



ГИДРО- ТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Ежемесячный
научно-технический журнал

УЧРЕДИТЕЛИ:

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ,

ОАО «РУСГИДРО»,

АССОЦИАЦИЯ «КОРПОРАЦИЯ ЕЭЭК»,

ЗАО НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,

НП «НТС ЕЭС»

Основан в 1930 г.

№ 9

сентябрь

2012

Содержание

- Семенов А. Н., Новоженин В. Д., Шайтанов В. Я.** К 50-летию образования Совета ветеранов-энергетиков Минэнерго Российской Федерации 2
- Семенов А. Н.** 50-летие Министерства топлива и энергетики Украины 10
- Семенов А. Н., Аксенов В. А.** О приоритетных задачах инновационного развития ЕНЭС России 14
- Проектирование, строительство, эксплуатация**
- Рассказчиков В. А.** Состояние бетона основных сооружений Саяно-Шушенской ГЭС 17
- Чебурашкин С. Г.** Опыт гидромеханизированной разработки техногенных месторождений хвостохранилищ в криолитозоне 28
- Кожевников Н. Н.** Расчет фильтрации, оплыwania и устойчивости откосов грунтовых плотин во время намыва 35
- Ялганец И. М., Штин С. М.** Использование землесосных снарядов для гидромеханизированной добычи торфа 40
- Айткеев Б. Б.** Причины недобора мощности гидроагрегатов Шамалдысайской ГЭС 44
- Гуляев С. И., Пантелеев В. И., Спирин Е. С., Похабов В. И.** Результаты технического мониторинга нижнего бьефа Курейской ГЭС 46
- Коновалов И. К., Пилюзин А. В.** Метрологическая надежность струнных датчиков 48
- Бабаев Б. Д., Волшаник В. В.** Волноэнергетические ресурсы Каспийского моря 51
- Дискуссии**
- Марчук А. Н.** Отзыв о статье “О проблеме “нестационарного состояния” плотины и скального основания Саяно-Шушенской ГЭС”. 54
- Газиев Э. Г., Замахаяев А. М., Савич А. И.** Комментарий к отзыву А. Н. Марчука 55
- Российские энергетики**
- Николай Павлович Розанов (к 100-летию со дня рождения) 57
- Хроника**
- Новости гидроэнергетики и гидротехники 58
- На обложке – Гочатлинская ГЭС

К 50-летие образования Совета ветеранов-энергетиков Минэнерго Российской Федерации

Семенов А. Н., председатель Совета ветеранов-энергетиков,
академик Российской инженерной академии,

Новоженин В. Д., член Совета ветеранов-энергетиков,
директор по технической политике ОАО “Институт Гидропроект”,

Шайтанов В. Я., член Совета ветеранов-энергетиков,
президент ассоциации “Гидропроект”



Семенов А. Н.

Совет ветеранов-энергетиков Минэнерго Российской Федерации как правопреемник Совета ветеранов-энергетиков Советского Союза был образован в 1962 г. по инициативе министра Минэнерго СССР Петра Степановича Непорожного. Совет ветеранов-энергетиков был создан как общественная некоммерческая и неправительственная организация с целью привлечения интеллектуального потенциала высококвалифицированных специалистов-энергетиков Минэнерго СССР, вышедших по возрасту на заслуженный отдых, но обладающих достаточной энергией, большим опытом энергетического строительства и обширными знаниями, которые могли быть применены для энергетического строительства страны. Многие члены Совета ветеранов-энергетиков разработали оригинальные и полезные инженерные решения, которые были реализованы при строительстве и эксплуатации энергетических систем и объектов.

В настоящей статье приводятся предложения членов Совета ветеранов-энергетиков по дальнейшему развитию энергетики, строительству промышленных предприятий и крупных жилых районов в неосвоенных местах Сибири и Дальнего Востока путем опережающего строительства крупных гидроэлектростанций, которые являются основой для создания территориальных энергопромышленных комплексов. Создание комфортных условий для строителей привлекут в эти районы молодых перспективных людей, что будет способствовать созданию новых городов и крупных поселков.

Наглядные примеры показывают, что в районах строительства крупных гидроузлов были образованы энергопромышленные комплексы: Братский и Усть-Илимский на р. Ангаре, Куйбышевский и Волгоградский на р. Волге, Саянский и Красноярский на р. Енисее. За короткий срок Приангарье с суровыми природно-климатическими условиями

превратилось в важный экономический район с населением более 300 тысяч человек.

Таким же методом предполагалось осваивать природные богатства и заселять другие регионы Сибири и Дальнего Востока. Одним из первоочередных территориальных энергопромышленных комплексов на Дальнем Востоке предлагался Южно-Якутский. Первоочередным объектом из четырех гидроэлектростанций намечалась Среднеукурская ГЭС, которая должна была служить основой Южно-Якутского энергопромышленного центра, по своим масштабам сопоставимого с Братским и Усть-Илимским. В 1990-е гг. в районе г. Лесосибирска началось строительство крупнейшей в стране региональной производственной базы, которая должна была служить основой освоения Нижнего Приангарья, среднего и нижнего течения Енисея, но затем строительство было приостановлено.

Практика отечественного гидростроительства показала, что гидроэнергетическое строительство в наибольшей степени отвечает условиям освоения новых территорий страны, созданию крупных территориальных энергопромышленных комплексов, новых городов и крупных поселков.

Расчеты показывают, что привлечение трудовых ресурсов в новые районы Сибири и Дальнего Востока в ближайшее 15 – 20 лет только для энергетического строительства составят более 1,5 млн. человек. Такой метод освоения новых регионов страны обеспечивает интенсивное заселение новых регионов и снижение затрат на их освоение на 15 – 20 % по сравнению с отдельным строительством.

Проведенные проектные проработки показали, что при инвестировании в строительство перспективных гидроэлектростанций, включая сетевое строительство, в период 2012 – 2030 гг. в объеме 4 трлн. 250 млрд. руб. прирост вводимых мощностей составит около 40 млн. кВт, прирост производства электрической энергии — более 200 млрд. кВт · ч.

Ресурсная база гидроэнергетики Российской Федерации. Масштаб и достигнутый уровень использования экономически эффективного гидроэнергетического потенциала Российской Федерации в целом и по крупным регионам приводятся в табл. 1.

