотины разделено на секции бетонирования (столбы) шириной у основания по 15 м и длиной (вдоль потока) по 27 м [1], то выделяемые в исходной модели структурные элементы вблизи тела плотины должны иметь линейные размеры порядка

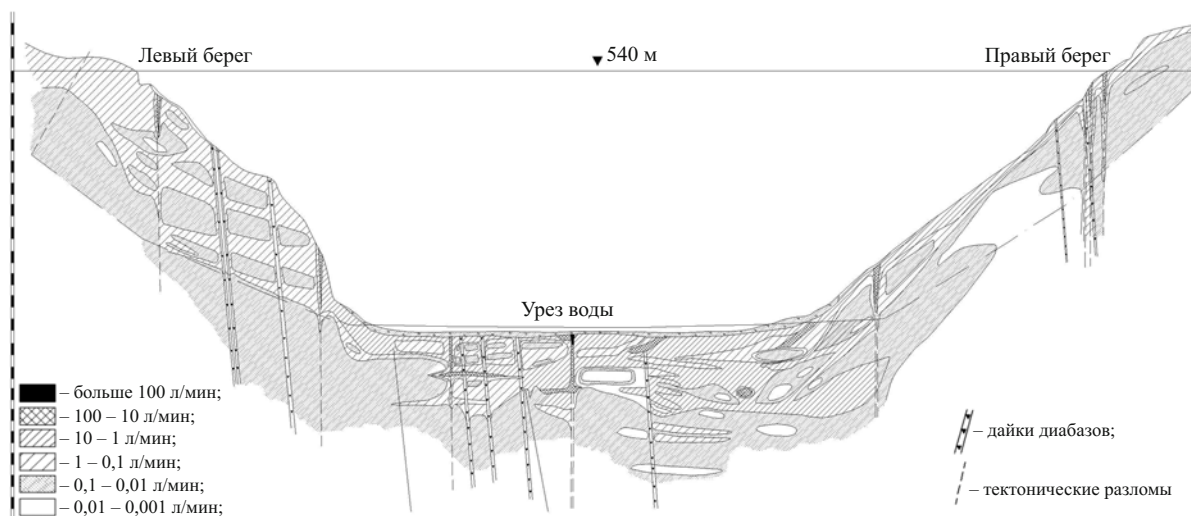


Рис. 1. Инженерно-геологическая модель скального основания Саяно-Шушенской ГЭС с элементами фильтрационных характеристик [9]

10 – 15 м с увеличением этих величин до 50 – 100 м и более в периферийных областях модели.

При общей большей детальности построения исходной модели в приплотинной области должны учитываться особые требования к построению отдельных (частных) геомеханических моделей [5, 6]: в модели упругих и деформационных свойств указанные требования должны относиться к объемным, а в моделях прочностных (сдвиговых) и фильтрационных свойств — к плоскостным структурным элементам. Изложенные выше требования были приняты в качестве основополагающих при построении заданных геомеханических моделей.

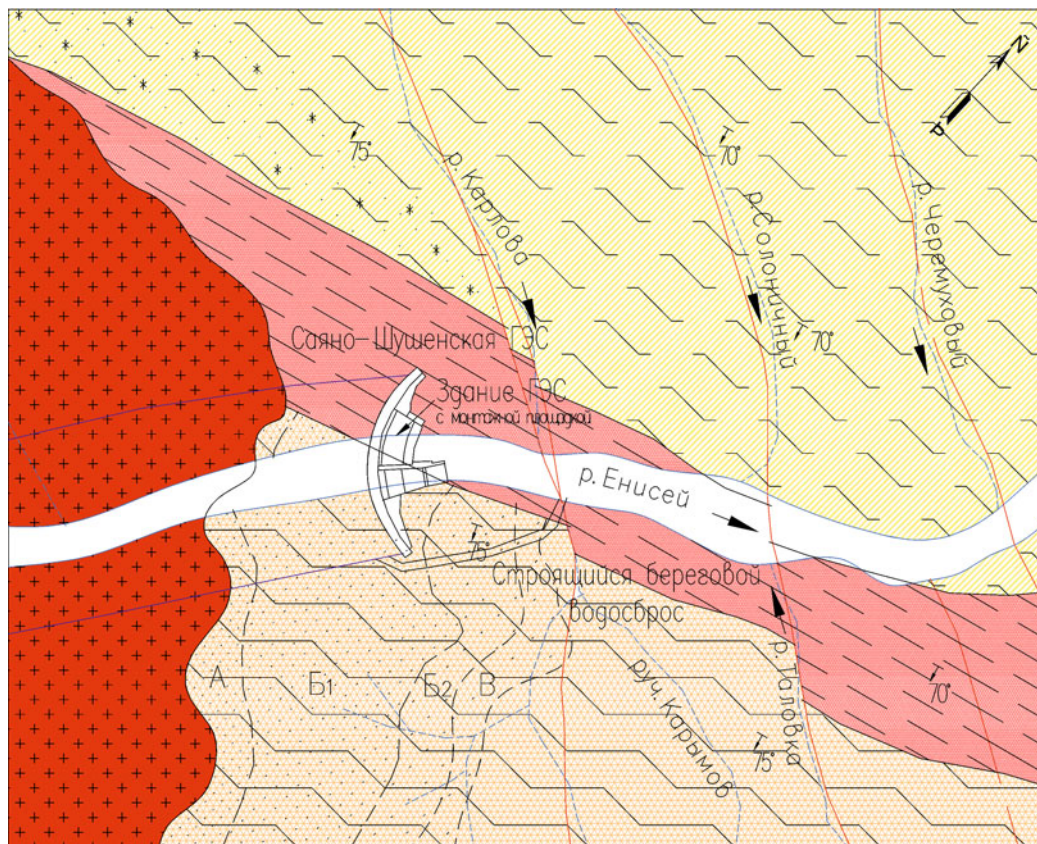
Исходные данные для построения моделей

Известно, что любые геомеханические модели отдельных блоков земной коры создаются на базе соответствующих инженерно-геологических моделей, отображающих основные закономерности пространственной изменчивости инженерно-геологического строения исследуемого массива, а также свойств и состояния слагающих массив пород [10, 11]. Поэтому первым этапом решения поставленной задачи являлось создание базовой инженерно-геологической модели выделенного блока земной коры на участке створа Саяно-Шушенской ГЭС. Для построения такой базовой модели основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС использованы архивные материалы изысканий для обоснования техпроекта, результаты документации основания и примыканий в процессе строительства [8], материалы по геоструктурному анализу массива пород в основании плотины [9, 12], а также другие существующие публикации по затронутым вопросам [13 – 15].

Ниже приводится краткое описание инженерно-геологических условий участка плотины, составленное по указанным выше материалам и результатам последующих дополнительных исследований [16 и др.].

Геологическое строение участка определяется его положением в пределах Джебашского антиклинория, одной из структур Западного Саяна, ядро которого прорвано Джойской гранитной интрузией девонского возраста (γD) и серией разновозрастных жильных пород (рис. 2).

Скальный массив, служащий основанием гидроузла, сложен метаморфическими сланцами верхнепротерозойского возраста (Pt_3), залегающими в крыле Орасуйской антиклинальной складки, осложненной микроскладчатостью. На участке гидроузла породы в целом залегают моноклинально с простиранием на северо-восток ($60 - 80^\circ$) и падением в сторону правого берега р. Енисей по азимуту $150 - 170^\circ$ под углами $70 - 85^\circ$. В основании разреза залегают парасланцы Черёмуховской толщи, её перекрывают вулканогенные ортосланцы и парасланцы Карымовской толщи. В ортосланцах выделены две генетически различные пачки, а в парасланцах — три (рис. 3). По своим физико-механическим свойствам орто- и парасланцы незначительно различаются между собой и относятся к прочным скальным породам [8]. Несколько более низкими показателями характеризуется переходный слой между орто- и парасланцами — пачка 2А. Прорывающие массив дайки имеют мощность от 1,0 до 20,0 м и крутое падение ($65 - 90^\circ$) на СВ и ЮЗ; слагающие их диабазы, порфириды и фельзит-порфиры по своим физико-механическим свойствам достаточно близки к вмещающим их сланцам [8, 12].



Условные обозначения

Парасланцы Черемуховской толщи	Границы зон контактового метаморфизма
Парасланцы Карымовской толщи	Литологические границы
Ортосланцы	а) Тектонические нарушения: а) прослеженные; б) предполагаемые
Граниты Джойской интрузии	
Зоны контактового метаморфизма	Элементы залегания пород
А· сильно ороговикования	Плотина и строящийся береговой водосброс
Б1· повышенной степени ороговикования	Контур водохранилища
Б2· средней степени ороговикования	
В· слабого ороговикования	
*· нерасчлененная	

Рис. 2. Схема геологического строения района гидроузла и прилегающей территории [8]

Близость Джойской интрузии и относительно пологое падение её контакта (50°) обусловили проявление в сланцах контактового метаморфизма. Непосредственно участок плотины находится в зоне среднетемпературного воздействия, это проявляется в наличии послойной эпидотизации и окварцевания сланцев. В пределах указанной зоны показатели физико-механических свойств пород практически не зависят от их петрографического состава, что позволяет рассматривать тектонически ненарушенный скальный массив на участке основных сооружений как квазиоднородный, сложенный высокопрочными породами.

Тектоника и трещиноватость изучаемого массива обусловлены его приуроченностью к Джойско-Кибикскому структурно-тектоническому блоку, который расчленен крутыми тектоническими нарушениями различных порядков. Наиболее крупными для участка створа являются три «главные» тектонические зоны северо-западного простирания — разрывы IV порядка (П-1, П-6,7 и П-8) [8, 15]. Они представляют собой серию сместителей с зонами влияния. Сместители выполнены перекристаллизованными милонитом и брекчиями и имеют мощности до нескольких метров. Зоны влияния представлены катаклазированными и сильно трещиноватыми сланцами мощностью до 10 м.



Рис. 3. Классификация метаморфических сланцев в основании сооружений Саяно-Шушенской ГЭС (составлена Л. С. Мирошниковой по работам [8, 12 и др.]

Кроме “главных” зон в массиве зафиксированы более мелкие разрывы различной ориентировки. Они представлены сместителями с зонами влияния либо без зон.

Особое место среди них занимают пологопадающие тектонические нарушения (зона сместителя 0,5 – 4 м, зона влияния до 5 м) с двумя или несколькими швами — сместителями, между которыми порода раздроблена до состояния щебенисто-дресвяно-глинистой массы (зоны VIII-1, 2, 3, 4).

Массив в целом рассечен и более мелкими нарушениями сплошности — трещинами различного генезиса, масштаба и ориентировки. На участке зафиксировано пять крутопадающих и четыре пологопадающие системы. Установлено, что ортосланцы являются породами более мелкоблочными (трещиноватыми), чем парасланцы: длина элементарного блока в ортосланцах составляет 0,7 м, в парасланцах — 1,0 м. Для зон влияния разрывов и кливажных зон эта величина уменьшается до 0,1 – 0,5 м.

В поверхностной части массива горные породы существенно видоизменены в результате выветривания и разгрузки. В основании и примыканиях плотины интенсивно выветрелые породы были удалены при вскрытии котлована. Линейное выветри-

вание, проникающее в глубину по крупным тектоническим трещинам, практически не сказывается на изменении деформационных, прочностных и фильтрационных свойств массива, в отличие от эффектов разгрузки.

Разгрузка естественных напряжений в скальном массиве проявляется в его разуплотнении и в увеличении трещиноватости пород, в основном за счет дополнительного раскрытия тектонических трещин, субпараллельных склонам и днищу долины, что вызывает общее снижение деформационных и прочностных свойств приповерхностных частей массива. Увеличение трещиноватости массива по мере приближения к дневной поверхности выявлено при инженерно-геологической документации штолен и смотровых скважин [8, 12], а также геофизическими исследованиями [13]. Зона разгрузки достоверно выделяется и по данным опытно-фильтрационных работ в скважинах. Водопроницаемость массива в бортах и дне долины постепенно уменьшается с удалением от дневной поверхности, пока не становится стабильной. Граница зоны разгрузки определяется началом стабильной водопроницаемости, на которую уже не влияют экзогенные факторы.

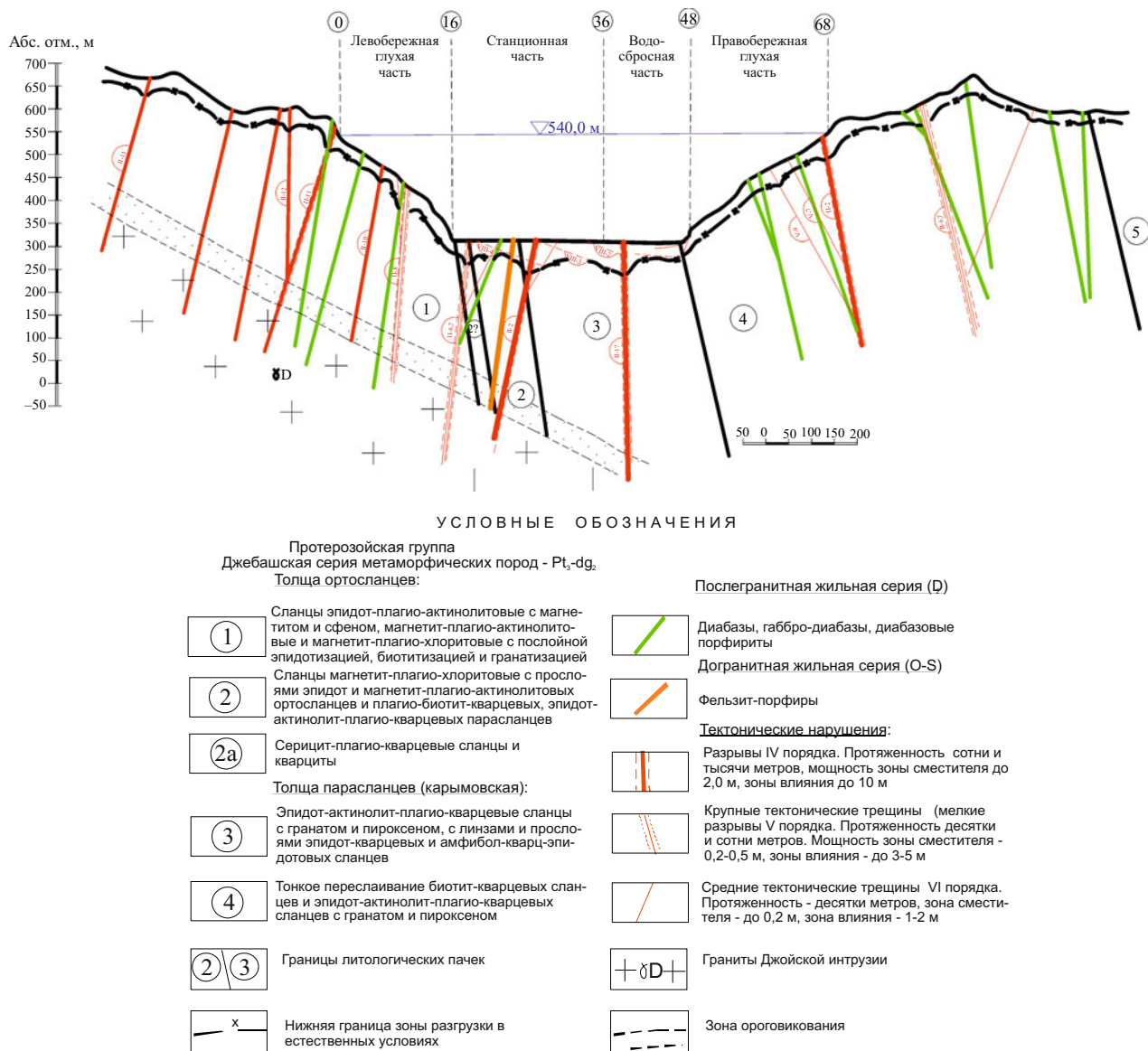


Рис. 4. Инженерно-геологический разрез скального основания по верховой грани плотины

Процессы разгрузки в дне долины р. Енисея проявились сильнее, чем в бортах. Это выражается как в увеличении мощности зоны разгрузки, так и в степени разуплотнения пород. Мощность зоны разгрузки на склонах по опытно-фильтрационным работам составляет на правом берегу на уровне гребня плотины 50 м, на левом — 90 м, а в дне долины — 110 м. При этом в дне долины величины удельного водопоглощения на два-три порядка выше, чем в бортах, что соответствует пяти-шестикратному увеличению раскрытия трещин в днище при увеличении их общего количества в 2 – 3 раза [8].

Таким образом, судя по имеющимся данным, массив скальных пород в основании и примыканиях плотины Саяно-Шушенской ГЭС сложен достаточно близкими по своим физико-механическим свойствам породами — орто- и парасланцами, разделенными на структурно-тектонические блоки дайками и разрывами разных порядков и различной

ориентировки. В зонах разрывов свойства пород несколько ухудшаются, однако с удалением в глубь массива эта разница уменьшается. Основное влияние на показатели свойств и состояния пород “*in situ*” оказывают процессы выветривания и разгрузки, неравномерность проявления которых в бортах и на дне долины обусловлена как морфологией речной долины и ориентировкой тектонических трещин, так и исходным напряженным состоянием массива [8, 12, 16].

Инженерно-геологическая модель участка

Изложенная информация о природных условиях участка створа полностью учтена при создании соответствующей пространственной инженерно-геологической модели, в которой в качестве основных структурных элементов массива приняты:

пространственное положение и условия залегания основных типов горных пород: парасланцев, ор-

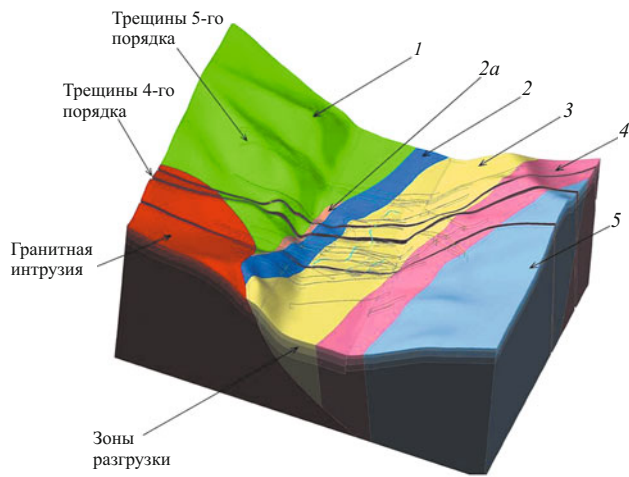


Рис. 5. Объемная модель основания, вид с южной стороны (цифрами обозначены номера пачек)

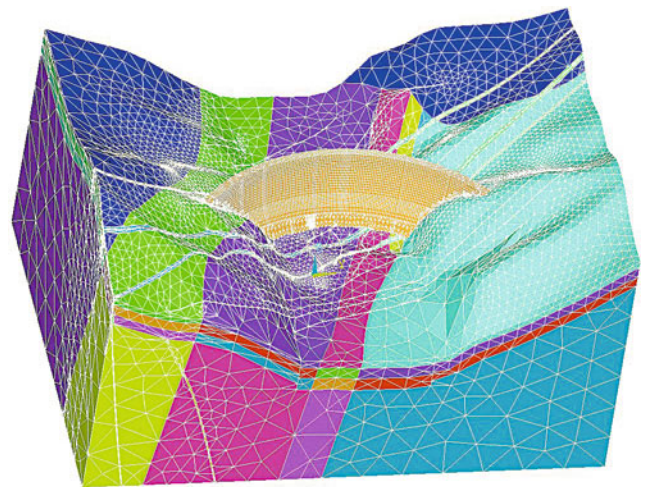


Рис. 6. Конечно-элементная модель системы “плотина — основание”, вид с северной стороны

тосланцев и гранитов Джойского массива, а также секущих массив даек разного состава и возраста;

пространственное положение и строение главных крутопадающих тектонических разломов IV и V порядка;

пространственное положение и строение пологопадающих тектонических нарушений в русловой части и примыканиях плотины;

зоны различной сохранности массива горных пород, обусловленной как тектоническими, так и экзогенными процессами.

По степени влияния экзогенных процессов на свойства пород в естественном залегании выделены следующие четыре градации:

полностью разгруженные породы в зоне интенсивного выветривания (группа I);

породы в зоне выветривания и разгрузки (группа II);

породы в зоне разгрузки (за зоной выветривания, группа III);

породы в массиве, неизмененном процессами выветривания и разгрузки (группа IV).

Для характеристики пространственного положения указанных структурных элементов на основе исходных первичных материалов в рамках заданной территории построена детальная инженерно-геологическая карта по дневной поверхности, а также система пересекающихся взаимоувязанных инженерно-геологических срезов и разрезов вдоль и поперек долины р. Енисея (рис. 4).

По совокупности исходных признаков (типа пород, параметров их трещиноватости, скоростей упругих волн и некоторых других показателей) на этих разрезах выделены квазиоднородные инженерно-геологические блоки и зоны.