Использование экономически эффективного гидроэнергетического потенциала

Регионы	Экономически эффективный гидропотенциал, млрд. кВт · ч/год	Освоение действующими гидроэлектростанциями		Неиспользованный остаток, млрд. кВт · ч/год
		млрд. кВт · ч/год	%	
Европейская часть	162	68	41,9	94
Азиатская часть	690	112	16,2	578
В том числе:				
Сибирь	396	91	23,0	305
Восток и изолированные энергорайоны	294	21	7,0	273
Всего	852	180	21,1	672

Гидроэнергетический потенциал крупных рек Сибири и Дальнего Востока и его использование на сегодняшний день приводятся в табл. 2.

В России достигнутый уровень освоения экономически эффективных гидроэнергоресурсов — около 20 %. Это самый низкий уровень их использования среди развитых и развивающихся стран мира. Степень использования гидроэнергетического потенциала в мире составляет около 30 %. В странах, где запасы невозобновляемых энергетических ресурсов (нефти, газа, угля) невелики или близки к исчерпанию, освоение экономического гидроэнергетического потенциала достигает 60 – 90 %: в США и Канаде — 68 – 75 %, в странах Западной Европы — 80 %, Японии — 95 %, в Китае — 45 %; в Норвегии (топливодобывающая страна) 99,5 % потребляемой энергии вырабатывается на гидроэлектростанциях; в Бразилии 94 % потребляемой

электроэнергии — более 350 млрд. кВт · ч — вырабатывается на гидроэлектростанциях. Гидроэнергетические ресурсы Дальнего Востока России освоены всего лишь на 7 %.

Следует иметь в виду, что в результате деформированной ценовой конъюнктуры в последние десятилетия исказилась структура спроса на взаимозаменяемые энергоресурсы с чрезмерной ориентацией на газ и снижением конкурентоспособности угля, а использование возобновляемых источников энергии (в том числе гидроэнергетики) ведется крайне медленными темпами. Некоторые крупные гидроэнергетические объекты строятся 25 и более лет. Практически приостановлено проектное изучение новых перспективных гидроэнергетических объектов, а проекты хорошо изученных объектов остановлены (например, Эвенкийская ГЭС на р. Нижняя Тунгуска, Мокская ГЭС на р. Витим и др.).

Между тем, особо сложная ситуация с ресурсной базой исчерпаемого углеводородного топлива может сложиться уже в неотдаленной перспективе. Обеспеченность при сегодняшних уровнях добычи разведанными запасами органического топлива оценивается: по нефти 20 – 25 лет, по газу — около 80 лет и только по углю — более сотни лет.

Эти обстоятельства должны побуждать государственные органы России, принимающие решения, ориентировать развитие топливно-энергетической сферы на интенсивное использование возобновляемых источников энергии, прежде всего гидроэнергетики, и других видов энергетических ресурсов с сокращением использования для производства электроэнергии жидкого и газообразного углеводородного топлива.

Предложения по развитию гидроэнергетики в регионах Сибири и Дальнего Востока. Многолетний опыт градостроительства в этих регионах показывает, что строительство ГЭС, особенно в отдаленных малонаселенных и трудных для проживания

Т а б л и ц а 2

Гидроэнергетический потенциал рек Сибири и Дальнего Востока

Реки	Экономически эффективный потенциал, млрд. кВт · ч/год	Используемый потенциал, млрд. кВт · ч/год
Обь	94,0	2,3
Енисей	288,0	97,7
В том числе Ангара	94,0	48,5
Лена	235,5	4,0
В том числе Вилюй	7,2	3,8
Колыма	27,0	2,4
Амур	58,0	12,1
В том числе Зея	15,0	5,0

Перечень перспективных и строящихся ГЭС в Сибирском федеральном округе

№ п/п	ГЭС	Мощность ГЭС, МВт		Среднегого-летняя выработка электроэнергии ГЭС, млрд. кВт·ч	Сметная стоимость, в ценах 2011 г., без НДС, млн. руб.	Проектная изученность
		установ-ленная	гаранти-рованная			
Республика Тыва						
1	Тувинская ГЭС на р. Большой Енисей	1500	650	6,53	84 760	ТЭД по использованию гидроэнергетических ресурсов рек Ангаро-Енисейского бассейна, 1988 г.
2	Шивелигская ГЭС на р. Большой Енисей	290	116	1,17	18 800	
3	Шуйская ГЭС на р. Малый Енисей	780	302	3,5	51 250	
4	Буренская ГЭС на р. Малый Енисей	280	117	1,31	23800	
	Итого по субъекту	2850		12,51	178610	
Красноярский край						
5	Богучанская ГЭС на р. Ангаре (строящаяся)	3000	-	17,6	-	Завершается строительст-во первой очереди
6	Нижнебогучанская ГЭС на р. Ангаре	660	360	3,3	55760	Среднеенисейская ГЭС на р. Ангаре. Проект. Первый этап. Уточнение схемы использования рек Енисея и Ангары в зоне влияния ГЭС, 1989 г.
7	Выдумская ГЭС на р. Ангаре	1320	655	6,6	92650	
8	Стрелковская ГЭС на р. Ангаре	920	410	4,6	63 760	
9	Эвенкийская ГЭС (Туруханская) на р. Нижняя Тунгуска	12 000	2400	50,0	635 500	Туруханская ГЭС на р. Н. Тунгуска, ТЭО, 1988 г.
10	Контррегулятор Эвенкийской ГЭС на р. Нижняя Тунгуска	858	390	3,8	67 100	
11	Нижнекурейская ГЭС на р. Курейке	150	88	0,91	25 400	2-я очередь Курейской ГЭС, энергетическое использование бассейна р. Курейки, Нижнекурейская ГЭС (контррегулятор), ТЭО, 1989 г.
	Итого по субъекту	18908	-	86,81	960170	
Иркутская область						
12	Сигнайская ГЭС на р. Витим	600	204	3,19	55 930	Мокский гидроузел на р. Витим, ТЭО, 1997 г.
13	Бодайбинская ГЭС на р. Витим	640	223	3,4	39 500	
14	Тельмамская ГЭС на р. Мамакан	450	128	1,64	49 300	Тельмамский гидроузел на р. Мамакан, проект, 1986 г.
	Итого по субъекту	1690	-	8,23	144730	
Республика Бурятия						
15	Мокская ГЭС на р. Витим	1200	321	4,68	95 600	Мокский гидроузел на р. Витим, ТЭО, 1997 г.
16	Ивановская ГЭС на р. Витим	210	50	1,06	13 190	
17	Каралонская ГЭС на р. Витим	450	154	2,38	38 500	
	Итого по субъекту	1860	-	8,12	147 290	

№ п/п	ГЭС	Мощность ГЭС, МВт		Среднего- летняя выра- ботка электро- энергии ГЭС, млрд. кВт · ч	Сметная стои- мость, в ценах 2011 г., без НДС, млн. руб.	Проектная изученность
		установ- ленная	гаранти- рованная			
Читинская область						
18	Шилкинская ГЭС на р. Шилка	736	227	2,9	65 500	I этап ТЭО Шилкинской ГЭС на р. Шилка, 1989 г.
Республика Хакасия						
19	Каскад четырех ГЭС на р. Абакан	660	–	3,29	–	Схема, 2011 г.
Республика Алтай						
20	Алтайская ГЭС на р. Катунь	1600	405	5,89	98 000	Обоснование инвестиций в строительство Алтайской ГЭС на р. Катунь в Республике Алтай, 2004 г.
21	Чемальская ГЭС на р. Катунь	300	115	1,56	11 700	Чемальская ГЭС на р. Катунь, ТЭО, 1980 г.
	Итого по субъекту	1900	–	7,45	109 700	
	Всего по округу	28 604	–	129,31	1 606 000	

ния районах, дает начальный импульс хозяйственному развитию и далее остается постоянно действующим фактором для развития региональной экономики.

Новая энергетическая база сравнительно дешевой электроэнергии способствует развитию местной промышленности, привлекает в регион крупных электроемких потребителей; в реальном секторе экономики создаются привлекательные рабочие места, обеспечиваются комфортные условия проживания, транспортные коммуникации, возникает положительная динамика рабочей силы.

Развитие крупной гидроэнергетики в Сибири и на Дальнем Востоке непременно внесет большой вклад в развитие экспортного потенциала страны и отрасли. Крупным импортером электроэнергии остаются северные регионы Китая, проблемы с дальнейшим использованием ядерной энергетики превращают Японию и Южную Корею в крупных и долгосрочных импортеров не только органического топлива, но и электроэнергии. Эти потребности могут измеряться многими десятками млрд. кВт · ч/год. Очевидно, со стороны России они не могут быть обеспечены только тепловой энергетикой. В этом регионе необходимо создавать крупные гидроэнергетические комплексы.

Гидроэнергетику Сибири и Дальнего Востока следует рассматривать и как обязательные составляющие Единой энергетической системы страны. Энергетические связи этих регионов с европейской частью страны резко повысят мобильность всей системы в энергообмене энергией и мощностью,

используя временную суточную разницу, а также объективное различие режимов функционирования различных генерирующих установок.

Следует привлечь гидроэнергетические ресурсы самого обеспеченного ими региона — Восточной Сибири для передачи их части в самый дефицитный по энергетическим ресурсам регион — европейскую часть страны. Существующие транспортные системы топливопередачи в европейскую часть — трубопроводный и железнодорожный транспорт — следует дополнить мобильным и реверсивным электронным транспортом — строительством линий электропередачи высокого напряжения до 1150 – 1500 кВ. Это может существенно облегчить энергетическую ситуацию на Урале и в центральной части европейской территории.

Например, строительство Эвенкийской ГЭС на р. Нижняя Тунгуска мощностью 12 млн. кВт с выработкой 50 млрд. кВт · ч электроэнергии в год и передача этой энергии в европейскую часть страны эквивалентно выработке 7 миллионных блоков АЭС (Курская и Смоленская АЭС вместе взятые), или 9 миллионных блоков ТЭС, или всего Волжско-Камского каскада ГЭС (выработка 40 млрд. кВт · ч) плюс 10 млрд. кВт · ч. Это обеспечивает экономию 13 млрд. м³ газа, или более 3 млрд. долл. США экспортной выручки ежегодно. (К сожалению, строительство этой ГЭС при подготовленном проекте отнесено на неопределенный срок).

Энергозона Сибири. Дальнейшее использование гидроэнергетического потенциала Сибири целесообразно вести в интересах энергоснабжения

Перечень перспективных и строящихся ГЭС в Дальневосточном федеральном округе

№ п/п	ГЭС	Мощность ГЭС, МВт		Среднего-летняя выработка электроэнергии ГЭС, млрд. кВт·ч	Сметная стоимость, в ценах 2011 г., без НДС, млн. руб.	Проектная изученность
		установленная	гарантированная			
Республика Саха (Якутия)						
1	Олекминская ГЭС на р. Олекма	1500	450	6,7	125 970	Схема размещения ГЭС в Якутской АССР на ближайшие 10 – 15 лет, 1984 г.
2	Канкунская ГЭС на р. Тимптон	1200	–	4,8	250 000	Обоснования инвестиций, 2009 г.
3	Нижнетимптонская ГЭС на р. Тимптон	930	–	3,79	200000	
4	Среднеучурская ГЭС на р. Учур	3330	1535	15,0	280 000	Схема использования гидроэнергетических ресурсов правобережных притоков р. Алдан, 1989 г.
5	Учурская ГЭС на р. Учур	365	221	2,2	22 200	
6	Чиркуокская ГЭС на р. Виллой	300	114	1,2	55 590	Выбор площадки строительства. Этап ТЭО, 1990 г.
	Итого по субъекту	7625		33,69	933 760	
Амурская область						
7	Нижнебурейская ГЭС на р. Бурей (строящаяся)	321	145	1,65	15 885	Ведется строительство
8	Грамахтинская ГЭС на р. Зея	300	137	1,97	22 950	Предварительные материалы к обоснованию инвестиций в строительство объектов гидрогенерации на реках Гиллой и Зея Амурской области, 2005 г.
9	Селемджинская ГЭС на р. Селемдже	300	73	1,07	41 560	Дагмарский гидроузел на р. Селемдже, ТЭО, 1987 г.
10	Русиновская ГЭС на р. Селемдже	470	143	1,54	62 070	
11	Хинганская ГЭС на р. Амуре	600	–	3,0	46 000	Схемы комплексного использования водных ресурсов пограничных участков рек Аргунь и Амур, 1995 г.
12	Джалиндинская ГЭС на р. Амуре	600	–	3,1	46 000	
	Итого по субъекту	2591		12,33	234 460	
Хабаровский край						
13	Нижнениманская ГЭС на р. Нимане	600	286	1,8	70 000	ТЭО Нижнениманской (Ургальской-1) ГЭС, 1987 г.
Приморский край						
14	Дальнереченские ГЭС-1, ГЭС-2	370	61	0,83	87 400	Дальнереченский гидроэнергокомплекс на р. Уссурка, ТЭО, 1987 г.
Чукотский автономный округ						
15	Амгуэмская ГЭС на р. Амгуэме	180	59,4	0,78	63 800	Амгуэмская ГЭС на р. Амгуэме. Технико-экономические показатели, 1983 г.
Камчатская область						
16	Петропавловская ГЭС на р. Жупанова	300	100	0,80	32 300	Схема размещения ГЭС на Камчатке и на Сахалине на период до 2000 г., 1984 г.
17	Толмачевская ГЭС-4	10	–	0,04	–	