В результате оцифровки контуров выделенных структурных элементов для всей совокупности построенных плоских разрезов, срезом и карт с использованием программы “Ansys” построена ис-

ходная объемная инженерно-геологическая модель массива скальных пород для участка створа плотины. В этой модели в общей сложности отображено пространственное положение 37 типов различных по своим свойствам структурных элементов массива, общая характеристика которых дана в табл. 1. Исходная объемная инженерно-геологическая модель включает около 370 тыс. конечных элементов. На рис. 5 представлен общий вид объемной твердотельной модели основания, а на рис. 6 — конечно-элементная модель плотины совместно с основанием. Эта модель послужила основой для создания заданных геомеханических моделей, которые были использованы при выполнении поверочных расчетов напряженно-деформированного состояния и устойчивости плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Расчеты выполнялись в ЦСГНЭО и во ВНИИГ.

Принципы построения геомеханических моделей

Для преобразования описанной выше исходной инженерно-геологической модели в заданные модели упругих (деформационных) и прочностных свойств необходимо количественно охарактеризовать каждый из выделенных структурных инженерно-геологических элементов соответствующими показателями их геомеханических свойств, а именно: модулями упругости E_y и деформации E для моделей упругих и деформационных свойств и показателями прочности пород “*in situ*” для модели прочностных свойств. Для решения этих задач необходимо:

определить параметры геологической среды, которые могут достаточно надежно количественно отобразить наблюдающуюся изменчивость инженерно-геологических свойств и состояния массива;

установить взаимосвязи между указанными выше параметрами и показателями геомеханических (упругих и прочностных) свойств массива;

Характеристика различных типов инженерно-геологических элементов массива пород на участке плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Породы (участки массива)		Номер типа элемента	Экзогенные зоны	Показатели до начала строительства		Показатели в период эксплуатации		
				V_p , км/с	η , %	V_p , км/с	η , %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Ортосланцы	Пачка 1 (левый берег)	1	I	3,5	4,1	5,2	2,0	
		2	II	4,3	2,6	5,4	1,6	
		3	III	4,8	1,8	5,6	1,3	
		4	IV	5,5	1,1	5,8	1,1	
	Пачка 2 (русло, зона повышенной трещиноватости)	5	I	3,1	7,8	5,0	2,3	
		6	II	4,0	4,4	5,2	2,0	
		7	III	4,8	2,7	5,4	1,6	
		8	IV	5,5	1,5	5,6	1,3	
	Пачка 2а (русло, зона повышенной трещиноватости)	9	I	3,1	7,8	4,6	3,1	
		10	II	4,0	4,4	5,0	2,3	
		11	III	4,8	2,7	5,3	1,8	
		12	IV	5,5	1,5	5,5	1,5	
Парасланцы	Пачка 3 (русло)	13	I	3,5	6,0	5,0	2,3	
		14	II	4,3	3,7	5,4	1,6	
		15	III	5,0	2,3	5,6	1,3	
		16	IV	5,8	1,1	5,8	1,1	
	Пачка 4 (правый берег)	17	I	3,5	4,1	5,2	2,0	
		18	II	4,5	2,3	5,4	1,6	
		19	III	5,3	1,3	5,6	1,8	
		20	IV	6,0	0,7	6,0	0,7	
	Пачка 5 (правый берег)	32	I	3,5	4,1	5,2	2,0	
		33	II	4,5	2,3	5,4	1,6	
		34	III	5,3	1,3	5,6	1,3	
		35	IV	6,0	0,7	6,0	0,7	
Гранитная интрузия		21	IV	5,6	0,5	5,7	0,5	
Зоны влияния крупных трещин	Крутопадающие							
		в ортосланцах	22	I	2,9	5,8 – 8,2	4,2	3,8
		в парасланцах	22а	I	3,2	4,8 – 7,0	4,4	3,3
	Крутопадающие в сланцах	23	II	3,6	3,8 – 5,6	4,6	3,0	
		24	III	4,6	2,1 – 3,0	4,8	2,7	
		25	IV	4,9	1,7 – 2,5	5,0	2,3	
	Пологопадающие в сланцах	26	I	2,0	10	2,5	7,7 – 10,0	
		27	II	3,0	5,5 – 8,0	3,2	5 – 7	
		28	III	4,0	3,0 – 4,4	4,4	2,5 – 3,5	
29		IV	4,8	1,9 – 2,7	5,0	1,6 – 2,2		
Трещины в зонах II, III, IV массива	Разломы (IV порядка)	30	II – IV					
	Крутопадающие (V порядка)	36	II – IV	-	-	-	-	
	Пологопадающие (V порядка)	37	II – IV	-	-	-	-	

на основе выявленных взаимосвязей оценить упругие, деформационные и прочностные свойства различных типов выделенных инженерно-геологических (структурных) элементов модели.

В результате анализа имеющихся данных в качестве обобщенных количественных показателей инженерно-геологических свойств изучаемого массива выбраны величины скоростей продольных волн V_p сейсмического диапазона частот и показатели объемной трещинной пустотности η пород в различных структурных элементах. Дополнительно для характеристики выделенных инженерно-геологических элементов использовались критерии Бенявского [17], а также Бартона и Хоека — Брауна [18–20]. Величины V_p и η определены для всех указанных выше типов инженерно-геологических элементов для двух различных периодов: до начала строительства гидроузла и во время его эксплуатации (2005–2009 гг). Установленные при этом значения V_p и η приведенные в табл. 1, свидетельствуют о существенном изменении в эксплуатационный период свойств и состояния большей части из выделенных элементов по сравнению с периодом изысканий. Очевидно, что эти изменения произошли как в результате инженерных мероприятий по “усилению” основания, так и под действием дополнительных техногенных нагрузок на массив и его обводнения [1, 16].

Модель упругих и деформационных свойств

На основании приведенных в табл. 1 данных для каждого из выделенных элементов массива определены значения динамического E_g и статического E_y модулей упругости, а также модуля деформации по второму циклу нагружения E_{II} и модуля суммарной или общей деформации E_{Σ} [5, 21]. Для этих целей использованы соответствующие теоретические [5] и корреляционные зависимости, установленные для исследуемых пород в результате обобщения опубликованных и фондовых материалов [13, 21].

Известно, что для квазиизотропного массива динамический модуль упругости E_g связан с величиной V_p соотношением

$$E_g = V_p^2 \rho \frac{(1 + \mu)(1 - 2\mu)}{1 - \mu}, \quad (1)$$

где ρ — плотность пород на заданном участке массива; μ — коэффициент Пуассона.

$\rho \approx \rho_{\max}(1 - \eta)$. Для скальных пород участка створа принята величина $\rho_{\max} \approx 3,0 \text{ г/см}^3$.

Значения μ вычислены на основании измеренных на различных участках массива величин скоро-

стей продольных V_p и поперечных V_s волн сейсмического диапазона частот по соотношению

$$\mu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}. \quad (2)$$

Полученные при этом величины E_g и μ для различных элементов массива приведены в графах 6 и 7 табл. 2.

Определение модулей E_y , E_{II} и E_{Σ}

В соответствии с установившейся практикой величины модулей деформации E горных пород в их естественном залегании по данным геофизических исследований определяются на основании соответствующих корреляционных соотношений [5, 21]. Показано, что наиболее тесные корреляционные связи существуют между величинами E и E_g , на основании которых определяются зависимости между модулями деформации и скоростями упругих волн для конкретных условий определения V . Подобная схема нахождения требуемых корреляционных соотношений принята и в настоящей работе.

Для определения количественных связей между величинами E_{II} , E_{Σ} и E_g , а также E_y и E_g в качестве основы использованы обобщенные корреляционные уравнения для метаморфических горных пород из работы [21], скорректированные с учетом экспериментально полученных максимальных значений $E_{g\max}$, E_{II} , E_{Σ} и E_y , а также данных натурных штамповых испытаний этих пород, выполненных Ленгидропроектом [13, 14].

При этом принято, что $E_{g\max} = 1200 \cdot 10^2 \text{ МПа}$, $E_{y\max} = 640 \cdot 10^2 \text{ МПа}$, $E_{II\max} = 565 \cdot 10^2 \text{ МПа}$, $E_{\Sigma\max} = 400 \cdot 10^2 \text{ МПа}$. Указанная величина $E_{g\max}$ соответствует сохранным породам со значением $V_p = 7,1 \text{ км/с}$, $\mu = 0,28$ и $\rho = 3,0 \text{ г/см}^3$. Значения E_{II} и E_{Σ} определялись на основании данных работы [14].

Установленные на основе перечисленных исходных данных связи между модулем E_g и определяемыми величинами модулей E_y , E_{II} и E_{Σ} описываются следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} \text{Lg } E_y &= 1,321 \text{lg } E_g - 2,225; \\ \text{Lg } E_{II} &= 1,566 \text{lg } E_g - 3,768; \\ \text{Lg } E_{\Sigma} &= 1,619 \text{lg } E_g - 4,239, \end{aligned} \quad (3)$$

где величины сопоставляемых модулей имеют размерность кг/см^2 (0,1 МПа).

Соответствующие графики связи указанных модулей приведены на рис. 7.

**Упругие свойства различных типов инженерно-геологических элементов массива пород на участке
плотины Саяно-Шушенской ГЭС**

Породы (участки массива)		Номер типа эле- мента	Экзоген- ные зоны	Показатели до начала строительства / показатели в период эксплуатации					
				V_p , км/с	μ	$E_g \cdot 10^3$ МПа	$E_y \cdot 10^3$ МПа	$E_{II} \cdot 10^3$ МПа	$E_{\Sigma} \cdot 10^3$ МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ортосланцы	Пачка 1 (левый берег)	1	I	3,5/5,2*	0,25/0,27	25,5/60,6	8,0/25,5	5,0/19,0	3,2/13,1
		2	II	4,3/5,4	0,25/0,26	40,7/66,7	15,0/29,1	10,2/22,2	6,8/15,4
		3	III	4,8/5,6	0,26/0,26	50,8/71,8	20,1/32,2	14,2/25,1	9,8/17,4
		4	IV	5,5/5,8	0,26/0,26	69,2/79,7	30,7/37,0	23,8/30,0	16,5/20,8
	Пачка 2 (русло, зона повышенной трещиноватости)	5	I	3,1/5,0	0,28/0,29	18,8/52,3	5,2/21,1	3,2/15,1	2,1/10,3
		6	II	4,0/5,2	0,27/0,28	33,3/59,2	11,6/24,9	7,5/18,4	5,0/12,8
		7	III	4,8/5,4	0,26/0,26	50,8/66,7	20,1/29,1	14,2/22,2	9,8/15,4
		8	IV	5,5/5,6	0,26/0,26	69,2/71,8	30,7/32,2	23,8/25,1	16,5/17,4
	Пачка 2а (русло, зона повышенной трещиноватости)	9	I	3,1/4,6	0,27/0,29	19,2/43,6	5/17,5	3,0/12,1	2,0/8,2
		10	II	4,0/5,0	0,27/0,28	33,3/54,8	11,6/23,8	7,5/17,5	5,0/12,0
		11	III	4,8/5,3	0,26/0,26	50,8/64,3	20,1/27,8	14,2/21,0	9,8/14,6
		12	IV	5,5/5,5	0,26/0,26	69,2/69,2	30,7/30,7	23,8/23,8	16,5/16,5
Парасланцы	Пачка 3 (русло)	13	I	3,5/5,0	0,27/0,29	24,5/52,3	7,3/23,8	4,5/17,5	3,0/12,0
		14	II	4,3/5,4	0,27/0,28	38,5/63,9	14,5/27,5	9,6/20,8	6,4/14,3
		15	III	5,0/5,6	0,26/0,26	57,2/71,8	23,8/32,2	17,5/25,1	12,0/17,4
		16	IV	5,8/5,8	0,26/0,26	79,7/79,7	37/37,0	30,0/30,0	20,8/20,8
	Пачка 4 (правый берег)	17	I	3,5/5,2	0,26/0,28	25,0/59,2	7,8/24,9	4,9/18,4	3,2/12,8
		18	II	4,5/5,4	0,26/0,28	44,7/63,9	17,0/27,5	11,8/20,8	8,0/14,3
		19	III	5,3/5,6	0,26/0,26	64,3/71,8	27,8/32,2	21,0/25,1	14,6/17,4
		20	IV	6,0/6,0	0,25/0,25	90,0/90,0	43,4/43,4	35,8/35,8	25,0/25,0
	Пачка 5 (правый берег)	32	I	3,5/5,2	0,26/0,28	25,0/59,2	7,8/24,9	4,9/18,4	3,2/12,8
		33	II	4,5/5,4	0,26/0,28	44,7/63,9	17,0/27,5	11,8/20,8	8,0/14,3
		34	III	5,3/5,6	0,26/0,26	64,3/71,8	27,8/32,2	21,0/25,1	14,6/17,4
		35	IV	6,0/6,0	0,25/0,25	90,0/90,0	43,4/43,4	35,8/35,8	25,0/25,0
Гранитная интрузия		21	IV	5,6/5,7	0,26/0,26	71,8/74,4	32,2/33,8	25,1/26,7	17,4/23,5
Зоны влияния крупных трещин	Крутопадающие в ортосланцах	22	I	2,9/4,2	0,28/0,30	16,4/34,6	4,4/12,1	2,6/8,0	1,7/5,2
		22а	I	3,2/4,4	0,28/0,30	20,0/38,0	5,7/13,9	3,5/9,2	2,2/6,2
	Крутопадающие в сланцах	23	II	3,6/4,6	0,27/0,29	25,9/43,6	8,2/16,6	5,2/11,4	3,4/7,8
		24	III	4,6/4,8	0,26/0,27	46,7/49,8	18,1/19,6	12,6/14,0	8,5/9,4
		25	IV	4,9/5,0	0,26/0,26	54,9/56,0	24,4/23,8	16,1/17,5	11,1/12,0
	Пологопадающие в сланцах	26	I	2,0/2,5	0,30/0,33	6,5/10,1	1,5/2,5	0,8/1,2	0,4/0,8
		27	II	3,0/3,2	0,29/0,29	17,2/19,5	4,7/5,5	2,7/3,3	1,75/2,1
		28	III	4,0/4,4	0,27/0,27	33,3/40,9	11,6/15,2	7,5/10,1	5,0/6,8
		29	IV	4,8/5,0	0,26/0,26	50,8/57,2	20,1/23,8	14,2/17,5	9,8/12,0

* В числителе дроби представлены показатели до начала строительства, в знаменателе — в период эксплуатации.

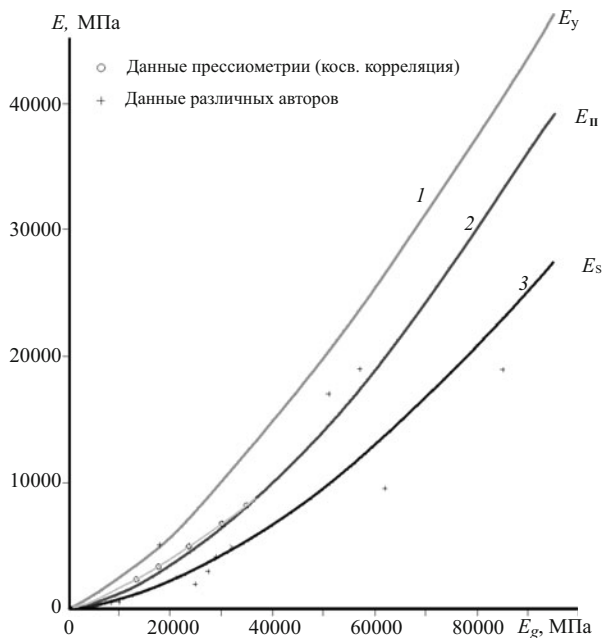


Рис. 7. Графики связи динамического модуля упругости E_g с модулем упругости E_y (1), с модулем деформации по второму циклу нагружения E_{II} (2) и с модулем суммарной деформации E_{Σ} (3)

Для определения искомых величин E_y , E_{II} и E_{Σ} часто используются связи между указанными модулями и скоростями продольных волн V_p . Соответствующие зависимости $E_y = f(V_p)$, $E_{II} = f'(V_p)$ и $E_{\Sigma} = f''(V_p)$ при этом могут быть установлены на базе исходных соотношений (3) путем определения зависимости $E_g = \varphi(V_p)$. Поскольку величина V_p существенно зависит от степени пустотности исследуемых пород, уровня их обводнения и напряженного состояния, то связи между величинами V_p и E_g многофункциональны.

В соответствии с этим многофункциональными являются и зависимости модулей E_y , E_{II} и E_{Σ} от величины V_p . В свете изложенных выше особенностей изменения скоростей V_p в массиве пород основания Саяно-Шушенской ГЭС наиболее значимыми связями искомых модулей от величины V_p являются зависимости, относящиеся к сухим V_c и обводненным V_b породам, а также аналогичные связи, полученные для скоростей сейсмического $V_{с\text{ейсм}}$ и ультразвукового $V_{уз}$ диапазона частот. В качестве примера таких зависимостей на рис. 8 приведены графики связи модуля E_{II} со значением V_p , определенными на основании установленных соотношений между $V_c^{с\text{ейсм}}$, $V_b^{с\text{ейсм}}$ и $V_c^{уз}$, $V_b^{уз}$. Согласно этим данным при оценке величины E_g для крупных структурных блоков массива рекомендуется использовать зависимость $E_g = \varphi(V_p^{с\text{ейсм}})$, соответствующую частично обводненным породам (кривая 2 на рис. 8). Отметим, что эта кривая достаточно хорошо согласуется с данными ряда других исследо-

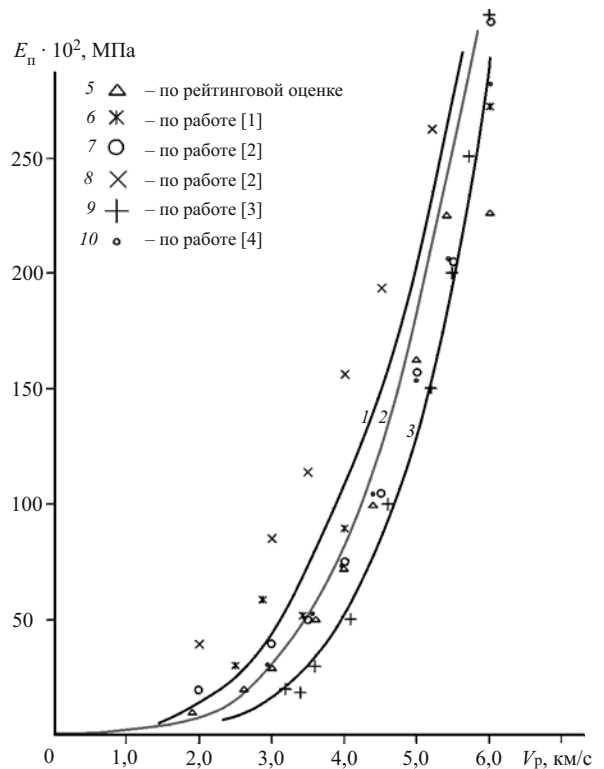


Рис. 8. Графики связи E_{II} и V_p по данным ультразвуковых исследований для сухих (1) и водонасыщенных (3) пород; 2 — по данным сейсмических исследований для водонасыщенного массива; 4 – 6, 8, 9 — данные различных авторов для водонасыщенного и 7 — для сухого массива

ваний, а также с результатами определения соотношений между величинами V_p и E_{II} на основе рейтинговых оценок по Бартону и Хоекю — Брауну.

С учетом изложенного на основании измеренных скоростей упругих волн по соотношениям (2) и (3), а также графикам рис. 7 и 8 для каждого выделенного структурного элемента массива определены соответствующие величины модулей упругости и деформации. Полученные при этом данные, приведенные в графах 8, 9 и 10 табл. 2, отображают количественные составляющие моделей упругих и деформационных свойств массива пород в основании арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС в период изысканий и в период эксплуатации объекта.

Модель прочностных свойств

Для характеристики прочностных свойств массива в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС на стадии ее проектирования и при поверочных расчетах была принята модель Кулона-Мора, в основу которой положены сдвиговые параметры по массиву — тангенс угла трения $\text{tg}\varphi$ и сцепления C . Как известно, в модели Кулона — Мора сдвиговые характеристики связаны с прочностью массива на одноосное сжатие $R_{сж}$ и растяжение R_t следующими соотношениями:

$$R_{сж} = C \frac{2\cos\varphi}{1 - \sin\varphi}; \quad (4)$$

$$R_t = R_{сж} \frac{1 - \sin\varphi}{1 + \sin\varphi} = C \frac{2\cos\varphi}{1 + \sin\varphi}, \quad (5)$$

В настоящее время хорошо отработаны способы определения всех перечисленных выше параметров для образцов горных пород в лабораторных условиях [10, 11], однако перенос этих данных на естественные массивы горных пород сопряжен со значительными трудностями. В гидротехническом строительстве при выполнении полевых опытов обычно определяются величины C и $\operatorname{tg}\varphi$. Для оценки этих параметров на участке створа плотины Саяно-Шушенской ГЭС проведено 16 опытов по сдвигу бетонных штампов по поверхности орто- (6 опытов) и парасланцев (10 опытов), в результате которых было установлено, что относительно сохраненные породы характеризуются следующими показателями [14]:
ортосланцы: $C = 2,65$ МПа,

$$\operatorname{tg}\varphi = 1,42 \quad (\varphi = 54,8^\circ);$$

парасланцы: $C = 2,50$ МПа,

$$\operatorname{tg}\varphi = 1,2 \quad (\varphi = 50,2^\circ).$$

При сдвиге штампов по разрушенной скале величина C уменьшается до 0,6 МПа, а $\operatorname{tg}\varphi$ — до 0,62 ($\varphi \approx 31,8^\circ$). Полученным значениям C и φ соответствуют следующие величины $R_{сж}$ и R_t [12]:
для относительно сохраненных ортосланцев:

$$R_{сж} = 16,7 \text{ МПа}, \\ R_t = 1,68 \text{ МПа};$$

для парасланцев:

$$R_{сж} = 13,8 \text{ МПа}, \\ R_t = 1,81 \text{ МПа};$$

для разрушенных пород: $R_{сж} = 2,16$ МПа,
 $R_t = 0,67$ МПа.

Указанные величины $R_{сж}$ и R_t более чем на порядок отличаются от аналогичных показателей, установленных при лабораторных испытаниях образцов исследуемых пород. Согласно [8] сухие образцы орто- и парасланцев с $\eta \approx 1,3$ % характеризуются $R_{сж}^c = 142 - 146$ МПа, а водонасыщенные — $R_{сж}^b = 119 - 135$ МПа. Приведенные значения показателей прочности характеризуют средние свойства массива и не отражают реальной изменчивости его свойств и состояния, что необходимо определить при создании расчетной модели. Для решения этой задачи нами были использованы подходы, развитые в работах [5, 22] и основанные на оценке прочност-

ных свойств пород “*in situ*” по скоростям упругих волн.

В соответствии с рекомендациями работ [3, 22] оценка показателя $R_{сж}^b$ в горных породах может производиться по геофизическим данным на основании измерения скоростей упругих (в основном продольных) волн V_p с использованием выражения

$$R_{сж} = R_{\max} \left\{ 1 - \left[1 - \left(\frac{V - V_0}{V_{\max} - V_0} \right)^2 \right]^{1/2} \right\}, \quad (6)$$

где $R_{сж}$ — искомая величина прочности на сжатие в заданном масштабе измерений (опробования); R_{\max} — соответствующее максимальное значение $R_{сж}^{\max}$ в том же масштабе измерений; V_p и $V_{p \max}$ — текущее и максимальное значение скорости продольных волн в заданном масштабе измерений; V_0 — величина скорости V_p , при которой $R_{сж} = 0$.

Поскольку задачей наших исследований является оценка прочностных свойств крупных блоков массива, то исходными для определения зависимости (6) являются данные, полученные для массива в натурных условиях. Поэтому, приняв в качестве исходных показателей прочности значения $R_{сж}$, полученные при сдвигах штампов, а также соответствующие условиям проведения опытов величины скоростей продольных волн сейсмического диапазона частот ($R_{сж \text{ м}} = 16,7$ МПа соответствует $V_p \approx 4,0$ км/с; $R_{сж \text{ м}} = 2,16$ МПа — $V_p \approx 2,0$ км/с), находим, что

$$R_{сж \text{ м}} = 85 \left\{ 1 - \left[1 - \left(\frac{V - 0,75}{5,45} \right)^2 \right]^{1/2} \right\}. \quad (7)$$

Согласно (7) экспериментальному значению $R_{сж \text{ м}} = 13,8$ МПа соответствует $V_p = 3,73$ км/с. Используя это и приведенные выше значения V_p , а также величины тангенса угла φ , установленные в результате штамповых испытаний, получаем уравнение связи величин $\operatorname{tg}\varphi$ и V_p , которое достаточно хорошо описывается выражением

$$\operatorname{tg}\varphi = 0,39V_p - 0,157. \quad (8)$$

Полученные уравнения (7) и (8) описывают связи прочностных показателей с величиной V_p для “сухого” (естественной влажности) массива. При обводнении (водонасыщении) этого массива происходит увеличение скоростей продольных волн и некоторое снижение параметров прочности. Анализ имеющихся материалов свидетельствует, что в этом

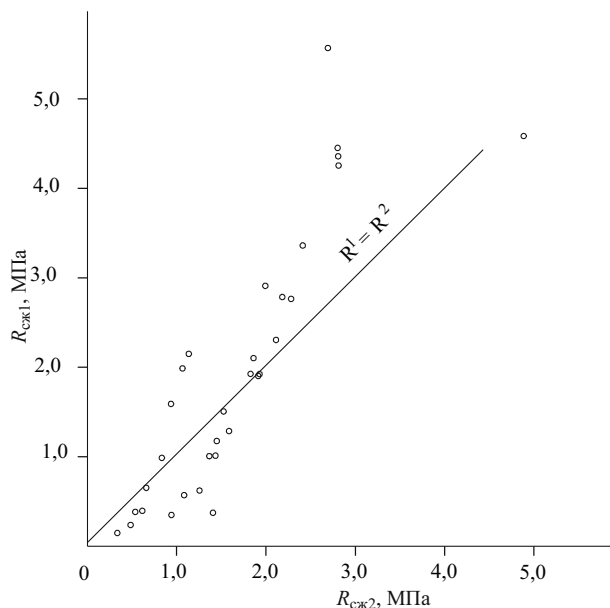


Рис. 9. Сопоставление данных определения величин $R_{сж}$ по скоростям упругих волн R^1 и по критерию Хоека — Брауна R^2

случае для связи скорости продольных волн V_p^B с соответствующими показателями прочности в первом приближении могут быть применены следующие выражения:

$$R_{сж}^B = 72 \left\{ 1 - \left[1 - \left(\frac{V_p^B - 1,72}{4,48} \right)^2 \right]^{1/2} \right\}; \quad (9)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = 0,40V_p^B - 0,42. \quad (10)$$

Приведенные уравнения (7) – (10) использованы нами для оценки прочностных свойств различных структурных элементов массива, и полученные при этом данные приведены в графах 6 и 8 табл. 3. Для проверки достоверности полученных данных значения показателя $R_{сж}$, приведенные в графе 6 табл. 3, сопоставлены с величинами этого показателя, определенными для некоторых структурных элементов исследуемого массива на основании рейтинговых оценок и критериев Хоека — Брауна [18 – 20]. Результаты такого сопоставления свидетельствуют, что полученные в данной работе показатели $R_{сж}$ в целом согласуются с величиной так называемой “глобальной” прочности $R_{сжг}$ [19], которая соответствует прочности на сжатие больших по размерам отдельностей скального массива, таких, как целики между соседними горными выработками. Согласно полученным данным при $R_{сж} < 15 \dots 20$ МПа $R_{сж} < R_{сжг}^r$, а при $R_{сж} > 20 \dots 25$ МПа $R_{сж} > R_{сжг}^r$ (рис. 9), однако в целом сравниваемые результаты независимых определений удовлетвори-



Рис. 10. Распределение пластических деформаций в блоке основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС

тельно совпадают. Если при этом исходить из того, что при $R_{сж} < 20$ МПа приведенные в табл. 3 показатели прочности совпадают с данными натуральных испытаний, то следует признать эти данные более близкими к реальным показателям. Таким образом, можно считать, что указанные в табл. 3 значения показателей прочности различных структурных элементов достаточно объективно отражают прочностные свойства массива пород на участке плотины Саяно-Шушенской ГЭС и, следовательно, могут быть использованы как при создании модели прочностных свойств исследуемого массива, так и при выполнении требуемых поверочных расчетов.

С учетом изложенного описанные модели использовались специалистами ВНИИГ и ЦСГНЭО для определения надежности системы “плотина — основание — водохранилище”. Расчеты, выполненные в ЦСГНЭО под руководством В. И. Бронштейна и М. Е. Грошева (при участии В. В. Речицкого, М. М. Дикинова и С. Н. Хохотвы), позволили оценить поведение системы с учетом пластических деформаций в скальном основании плотины и в самом сооружении. При этом в модели основания были четко выделены участки максимальных пластических деформаций (рис. 10), соответствующие наиболее “опасным” участкам массива. По совокупности выполненных ЦСГНЭО расчетных исследований с использованием описанных в настоящей работе геомеханических моделей был определен коэффициент запаса несущей способности указанной выше системы, который при НПУ = 539 м оказался близким к проектному.

Выводы

1. Изложены принципы, методика и результаты построения объемных геомеханических моделей (модели упругих, деформационных и прочностных свойств) массива пород на участке плотины Саяно-Шушенской ГЭС.

**Прочностные свойства различных типов инженерно-геологических элементов массива пород
на участке плотины Саяно-Шушенской ГЭС**

Породы (участки массива)		№ типа эл-та	Экзогенные зоны	Показатели до начала строительства / Показатели в период эксплуатации				
				V_p , км/с	$R_{сж}$, МПа	R_t , МПа	tgφ, МПа	C, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ортосланцы	Пачка 1 (левый берег)	1	I	3,5/5,2	11,5/27,0	1,51/4,77	1,20/0,98	2,08/5,67
		2	II	4,3/5,4	21,0/32,0	1,93/3,70	1,50/1,30	3,18/5,44
		3	III	4,8/5,6	28,5/36,0	2,11/3,30	1,70/1,50	3,88/5,45
		4	IV	5,5/5,8	43,5/44,0	2,66/3,01	1,90/1,78	5,37/5,76
	Пачка 2 (русло, зона повышенной трещиноватости)	5	I	3,1/5,0	3,5/23,0	0,78/1,93	0,82/1,58	0,83/3,33
		6	II	4,0/5,2	10,0/27,0	1,34/2,09	1,18/1,66	1,83/3,75
		7	III	4,8/5,4	20,0/32,0	1,83/2,28	1,50/1,74	3,03/4,27
		8	IV	5,5/5,6	34,0/36,0	2,33/2,37	1,78/1,82	4,45/4,62
	Пачка 2а (русло, зона повышенной трещиноватости)	9	I	3,1/4,6	3,5/16,5	0,78/1,66	0,82/1,42	0,83/2,61
		10	II	4,0/5,0	10,0/23,0	1,34/1,93	1,18/1,58	1,83/3,33
		11	III	4,8/5,3	20,0/29,0	1,83/2,16	1,50/1,70	3,03/3,95
		12	IV	5,5/5,5	34,0/34,0	2,52/2,33	1,70/1,78	4,63/4,45
Парасланцы	Пачка 3 (русло)	13	I	3,5/5,0	6,0/23,0	1,06/1,93	0,98/1,58	1,26/3,33
		14	II	4,3/5,4	13,0/20,0	1,50/1,42	1,30/1,74	2,21/2,67
		15	III	5,0/5,6	23,0/36,0	1,93/2,37	1,58/1,82	3,33/4,62
		16	IV	5,8/5,8	44,0/44,0	2,69/2,69	1,90/1,90	5,44/5,44
	Пачка 4 (правый берег)	17	I	3,5/5,2	6,0/27,0	1,06/2,09	0,98/1,66	1,26/3,75
		18	II	4,5/5,4	15,0/32,0	1,58/2,28	1,38/1,74	2,43/4,27
		19	III	5,3/5,6	29,0/36,0	2,15/2,37	1,70/1,82	3,95/4,62
		20	IV	6,0/6,0	56,0/56,0	3,18/3,18	1,98/1,98	6,67/6,67
	Пачка 5 (правый берег)	32	I	3,5/5,2	4,5/27,0	0,58/2,09	1,21/1,66	0,81/3,75
		33	II	4,5/5,4	23,5/32,0	1,93/2,28	1,60/1,74	3,37/4,27
		34	III	5,3/5,6	38,0/36,0	2,30/2,37	1,91/1,82	4,67/4,62
		35	IV	6,0/6,0	63,0/56,0	3,01/3,18	2,18/1,98	6,88/6,67
Гранитная интрузия		21	IV	5,6/5,7	46,0/46,0	2,50/2,50	2,03/2,03	5,36/5,36
Зоны влияния крупных трещин	Крутопадающие в ортосланцах							
		22	I	2,9/4,2	2,5/12,0	0,64/1,48	0,74/1,25	0,63/2,10
	Крутопадающие в парасланцах	22а	I	3,2/4,4	4,0/14,0	0,84/1,54	0,86/1,34	0,92/2,32
		Крутопадающие в сланцах	23	II	3,6/4,6	6,5/16,5	1,08/1,66	1,02/1,42
	24		III	4,6/4,8	16,5/20,0	1,66/1,83	1,42/1,50	2,61/3,03
	25		IV	4,9/5,0	21,5/23,0	1,89/1,93	1,54/1,58	3,18/3,33
	Пологопадающие в сланцах	26	I	2,0/2,5	1,5/3,0	0,71/1,00	0,38/0,58	0,52/0,86
		27	II	3,0/3,2	4,0/6,0	0,95/1,26	0,78/0,86	0,98/1,38
		28	III	4,0/4,4	10,0/14,0	1,34/1,54	1,18/1,34	1,83/2,32
		29	IV	4,8/5,0	20,0/23,0	1,83/1,93	1,50/1,58	3,03/3,33

* В числителе дроби представлены показатели до начала строительства, в знаменателе — в период эксплуатации.

2. Установлено, что по совокупности генетических признаков, характеру тектонической нарушенности и трещиноватости, а также интенсивности проявления процессов выветривания и разгрузки в исследуемой части массива выделяется более тридцати различных типов инженерно-геологических элементов, различающихся по своим физико-механическим свойствам. Пространственное распределение этих элементов в массиве пород на участке Саяно-Шушенской ГЭС образует его исходную объемную инженерно-геологическую модель, которая служит основой для разработки геомеханических моделей.

3. Показано, что различие свойств и состояния выделенных структурных элементов инженерно-геологической модели достаточно хорошо отображается показателем объемной трещинной пустотности η пород, слагающих эти элементы, и величиной скорости продольных волн V_p сейсмического диапазона частот. Поэтому исходная объемная инженерно-геологическая модель количественно описана в терминах η и V_p .

4. Для перехода от исходной инженерно-геологической модели к заданным геомеханическим использованы уравнения связи между значениями V_p и показателями упругих (деформационных) и прочностных свойств исследуемых пород. Указанные связи установлены на основании обобщения и комплексного анализа данных полевых геомеханических и геофизических исследований различных авторов, выполненных на Саяно-Шушенской ГЭС и на других объектах.

5. Полученные указанным способом объемные модели упругих (деформационных) и прочностных свойств массива пород на участке Саяно-Шушенской ГЭС использованы для поверочных расчетов напряженно-деформированного состояния и устойчивости арочно-гравитационной плотины, результаты которых, подтвердив общую надежность состояния сооружения, выявили наиболее потенциально опасные зоны в массиве его основания.

Список литературы

1. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. — Красноярск: Дом "Суриков", 1999.
2. Брызгалов В. И., Гордон Л. А., Лащенков С. Я. Опыт работы комиссии РАО "ЕЭС России" по оценке состояния системы "плотина — основание" Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2002. № 12. С. 16 – 17.
3. Бронштейн В. И., Грошев М. Е. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния высоких плотин // Гидротехническое строительство. 2002. № 6. С. 16 – 17.
4. СНиП 33 – 01 – 2003. Гидротехнические сооружения. М., 2004.
5. Комплексные инженерно-геофизические исследования при строительстве гидротехнических сооружений / Под ред. А. И. Савича и Б. П. Куюнджича. — М.: Недра, 1990.
6. Савич А. И., Газиев Э. Г., Речицкий В. И., Ильин М. М. Современные методы изысканий в гидротехническом строительстве на скальных основаниях // Гидротехническое строительство. 2007. № 6. С. 20 – 32.
7. Chopra A. K., Nuss L. K. Seismic safety evaluation and upgrading of Arch Dams // Twenty-third Congress on Large Dams. Brasilia, Mai, 2009. Transactions. Q. 90-R.17.
8. Бадухин В. Н., Луцевич О. А., Пирогов И. А. Саяно-Шушенская плотина на р. Енисей // Геология и плотины. 1986. Т. X. С. 6 – 24.
9. Гуреев А. М. Инженерно-геологическая модель скального массива в основании гидротехнического сооружения // Тр. координационного совещания по гидротехнике / ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. Вып. 77: Дискретные среды в гидротехническом строительстве. — Л.: Энергия, 1972. С. 5 – 14.
10. СНиП 2.02.02 – 85*. Основания гидротехнических сооружений. М., 2004.
11. Газиев Э. Г. Скальные основания бетонных плотин. — М.: Изд-во Ассоциации строительных ВУЗов, 2005.
12. Прочухан Д. П., Пирогов И. А., Бадухин В. Н. Инженерно-геологические условия возведения плотины Саянской ГЭС // Тр. Гидропроекта. 1972. Вып. 27. С. 5 – 45.
13. Ваксар А. И., Воронков О. К. Связь модуля деформации скальных пород с пористостью и трещиноватостью, определенными геофизическими методами // Изв. ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. Л.: Энергия, 1973. Т. 103 С. 189 – 200.
14. Роза С. А., Зеленский Б. Д. исследование механических свойств скальных оснований гидротехнических сооружений. — М.: Энергия, 1967.
15. Чернов Г. А. К изучению сейсмологии и неотектоники Алтае-Саянской горной области. Сейсмология восточной части Алтае-Саянской области // Тр. института геологии и геофизики СоАН СССР. Вып. 399. С. 99 – 107.
16. Воронков О. К. Основание Саяно-Шушенской ГЭС: строение, свойства, состояние // Гидротехническое строительство. 2010. С. 8 – 13.
17. Bieniavski Z. T. Engineering Rock Mass Classifications // John Wiley, Rotterdam, 1989, 251 p.
18. Barton N. Geotechnical Design. World Tunnelling, Nov. 1991, pp. 410 – 416.
19. Hoek E. and Brown E. T. Practical Estimates of Rock Mass Strength. Int. Jr. Rock Mech. And Min. Sci., Pergamon, 1997, Vol. 34, № 8, pp. 1165 – 1186.
20. Hoek E., Carranza-Torres C., Corkum B. Hoek-Brown Failure Criterion — 2002 Edition. 5th North American Rock Mechanics Symp. and 17th Tunneling Association of Canada Conf. Toronto, 2002, pp. 267 – 271.
21. Савич А. И. Обобщенные зависимости между статическими и динамическими показателями деформируемости скальных горных пород // Гидротехническое строительство. 1984. № 8. С. 50 – 54.
22. Шамян Л. В. Природа физико-механических свойств массивов горных пород. — М.: МГУ, 1988.
23. Фишман Ю. А. Сравнение характеристик прочности и деформируемости скальных оснований бетонных плотин // Тр. Гидропроекта. 1977. Вып. 50. С. 3 – 28.

Концепция проекта Сибирячихинской МГЭС в Алтайском крае

Баделин А. С., технический директор ООО “Активити”,
Власкин В. А., главный инженер ООО “Активити”, Алексанян Ю. В., инженер

Рассматриваются предварительные проработки по проекту одной из первых современных малых гидроэлектростанций в Алтайском крае

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, малые ГЭС

Малая возобновляемая энергетика России как составной элемент электроэнергетики России в целом в настоящее время находится в неразвитом, скорее, запущенном состоянии. Сравнение доли электроэнергии, производимой на объектах малой энергетики (в основном это малая гидроэнергетика и, в меньшей степени, ветроэнергетика), с общей величиной электроэнергии, вырабатываемой в стране, выявляет ничтожные показатели вклада малой энергетики в общий объём. При этом данная ситуация не является типичной для большого числа других стран, как экономически развитых, так и не относящихся к таковым.

Современное состояние малой энергетики России не всегда было столь удручающим. В XX в. отмечались периоды, когда малая гидротехника и ветроэнергетика были востребованы и воспринимались как важные дополнительные составляющие энергетики в целом, обеспечивающие свой вклад в суммарную величину вырабатываемой в стране электроэнергии. В частности, с 30-х гг. прошлого века происходил резкий рост интереса к строительству ветряных электростанций. К концу 50-х гг. суммарная установленная мощность ВЭС достигала 100 МВт [1]. После окончания Великой Отечественной войны ещё большее развитие получила малая гидроэнергетика. К началу 50-х гг. темпы ввода в эксплуатацию малых ГЭС в СССР достигали 100 – 200 мГЭС в год (в 1945 г. около 600) [2]. Необходимость в удовлетворении запросов в поставках энергетического оборудования привела к ускоренному развитию соответствующих отраслей машиностроения: велась разработка унифицированных линеек малых ветро- и гидротурбин, производилось их активное заводское освоение. Следует подчеркнуть, что в это период развитие малой возобновляемой энергетики шло параллельно с развёртыванием строительства крупнейших гидростанций будущего Волжско-Камского каскада, с началом освоения гидроэнергетического потенциала Сибири, с продолжением строительства крупных ТЭС как базовых составляющих энергетики страны.

К сожалению, в дальнейшем, начиная с середины 1950-х гг., в СССР было сформировано устойчивое мнение о принципиальной экономической не-

целесообразности освоения возобновляемых источников энергии. В результате начался процесс свёртывания проектов строительства малых ГЭС и ВЭС, по выводу из эксплуатации уже построенных станций. Естественно, было закрыто и соответствующее направление в машиностроении. К началу 1970-х гг. малая возобновляемая энергетика в стране практически перестала существовать.