№ п/п	ГЭС	Мощность ГЭС, МВт		Среднегого-летняя выработка электроэнергии ГЭС, млрд. кВт · ч	Сметная стоимость, в ценах 2011 г., без НДС, млн. руб.	Проектная изученность
		установлен-ная	гарантиро-ванная			
Магаданская область						
18	Усть-Среднеканская (строящаяся)	570		2,56		Рабочая документация
	Всего по округу	12 240		52,79	1 356 600	

Т а б л и ц а 5

План ввода мощностей

Объекты	Мощность, МВт	Вводы по этапам, МВт	
		2011 – 2020	2021 – 2030
ОЭС Сибири			
Богучанская ГЭС (строящаяся)	3000	3000	0
Каскад на р. Ангаре (три ГЭС)	2900	1333	1800
Тельмамская ГЭС	450	1100	0
Каскад на р. Витиме (пять ГЭС)	3100	450	2300
Тувинский каскад (четыре ГЭС)	2850	800	2050
Крапивинская ГЭС (законсервирована)	300	800	0
Эвенкийская ГЭС (с контррегулятором)	12858	300	9858
Нижнекурейская ГЭС	150	3000	0
Алтайская ГЭС (с контррегулятором)	1900	150	1300
Шилкинская ГЭС	736	600	736
Итого	28 244	10 200	18 044
Выработка электроэнергии к концу периода, млрд. кВт · ч/год		40,0	127,0
Стоимость строительства за период (предварительная), млрд. руб.		580,0	1026,0
ОЭС Востока и изолированные районы			
Олекминская ГЭС	1500	0	1500
Канкунская ГЭС (с контррегулятором)	1310	0	1310
Среднеурчурская ГЭС (с контррегулятором)	3695	1000	2695
Каскад на р. Вилюй (2 ГЭС)	480	90	390
Нижнебурейская ГЭС (строящаяся)	320	320	0
Грахматухинская ГЭС	300	300	0
Дальнереченские (ГЭС 1 и 2)	370	0	370
Петропавловская ГЭС	300	0	300
Амгуэмская ГЭС	180	0	180
Усть-Среднеканская ГЭС (строящаяся)	570	570	0
Селемджинский каскад (две ГЭС)	770	0	770

Объекты	Мощность, МВт	Вводы по этапам, МВт	
		2011 – 2020	2021 – 2030
Нижнениманская ГЭС	600	300	300
Толмачевские ГЭС 2,4	35	35	0
Итого	10 430	2 615	7 815
Выработка электроэнергии к концу периода, млрд. кВт · ч/год		10,0	45,0
Стоимость строительства за период (предварительная), млрд. руб.		390,0	770,0
Итого по программе			
Ввод мощности	38 674	12 815	25 859
Выработка электроэнергии к концу периода, млрд. кВт · ч/год		50,0	172,0
Стоимость строительства за период (предварительная), млрд. руб.		970,0	1796,0
Сетевое строительство, млрд. руб.		310,0	330,0

самого региона для покрытия внутренних потребностей (включая крупные энергоемкие производства и районы нового освоения), для дальнейшей передачи электроэнергии в дефицитные регионы страны (в том числе в европейскую часть), а также на экспорт.

Перечень и основные параметры ГЭС Сибирского региона, которые могут рассматриваться в качестве объектов возможного строительства в обозримой перспективе, приведены в табл. 3.

Суммарная мощность перспективных гидроузлов Сибирского региона составит около 30 млн. кВт, с выработкой около 130 млрд. кВт · ч электроэнергии в год.

Энергозона Дальнего Востока. Уровень освоения экономического потенциала рек Дальневосточного региона остается самым низким в стране и едва превышает 7 %.

Многолетние исследования Гидропроекта позволили выявить большое количество перспективных для строительства гидроэлектростанций створов во всех речных бассейнах Дальневосточного региона.

Потенциальные возможности по выработке электроэнергии на основном русле р. Лены значительны, однако по социально-экономическим условиям использование их проблематично. Строительство крупных ГЭС на основном русле р. Лены приведет к затоплению и переселению четырех районных центров Республики Саха и потерям практически всех сельхозугодий, расположенных в пойме. Вероятно, даже в отдаленной перспективе не следует ожидать решений по строительству ГЭС на основном русле р. Лены. Наиболее перспективным представляется использование водной энергии крупных притоков.

Из большого количества площадок ГЭС, рассмотренных Гидропроектом на притоках р. Амура на территории Амурской области, Хабаровского и Приморского краев, к категории перспективных (кроме строящейся Бурейской ГЭС) отнесены ГЭС с суммарной энергоотдачей 8,9 млрд. кВт · ч, которые рассматриваются в качестве местных источников энергоснабжения.

Пригодные к использованию ресурсы сосредоточены в Республике Саха (Якутия), в первую очередь в южной ее части. Из них наибольший интерес может представлять освоение гидроэнергетического потенциала притоков р. Алдан — Учюра и Тимптона — посредством создания Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса общей мощностью более 5 млн. кВт с выработкой до 25 млрд. кВт · ч. ЮЯГЭК может стать крупным экспортером электроэнергии в соседние страны — Японию, Корею, Китай.

Суммарная мощность перспективных ГЭС Дальневосточного региона составит порядка 10 млн. кВт, среднемноголетняя выработка электроэнергии — около 42 млрд. кВт · ч. Строительство этих гидроузлов позволит увеличить степень использования экономического потенциала Дальневосточного региона до 22 %.

Перечень и основные параметры ГЭС Востока, которые могут рассматриваться в качестве объектов возможного строительства в обозримой перспективе, приведены в табл. 4.

Предполагаемый план ввода мощностей в период 2011 – 2030 гг. Предполагаемый план строительства и ввода мощностей на гидроэлектростанциях Сибирского и Дальневосточного регионов приводится в табл. 5.