Нельзя утверждать, что принятое 60 лет назад решение об отказе в освоении малых источников энергии было целиком ошибочным. Скорее, его можно рассматривать как неоптимальное и не полностью отражающее реальные потребности и возможности в развитии энергосистемы большой страны. Одним из веских доводов здесь является современный зарубежный опыт. Уровень развития в Европе и других регионах малой гидроэнергетики, особенно ветроэнергетики, показывает, что даже в условиях наличия большого числа крупных энергогенерирующих станций и высокого уровня развития передающих сетей малые электростанции на возобновляемых источниках энергии часто сохраняют свои конкурентные преимущества и оказываются экономически эффективными и привлекательными для инвесторов.

При рассмотрении современных перспектив освоения малых возобновляемых источников энергии России может быть сформулирован ряд необходимых условий (критериев), позволяющих рассматривать данные проекты как конкурентоспособные:

благоприятные природные условия — топографические, геологические, экологические, гидрологические (для малых ГЭС) или метеорологические (для ВЭС);

сравнительно невысокий уровень заселённости и хозяйственного освоения места расположения объекта;

средний или низкий уровень развития местной электрической сети;

принципиальная транспортная доступность места расположения объекта;

благоприятные экономические и правовые условия для строительства энергогенерирующего объекта;

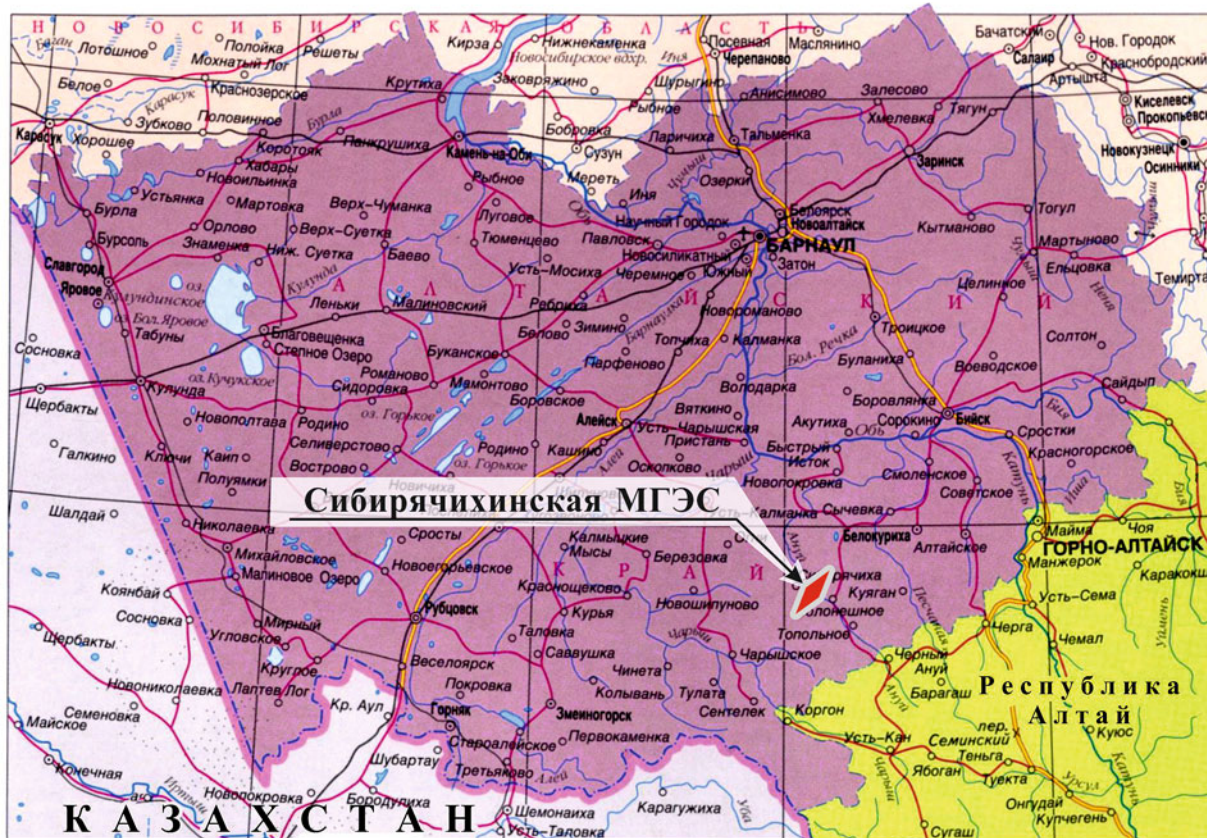


Рис. 1. Карта Алтайского края

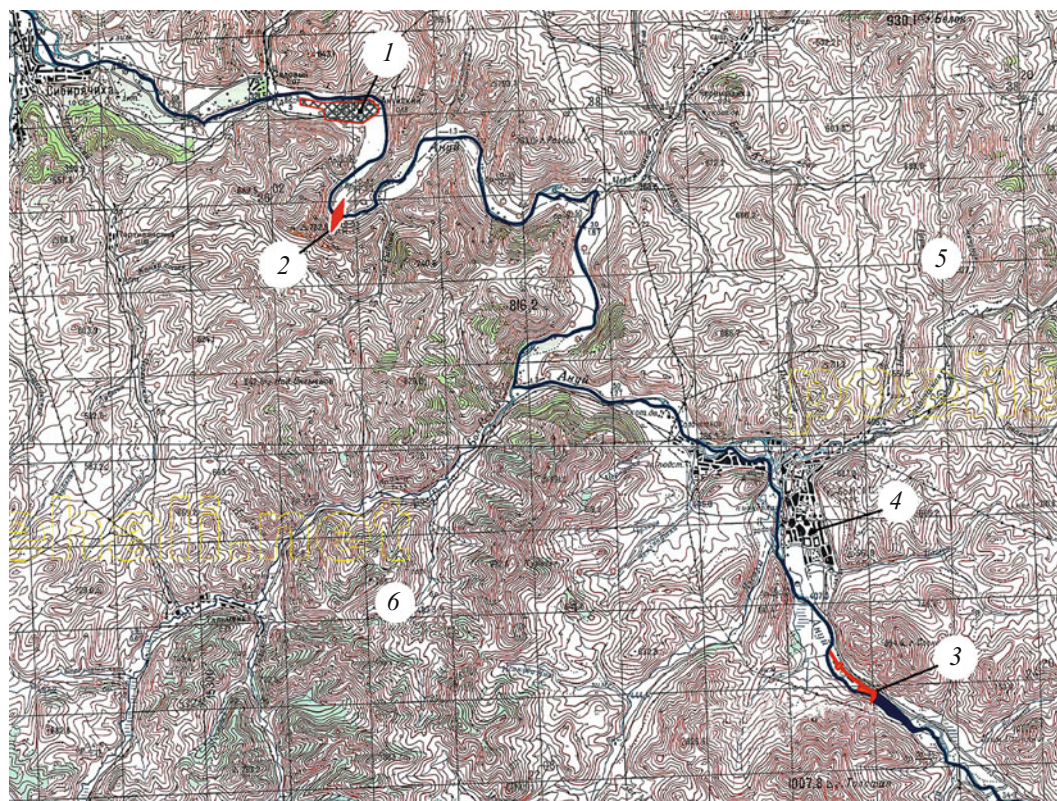


Рис. 2. Схема расположения Сибирячихинской МГЭС:

1 — пос. Ануйский; 2 — створ Сибирячихинской МГЭС; 3 — запроектированная Солонешенская МГЭС; 4 — с. Солонешное; 5 — Ануйский хребет; 6 — Бачелакский хребет



Рис. 3. Общий вид на площадку расположения (в сторону левого берега):

штриховой линией указано положение гребня земляной плотины

заинтересованность местного населения и властей в наличии собственного источника электричества.

Опираясь на указанные условия ООО «Активити» в течение последних лет осуществляет поиск и

изучение перспективных мест размещения объектов малой энергетики — ветряной и гидравлической. По результатам выбора наиболее привлекательных из них по заказу инвестора разрабатывается необходимая для строительства техническая документация. Рассматривая перспективы осуществления проектов малых электростанций практически в любом административном субъекте России, наибольшее внимание, по ряду объективных причин, уделяется районам Сибири и Дальнего Востока.

В 2010–2011 гг. в рамках изучения вопроса перспективы освоения экономического энергопотенциала малых водотоков юга Западной Сибири ООО «Активити» разработало «Программу строительства малых ГЭС в Алтайском крае». Настоящая работа представляет собой первый шаг по реализации проектов строительства малых ГЭС на частной основе в одном из наиболее благоприятных для подобных проектов регионов России. Программой рассматриваются возможности строительства гидростанций на новых площадках и в виде встраивания в действующие гидроузлы неэнергетического назначения. По результатам разработки Программы

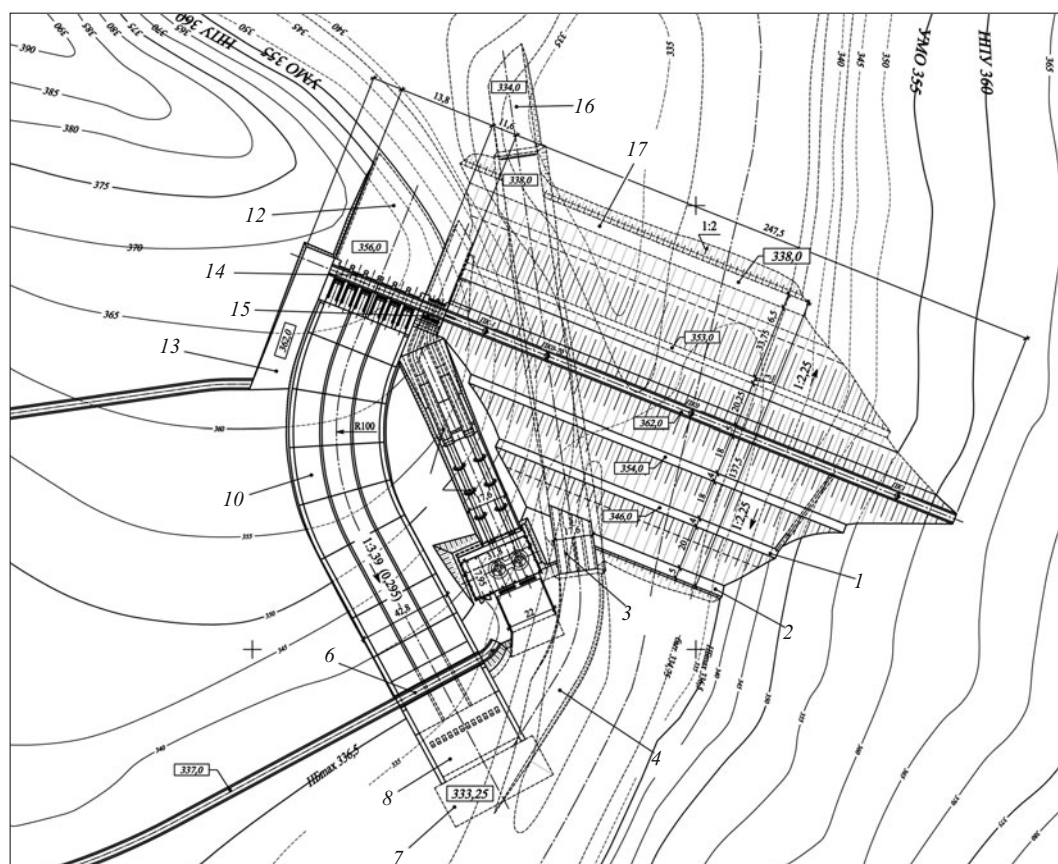


Рис. 4. План основных сооружений:

1 — левобережный выход цемгалереи; 2 — гребень низовой перемычки; 3 — строительный водосброс; 4 — отводящий канал строительного водосброса; 5 — автодорога к зданию МГЭС; 6 — мостовой переезд через береговой водосброс; 7 — рисберма берегового водосброса; 8 — водобойный колодец берегового водосброса; 9 — напорные трубопроводы; 10 — быстроток берегового водосброса; 11 — автодорога к эксплуатационной площадке; 12 — подходной участок перед головным сооружением; 13 — эксплуатационная площадка; 14 — головное сооружение берегового водосброса; 15 — водоприёмник МГЭС; 16 — подводящий канал строительного водосброса; 17 — верховая перемычка

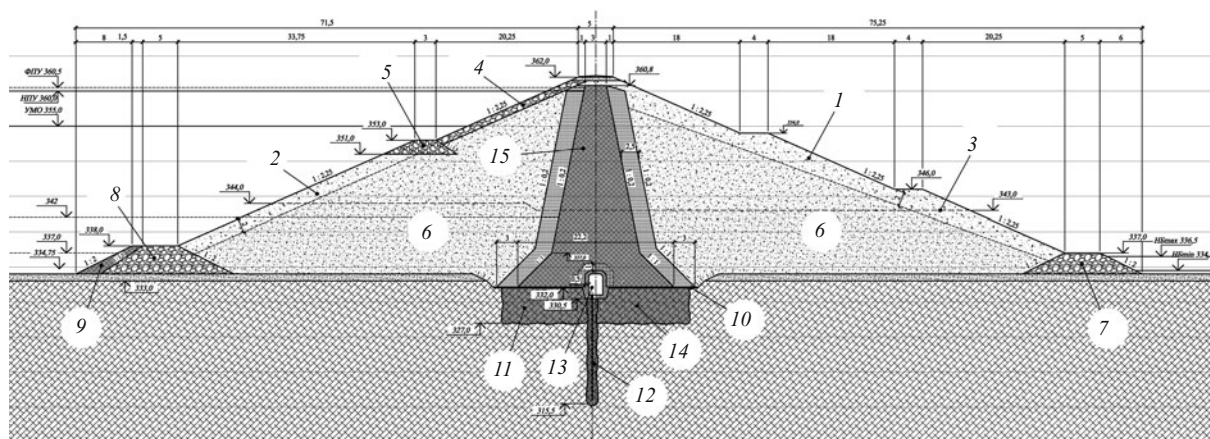


Рис. 5. Поперечный разрез по каменно-земляной плотине:

1 — укрепленный низовой откос; 2 — укрепленный верховой откос; 3 — положение гребня плотины при пропуске паводка строительного периода; 4 — крепление откоса; 5 — упор крепления откоса; 6 — верховая и низовая упорные призмы; 7 — призма низовой перемычки; 8 — призма верховой перемычки; 9 — экран верховой перемычки; 10 — крепление основания торкрет-бетоном; 11 — площадная цементация; 12 — глубинная цементзавеса; 13 — цементационная галерея; 14 — цементационная галерея; 15 — центральное ядро

составлен ранжированный перечень проектов малых ГЭС (всего 14 объектов), располагающихся в основном в юго-восточной части Алтайского края. Одну из первых позиций в данном перечне заняла Солонешенская МГЭС, расположенная на р. Ануй в Солонешенском муниципальном районе. Проект строительства Солонешенской МГЭС установленной мощностью 1,2 МВт признан пилотным для реализации в данном регионе. По заказу инвестора (ООО «ИК Энергия») на начало 2012 г. по Солонешенской МГЭС разработана проектная документация и начата разработка рабочей документации.

Настоящая статья посвящена другому объекту Программы — Сибирячихинской МГЭС.

Площадка сооружений Сибирячихинской МГЭС располагается на р. Ануй в Солонешенском районе Алтайского края (рис. 1). Расстояние от ближайшего населённого пункта, расположенного ниже по течению пос. Ануйский, составляет 2,5 км (рис. 2). Сибирячихинская МГЭС по отношению к Солонешенской МГЭС является нижней ступенью, расположенной на расстоянии 27 км.

Р. Ануй является левобережным притоком р. Оби. Длина реки составляет 327 км, площадь водосборного бассейна — 6930 км². В рассматриваемом районе р. Ануй протекает в низкогорной долине в пределах Башчелакского и Ануйского хребтов. В месте расположения гидроузла река извивается по крутой излучине, в точке резкого поворота которой располагается створ сооружений напорного фронта. Долина реки на данном участке имеет в целом симметричный профиль, высота берегов достигает 60 – 100 м и более (рис. 3). Уклон русла составляет 0,0024, отметка дна в створе — 334 м.

Естественное основание представлено выветрелыми скальными породами — глинистыми сланцами, перекрытыми маломощной толщей осадочных

отложений (аллювиальные галечники в русле, делювиальные песчано-глинистые грунты по склонам). На локальных участках скала имеет выходы на дневную поверхность.

По компоновке основных сооружений и схеме создания напора Сибирячихинская МГЭС относится к приплотинным гидроэлектростанциям. III класс гидротехнических сооружений. Состав основных сооружений представлен (рис. 4) каменно-земляной плотиной, береговым поверхностным водосбросом, комплексом энергетических сооружений (табл. 1, 2).

Расположение створа в пределах речной излучины выбирается исходя из обеспечения минимизации строительных объёмов по основному подпорному сооружению — каменно-земляной плотине.

Таблица 1

Параметры водохранилища Сибирячихинской МГЭС

Параметр	Значение
НПУ, м	360,0
ФПУ, м	360,5
УМО, м	355,0
Глубина сработки, м	5,0
Полный объём, млн. м ³	52,5
Мёртвый объём, млн. м ³	30,8
Полезный объём, млн. м ³	21,7
Максимальная глубина (при НПУ), м	26
Длина (при НПУ), км	13,4
Коэффициент ёмкости	0,035

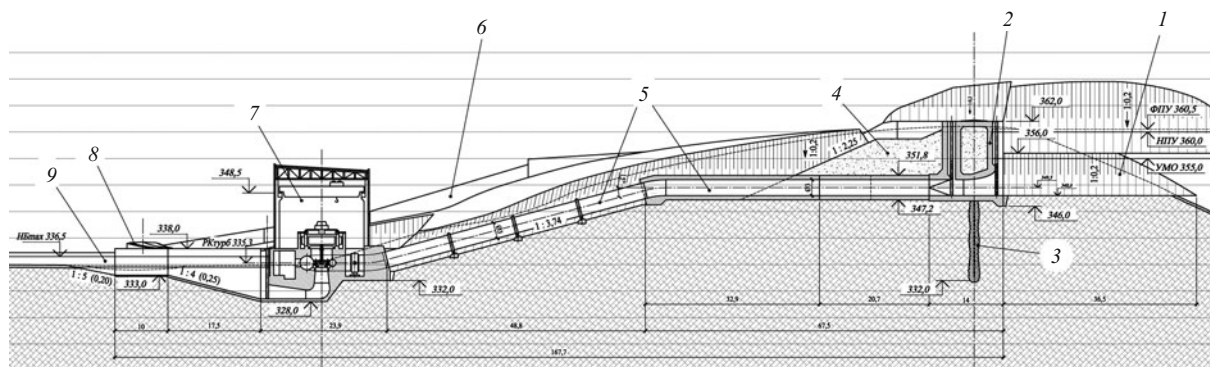


Рис. 6. Продольный разрез по береговому поверхностному водосбору:

1 — подводящий канал водоприёмника; 2 — водоприёмник; 3 — глубинная цемзавеса; 4 — обратная засыпка; 5 — напорные трубопроводы; 6 — продольная стена быстротока берегового водосбора; 7 — здание МГЭС; 8 — мостовой переезд; 9 — отводящий канал

Каменно-земляная плотина (рис. 5) запроектирована максимальной высотой 29 м и длиной по гребню 248 м. Ширина по гребню — 5 м (отметка гребня 362,00 м), максимальная ширина в основании — 151,0 м. Материалом для верховой и низовой упорных призм служат крупнообломочные грунты, отсыпаемые с послойным уплотнением. Рассматривается вопрос об использовании на предварительной стадии глинистых сланцев [3, 4] в качестве основного материала, добыча которых может быть выполнена в непосредственной близости от створа. В приповерхностные зоны обеих упорных призм плотины толщиной около 2 м отсыпается прочный камень более крупной фракции, чем в основное тело. Откос верховой призмы выполняется с уклоном 1:2,25. В зоне переменного уровня откос закрепляется наброской из крупного камня (диаметром до 1 м). В основании крепления на отметке 353,0 м устраивается берма шириной 3 м. Ещё одна берма размещается ближе к основанию верхового откоса и является гребнем верховой строительной перемычки. Низовой откос выполняется с тем же постоянным уклоном 1:2,25. По высоте откос разделяется на три бермы, нижняя из которых представляет собой гребень низовой перемычки.

В качестве противодиффузионного элемента выступает центральное ядро. Материалом для тела ядра служат дроблёные и уплотнённые глинистые сланцы, материал переходных зон — песчано-гра-

вийные смеси (постоянной толщины 2,5 м). Ширина ядра поверху принята равной 3 м (отметка 360,8 м, заглубление под отметку гребня 1,20 м). При уклонах граней 1:0,2 ядро ближе к основанию расширяется до 12,50 м, ещё ниже (до отметки основания 332,15 м) для повышения надёжности сопряжения с основанием выполняется резкое расширение до 22,2 м. Непосредственным основанием ядра служит торкрет-бетонное покрытие котлована толщиной около 0,15 м.

Для выполнения работ по устройству цемзавесы и мониторинга за состоянием сооружения в основании ядра по его оси предусматривается цементационная галерея (внутренний габарит 2,0 × 3,0 м). Цементация под подошвой ядра запланирована двух видов: площадная глубиной до 5 м, и глубинная — до 15 м.

У правого берега на отметке подошвы каменно-земляной плотины располагается строительный трубчатый водосбор, являющийся основным водопропускным сооружением на период строительства МГЭС. Длина водосбора — 190 м, включает четыре нитки размерами поперечного сечения 3 × 4 м.

Береговой поверхностный водосбор принимается по типу быстротока с расположением в выемке на относительно пологом правом берегу (рис. 6). Водосбор состоит из головного сооружения, быстротока и водобойного колодца. Для обеспечения нормального подвода воды к головному сооружению перед ним устраивается подходный участок на отметке 356,0 м (выемка пород правого берега на глубину до 12 м). Головное сооружение водосбора выполняется в виде шестипролётного водослива без порога, с плановыми размерами 44 × 20 м. Пролёты шириной по 5 м оборудуются сегментными затворами. Быстроток полной протяжённостью 192,7 м состоит из девяти секций длиной по 15,5 – 30 м и рабочей шириной 39 м. Трасса быстротока включает два участка. Первый участок — пологий криволинейный длиной 102,7 м и уклоном

Таблица 2

Основные энергетические показатели Сибирячихинской МГЭС

Параметр	Значение
Установленная мощность, МВт	6
Среднегодовая выработка, млн. кВт · ч	25,3
Условное число часов использования установленной мощности, ч	4220

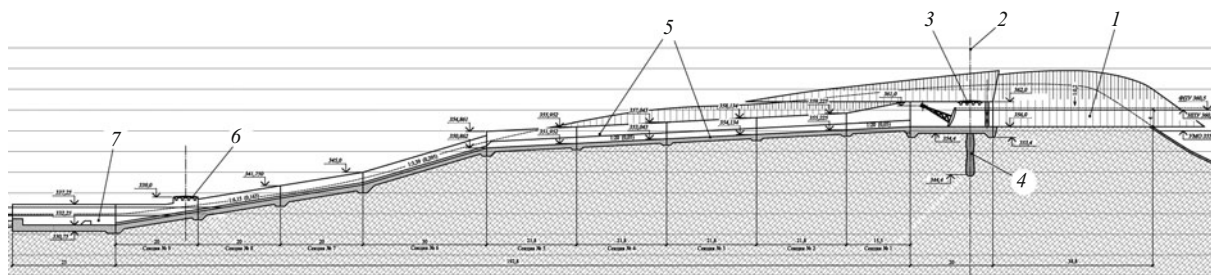


Рис. 7. Продольный разрез по комплексу энергетических сооружений:

1 — подходный участок перед головным сооружением; 2 — ось створа гидроузла; 3 — мостовой переезд через головное сооружение водосброса; 4 — глубинная цемзавеса; 5 — секции быстротока водосброса; 6 — мостовой переезд в концевой части водосброса; 7 — водобойный колодец

1:20, в пределах которого осуществляется поворот трассы на угол 50° в сторону русла р. Ануй с осевым радиусом 100 м. Второй участок — крутой прямолинейный длиной 90 м и уклонами 1:3,4 и 1:6,2. Водобойный колодец, примыкающий к девятой секции быстротока, выполняется длиной 25 м с рядом гасителей. За колодцем на сопряжении с руслом реки располагается короткая рисберма. Пропускная способность сооружений поверхностного водосброса при НПУ 360 м составляет $384 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для комплекса энергетических сооружений принята правобережная компоновка. В состав комплекса входят (рис. 7) водоприёмник, напорные трубопроводы, здание МГЭС, отводящий канал.

Водоприёмник непосредственно примыкает к поверхностному водосбросу, располагаясь между ним и правобережным примыканием каменно-земляной плотины на площадке, образованной выемкой на отметке 348,00 м. Водоприёмник напорный, с двумя приёмными отверстиями с плавно очерченным входом. Отверстия оборудованы сороудерживающими решётками и плоскими аварийными затворами 3×3 м. Размеры в плане — $11,6 \times 11,5$ м, полная высота — 15 м.

Две нитки напорных водоводов осреднённой длиной 104 м выполняются комбинированной конструкции из двух участков. Первый участок — горизонтальные железобетонные трубопроводы длиной 54 м на отметке 347,2 м, статический напор — 12 м. Второй участок — наклонные металлические трубопроводы длиной 50 м с тремя промежуточными опорами по откосу с уклоном 1:3,7, статический напор — 25,5 м. Внутренний диаметр трубопроводов на обоих участках равен 3 м. В пределах горизонтального участка организуется плавный поворот трассы водоводов на угол 45° .

Здание МГЭС приплотинного типа располагается между каменно-земляной плотиной (выходным порталом строительного трубчатого водосброса) и береговым поверхностным водосбросом. Подземная часть здания принимается неразрезной конст-

рукции, включающей дваагрегатный блок и монтажную площадку. Плановые размеры подземной части составляют 32×24 м, глубина — 10 м (отметка фундаментной плиты — 326,6 м). Верхнее строение выполняется габаритами $l \times b \times h = 32 \times 18 \times 16$ м. Отметка машзала МГЭС — 338,0 м. В здании устанавливаются два вертикальных гидроагрегата мощностью по 3000 кВт. Турбины принимаются радиально-осевого типа диаметром рабочего колеса 1,9 м, на отметке 335,3 м, в металлических спиральных камерах. Генераторы подвесного исполнения. Перед турбинами устанавливаются дисковые затворы диаметром 3 м.

Сопряжение здания МГЭС с естественным руслом р. Ануй выполняется коротким отводящим каналом прямоугольного поперечного сечения длиной 27,5 м (включая восстановительный участок с обратным уклоном), шириной 22 м.

Выводы

В целях развития малой гидроэнергетики Сибири подготовлена концепция проекта строительства в Алтайском крае Сибирячихинской МГЭС:

1. Выбрана площадка строительства.
2. Разработана компоновка гидротехнических сооружений, их параметры.
3. Определены основные энергетические параметры МГЭС.

Список литературы

1. Вашкевич К. П., Маслов Л. А., Николаев В. Г. Опыт и перспективы развития ветроэнергетики в России // Малая энергетика. 2005. № 1 – 2.
2. Михайлов Л. П., Фельдман Б. Н., Марканова Т. К. Малая гидроэнергетика — М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Справочник проектировщика. Гидротехнические сооружения / Под ред. Недриги В. П. — М.: Стройиздат, 1983.
4. Моисеев С. Н., Моисеев И. С. Каменно-земляные плотины. Основы проектирования и строительства. — М.: Энергия, 1977.

Учет граничных условий при оценке устойчивости однородных грунтовых откосов

Бухарцев В. Н., доктор техн. наук, Нгуен Тхай Хоанг, магистр (СПбГПУ)

Представлены результаты исследования по выявлению влияния граничных условий на оценку запаса устойчивости однородного грунтового откоса. Выполнено сопоставление результатов расчета методом Терцаги и методом, в котором соблюдаются все законы механики.

Ключевые слова: однородный грунтовой откос, оценка запаса устойчивости, расчетные методы.

При проектировании сооружений из грунтовых материалов первостепенной задачей является обеспечение их устойчивости. Оценка устойчивости грунтовых массивов выполняется расчетными методами, использующими критерий прочности Кулона, которым ограничиваются касательные напряжения их предельными значениями:

$$\tau \leq \tau_{np} = f\sigma + c, \quad (1)$$

где $f = \operatorname{tg}\varphi$; c — параметры механической прочности грунта; σ — нормальное напряжение на площадках сдвигов в соответствующих точках грунтового массива.

В зависимости от расчетных предпосылок, принимаемых в методах, их можно разделить на три группы. Наиболее распространенной на сегодня остается группа методов, предполагающих, что грунт достигает предела прочности только на определенной поверхности, которая отделяет гипотетическое тело обрушения от остальной части грунтового массива. В этих методах, как правило, устойчивый грунтовой массив приводится для расчета в предельное состояние путем изменения параметров прочности слагающих его грунтов. При этом в расчет вводятся критические значения касательного напряжения, соответствующие предельному равновесию грунтового массива. Часто используется предложение W. Fellenius, согласно которому

$$\tau_k = \frac{\tau_{np}}{k} = \frac{f\sigma + c}{k} = f_k\sigma + c_k, \quad (2)$$

где k — коэффициент запаса устойчивости. Значение коэффициента запаса устойчивости определяется из условия равновесия тела обрушения в целом.

В зависимости от используемого условия равновесия различают методы моментов, в которых коэффициент запаса устойчивости определяется из уравнения равновесия моментов, и методы сил, использующие уравнения равновесия проекций сил на какое-либо направление.

В условиях плоской деформации методы моментов оперируют круглоцилиндрическими поверхностями, позволяющими наиболее просто аппроксимировать неизвестную форму поверхности обрушения. В методах сил задаются поверхностями обрушения произвольной формы.

Несмотря на очевидные несовершенства методов этой группы, они остаются популярными среди проектировщиков. Это объясняется их относительной простотой и скрытыми запасами устойчивости, обусловленными несовершенством расчетных предпосылок этих методов. Важнейшим недостатком большинства этих методов является несоблюдение условий равновесия как для всего тела обрушения в целом, так и для его элементов, а также полное игнорирование граничных условий.

Ниже представлены результаты исследования влияния упомянутых факторов на оценку устойчивости массивов грунтовых сооружений. В качестве примера сопоставлены результаты оценки устойчивости однородного откоса выемки (рис. 1) широко распространенным методом Терцаги и оригинальным методом [1]. Результаты представлены в виде графиков критических значений параметров прочности. Форма поверхности обрушения принята круглоцилиндрической, поскольку к другим формам метод Терцаги не применим. В методе Терцаги выполняется лишь одно условие равновесия моментов и совсем не учитываются граничные условия, в методе [1] все законы механики соблюдаются.

Для “сухого” однородного откоса, находящегося в состоянии предельного равновесия, формулу метода Терцаги можно представить в виде

$$\int_{x_0}^{x_n} \left[f_k \gamma_{\text{гр}} (z - p) \cos \alpha + \frac{c_k}{\cos \alpha} \right] dx - \int_{x_0}^{x_n} \gamma_{\text{гр}} (z - p) \sin \alpha dx = 0, \quad (3)$$

где α — угол наклона подошвы элементарной вертикальной полоски; $\gamma_{\text{гр}}, f_k, c_k$ — удельный вес и критические значения параметров прочности грунта; z, p — непрерывные функции, описывающие профиль поверхности обрушения и поверхность грунтового массива.

Функция, описывающая профиль поверхности обрушения, и ее производная:

$$z = z_c + \sqrt{r^2 - (x - x_c)^2}, \quad z' = \frac{dz}{dx} = -\frac{x - x_c}{\sqrt{r^2 - (x - x_c)^2}} = -\frac{x - x_c}{z - z_c}, \quad (4)$$

где r, x_c, z_c — радиус и координаты центра окружности, дуга которой описывает профиль предполагаемой поверхности обрушения.

Функция, описывающая профиль поверхности грунтового массива:

$$p = \begin{cases} z_0 \Rightarrow x \leq x_1; \\ z_0 + \frac{x - x_1}{m} \Rightarrow x_1 \leq x \leq x_2; \\ z_0 + H = z_n \Rightarrow x \geq x_2. \end{cases} \quad (5)$$

Функция z — непрерывно дифференцируемая, функция p — непрерывно дифференцируемая кусочно. После подстановки этих выражений в (3) и преобразования, получим

$$\frac{c_k}{\gamma_{\text{гр}} H} = \frac{\int_{x_0}^{x_n} \frac{z - p}{H} (f_k \cos \alpha - \sin \alpha) dx}{\int_{x_0}^{x_n} \frac{dx}{\cos \alpha}} = \frac{F_1}{F_2}. \quad (3^*)$$

В полярных координатах интеграл в числителе выражения (3*) принимает вид

$$F_1 = \frac{1}{r} \int_{x_0}^{x_n} \frac{z - p}{H} (f_k \cos \alpha - \sin \alpha) dx = \frac{1}{H} \sqrt{r^2 - (x_c - x_0)^2} J_1(\alpha_0, \alpha_n) - \frac{r}{H} J_2(\alpha_0, \alpha_n) + \frac{x_c - x_1}{mH} J_1(\alpha_1, \alpha_2) - \frac{r}{mH} J_3(\alpha_1, \alpha_2) + J_1(\alpha_2, \alpha_n), \quad (6)$$

где

$$J_1 = \int \cos \alpha (f_k \cos \alpha - \sin \alpha) d\alpha, \quad J_2 = \int \cos^2 \alpha (f_k \cos \alpha - \sin \alpha) d\alpha, \\ J_3 = \int \sin \alpha \cos \alpha (f_k \cos \alpha - \sin \alpha) d\alpha, \quad \alpha_i = -\arcsin \frac{x_i - x_c}{r}, \quad i = 0; 1; 2; n,$$

В выражении (6) в скобках указаны пределы интегрирования. Значения интегралов:

$$J_1(\alpha_i, \alpha_j) = \frac{1}{2} \left\{ f_k \left[\arcsin \left(\frac{x_i - x_c}{r} \right) - \arcsin \left(\frac{x_j - x_c}{r} \right) + \frac{x_i - x_c}{r^2} \sqrt{r^2 - (x_i - x_c)^2} - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{x_j - x_c}{r^2} \sqrt{r^2 - (x_j - x_c)^2} \right] + \frac{(x_i - x_c)^2 - (x_j - x_c)^2}{r^2} \right\}, \quad i = 0; 1; 2, j = 2; n.$$

$$J_2(\alpha_0, \alpha_n) = \frac{1}{3} \left\{ f_k \left[\frac{(x_n - x_c)^3 - (x_0 - x_c)^3}{r^3} - 3 \frac{x_n - x_0}{r} \right] + \sqrt{\left(1 - \frac{(x_n - x_c)^2}{r^2} \right)^3} - \sqrt{\left(1 - \frac{(x_0 - x_c)^2}{r^2} \right)^3} \right\};$$

$$J_3(\alpha_1, \alpha_2) = \frac{(x_2 - x_c)^3 - (x_1 - x_c)^3}{3r^3} - \frac{1}{3} f_k \left[\sqrt{\left(1 - \frac{(x_2 - x_c)^2}{r^2} \right)^3} - \sqrt{\left(1 - \frac{(x_1 - x_c)^2}{r^2} \right)^3} \right].$$

Интеграл в знаменателе (3*)

$$F_2 = \frac{1}{r} \int_{x_0}^{x_n} \frac{dx}{\cos \alpha} = \arcsin \left(\frac{x_n - x_c}{r} \right) - \arcsin \left(\frac{x_0 - x_c}{r} \right). \quad (7)$$

Экстремальные значения параметров r , x_c и x_0 , входящих в приведенные выражения, определяются системой уравнений:

$$\frac{dc_k}{dr} = \frac{dc_k}{dx_c} = \frac{dc_k}{dx_0} = 0, \quad (8)$$

которую можно представить также в виде

$$\frac{dF_1}{dr} : \frac{dF_2}{dr} = \frac{dF_1}{dx_c} : \frac{dF_2}{dx_c} = \frac{dF_1}{dx_0} : \frac{dF_2}{dx_0} = \frac{F_1}{F_2}. \quad (8^*)$$

Производные, входящие в систему уравнений (8*), определяются выражениями

$$\frac{dF_1}{dr} = \frac{r J_1(\alpha_0, \alpha_n)}{H \sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}} + \frac{\sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}}{H} \frac{dJ_1(\alpha_0, \alpha_n)}{dr} - \frac{J_2(\alpha_0, \alpha_n)}{H} - \\ - \frac{r}{H} \frac{dJ_2(\alpha_0, \alpha_n)}{dr} + \frac{x_c - x_1}{mH} \frac{dJ_1(\alpha_1, \alpha_2)}{dr} - \frac{J_3(\alpha_1, \alpha_2)}{mH} - \frac{r}{mH} \frac{dJ_3(\alpha_1, \alpha_2)}{dr} + \frac{dJ_1(\alpha_2, \alpha_n)}{dr},$$

где

$$\frac{dJ_1(\alpha_i, \alpha_j)}{dr} = f_k \left[\frac{x_j - x_c}{r^3} \sqrt{r^2 - (x_j - x_c)^2} - \frac{x_i - x_c}{r^3} \sqrt{r^2 - (x_i - x_c)^2} \right] - \\ - \frac{(x_i - x_c)^2 - (x_j - x_c)^2}{r^3}, \quad i = 0; 1; 2, j = 2; n,$$

$$\frac{dJ_2(\alpha_0, \alpha_n)}{dr} = f_k \left[\frac{x_n - x_0}{r^2} - \frac{(x_n - x_c)^3 - (x_0 - x_c)^3}{r^4} \right] + \frac{(x_n - x_c)^2}{r^3} \sqrt{1 - \frac{(x_n - x_c)^2}{r^2}} - \frac{(x_0 - x_c)^2}{r^3} \sqrt{1 - \frac{(x_0 - x_c)^2}{r^2}},$$

$$\frac{dJ_3(\alpha_1, \alpha_2)}{dr} = \frac{(x_1 - x_c)^3}{r^4} - \frac{(x_2 - x_c)^3}{r^4} + f_k \left[\frac{(x_1 - x_c)^2}{r^3} \sqrt{1 - \frac{(x_1 - x_c)^2}{r^2}} - \frac{(x_2 - x_c)^2}{r^3} \sqrt{1 - \frac{(x_2 - x_c)^2}{r^2}} \right].$$

$$\frac{dF_2}{dr} = \frac{x_0 - x_c}{r\sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}} - \frac{x_n - x_c}{r\sqrt{r^2 - (x_n - x_c)^2}}$$

$$\begin{aligned} \frac{dF_1}{dx_c} &= \frac{-(x_c - x_0)J_1(\alpha_0, \alpha_n)}{H\sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}} + \frac{\sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}}{H} \frac{dJ_1(\alpha_0, \alpha_n)}{dx_c} - \frac{r}{H} \frac{dJ_2(\alpha_0, \alpha_n)}{dx_c} + \\ &+ \frac{J_1(\alpha_1, \alpha_2)}{mH} + \frac{x_c - x_1}{mH} \frac{dJ_1(\alpha_1, \alpha_2)}{dx_c} - \frac{r}{mH} \frac{dJ_3(\alpha_1, \alpha_2)}{dx_c} + \frac{dJ_1(\alpha_2, \alpha_n)}{dx_c}, \end{aligned}$$

где

$$\frac{dJ_1(\alpha_i, \alpha_j)}{dx_c} = \frac{f_k \left[\sqrt{r^2 - (x_j - x_c)^2} - \sqrt{r^2 - (x_i - x_c)^2} \right] + x_j - x_i}{r^2}, \quad i = 0; 1; 2, \quad j = 2; n,$$

$$\frac{dJ_2(\alpha_0, \alpha_n)}{dx_c} = f_k \frac{(x_0 - x_c)^2 - (x_n - x_c)^2}{r^3} + \frac{(x_n - x_c)}{r^2} \sqrt{1 - \frac{(x_n - x_c)^2}{r^2}} - \frac{(x_0 - x_c)}{r^2} \sqrt{1 - \frac{(x_0 - x_c)^2}{r^2}},$$

$$\frac{dJ_3(\alpha_1, \alpha_2)}{dx_c} = \frac{(x_1 - x_c)^2 - (x_2 - x_c)^2}{r^3} - f_k \left[\frac{x_2 - x_c}{r^2} \sqrt{1 - \frac{(x_2 - x_c)^2}{r^2}} - \frac{x_1 - x_c}{r^2} \sqrt{1 - \frac{(x_1 - x_c)^2}{r^2}} \right].$$

$$\frac{dF_2}{dx_c} = \frac{1}{\sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}} - \frac{1}{\sqrt{r^2 - (x_n - x_c)^2}}.$$

$$\frac{dF_1}{dx_0} = \frac{(x_c - x_0)J_1(\alpha_0, \alpha_n)}{H\sqrt{r^2 - (x_c - x_0)^2}} + \frac{1}{H} \sqrt{r^2 - (x_c - x_0)^2} \frac{dJ_1(\alpha_0, \alpha_n)}{dx_0} - \frac{r}{H} \frac{dJ_2(\alpha_0, \alpha_n)}{dx_0},$$

где

$$\frac{dJ_1(\alpha_0, \alpha_n)}{dx_0} = \frac{f_k \sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2} + (x_0 - x_c)}{r^2},$$

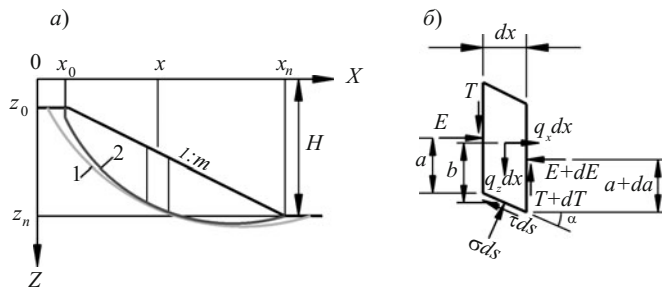


Рис. 1. Схема к оценке устойчивости откоса: а — профили поверхности обрушения: 1 — по Терцаги, 2 — по [1]; б — силовые воздействия на элемент тела обрушения

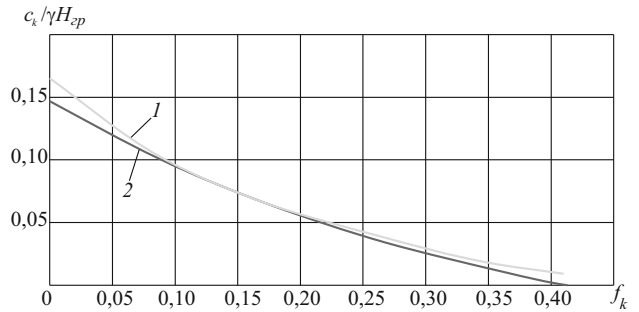


Рис. 2. Графики функций связи параметров прочности грунта: 1 — для метода Терцаги; 2 — для метода [1]

$$\frac{dJ_2(\alpha_0, \alpha_n)}{dx_0} = \frac{f_k \sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2} + x_0 - x_c}{r^3} \sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}.$$

$$\frac{dF_2}{dx_0} = - \frac{1}{\sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}}.$$

После решения системы уравнений (8*) и определения параметров r , x_c и x_0 по выражениям (6), (7) вычисляются значения функций F_1 , F_2 и по выражению (3*) — экстремальные значения c_k для заданного значения f_k . Такой подход [2] позволяет построить кривые связи критических значений параметров прочности грунта для рассматриваемого откоса во всей области их определения (рис. 2). Анализ графиков показывает, что метод Терцаги дает наибольшую погрешность для несвязных и пластичных грунтов. Для связных грунтов в области $f_k \in [0,1; 0,2]$ результаты расчета по методу Терцаги практически не отличаются от результатов по методу [1]. Среднее значение погрешности в упомянутых зонах составляет порядка 8 %, максимальное — 12 %.