ОЭС Сибири

Объекты строительства	Стоимость в ценах 2011 г., млн. руб.	Объем СМР в пиковые годы стр-ва, млн. руб.	Численность работающих, чел.
Нижнебогучанская ГЭС	55 760	12 000	4800
Тувинская ГЭС	84 760	26 000	10 400
Эвенкийская ГЭС	635 500	90 000	3600
Нижнекурейская ГЭС	25 400	7000	2800
Катуньская ГЭС	98 000	28 000	11 200
Шилкинская ГЭС	65 500	13 000	5200
Мокская на р. Витиме	95 600	28 000	11 200
Тельмамская ГЭС	49 300	10 000	4000
Итого по ГЭС Сибири	1 109 820		85600
ТЭС	640 000	100 000	40 000
ЛЭП 220 kV, 500 kV, 750 kV, 1500 kV	720 000	115 000	46 000
Всего по Сибири	2 469 820	–	171 600

Предполагаемым планом предусматривается прежде всего завершение строительства Богучанской, Усть-Среднеканской и Нижнебурейской ГЭС.

В Сибирском регионе необходимо продолжить строительство Нижнеангарских ГЭС, начать строительство Эвенкийской ГЭС и ГЭС на р. Витиме в Бурятии.

В Дальневосточном регионе следует приступить к строительству Среднеучурской ГЭС (энергоотдача при равных стоимостях в 3 раза выше Канкунской ГЭС), энергоотдача которой не только закроет местный дефицит мощности и энергии, но и создаст серьезные предпосылки для экспорта электроэнергии.

В табл. 6 и 7 приводятся расчетные данные возможности привлечения в новые районы Сибири и Дальнего Востока в ближайшие 15 – 20 лет только для энергетического строительства более 1,5 млн. человек. Энергетическое строительство в этих районах будет привлекать все больше и больше людских ресурсов для промышленного и сельскохозяйственного освоения этих регионов. Следует иметь в виду, что в условиях приоритетного строительства гидроэлектростанций руководящая роль в формировании электроэнергетического и промышленного потенциала этих регионов будет принадлежать ОАО «РусГидро».

Дальневосточный федеральный округ

Объекты строительства	Стоимость в ценах 2011 г., млн. руб.	Объем СМР в пиковые годы стр-ва, млн. руб.	Численность работающих, чел.
Олекминская ГЭС	126 970	30 000	120 00
Среднеучурская ГЭС	280 000	60 000	28 000
Граматухинская ГЭС	22 950	6000	2400
Нижнениманская ГЭС	70 000	18 000	8000
Канкунская ГЭС	250 000	60 000	24 000
Учурская ГЭС	22 200	6500	2600
Чиркуокская ГЭС	55 590	12 000	4800
Селемджинская ГЭС	41 560	6500	2600
Русиновская ГЭС	62 070	9000	3600
Хинганская ГЭС	46 000	10 000	4000
Джаландинская ГЭС	46 000	10 000	40 000
Итого по ГЭС Дальнего Востока	1 023 340	–	96 000
ТЭС	640 000	–	40 000
ЛЭП	720 000	–	46 000
Всего по Дальнему Востоку	2 383 340	–	182 000
Всего по Сибири и Дальнему Востоку	4 853 160		353 600

Выводы

1. Реализация изложенной программы развития электроэнергетики Сибирского и Дальневосточного регионов страны на основе использования возобновляемых гидроэнергетических ресурсов позволит создать энергетическую и инфраструктурную базу всестороннего развития регионов, укрепления и развития численности их населения, уровня индустриального развития всей страны.

2. Для реализации предложений необходимо разработать комплексную государственную приоритетную программу социального, индустриального и энергетического развития Сибирского и Дальневосточного регионов на период 2020 – 2030 гг.

50-летие Министерства топлива и энергетики Украины

Семенов А. Н., председатель Совета ветеранов-энергетиков Минэнерго РФ

В 1962 г. ЦК КПСС и Совет Министров СССР совместным Постановлением № 985 от 21.09.1962 г. приняли решение о создании Министерства энергетики и электрификации Украины.

Министром энергетики и электрификации Украины был назначен опытный энергетик крупный хозяйственный руководитель Побегайло Константин Михайлович. С тех пор прошло 50 лет, но этот момент следует считать активным толчком к более энергичному развитию энергетики Республики.

Отмечаемое Украиной 50-летие со дня образования республиканского министерства энергетики является знаковой датой.

В настоящее время Объединенная энергосистема Украины — одна из крупнейших энергосистем Европы. В составе объединения — атомные, тепловые, гидро- и гидроаккумулирующие электростанции.

Общая установленная мощность генерирующего оборудования ОЭС Украины составляет 53 млн. кВт. Все производители и потребители электроэнергии объединены линиями электропередачи суммарной длиной более 1 млн. км, в том числе магистральными линиями электропередачи — более 22 тыс. км, а парк трансформаторных подстанций всех классов напряжения насчитывает более 200 тысяч единиц.

С августа 2001 г. Объединенная энергосистема Украины работает стабильно в режиме параллельной работы с энергосистемой России, благодаря чему значительно повысилась надежность энергоснабжения потребителей и экономичность работы энергосистемы. Для обеспечения параллельной работы ОЭС Украины с ЕЭС России подписано Техническое соглашение об обеспечении параллельной работы ОЭС Беларуси, ЕЭС России и ОЭС Украины.

Ежегодные объемы выработки электроэнергии составляют 170 – 195 млрд. кВт · ч: 47 % электроэнергии вырабатывается на ядерном топливе, 39 % — на угле, 7 % — с использованием гидроресурса

и около 5 % с использованием природного газа.

Для обеспечения последовательного приведения ОЭС Украины в соответствие со стандартами европейских энергосистем украинские энергетики выполняют исследования и усовершенствуют техническую сферу энергосистемы Украины, не за-

бывая и о нормативно правовом поле. Часть украинской энергосистемы уже сегодня работает синхронно с UCTE, так называемым «острове Бурштынской электростанции». В результате реализации этого проекта создан энергетический регион, в котором действуют европейские стандарты надежности снабжения, качества электроэнергии, введены современные системы регулирования, автоматики, телекоммуникации, учета электроэнергии и т.д. Это положительный пример для расширения зоны интеграции и стимул для модернизации и повышения технического уровня энергетической отрасли Украины.

Завершающим этапом развития магистральных сетей является строительство двух широтных магистралей 750 кВ — северной (Ровенской АЭС — Киевская-Северо-Украинская — Харьковская — Донбасская) и южной (Хмельницкая АЭС — Днестровская ГАЭС — Приморская-Каховская-Запорожская АЭС, которая уже соединена с Донбасской ЭС). Сооружение этих сетевых артерий повысит надежность работы энергосистемы Украины, обеспечит максимальную возможность передачи энергии между регионами, а также рационализирует нагрузки электростанций, улучшит условия работы украинской энергосистемы с энергосистемами Российской Федерации, стран Восточной и центральной Европы, в частности в плане использования регулирующих мощностей ГЭС и ГАЭС.