Приводимое здесь аналитическое решение исключает погрешность вычислений, присущую традиционному способу расчета, при котором рассматриваемое тело обрушения расчленяется для выполнения расчета на столбики. На рис. 3 приведены графики зависимости критического значения c_k от числа столбиков при двух значениях f_k . При малом числе столбиков (5 – 10) погрешность результата для связного грунта может составлять 11,8 – 7,7 %.

Расчетами установлено, что традиционное решение задачи об устойчивости откоса методом Терцаги для связных грунтов не обладает единственностью. При $f_k < 0,17$ наблюдается несколько экстремумов c_k (максимумов). Например, при $f_k = 0,172792$ имеется два экстремальных значения c_k : 10,82 и 10,28 КПа; при $f_k = 0,087046$ — их более десятка, некоторые из них представлены на рис. 4.

Множественность решений при использовании в расчетах традиционных методов поиска центра кривизны для профилей поверхности обрушения может привести к дополнительной погрешности результата как в сторону запаса, так и в сторону риска.

В методе [1] задача решается строго, с соблюдением всех условий равновесия и граничных условий. Расчетная схема для оценки устойчивости откоса представлена на рис. 1. Предполагается, в запас оценки устойчивости, что круглоцилиндрическая поверхность сдвигов начинается с вертикальной трещины, которая может образоваться в результате каких-либо чрезвычайных условий, например землетрясения.

Глубина $h_0 = z(x_0) - p(x_0)$, с которой начинается поверхность сдвигов, определяется условием $\sigma \geq 0$ — нормальные напряжения на поверхности сдвигов в начальном сечении не могут быть растягивающими. Согласно этому предположению, в соответствии с критерием прочности Кулона — Мора (рис. 5), получим

$$\frac{c_k}{\gamma_{гр}} \left(\sqrt{1 + f_k^2} + f_k \right) \leq h_0 \leq \frac{2c_k}{\gamma_{гр}} \left(\sqrt{1 + f_k^2} + f_k \right).$$

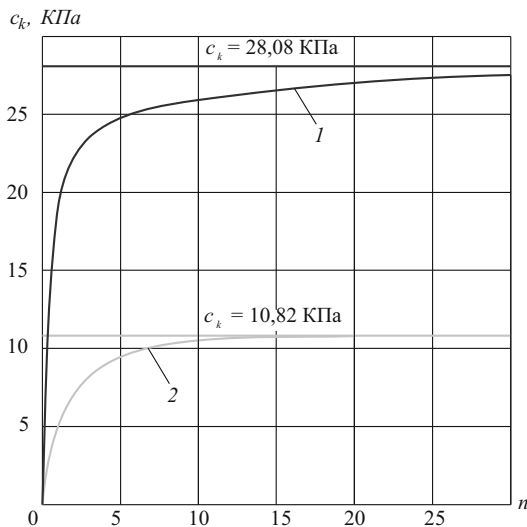


Рис. 3. Графики зависимости c_k от числа столбиков n : 1 — при $f=0$; 2 — при $f=0,176$

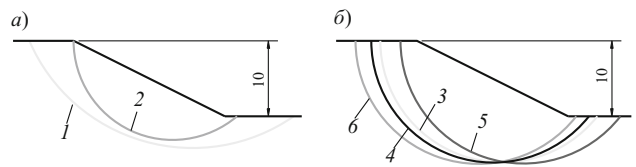


Рис. 4. Профили наиболее опасных поверхностей сдвигов: а — при $f_k = 0,172792$ (1 — $c_k = 10,82$ КПа; 2 — $c_k = 10,28$ КПа); б — при $f_k = 0,087046$ (3 — $c_k = 17,45$ КПа; 4 — $c_k = 17,26$ КПа; 5 — $c_k = 16,44$ КПа; 6 — $c_k = 16,16$ КПа)

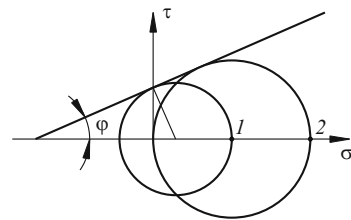


Рис. 5. Схема к определению граничных условий: 1 — для $\sigma = 0$; 2 — для $\sigma_3 = 0$

В этом выражении значение слева (на рис. 5 обозначено цифрой 1) соответствует нулевому значению напряжения на поверхности сдвигов $\sigma = 0$, значение справа (на рис. 5 обозначено цифрой 2) соответствует нулевому значению напряжения на главной площадке $\sigma_3 = 0$.

Уравнения равновесия вертикального элемента тела обрушения шириной dx , высотой h и единичным размером в третьем измерении, в выбранной системе координат имеют вид

$$\Sigma X = 0: q_x dx - dE + z' \sigma dx - \tau_k dx = 0; \tag{9}$$

$$\Sigma Z = 0: q_z dx - dT - \sigma dx - z' \tau_k dx = 0; \tag{10}$$

$$\Sigma M = 0: m dx - dM + z' E dx - T dx = 0, \tag{11}$$

где $q_x dx, q_z dx$ — компоненты равнодействующей поверхностной и объемной нагрузки; $m = q_x b$ — момент горизонтальной нагрузки интенсивностью q_x относительно середины подошвы элемента; E, T — компоненты сил взаимодействия между элементами, являющиеся равнодействующими соответственно нормальных и касательных напряжений, действующих на вертикальных гранях элемента; $M = E a$ — момент силы E относительно подошвы элемента; τ_k, σ — компоненты напряжения на поверхности обрушения, соответствующие предельному состоянию; $z = z(x)$ — непрерывная и непрерывно дифференцируемая функция (окружность), описывающая профиль поверхности обрушения; z' — производная от $z(x)$ по x на интервале $[x_0; x_n]$.

После интегрирования уравнений (9), (10), (11) в пределах от x_0 до x_n получим систему уравнений равновесия тела обрушения в целом, которую можно представить в виде

$$\int_{x_0}^{x_n} (\tau_k - z' \sigma) dx = Q_x + E_0 - E_n, \tag{12}$$

$$\int_{x_0}^{x_n} (\tau_k z' + \sigma) dx = Q_z + T_0 - T_n, \tag{13}$$

$$\int_{x_0}^{x_n} [(\tau_k z' + \sigma)(x - x_0) - (\tau_k - \sigma z')(z - z_0)] dx = M_Q + M_T \tag{14}$$

$$\text{где } Q_x = \int_{x_0}^{x_n} q_x dx, Q_z = \int_{x_0}^{x_n} q_z dx, M_\Gamma = (z_n - z_0)E_n - (x_n - x_0)T_n - (M_n - M_0),$$

$$M_Q = \int_{x_0}^{x_n} [m - (z - z_0)q_x + (x - x_0)q_z] dx.$$

Величины $E_0 = E(x_0)$, $T_0 = T(x_0)$, $M_0 = M(x_0)$, $E_n = E(x_n)$, $T_n = T(x_n)$, $M_n = M(x_n)$ определяются граничными условиями (в рассматриваемом примере $E_0 = T_0 = E_n = T_n = 0$, $M_0 = M_n = 0$).

В правых частях уравнений (12), (13), (14) стоят величины, характеризующие активные силовые воздействия на грунтовой массив, в левых частях — величины, характеризующие реакции на эти воздействия.

Поскольку задача оценки устойчивости в рассматриваемой постановке остается статически неопределимой, приходится делать какие-либо предположения относительно “лишней” неизвестной. В методе [1] функция распределения нормальных напряжений по поверхности сдвигов представлена в виде

$$\sigma = A_0 + A_1X + A_2X^2 + A_3X^3, \quad (15)$$

где A_i ($i = 0, 1, 2, 3$) — числовые коэффициенты; $X = \frac{x - x_0}{x_n - x_0}$.

Два коэффициента в выражении (15) определяются граничными условиями:

при $X = 0$ $A_0 = \sigma_0 = \sigma(x_0)$, при $X = 1$ $\sigma = A_0 + A_1 + A_2 + A_3 = \sigma_n = \sigma(x)$, откуда $A_1 = \sigma_n - \sigma_0 - A_2 - A_3$. С учетом этих зависимостей выражение (15) принимает вид

$$\sigma = \sigma_0 + (\sigma_n - \sigma_0)X - A_2X(1 - X) - A_3X(1 - X^2). \quad (15^*)$$

Значения напряжений σ_0 и σ_n определяются в соответствии с граничными условиями нагрузкой в крайних сечениях поверхности сдвигов. Для рассматриваемого примера по теории прочности Кулона–Мора

$$\sigma_0 = \frac{\gamma_{гр} h_0 (\sqrt{1 + f^2} - f) - c}{\sqrt{1 + f^2}}, \quad \sigma_n = \frac{c}{\sqrt{1 + f^2}}. \quad (16)$$

Оставшиеся два коэффициента в выражении (15*) определяются из условий равновесия тела обрушения (12), (13).

Уравнение (14) используется для нахождения критического значения одного из параметров прочности грунта — f_k и c_k при заданном значении другого параметра.

На профиль поверхности обрушения также накладываются граничные условия. В соответствии с критерием прочности Кулона — Мора (рис. 5)

$$Z'_0 = \left. \frac{dZ}{dX} \right|_{X=0} = \operatorname{tg} \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi_k}{2} \right) = \sqrt{1 + f_k^2} + f_k. \quad (17)$$

Аналогично Z'_n определяется одним из двух выражений в зависимости от того, на какую часть поверхности грунтового массива $p(x)$ выклинивается поверхность обрушения — на откос или горизонтальный участок:

$$Z'_n = \left. \frac{dZ}{dX} \right|_{X=1} = \begin{cases} \operatorname{tg} \left(\arctan \frac{1}{m} - \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi_k}{2} \right) = \frac{1 - m(\sqrt{1 + f_k^2} - f_k)}{m + \sqrt{1 + f_k^2} - f_k} & \text{для откоса,} \\ \operatorname{tg} \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi_k}{2} \right) = f_k - \sqrt{1 + f_k^2} & \text{для горизонтального участка,} \end{cases}$$

где m — коэффициент заложения откоса.

Последовательно подставляя эти выражения в (4), получим

$$\begin{cases} \frac{x_0 - x_c}{r} = -\frac{z'_0}{\sqrt{1 + z'^2_0}}, \\ \frac{x_n - x_0}{r} = \frac{z'_0}{\sqrt{1 + z'^2_0}} - \frac{z'_n}{\sqrt{1 + z'^2_n}}, \\ z_0 - z_c = \sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}, \\ z_n - z_0 = \sqrt{r^2 - (x_n - x_c)^2} - \sqrt{r^2 - (x_0 - x_c)^2}. \end{cases} \quad (19)$$

Лишний параметр в системе (19) определяется из условия достижения минимума запаса устойчивости.

Выводы

1. Учет граничных условий, накладывающих ограничения на функцию, описывающую профиль поверхности обрушения, и соблюдение условий равновесия позволяют выявить скрытые запасы устойчивости в расчетах распространенными методами и получить более экономичное решение. Для рассмотренного тестового примера погрешность достигает 12 %.

2. Скрытые запасы устойчивости в расчетах распространенными методами содержатся также в вычислительных методиках: при малом числе разбиения тела обрушения на элементы, а также при поиске центра окружности, соответствующей минимуму запаса устойчивости. Для рассмотренного тестового примера погрешность составляет еще 11,8 %.

3. При действии горизонтальных сил (фильтрационных, сейсмических) скрытые запасы устойчивости в расчетах распространенными методами усугубляются.

Список литературы

1. Бухарцев В. Н. Оценка устойчивости грунтовых откосов вариационным методом // Гидротехническое строительство. 1998. № 11.
2. Чугаев Р. Р. Земляные гидротехнические сооружения (теоретические основы расчета). — Л.: Энергия (Ленинградское отделение), 1967.

Отклик на комментарии **В. И. Бронштейна** и **А. Г. Бугаевского** “О динамической безопасности гидротехнических сооружений” [1]

Разъясняется необходимость учета совместного влияния динамических нагрузок, включая сейсмические. Рассматриваются вопросы установки на ГЭС сейсмоизмерительной аппаратуры и выбора метода возбуждения колебаний строительных конструкций при проведении тестовых динамических испытаний.

Ключевые слова: гидротехнические сооружения, электростанции, строительные конструкции, динамические нагрузки, динамические характеристики, землетрясения, сейсмоизмерительная аппаратура, обследование сооружений, вибраторы, возбуждение колебаний, собственные колебания.

Мнение специалистов Центра службы геодинамических наблюдений в энергетической отрасли [1] опубликовано одновременно с нашей статьей “О внедрении “Типового динамического паспорта гидротехнических сооружений электростанций” [2]. Соглашаясь с основными выводами нашей статьи о необходимости внесения изменений в “Типовой динамический паспорт гидротехнических сооружений электростанций” (ТДП), создания банка данных динамических характеристик основных сооружений ГЭС и о неудовлетворительном состоянии сейсмометрической аппаратуры на гидротехнических сооружениях, находящихся в сейсмоопасных районах, специалисты ЦСГНЭО высказали ряд критических замечаний. В связи с этим требуется внести ясность в вопросы, затронутые обеими сторонами.

Целью работ по составлению и ведению ТДП является периодическая переоценка состояния сооружений и всех динамических воздействий для установления допустимости и надежности нормальной эксплуатации при указанных воздействиях на следующий период. Это регламентируется нормативными документами, указанными в [2]. В настоящее время динамическим воздействиям на гидротехнические сооружения, кроме сейсмических, уделяется недостаточное внимание. В статье [2] говорилось о немалой вероятности совмещения по времени на больших реках паводковых сбросов воды с сейсмическими воздействиями, значительно увеличивающего динамическое напряженно-деформированное состояние сооружений. Кроме эксплуатационных динамических нагрузок от гидроагрегатов одновременно на сооружение могут действовать транспортные, взрывные и другие воздействия (например, на Братской, Саяно-Шушенской ГЭС и др.).

Известно, что при пропуске сбросного расхода 4500 м³/с величины вынужденных колебаний ферм МАРХИ перекрытия машзала Саяно-Шушенской ГЭС увеличивались более чем в 20 раз [3]. В этом

случае сбросной расход, при котором проводились измерения, был в 4 раза ниже расчетного — вероятностью 0,1 % [4]. При разработке скалы под береговой водосброс вблизи плотины проводились массовые взрывы весом взрывчатого вещества до 15 т. Неизвестно, как будут вести себя фермы и другие конструкции гидроузла в случае совмещения нескольких динамических воздействий.

ТДП оформляется не только для оценки сейсмических воздействий на ГТС, но и для выявления всех динамических воздействий, какие могут иметь место в районе строительства или эксплуатации ГТС. На этот вывод статьи о необходимости учета совместного влияния на сооружения нескольких наиболее важных динамических воздействий, к сожалению, авторы [1] внимания не обратили.

В комментариях [1] затронут и другой вопрос: требуется ли устанавливать сейсмометрическую аппаратуру и составлять ТДП для гидротехнических сооружений третьего и четвертого класса, находящихся в районах 9 – 10 балльных землетрясений. В настоящее время при отсутствии таковых на некоторых ГТС первого класса это кажется преждевременным. Однако, если об этом не думать сегодня, через десятки лет увидим то, что имеем сейчас на некоторых ГЭС первого класса — отсутствие того и другого. Предложение заменить установку малого количества сейсмоизмерительной аппаратуры на регулярные тщательные обследования сооружений можно только приветствовать, но это не исключает требование ее наличия на объекте, так как сейсмоизмерения необходимы не только для прогнозирования сейсмических воздействий, но и для оценки их влияния на сооружения гидроузла.

Относительно метода возбуждения колебаний специалисты ЦСГНЭО предлагают заменить классический способ возбуждения строительных конструкций при проведении тестовых динамических испытаний гидротехнических сооружений на так называемый метод собственных малоамплитудных колебаний, основанный на регистрации и после-

дующем анализе микросейсмических шумов сооружений [5]. К сожалению, в инженерной практике требуется прогнозировать состояние конструкций и сооружений при максимальных статических и динамических воздействиях, когда происходит образование новых трещин, раскрытие швов и пр. В последнем случае многие динамические характеристики сооружения, например частоты свободных колебаний и затухание, будут совершенно другими. Таким образом, предлагаемым методом нельзя получить достоверные результаты для экстремальных случаев работы сооружений во время крупных землетрясений и т.п.

В 2009 г. ЦСГНЭО подготовил стандарт [6], в котором не говорится о возможности применения метода собственных малоамплитудных колебаний для рекламируемых “геодинамических полигонов”, а рекомендуется применять “вибрационное и/или импульсное воздействие на сооружение и/или основание при помощи специальных вибраторов (дебалансных, сейсмических и пр.) или импульсных невзрывных источников для динамического тестирования гидротехнических сооружений”. Далее приводятся параметры мощного вибровозбудителя, обеспечивающего вибросмещения сооружений до 100 мкм. По этому вопросу в позиции ЦСГНЭО наблюдается противоречие: с одной стороны, продвигается свой метод, а с другой — рекомендуется возбуждать колебания классическим способом с при-

менением мощных механических и других вибраторов.

По нашему мнению, высокоточный анализ, применяемый при обработке шумов, в случае обоснования его достаточно малой погрешности может с успехом найти применение для обработки материалов динамических тестовых испытаний гидротехнических сооружений.

Список литературы

1. Бронштейн В. И., Бугаевский А. Г. О динамической безопасности гидротехнических сооружений (комментарии к статье А. Г. Василевского и А. Б. Козлова “О внедрении “Типового динамического паспорта гидротехнических сооружений электростанций”) // Гидротехническое строительство. 2012. № 4.
2. Василевский А. Г., Козлов А. Б. О внедрении “Типового динамического паспорта гидротехнических сооружений электростанций” // Гидротехническое строительство. 2012. № 4.
3. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. — Красноярск: Сибирский издательский дом “Суриков”, 1999.
4. Ефименко А. И., Рубинштейн Г. Л. Водосбросные сооружения Саяно-Шушенской ГЭС. — СПб., 2008.
5. Савич А. И., Бронштейн В. И. и др. Результаты динамических испытаний плотины Чиркейской ГЭС методом собственных малоамплитудных колебаний // Юбилейный сборник научных трудов Гидропроекта. 2000. Вып. 159.
6. СТО 70238424.27.140.032-2009. Гидроэлектростанции в зонах с высокой сейсмической активностью. Гидродинамический мониторинг гидротехнических сооружений: Нормы и требования. — М.: НП “ИНВЭЛ”, 2009.

Василевский А. Г., Козлов А. Б.,
кандидаты техн. наук (ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”)

Круглый стол

“Круглый стол” в ОАО “Спецгидроэнергомонтаж”: диалог об ответственности начат, будет ли продолжение?

В настоящее время российскому гидроэнергетическому строительству необходима дискуссия по ряду важных вопросов, которые способны вызвать общественный интерес и привлечь к формированию новых, полезных для развития отрасли правил — к такому выводу пришли участники “круглого стола”, прошедшего 18 июля 2012 г. в Санкт-Петербурге в дирекции ОАО “Ордена Трудового Красного Знамени Трест “Спецгидроэнергомонтаж” (СГЭМ). По приглашению генерального директора организации В. Р. Мигуренко за “круглым столом” собрались представители организаций, работающих в области проектирования, изготовления, монтажа и эксплуатации оборудования ГЭС. На профессиональную апробацию были предложены основы концепции, разработанной в ОАО “Спецгидроэнергомонтаж” и составившей идеологическую базу проекта нового стандарта “Организация работ на месте эксплуатации при создании, реконструкции и капитальном ремонте оборудования гидроэнергетических объектов”. Речь идет о придании нового качества деловым взаимоотношениям в современном гидротехническом строительстве, в частности о решении одной из наиболее важных его проблем — проблемы разграничения ответственности между участниками создания гидроагрегата на месте его эксплуатации.