В рамках Плана реконструкции и модернизации теплоэлектростанций и теплоэлектроцентралей в период до 2020 г. осуществляется модернизация энергоблоков Бурштынской, Приднепровской, Кураховской, Луганской и других ТЭС.

Отмечая 50-летний юбилей деятельности Минэнерго Украины, необходимо помнить, как восставливалась энергетика республики. Сейчас в третьем тысячелетии подавляющее большинство граждан не представляет тяжелейшие и глубочайшие последствия Великой Отечественной войны. Полстраны было разрушено и сожжено, погибли миллионы мирных жителей и советских солдат. Война явилась серьезным испытанием для всего народного хозяйства страны, в том числе и для энергетики: около 50 % энергетических предприятий было уничтожено.

В стенограмме заседания международного трибунала на Нюрнбергском процессе от 22 февраля 1946 г., на котором рассматривались представленные помощником Главного обвинителя от СССР М. Ю. Рагинским обвинения “О разрушении городов и сел, промышленности и связи в СССР”, отмечалось следующее.



Побегайло К. М.

“Электростанции. За время оккупации и особенно при отступлении немцы разрушили мощные энергосистемы Днепра, Донбасса, Ленинграда, Харькова, Краснодарского края, Киева, Воронежа, Крыма, Белорусской ССР и Кольского полуострова, а наиболее ценное оборудование электрических станций вывезли в Германию.

Они взорвали, сожгли и частично разрушили 61 крупнейшую и большое количество мелких электрических станций, общей мощностью около 5 млн. кВт, вывели из строя около 10 тыс. км магистральных высоковольтных линий электропередачи, уничтожили более 12 тыс. зданий электростанций и подстанций и вывезли в Германию 14 тыс. паровых котлов, 1400 турбин, 11300 электрогенераторов”.

Восстановительные работы в разрушенной стране начали проводиться в условиях, когда война продолжала отвлекать огромные людские и материальные ресурсы. Огромное внимание уделялось возрождению Донбасса. В мае 1945 г. горняки Донбасса добывали больше угля, чем в любом другом бассейне Советского Союза. Быстрыми темпами возрождались электростанции. В восстановлении Днепротреста имени В. И. Ленина участвовало 53 города страны.

Уже в 1946 г. мощность электростанций превысила довоенный уровень. Развитие электроэнергетики набирало невиданный темп.

События тех лет вызывают сейчас восхищение. Это были годы интенсивного развития основы экономики — мощной электроэнергетики, заложенной еще при воплощении в жизнь первого плана ГОЭЛРО. Широким фронтом на Украине развивалось строительство крупных тепловых электростанций с блоками мощностью 300, 500 МВт — Запорожской, Криворожской, Приднепровской, Трипольской, Бурштынской ГРЭС и многих других.

Анализ показывает, что в военные годы наиболее тяжелые потери энергетического потенциала понесли Украинские энергетики.

Упорство, умение, мужество с которым они восстанавливали разрушенную отрасль, поражает.

Вспомним одного из “крепких” энергетиков, который посвятил восстановлению отрасли всю жизнь — Чулкова Евгения Ивановича.



Чулков Е. И.

В 1944 г. после тяжелого ранения на фронте он демобилизовался и прибыл на восстановление Днепродзержинской ГРЭС, через несколько лет он стал директором этой электростанции, а позже его назначили первым заместителем министра энергетики

Украинской ССР (два предыдущих директора Днепродзержинской ГРЭС А. И. Кочугов и В. Н. Гусаковский также были назначены заместителями министра энергетики Украинской ССР). Начав свою трудовую деятельность в 1929 г. учеником электромонтера, Чулков Е. И. более 80 лет беззаветно служил любимому делу — развитию энергетики Украины.

Украинские энергетики, возводя практически все виды электростанций: тепловые, атомные, гидроэлектростанции, солнечные, ветровые и т.д., имеют громадный опыт в их проектировании, строительстве и эксплуатации. Многие энергетики Украины возглавили в министерстве энергетики СССР ответственные посты:

Непорожний П. С. 1952 г. — главный инженер Днепростроя, 1956 г. — председатель Госстроя Украины, 1959 г. — первый зам. министра СССР, с 1962 г. — министр;

Майорец А. И. — директор Запорожского трансформаторного завода, 1965 г. — зам. министра, 1974 г. — первый зам. министра, 1980 г. — министр электротехнической промышленности СССР, с 1985 г. — министр Минэнерго СССР;

Семенов Ю. К. — управляющий Донбассэнерго, 1978 г. — зам. министра Минэнерго СССР, зам. председателя Бюро СМ СССР по ТЭК, 1989 г. — министр энергетики и электрификации СССР;

Макухин А. Н. 1971 – 1982 г. — министр энергетики Украины, с 1982 г. — первый зам. министра Минэнерго СССР;

Кочерга А. В. 1985 г. — главный инженер строительства Запорожской АЭС, 1987 г. — заместитель министра энергетики и электрификации СССР;

Трубицын Л. А. 1961 г. — гл. инженер Приднепровской ГРЭС, 1963 г. — главный инженер Главэнерго Минэнерго Украины, 1964 г. — начальник главка, член коллегии Минэнерго СССР;

Бойко Н. Д. — начальник планово-экономического управления Минэнерго Украины, 1989 г. — начальник Планово-экономического управления Минэнерго СССР;

Зубанов К. В. 1959 г. — управляющий Киевэнерго, член коллегии,



Непорожний П. С.



Майорец А. И.



Семёнов Ю. К.

1967 г. — директор Всесоюзного института “Энергосетьпроект”;

Денисов Г. А. — гл. инженер строительства Ладыжинской ГРЭС, 1973 г. — директор института “Оргэнергострой”, 1983 г. — начальник главка Минэнерго СССР и многие другие.

Особо следует отметить об успешном освоении на Украине эконо-

номического гидропотенциала рек, его показатели трехкратно превышают аналогичные показатели Российской Федерации и здесь, как и везде, решают кадры: строители гидротехнических сооружений и квалифицированная эксплуатационная служба.

Мне, отдавшему делу гидроэнергетики 63 года своей жизни, особо хотелось отметить неоценимую заслугу в развитии гидротехнического комплекса Украины, крупнейшего гидроэнергетика, профессионала — Семена Израилевича Поташника, Героя Украины, профессора, председателя Правления ООО “Укргидроэнерго”.

В настоящее время освоенный на Украине экономический гидропотенциал приближается к 73,3 % от располагаемого. Выработка электроэнергии на ГЭС составляет около 7 %, установленная мощность несколько выше 9 % общего объема. Главная водная артерия республики Днепр — третья по величине после Волги и Дуная река в Европе. Его ежегодный сток более 52 млрд. м³.

В основу научно-обоснованной схемы создания Днепроовского каскада ГЭС был положен принцип комплексного использования водных ресурсов реки.

Строительство каскада ГЭС на реке Днепре, завершившееся пуском Днепрогэс-II, имеет большое значение для развития сельского хозяйства, водного транспорта, водоснабжения промышленных предприятий, населения городов и поселков Республики Украины. В водохранилищах на реке Днепре накапливается около 20 млрд. м³ паводковых вод, что дает возмож-



Поташник С. И.

ность оросить и обводнить 3,5 млн. га засушливых земель юга Украины и Северного Крыма. С окончанием строительства ГЭС Днепроовского каскада создан глубоководный путь по всему течению Днепра от реки Припять до Черного моря протя-

женностью более 1000 км.

Гидроэлектростанции каскада играют значительную роль в покрытии пика энергосистемы Юга страны, вырабатывая более 10 млрд. кВт · ч дешевой электроэнергии. В состав Днепроовского каскада входят: Киевская, Каневская, Кременчугская, Днепро-дзержинская, Днепро-



Макухин А. Н.

петровская, Каховская и Киевская ГАЭС. Особое место в каскаде занимает Киевская ГАЭС. Она стала крупномасштабной моделью для изучения усталости металла, вращающихся узлов, прочности узлов, вибрации лопаток, системы отжима воды и др. Вторым каскадом является Днестровский, включающий Днестровские ГЭС-1, ГЭС-2, Днестровскую ГАЭС. Установленная мощность всех ГЭС 5053 МВт, включая 93 МВт на малых ГЭС.

Созданы благоприятные условия для планомерного развития на Днепроовском каскаде искусственного рыбного хозяйства путем строительства нерестово-выростных рыбных хозяйств и рыбзаводов. На берегах водохранилищ создаются рекреационные зоны.

Следует отметить, что при создании каскада водохранилищ на Днепре были осуществлены серьезные и капиталоемкие мероприятия по защите земель и населенных пунктов от затопления и подтопления, вызываемых повышением уровня грунтовых вод на прибрежных территориях. Всего на Днепре защищено 180 населенных пунктов, из них 10 городов, около 20 тыс. га пойменных земель, тысячи километров железных и автомобильных дорог. Общая протяженность защитных дамб составила более 400 км.

Приведенные данные по Днепроовскому каскаду ГЭС можно рассматривать как характерные и для других каскадов на равнинных реках.

Энергетики Украины в 80-ые годы прошлого столетия понимали необходимость активного развития атомной энергетики.

Когда строилась Запорожская АЭС, талантливый начальник строительства Хенох Р. Г. и главный инженер Кочерга А. В. стремительно и блестяще осуществили строительство и ежегодный ввод, начиная с 1984 г. по блоку ВВР-1000 мощностью 1 млн. кВт. Это стало возможным благодаря максимальной индустриализации всех строительно-монтажных работ.

Поздравляя энергетиков Украины с 50-летним юбилеем со дня образования Министерства энергетики и электрификации Украины, следует отметить активную роль руководства Минэнерго Украины в

оказании действенной помощи Совету старейших энергетиков Украины, который возглавлял с 1993 г. по 2 мая 2012 г. Чулков Е. И. Он много сделал для укрепления дружеских связей с Советом ветеранов энергетиков России, Белоруссии, Казахстана.

Впервые совместно в декабре 2000 г. широко отмечалось 80-летие Плана ГОЭЛРО. Оно было проведено в Большом театре. Открывал собрание председатель Правления ОАО РАО «ЕЭС России», предоставил слово Президенту Российской Федерации В. В. Путину, который тепло поздравил собравшихся с этой знаменательной датой и пожелал дальнейших успехов в развитии энергетики. Затем выступил Президент Украинской Республики Кучма Л. Д. так же пожелавший российским энергетикам дальнейших успехов в работе. В состав Президиума торжественного заседания был приглашен и автор статьи. В эти же дни в Колонном зале Дома Союзов успешно прошла международная научно-практическая конференция, посвященная этой великой дате. Вместе с российскими энергетиками в конференции приняли участие представители ряда стран СНГ. Энергетики попрежнему — одна большая семья, все трудности созидания мы десятилетиями преодолевали вместе. Необходимо отметить дополнительные усилия Совета ветеранов энергетики и его президиума по налаживанию деловых контактов с нашими зарубежными коллегами, прежде всего с Советами ветеранов Украины и стран СНГ. Начало этого взаимодействия было положено в мае 2003 г. в Киеве, куда прибыла делегация Совета ветеранов — энергетиков РАО «ЕЭС России» в составе 50 человек.

Визит и встреча проходили в рамках проведения года Российской Федерации в Украине под девизом: «Профессионализм и знания ветеранов — на службу энергетики России и Украины». Эта встреча позволила обменяться опытом участия ветеранов-энергетиков в деятельности энергетических систем, бывших союзных республик, наметить проведение совместных мероприятий ветеранских организаций.

Впоследствии, как было и предусмотрено на киевской встрече в июне 2004 г., по приглашению руководства ЕЭС России и Совета ветеранов энерге-



Гидроенергетика України

тики в Москву прибыла делегация ветеранов энергетики Украины в составе 88 человек, которую возглавил Министр топлива и энергетики Украины С. Б. Тулуп и председатель Совета старейших энергетиков Украины Е. И. Чулков.

Эти встречи прошли также в Белоруссии, Казахстане и Узбекистане и стали хорошей и доброй традицией. Их основная цель — обмен огромным опытом и знаниями наших ветеранов, а также решение социальных проблем, которые существуют в странах СНГ.

От имени 1600 ветеранов-энергетиков Минэнерго России поздравляю энергетиков Украины с 50-летием со дня образования Министерства энергетики и электрификации Украины и желаю коллегам больших успехов в развитии энергетики, крепкого здоровья и семейного благополучия.

О приоритетных задачах инновационного развития ЕНЭС России

Семенов А. Н., председатель Совета ветеранов-энергетиков России,
академик Российской инженерной академии,

Аксенов В. А., заместитель генерального директора НП “Энергопроект”,
доктор техн. наук, профессор

Целью утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р энергетической стратегии России на период до 2030 г. является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Энергетическому сектору отведена важная роль в развитии экономики — гарантированное удовлетворение внутреннего спроса на энергоресурсы и содействие обеспечению реализации стратегических задач экономического развития страны, в числе которых названа задача обеспечения научного и технологического лидерства России по ряду важнейших направлений, обеспечивающих ее конкурентные преимущества и национальную, в том числе энергетическую, безопасность.