Участники “круглого стола”: Альжанов Р. Ш., главный инженер ОАО “РусГидро”; Богуш Б. Б., член правления ОАО “РусГидро”; Бусарев А. И., доцент кафедры гидромашиностроения СПбГПУ; Василевский А. Г., директор экспертного центра ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”; Елистратов В. В., заведующий кафедрой ВИЭГ СПбГПУ; Жарковский А. А., заведующий кафедрой гидромашиностроения СПбГПУ; Золотов Л. А., вице-президент Ассоциации “Гидропроект”; Иванченко И. П., заместитель начальника отдела ОАО “НПО ЦКТИ”; Мигуренко В. Р., генеральный директор ОАО “СГЭМ”; Новоженин В. Д., директор по технической политике ОАО “Институт Гидропроект”; Осетров Ю. А., директор по производству ОАО “СГЭМ”; Прокопенко А. Н., заведующий отделом ОАО “НПО ЦКТИ”; Станкевич В. Л., заместитель генерального директора ОАО “СГЭМ”; Шайтанов В. Я., президент ассоциации “Гидропроект”; Шайтанов М. В., заместитель технического директора по проектам ОАО “ЮИЦ энергетики”; Шишов Г. А., председатель совета директоров ОАО

“СГЭМ”; Юркевич Б. Н., главный инженер ОАО “Ленгидропроект”.

— *Я приехал сюда, чтобы обсудить некоторые вопросы, которые всех нас беспокоят. Это необходимо, чтобы продвигаться вперед,* — заявил главный инженер ОАО “РусГидро” Р. Ш. Альжанов. — *Авария на Саяно-Шушенской ГЭС предельно обнажила некоторые проблемы, но обратите внимание: итоги всех комиссий по расследованию аварии связаны, в большей степени, с наказанием конкретных виновных, в то время как до глубинных причинно-следственных дел никто не добрался, и все осталось как есть. Все российские электростанции сегодня являются объектами повышенной опасности. Валерий Ростиславович Мигуренко взял на себя большую ответственность выступить зачинщиком дискуссии и сформулировать ее исходные тезисы. Коллеги здесь сидят мудрые и опытные, давайте в этой части его поддержим.*

ОАО “РусГидро” как основной держатель активов российской гидроэнергетики и другие организации, представленные на этом “круглом столе”, в разной степени находятся в новой ситуации, в которой существует отрасль после разрушения советского механизма создания и эксплуатации новых генерирующих мощностей. Новая схема взаимоотношений до сих пор не обрела четких контуров, и крайне важным вопросом в ней является тема пограничной ответственности сторон и связанных с нею гарантий. Для генерального директора ОАО “Спецгидроэнергомонтаж” В. Р. Мигуренко, как и для всех участников нашего “круглого стола”, тревожным сигналом, демонстрирующим узкие места сложившейся системы, стала авария на Саяно-Шушенской ГЭС. Именно она явилась толчком к размышлениям, которые побудили В. Р. Мигуренко переосмыслить роль его организации в механизме создания ГЭС и вылились в концепцию, явившуюся предметом обсуждения на “круглом столе”.

Происшедшая авария показала, насколько отрасли необходимы четко выраженной ответственность и установление строго определенной системы взаимосвязей между теми, кто изготавливает и поставяет гидроэнергетическое оборудование, собирает и монтирует его на стройплощадке и эксплуатирует. Сегодня у эксплуатации частично потерян контакт с теми, кто проектирует и конструирует, а у проектных организаций — и с заводами, и с теми, кто монтирует и пускает

агрегат, — начал свое выступление В. Р. Мигуренко. — Но, чтобы правильно определить границы ответственности, надо знать, с каким предметом мы работаем, и где в самом предмете заканчиваются его границы. Поэтому в качестве исходного тезиса я хотел бы предложить новое определение предмета деятельности “Спецгидроэнергомонтажа” — не строительно-монтажные работы, а продолжение заводского процесса, выполнение комплекса работ, связанных с изготовлением гидроагрегата гидроэлектростанции, являющегося предметом единичного изделия.

Базовый пункт новой идеологии ОАО “Спецстроймонтаж”, имеющий существенное значение для всей последующей логической цепочки В. Р. Мигуренко, — это определение сути деятельности организаций, осуществляющих монтаж гидроагрегата, как “реализации части заводских задач в полевых условиях” с вытекающим отсюда их соотношением с машиностроительными, а не с общестроительными организациями. Сфера деятельности ОАО “Спецгидроэнергомонтажа, формально причислявшегося к строительно-монтажным организациям, всегда находилась в межотраслевой пограничной зоне между энергомашиностроителями и производителями общестроительных работ. В современных условиях ведения хозяйственной деятельности компании пришлось задуматься о своем истинном месте в производственном процессе. Действительно, для заводов, например ЛМЗ и “Электросила”, которые изготавливают гидротурбины и гидрогенераторы, в силу конструктивно-технологических особенностей гидросилового оборудования будущий гидроагрегат не существует как нечто целостное. Он не проходит контрольную сборку в заводском цеху, поскольку она многократно увеличила бы себестоимость работ. Не изготавливаются в заводских условиях и компоненты системы, обеспечивающие сопряжение основных элементов генератора со строительной частью здания ГЭС. В связи с этим происходящее непосредственно на стройплощадке — это не сборка готового изделия, а создание нового устройства, превращение тысяч узлов и комплектующих в единое целое, выдающее конечный продукт в виде электроэнергии.

Именно этим на протяжении вот уже 70 лет занимается “Спецгидроэнергомонтаж”, который на последнем этапе строительства обеспечивает гидроэлектростанцию к пуску и от качества работы которого в значительной степени зависят надежность, безопасность и энергетические показатели гидроагрегата. Отсюда и трактовка компании как “второго завода” (второго после изготовителя комплектующих), осуществляющего конечное создание агрегата. СГЭМ готов принять на себя статус соизготови-

теля со всей вытекающей из этого технологической, юридической и финансовой ответственностью за будущее своей части изготовленного продукта. В связи с этим он предлагает определиться с алгоритмом строительства и эксплуатации агрегата, обязанностями сторон и условиями работы.

— *Турбогенератор тепловых электростанций — серийное изделие, которое собирается на заводе, проходит стендовые испытания, после чего разбирается и маркируется. Когда он повторно собирается на месте установки — это чисто монтажная операция, — отметил В. Р. Мигуренко. — Наш случай — другой. К гидроагрегату применимо определение “уникальный, единичный”, поскольку одинаковых гидромашин не бывает; каждая проектируется под конкретную станцию и конкретный водоток. Строительство ее начинается на заводе и продолжается на стройплощадке. Если вспомнить ГОСТ 15.005–86 “Создание единичных и мелкосерийных образцов на месте их постоянной эксплуатации”, то само слово “создание” определяет тип нашей работы — это изготовление. Мы относимся к оборудованию как второй изготовитель, и наш труд замыкает многолетние усилия по созданию пускового комплекса.*

Ответственность изготовителя, таким образом, делится между заводом и организацией, продолжающей заводской процесс на месте эксплуатации. При этом их взаимоотношения должны быть четкими и понятными, учитывать требования, которые будут закладываться в технические условия для проектирования, предусматривать степень заводской готовности оборудования. Если оборудование не проходит контрольных сборок основных его составляющих и эти работы делегируются на стройплощадку, то они должны быть оснащены проектной документацией, технологическим оборудованием и расходными материалами. Аттестованному заводу исполнителю официально передается этот объем работ (он составляет 15 – 18 % от общего объема) исполняемый под контролем завода-изготовителя. Самому заводу это тоже выгодно, поскольку, по нашим оценкам, накладные расходы на такие же работы у него будут в разы больше, чем у нас, и это увеличивает стоимость изделия и снижает конкурентные возможности завода. Но если до изготовления он будет выполнять их сам, то должен иметь собственную структуру, способную сделать это на строительной площадке.

Вклад изготовителей мы видим долговременным, не завершающимся пуском машины и распространяющимся на весь срок гарантийной работы оборудования, который составляет до 40 лет. Из-

готовители поставляют запасные части и ведут техническое сопровождение до конца существования машины. В этом вопросе полезна преемственность: кто собирал машину, тот и должен делать ей сервис. Он наблюдает ее, знает все ее особенности, как своего рода “домашний доктор”, и передает знание о ней следующему поколению наблюдателей, которых при нынешнем гарантийном сроке будет не менее двух. Такой механизм взаимоотношений поможет предотвратить аварии, подобные аварии на Саяно-Шушенской ГЭС.

Последовавшее обсуждение вступительного слова В. Р. Мигуренко показало, что среди участников “круглого стола” нет принципиальных противников тезиса о назревшей переоценке роли организаций, которые исторически, по-видимому, не вполне справедливо, называют монтажными. Выступавшие говорили о том, что вклад таких организаций в обеспечение надежности и безопасности гидроагрегата требует иного понимания уровня их ответственности и что иной должна стать и доля их прибыли.

Шайтанов В. Я.: *Постановка вопроса абсолютно оправданная. Считается, что агрегат создается полностью заводом, но в действительности всё больше операций осуществляется на строительной площадке монтажной организацией. На строительную площадку без контрольной сборки поступают сотни отдельных деталей и элементов, площадка превращается, по существу, в сборочный цех завода-изготовителя, но при этом работы ведет именно монтажная организация. На ней — все закладные части, вся сборка, все системы. Завершающая часть — это именно монтажная часть, в которой очень большой объем оставляется на доделки, доводки. Поэтому представляется правомерным признать создание гидроагрегата процессом, который осуществляется совместно заводом и монтажниками, и определить степень вклада каждой из сторон с вытекающей отсюда степенью их ответственности.*

Елистратов В. В.: *Полностью согласен, что новое оборудование действительно создается на площадке строительства; именно там формируется новая конструкция, новый элемент, который производит конечную продукцию. Однако очень важно в разрабатываемом стандарте терминологически прописать то оборудование, которое будет входить в зону ответственности специализированных монтажных организаций, например фирмы “СГЭМ”, при его изготовлении и гарантий при эксплуатации.*

Новоженин В. Д.: *Есть все основания считать, что гидротурбинное оборудование изготавливается на заводе не стопроцентно и монтажная орга-*

низация является его соизготовителем. Применительно к финансовой стороне дела ценники абсолютно не учитывают это обстоятельство, и, если мы признаем монтажную организацию соизготовителем, все финансовые вопросы должны решаться в этом ключе. Второй вопрос, который чрезвычайно важен: очевидно, что создатели оборудования должны нести за него ответственность, причем не узко юридическую, а ответственность в высшем смысле слова. Вспомним опыт автомобильных компаний, которые отзывают с рынка сотни тысяч машин и меняют им какие-нибудь фильтры и клапаны. Так делается, если у производителя есть ответственность настоящая, а не формальная. Такой подход, как мне представляется, должен быть и в энергетике, учитывая повышенную физическую опасность этих объектов. И эта ответственность должна не заканчиваться на вводе объекта, а распространяться на весь его жизненный цикл. Вот, мне кажется, принципиальные подходы, которые надо обсуждать, что-то заимствуя, в том числе и из старого опыта.

Альжанов Р. Ш.: *Когда Вы говорите, что монтажная организация участвует в процессе заводской доделки, — это справедливо. Наверное, наступает время, когда ответственность завода и монтажной организации должна стать интегрированной, солидарной. При этом мы хотим, чтобы она была адресной.*

Прозвучавшая во время обсуждения формулировка алгоритма участия монтажной организации в создании гидроагрегата, вытекающая из нового понимания ее роли, предполагает, что такая организация:

привлекается к процессу заводского изготовления оборудования для согласования комплектации отдельных составных элементов, проверки точности изготовления, снабжения монтажными приспособлениями;

в период эксплуатации оборудования совместно с заводом-изготовителем участвует в оценке его состояния, обслуживании и ремонте в течение всего гарантийного срока;

несет ответственность за надежность и безопасность оборудования в объеме выполненных ею работ;

получает компенсацию за выполняемый объем работ с учетом его реальной сложности и ответственности.

Выступавшие признавали, что в руках монтажной организации, по сути, в значительной части находится обеспечение качества и надежности машины и это обстоятельство должно учитываться заказчиком на всех этапах процесса строительства и эксплуатации гидроагрегата.

Новоженин В. Д.: *От совместной работы монтажной организации и завода в момент изготовления оборудования очень многое зависит. Если мы говорим, что монтажная организация — соизготовитель, то ее надо подключать не после поставки оборудования, а в период производства с тем, чтобы вопросы не только технологические, но, может быть, и конструктивные были оговорены заранее. Если монтажная организация привлечена к работе на стадии изготовления совместно с заводом, можно рассчитывать на получение хорошего качества. Конкретное предложение, к которому следовало бы стремиться, — выбор заказчиком поставщика оборудования вместе с монтажной организацией, чтобы создание оборудования согласовывалось между поставщиком, заказчиком и монтажной организацией. Это приведет к серьезному техническому отбору, к тому, что организация-однодневка просто не попадет на завод, не попадет в эту компанию. С сопровождением специализированной организации должна вестись и последующая эксплуатация оборудования.*

Мигуренко В. Р.: *На Саяно-Шушенской ГЭС конкретные эксплуатационные недоработки оказались усугублены тем, что там, отказавшись еще в 1995 году от услуг ОАО “СГЭМ” и услуг ЛМЗ, перешли на хозспособ, начали сами доставать несертифицированные запчасти, сделали хозрасчетную ремонтную организацию. Ремонты, которые они делали, мы называем керосинными — разобрать, промыть и собрать заново, и хорошо бы еще правильно собрать.*

Сформулированное в ходе работы “круглого стола” положение дел, возникающее перед отраслью в связи с потенциальным признанием нового качества монтажной организации, стало основным предметом дискуссии данной встречи. Ведь логическое развитие идей, предложенных В. Р. Мигуренко, ведет к фактическому возрождению института специализированных организаций, прекрасно зарекомендовавшего себя в советской гидроэнергетике, но прошедшего полную дезинтеграцию после перехода на так называемые рыночные отношения. Решающее слово тут, несомненно, принадлежит “РусГидро” как основному заказчику. Но на данный момент собственный опыт побуждает компанию идти другим путем, что и вызвало оживленную полемику.

Альжанов Р. Ш.: *Мы собрались здесь, чтобы вынести на периметры обсуждения пограничные условия ответственности. Сейчас она размыта, записана на собственника. Это самая главная проблема перед отраслью и компанией. Я не думаю, что эксплуатация в принципе должна отвечать за все. Но что получается сегодня? Нам говорят —*

на рынке все есть. В действительности нет там ничего, и от безысходности, после того как не раз обожглись и остались с ответственностью один на один, мы, чтобы не допустить срывов нашей производственной программы, вынуждены идти тем путем, который некогда привел к формированию треста “СГЭМ”, с поправкой на рыночные условия. Наши объекты имеют долгие сроки строительства, которые измеряются десятилетиями. На ком будет ответственность, если победитель конкурса, приглашенный с рынка, прекратит работу на половине пути? На организаторе конкурса, на заказчике. Поэтому мы выстраиваем сеть собственных ремонтно-сервисных предприятий, способных обеспечить все наши филиалы. В настоящее время у нас 5 ремонтных дочерних предприятий, которые сольются в одну крупную ремонтно-сервисную компанию под брендом “РусГидро”. Там будут все сегменты монтажа гидросилового и электротехнического оборудования. Мы говорим — ладно, будем брать ответственность на себя, но зато всех будем подтягивать — проектировщика, изготовителя, страховые компании. Это первые шаги для того, чтобы сказать, что что-то получается, нужно время.

Мигуренко В. Р.: *Таким образом, вы уходите на хозспособ и игнорируете идею кооперации. Это означает утрату всякого смысла в производственной специализации, что неминуемо отразится на качестве жизни ваших же объектов. Вы не хуже меня знаете, что опора только на собственные внутренние ресурсы — это, возможно, шанс решить какие-то сиюминутные проблемы, но стратегически этот путь ведет к деградации.*

Богуш Б. Б.: *Уход в хозспособ является для нас способом хеджирования внешних рисков. Если наша ремонтная структура допустила просчет — это наше страховое событие. Другое дело, если ошибся подрядчик, который не в состоянии компенсировать наш ущерб. Может ли он отвечать по полной программе?*

Новоженин В. Д.: *“РусГидро” сегодня самая крупная организация в гидроэнергетике, ответственная за эксплуатацию очень большого энергетического комплекса. Поэтому, учитывая эту ответственность, “РусГидро” может формировать свои правила поведения и таким образом обеспечивать ответственность в том понимании, которое у него складывается. Но надо иметь в виду, что те организации, которые будут участвовать в хозспособе, должны быть очень профессиональны, что не гарантировано, даже если туда будут поодиночке набраны квалифицированные специалисты. Что же до специализированных организаций, родоначальников отрасли, профессионализм кото-*

Поздравление Михаилу Макаровичу Шерману

5 февраля 2013 г. исполняется 60 лет со дня рождения генерального директора корпорации “Союзгидроспецстрой” Михаила Макаровича Шермана.

В 1974 г. М. М. Шерман окончил гидротехнический факультет Украинского института инженеров водного хозяйства и начал трудовую деятельность на строительстве Усть-Илимской ГЭС. Работая мастером, прорабом, начальником ПТО СМУ основных сооружений ГЭС, М. М. Шерман прошел большую школу гидростроительства от пуска первых агрегатов до сдачи Усть-Илимской ГЭС Государственной комиссии СССР в 1980 г.

В 1981 г. Михаил Макарович Шерман был назначен начальником производственно-технического отдела, а в 1989 г. утвержден начальником Управления строительства Вилюйской ГЭС-3, сооружаемой в Якутии. При его непосредственном участии и руководстве были подготовлены к передаче в эксплуатацию первые энергоблоки этой гидроэлектростанции.

На основе накопленного опыта строительства в условиях Крайнего Севера Михаил Макарович в 2003 г. защитил кандидатскую диссертацию на



тему “Противофильтрационные устройства плотин, возводимых на многолетнемерзлых полускальных основаниях: на примере Вилюйской ГЭС-3”.

Сегодня он активно работает в корпорации “Союзгидроспецстрой”, внедряет новейшие технологии специальных работ в сложных условиях Крайнего Севера и Дальнего Востока.

Впервые на отечественных объектах в гидротехническом строительстве под руководством М. М. Шермана для сокращения фильтрации внедрен метод “стена в грунте” глубиной бо-

лее 70 м и в значительных объемах, что в дальнейшем позволит применить новую конструкцию противофильтрационных элементов гидротехнических сооружений на энергетических объектах.

М. М. Шерман награжден нагрудным знаком “Почетный энергетик” Минэнерго РФ, ему присвоены почетные звания “Ветеран энергетики и энергостроительства АК “Вилюйгэсстрой”, “Заслуженный строитель Республики Саха (Якутия)”.

Друзья и коллеги сердечно поздравляют Михаила Макаровича с юбилеем, желают ему крепкого здоровья, счастья и творческих успехов.

рых вне сомнений, то они могут существовать только в том случае, если они будут иметь рынок. А рынок может развиваться объективно или сдерживаться искусственно. Это тоже воля “РусГидро”.

Василевский А. Г.: *Полностью согласен с В. Д. Новоженным. Хозспособ, безусловно, хороши, но он должен иметь свои рамки. Абсолютизировать его — означает идти против мировой практики, основанной на конкуренции. Нужно тщательно отработать подготовленный на эту тему Стандарт (Мигуренко В. Р., Василевский А. Г., Станкевич В. Л. О необходимости стандарта на организацию работ при создании оборудования, собираемого на месте эксплуатации // Гидротехническое строительство. 2012. № 5).*

Несмотря на различие позиций участники “круглого стола” солидарны с инициативой В. Р. Мигуренко. Для отечественной гидростроительной элиты существующее положение представляется неприемлемым, и для выработки конвенции, которая бы определила новый механизм взаимоотношений в гидроэнергетике и скорректировала с учетом новаций терминологическую базу, необходимо широкое профессиональное обсуждение. На встрече в ОАО “Спецгидроэнергомонтаж” было решено продолжить начатую дискуссию на страницах журнала “Гидротехническое строительство”, чтобы высказать свое мнение могли все заинтересованные специалисты-энергетики.

Поздравление Семёну Яковлевичу Лащёнову

Исполнилось 75 лет выдающемуся российскому гидростроителю, известному инженеру, кандидату технических наук, действительному члену (академику) Академии водохозяйственных наук РФ Семёну Яковлевичу Лащёнову.

С. Я. Лащёнов родился 5 января 1938 г. в г. Наманган Узбекской ССР. После окончания в 1959 г. Ташкентского института инженеров ирригации и механики сельского хозяйства он был направлен на строительство Воткинской ГЭС на р. Каме, где, работая мастером, а затем прорабом, постигал азы гидротехнического строительства. С 1962 по 1989 г. его трудовая деятельность была связана с Таджикистаном: прораб, начальник участка, главный инженер СУ “Плотина” Управления строительства “Нурекгэсстрой” (1962 – 1968); начальник Управления строительства Памирских ГЭС треста “Таджикгидроэнергострой” (1968 – 1970); главный инженер СУ “Плотина” Управления строительства “Нурекгэсстрой” (1970 – 1974); главный инженер Управления строительства “Нурекгэсстрой” (1974 – 1979); главный инженер треста “Таджикгидроэнергострой” (1980 – 1988); управляющий трестом “Таджикгидроэнергострой” Минэнерго СССР (1988 – 1989). С 1979 по 1980 г. Семён Яковлевич в ранге главного инженера по строительству плотин и водохранилищ Министерства строительства Республики Куба передавал свой богатый опыт кубинским гидростроителям.

В 1989 г. Семён Яковлевич был переведен в Москву, где работал: начальником Всесоюзного строительно-монтажного объединения “Союзгидроэнергострой” Минэнерго СССР (1989 – 1991), президентом корпорации “Росэнергострой” (1991 – 1993), вице-президентом по инвестициям и строительству ОАО “РАО ЕЭС России” (1993 – 1997), директором Дирекции по строительству ОАО “РАО ЕЭС России” (1997 – 1998), начальником Департамента управления капитальным строительством и реконструкцией ОАО “РАО ЕЭС России” (1998 – 2002). Он руководил строительством электростанций линий электропередачи, подстанций и других промышленных объектов на территории СССР и Российской Федерации.

Лащёнов С. Я. строил Хорогскую, Ванчскую, Шуджанскую ГЭС в Горно-Бадахшанской автономной области Таджикской ССР; руководил строительством Нурекской, Байпазинской, Рогунской,



Колымской, Курейской, Бурейской, Усть-Среднеканской, Богучанской, Чебоксарской, Шамалдысайской, Ирганайской, Камбаратинских, Зеленчукских, Нижнечерекских, Зарамагских ГЭС. При его участии была разработана и реализована технология отсыпки самой высокой в мире земляной плотины Нурекской ГЭС. Он организовывал строительство и осуществлял пуск Северо-Западной, Йошкар-Олинской и других тепловых электростанций, а также крупнейшего в Средней Азии Таджикского алюминиевого завода в г. Регар.

С созданием в 2002 г. ОАО “Инженерный центр ЕЭС” Семён Яковлевич перешел на работу в эту организацию на должность советника председателя правления (2002 – 2007), а после реорганизации ОАО “РАО ЕЭС России” – советником председателя Правления ОАО “РусГидро” (с 2007 г. по настоящее время).

Семён Яковлевич всегда вёл и продолжает вести большую общественную работу. Он избирался народным депутатом СССР, был заместителем председателя Комитета по строительству и архитектуре Верховного Совета СССР (1989 – 1991). В настоящее время является заместителем председателя Российского национального комитета Международной комиссии по большим плотинам (с 1991 г.), членом президиума Российского общества инженеров-строителей (с 1996 г.), председателем Государственной аттестационной комиссии на гидротехническом факультете МГСУ-МИСИ (с 1999 г.), председателем гидротехнической секции НП НТС “ЕЭС”, заместителем председателя научно-технического совета ОАО “РусГидро”.

Трудовая деятельность С. Я. Лащёнова заслуженно отмечена государственными и ведомственными наградами. Он награждён орденами “Знак Почёта” и Трудового Красного Знамени. Ему присвоены звания “Заслуженный строитель Таджикской ССР”, “Заслуженный энергетик СНГ”, “Заслуженный работник Минтопэнерго России”, “Заслуженный строитель РФ”, “Ветеран энергетики”, “Почётный гидроэнергетик ОАО РАО “ЕЭС России”.

Коллеги и друзья, научная и инженерная общественность, гидроэнергетики России и СНГ, редколлегия журнала “Гидротехническое строительство” искренне поздравляют Семёна Яковлевича с замечательным юбилеем, желают ему крепкого здоровья и успехов в его дальнейшей деятельности.

Поздравление Валентину Дмитриевичу Новоженину

19 января 2013 года исполнилось 80 лет выдающемуся инженеру, ученому, крупному организатору отечественной школы гидротехнического строительства Новоженину Валентину Дмитриевичу.

Начиная с 1954 года после блестящего окончания Московского инженерно-строительного института им. В. В. Куйбышева по специальности “Гидротехническое строительство”, он был направлен на работу в институт “Гидропроект”, где последовательно прошел путь от рядового инженера до главного инженера “Гидропроект”.

Работая в ОКБ Гидропроекта Валентин Дмитриевич участвовал в проектировании каналов Северный Донец-Донбасс, Днепр-Кривой Рог, был главным инженером проектов Кубанских и Зеленчукских гидроэлектростанций, один из ведущих разработчиков проектов Чернобыльской и Смоленской атомных электростанций. После перевода его в головной институт “Гидропроект” в 1982 году и назначения на должность заместителя главного инженера Гидропроекта и начальника технического отдела института принимал активное участие в разработке и экспертизе проектов Нурекской и Рогунской гидроэлектростанций на Вахше в Таджикистане, Токтогульской и Курпсайской ГЭС на Нарыне в Киргизии, Богучанской ГЭС на р. Ангаре, ГЭС Тишрин и Аль-Баас на р. Евфрат в Сирии, Тэри в Индии. В 1992 году, будучи главным инженером Гидропроекта, был назначен главным инженером



проекта ГЭС Меерове на р. Нил в Судане. В течение трех лет В. Д. Новоженин в должности главного инженера проектов гидротехнических объектов работал в Республике Куба.

В. Д. Новоженин является широко известным в нашей стране и за рубежом специалистом в области гидротехнического строительства, обладает выдающимися способностями и большой инженерной и научной эрудицией, великодушный организатор и заслуженно

пользуется большим авторитетом среди широких кругов проектировщиков, строителей и научных работников. Им опубликовано более 100 научно-технических работ в области гидротехнического строительства.

Правительство высоко оценило его научный и практический вклад в развитие отечественного гидротехнического строительства, наградив его орденами и медалями Советского Союза и России, ведомственными наградами Минэнерго СССР и Минпромэнерго РФ, РАО “ЕЭС России”, ему присвоена ученая степень кандидата технических наук, почетное звание “Заслуженного энергетика” и другие.

Коллеги и товарищи по работе, научная и инженерная общественность, редколлегия и сотрудники журнала “Гидротехническое строительство” искренне поздравляют Валентина Дмитриевича с юбилеем и желают ему крепкого здоровья и успехов в его дальнейшей инженерной и научно-производственной деятельности на благо нашей Родины.

Поздравление Альфонсу Павловичу Паку

12 января 2013 г. исполнилось 80 лет известному специалисту-гидротехнику, кандидату технических наук Альфонсу Павловичу Паку.

После окончания в 1957 г. гидротехнического факультета Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина А. П. Пак работал в Управлении строительства Воткинской ГЭС на р. Каме мастером, прорабом, старшим прорабом. С 1959 г. он работает во ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева (ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»), в настоящее время – помощником генерального директора.

В 1960 – 2000 гг. А. П. Пак участвовал в выполнении исследовательских работ в области механики разрушения бетона и железобетона и исследований прочности бетона при объемном напряженном состоянии. Особое значение для создания надежных и безопасных гидротехнических сооружений имеют экспериментально-расчетные разработки А. П. Пака, посвященные исследованиям прочности бетона при двухосном сжатии и растяжении, а также влияния вида напряженного состояния бетона на его трещиностойкость. Результаты этих разработок позволили более обоснованно и рационально вести проектирование современных гидротехнических сооружений в нашей стране. Не менее важными в практическом отношении явились результаты исследований влияния швов бетонирования в гидротехнических сооружениях на прочностные и деформативные свойства бетонной кладки в



зависимости от используемых технологий бетонирования.

Основные результаты научных исследований А. П. Пака внедрены на крупнейших энергетических объектах СССР – Братской, Усть-Илимской, Ингурской, Саяно-Шушенской ГЭС и др., а также за рубежом – АЭС Бушер в Иране и др.

С 70-х гг. прошлого столетия А. П. Пак является руководителем и организатором формирования во ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева современной нормативной базы для проектирования и строительства гидротехнических сооружений в нашей стране.

А. П. Пак – автор более 150 научных работ и изобретений, член Российского национального комитета Международной комиссии по большим плотинам (член ТК по безопасности среды в зоне влияния высоких плотин), член Технического комитета по стандартизации ТК 465 «Строительство» Федерального агентства РФ по техническому регулированию и метрологии.

Альфонс Павлович имеет звания «Заслуженный работник Минтопэнерго РФ», «Заслуженный энергетик РФ», является почетным академиком Российской инженерной академии, членом-корреспондентом РАЕН. Награжден медалью имени академика В. И. Вернадского 3-й степени за заслуги в общественной жизни страны.

Сердечно поздравляем Альфонса Павловича с юбилеем и желаем ему крепкого здоровья, счастья и творческих успехов.

Новости гидроэнергетики и гидротехники

Строительство Богучанской ГЭС

На Богучанской ГЭС начались испытания на холостом ходу гидроагрегата со стационарным номером 4. Полный цикл испытаний и комплексное опробование гидроагрегата в сети под нагрузкой планировалось завершить в декабре 2012 г. После его ввода в эксплуатацию мощность Богучанской ГЭС вырастет до 1332 МВт.

Первые три гидроагрегата ГА №№ 1, 2 и 3 прошли полный цикл пусконаладочных испытаний и комплексного опробования в сети под нагрузкой. По итогам испытаний все параметры работы оборудования признаны соответствующими требованиям надежности и безопасности. В конце ноября ОАО «Богучанская ГЭС» получила разрешение Ростехнадзора на допуск энергоустановок в работу. После этого с 1 декабря 2012 г. первые три гидроагрегата совокупной проектной мощностью 999 МВт были переведены в режим постоянной промышленной эксплуатации.

Параллельно идет монтаж следующих гидроагрегатов. Гидросиловое оборудование ГА №5 смонтировано полностью. В ближайшее время планируется завершить сборку трубопроводов технологического водоснабжения и доработать отдельные элементы гидромеханического оборудования. После установки блочного щита управления работники монтажных организаций начнут сборку систем вторичной коммутации агрегата. Пусконаладочные испытания ГА №5 планировалось начать в конце декабря 2012 г. Основной объем монтажных работ на ГА №6 завершен. В списке работ на гидросиловом оборудовании остались два пункта: монтаж щеточного аппарата и колпака генератора. Доводку гидромеханического оборудования, монтаж электротехнического оборудования и систем вторичной коммутации планируется начать в декабре. Испытания ГА №6 начнутся в январе 2013 г.

Поэтапный ввод в работу ГА №№ 5 и 6 будет осуществлен в первом квартале 2013 г. Оставшиеся гидроагрегаты (№ 7, 8, 9) будут смонтированы и подготовлены к работе в течение 2013 г. Пуск станции на проектную мощность в 3000 МВт с вводом всех девяти гидроагрегатов будет зависеть от готовности схемы выдачи мощности на 500 кВ и сроков наполнения водохранилища до проектной отметки 208,0 м. Эту отметку планируется достичь в течение 2013 – 2014 гг. Во второй декаде ноября 2012 г. уровень Богучанского водохранилища стабилизи-

ровался на отметке 185,0 м. Повышение уровня в течение зимы 2012/13 г. не планируется.

Продолжаются бетонные работы по заделке четвертого (из пяти) донного отверстия. В течение 2012 г. в бетонную плотину, водосброс №2 и здание ГЭС было уложено 72,8 тыс. м³ бетона. По информации ЗАО «Организатор строительства Богучанской ГЭС» до завершения строительства бетонной плотины осталось уложить менее 30 тыс. м³ бетона, в том числе до завершения строительства водосброса № 2 – 18 тыс. м³. С начала строительства в сооружения Богучанской ГЭС уложено около 2,7 млн. м³ бетона. В 2012 г. смонтировано 7400 т гидросилового и 1730 т гидромеханического оборудования.

Восстановление Саяно-Шушенской ГЭС

На Саяно-Шушенской ГЭС в соответствии с планом-графиком восстановительных работ введен в промышленную эксплуатацию четвертый новый гидроагрегат, стационарный № 9. В ходе реконструкции ГА № 9 были обследованы проточные части турбины и напорного водовода, выполнены монтаж новых закладных частей турбины, монтаж и наладка основного и вспомогательного оборудования, систем автоматического управления и защит. Смонтирован элегазовый генераторный комплекс НЕС-8С и заменена трансформаторная группа энергоблока Т-5 для выдачи мощности ГА № 9 и ГА № 10. Оборудование энергоблока и гидроагрегата в ходе монтажа прошло необходимый комплекс испытаний с целью промежуточного контроля качества основных технологических операций. Вводу ГА № 9 в эксплуатацию предшествовал комплекс пусконаладочных испытаний, включающий индивидуальные испытания оборудования и систем гидроагрегата, испытания турбины на холостом ходу, а также комплексное опробование работы оборудования и систем агрегата под нагрузкой в течение 72 часов. Испытания проходили по программе завода-изготовителя с непрерывным контролем технологических параметров.

ГА № 9, аналогично гидроагрегатам под стационарными номерами 1, 7 и 8, введенным в работу в 2011 – 2012 гг., участвует в суточном регулировании нагрузки энергосистемы в соответствии с заданными диспетчерскими графиками ОДУ Сибири. Регулирование мощности ГА №9 устанавливается суточным графиком с почасовым изменением, либо отключением агрегата. На данный момент для ГА

№№ 1, 7, 8 и 9 разрешено суточное регулирование активной мощности в диапазоне, согласованном с изготовителем оборудования.

В настоящее время рабочая мощность Саяно-Шушенской ГЭС составляет 3840 МВт. В эксплуатации находятся ГА №№ 1, 3, 4, 7, 8 и 9. Восстановленные первыми ГА №5 и 6 выведены из работы с целью полной замены их оборудования. Ведутся работы на ГА № 10, где на данный момент завершены монтаж закладных частей турбины, сборка статора и ротора генератора. Продолжаются сборка верхней крестовины агрегата, монтаж системы технического водоснабжения, автоматизированного управления, регулирования агрегата и пожаротушения. Планируется, что ГА № 10 будет введен в эксплуатацию в марте 2013 г.

Реконструкция Баксанской ГЭС

22 декабря 2012 г. состоялась торжественная церемония, посвященная завершению комплексной реконструкции Баксанской ГЭС. Команду на пуск гидроагрегатов по телемосту дал Президент России Владимир Владимирович Путин.

Баксанская ГЭС, построенная в 1930-х годах по плану ГОЭЛРО, вышла из строя в 2010 г. в результате диверсии. После оценки состояния физически и морально устаревших оборудования и сооружений станции было принято решение о проведении комплексной реконструкции Баксанской ГЭС с заменой всего оборудования и капитальным ремонтом основных сооружений. Все три гидроагрегата были заменены на новые производства концерна “Силовые машины”. Мощность Баксанской ГЭС увеличилась с 25 до 27 МВт, а проектная средне-годовая выработка электроэнергии с 108 до 120 млн. кВт · ч. Рабочие колеса новых турбин имеют специальное покрытие, защищающие их от истирания влекомыми наносами.



Вместо устаревшего ОРУ впервые на Кавказе смонтировано современное комплектное элегазовое распределительное устройство (КРУЭ). Новое распределительное устройство закрытого типа бо-

лее надежно, безопасно и удобно в эксплуатации. Полностью заменена вся электрическая часть станции, в том числе главные силовые трансформаторы. Реконструированы гидротехнические сооружения: головной узел, деривационный канал, туннели, напорный бассейн и БСР, холостой водосброс. Заменено все гидромеханическое оборудование: затворы и их приводы, а также акведуки деривации и напорные водоводы. Обновлено и усилено здание ГЭС. Особое внимание при реконструкции сооружений ГЭС было уделено сохранению их исторического облика.

Строительство Нижнебурейской ГЭС

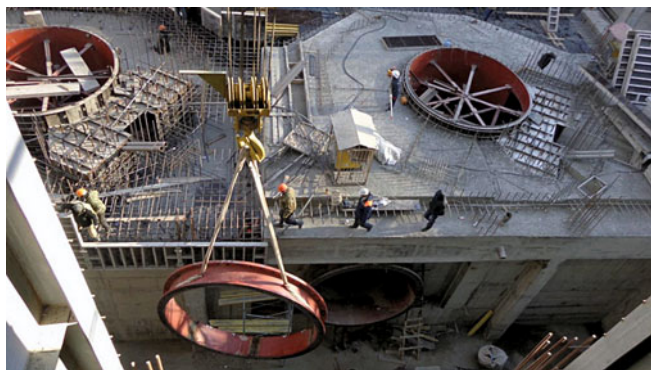


На строительстве Нижнебурейской ГЭС успешно завершены подготовительные работы и начато строительство основных сооружений. Создана инфраструктура: построены здание административно-управленческого комплекса, бетонно-обогачительное хозяйство со строительной лабораторией, база механизации, расширена база основного оборудования. Проложены: постоянная дорога к створу ГЭС с асфальтовым покрытием и мостом через р. Долдыкан; временные дороги, связывающие стройплощадку с карьерами, бетонно-обогачительным хозяйством, подстанцией “Створ”; отсыпана технологическая дорога к левобережной врезке плотины. Связь обеспечена прокладкой 15 км волоконно-оптических линий, а также установкой вышки сотовой связи компании МТС. Энергоснабжение района основных работ и объектов инфраструктуры осуществляется от подстанции “Створ” 220/35/6 кВ. Подготовлено жилье для ИТР и вахтового рабочего персонала. Все объекты инфраструктуры обеспечены электроэнергией, теплом, канализацией и связью.

Сегодня на стройплощадке ведутся активные работы по подготовке котлована основных сооружений. Завершена отсыпка до проектных отметок перемычек. В феврале 2013 г. ожидается окончание

работ по устройству противофильтрационного элемента, что делает возможным осушение котлована и начало бетонных работ весной 2013 г. В начале 2013 г. на стройплощадку выдвигаются подразделения генподрядчика – ОАО “Трест “Гидромонтаж”. Им предстоит в 2013 г. выполнить 500 тыс. м³ земельно-скальных работ и уложить более 80 тыс. м³ бетона.

Строительство Гоцатлинской ГЭС



На площадку Гоцатлинской ГЭС доставлено радиально-осевое рабочее колесо диаметром 3,1 м, изготовленное харьковским заводом “Турбоатом”. Ранее в присутствии представителей заказчиков на заводской площадке были произведены проверка основных размеров и балансировка рабочего колеса. Колесо прошло ультразвуковой контроль и дефектоскопию, по результатам которых стороны подписали акт сдачи-приемки.

В настоящее время продолжают бетонные работы на здании ГЭС, траншейном водосливе эксплуатационного водосброса и водоприемнике. Монтируются предтурбинные дисковые затворы. Ведутся работы по обделке подходной штольни № 3 к эксплуатационному тоннелю.

Завершено строительство ГЭС Deriner

12 декабря 2012 г. состоялась церемония открытия ГЭС Deriner на реке Чорох в Турции. Мощность ГЭС – 670 МВт (4 гидроагрегата по

167,5 МВт в подземном здании ГЭС), среднегодовая выработка – 2,118 млрд. кВт·ч. Арочная плотина гидроузла имеет высоту 249 м, длину 720 м и объем бетона 3,4 млн. м³. Она является самой высокой в Турции. Строительство ГЭС началось в 1998 г. Створ реки был перекрыт в 2005 г., тогда же были начаты бетонные работы. Стоимость сооружения станции оценивается в 1,4 млрд. долларов США.

Начато строительство Мегринской ГЭС

8 ноября 2012 г. в присутствии Президента Армении Саржа Саргсяна состоялась церемония закладки капсулы в фундамент Мегринской ГЭС на реке Аракс. Строительство ГЭС ведется на пограничном участке реки и представляет собой совместный армяно-иранский проект. Предполагается строительство двух ГЭС, одна из которых (Мегринская) будет расположена в Армении, а вторая (Карачиларская) – в Иране. Обе станции имеют одинаковые параметры. Мощность каждой 130 МВт, выработка 793 млн. кВт·ч. Строящиеся ГЭС спроектированы как деривационные, без регулирующего водохранилища, с головным узлом для отбора части стока реки в деривацию и очистки от наносов. Регулирование осуществляется водохранилищем вышележащей Араксинской ГЭС. Деривация туннельная, её длина для Мегринской ГЭС составляет 18,2 км при диаметре 8,5 м. В здании ГЭС будет установлено 2 радиально-осевых турбины.

Стоимость сооружения Мегринской ГЭС оценивается в 323 млн. долларов США. Эта сумма полностью предоставляется Ираном. После завершения строительства ГЭС, что должно произойти в 2017 г., в течение 15 лет вся вырабатываемая электроэнергия будет бесплатно поставляться в Иран. Это позволит окупить затраты. По истечении вышеназванного срока Мегринская ГЭС перейдет под управление Армении.

Материалы подготовлены пресс-службой ОАО “РусГидро”: И. Слива, Л. Лукманова, И. Коренюк, В. Крацук, И. Дворянов.

Сдано в набор 27.11.2012. Подписано в печать 15.01.2013. Формат 60×84 1/8.

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

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

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

Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”

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.

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 Ш, V] в типах оборудования и других случаях. Если формулы набраны на компьютере, но их элементы имеют двойное 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.

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 _____