Принятая для реализации данных задач стратегия развития отрасли формирует основные ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития и курса на дальнейшую интеграцию в мировую экономику. При этом важнейшими приоритетными факторами остаются эффективное использование энергетического потенциала России и задачи полноценной интеграции в мировой энергетический рынок, укрепления позиций на нем и получения наибольшей выгоды для национальной экономики.

Следует отметить, что роль единой национальной электрической сети (ЕНЭС) как одного из крупнейших инфраструктурных объектов страны, обеспечивающей жизнедеятельность промышленного и бытового комплексов, не ограничивается только техническими аспектами построения и функционирования системы. ЕНЭС служит средством объединения и рационального использования всего потенциала нашей страны и стран СНГ и не случайно называется в числе важнейших достижений страны на пороге XXI века [1, 2, 8], наряду с успехами в освоении космоса, созданием атомной промышленности, могущественного оборонного потенциала.

В связи с этим важнейшее значение имеют решения о путях инновационного развития ЕНЭС России. В рамках дискуссий, ведущихся в профессиональном сообществе по данному вопросу, на

наш взгляд, произошло некоторое смещение акцентов. Сейчас при обсуждении направлений совершенствования национальной электроэнергетической системы России модным и престижным является обсуждение инновационного направления построения энергетической системы с основным упором на работы по интеллектуальной сети и созданию ее отдельных элементов, при этом на реализацию данных проектов предусматриваются значительные суммы. При всей важности этого направления представляется, что его следует рассматривать как глубокую модернизацию технического потенциала системы и приведение ее в соответствие с сегодняшними достижениями науки и техники.

На наш взгляд, главным направлением — стержнем инновационного развития ЕНЭС должны стать прежде всего дальнейшее развитие и наращивание потенциала Единой национальной электрической сети страны путем продолжения расширения ее географических масштабов, обеспечения реального объединения всего электроэнергетического комплекса страны посредством формирования сильных связей с энергосистемами Сибири и Дальнего Востока [1, 2, 8]. В такой конфигурации ЕНЭС способна обеспечить наиболее полную реализацию всего потенциала своих преимуществ для всего хозяйственного комплекса России, а именно позволяет наряду с транспортными функциями использовать часовые, месячные и годовые отклонения в балансах мощности по зонам, а также в полной мере использовать эффект сокращения резерва мощности, т.е. обеспечивать максимальную реализацию системного эффекта [3, 4, 6].

Таким образом, построение работы с целью решения такой глобальной задачи можно считать достойным ответом на вызовы современности и главным направлением инновационного развития ЕНЭС. Без реализации этой задачи невозможно обеспечение грандиозных планов модернизации всей экономики России. Приоритетное развитие электроэнергетики, рост мощности энергоисточников, увеличение расстояний между энергоисточниками и потребителями электроэнергии мощных ГЭС, ТЭС и АЭС, дальности передач электроэнергии и масштабов перетоков мощности при реализации программ развития регионов России повышают потребность в усилении протяженных связей ЕНЭС между районами восточной зоны ЕЭС России, Уралом и Центром [6, 7].

Исходя из этого, необходимо, с позиций поставленных перед электроэнергетикой задач, еще раз вернуться к стратегическим вопросам развития ЕНЭС, а именно к развертыванию и наращиванию работы по обеспечению сильных связей европейской части энергетической системы с ОЭС Сибири и Дальнего Востока. Практическая ценность такого подхода состоит в оказании инфраструктурной поддержки решению стратегических задач использования громадного потенциала сибирских рек для обеспечения ускоренного развития регионов Сибири и Дальнего Востока и планов развития атомной энергетики [1, 7].

В этой связи необходимо рассмотреть вопросы использования научно-технических заделов и отечественного опыта проектирования, строительства, создания оборудования для электропередачи ультравысокого напряжения (УВН), таких как ЛЭП 1150 кВ переменного тока и ППТ 1500 кВ [3, 4, 5]. В России накоплен уникальный опыт создания таких передач. Очевидно, что именно с этими линиями связан следующий этап развития ЕНЭС России.

Основные показатели таких передач, исходя из опыта создания ВЛ 1150 кВ переменного тока, впечатляют (по пропускной способности до 5500 МВт, по протяженности 2000 – 4000 км). Очень важно, что в стране имеется реальный положительный опыт строительства таких линий. Построенная в конце 1990-х гг. ВЛ 1150 кВ Барнаул — Экибастуз — Кокчетав — Кустанай — Челябинск имеет протяженность 1900 км (длина казахстанского участка составляет 1400 км) [3, 4, 5].

ЛЭП 1150 кВ построена в качестве сверхмощного энергомота для передачи электроэнергии от Экибастузского энергоузла и электростанций Сибири на промышленно развитый Урал России. В 1988 г. введен основной участок ЛЭП 1150 кВ Барнаул — Экибастуз — Кокчетав — Кустанай — Челябинск с ПС 1150 кВ в Экибастузе, Кокчетаве, Кустанае и Челябинске. В 1998 г. в качестве заключительного этапа создания межсистемного транзита 1150 кВ Сибирь — Казахстан — Урал введен в строй участок ВЛ 1150 кВ Итат — Барнаул (Алтай) на напряжение 500 кВ длиной 444,5 км. Сооружение последнего участка ВЛ 1150 кВ Итат — Барнаул имеет особое значение для увеличения возможности передачи избыточной электроэнергии и мощности из Восточной Сибири в дефицитную Западную. В настоящее время ЛЭП работает под напряжением 500 кВ и соединяет энергосистемы Казахстана и России.

Впечатляют также показатели ЛЭП 1500 кВ постоянного тока (протяженность линий до 4000 км, пропускная способность до 6000 МВт) [3].

Работы по созданию линий УВН постоянного тока, были также связаны с реализацией базового сценария Генеральной схемы развития электро-

энергетики до 2020 г., принятой еще в СССР, в котором планировалось увеличение установленной мощности ГЭС с 45 до 67 ГВт и угольных ТЭС с 60 до 100 ГВт в основном за счет строительства в Сибири и на Дальнем Востоке. Большую часть этой мощности планировалось передать в европейскую часть страны, на Урал, в Западную Сибирь и Китай вновь построенными ЛЭП. Для реализации этих планов Генеральной схемой “рассматривалось” сооружение линий электропередачи постоянного тока напряжением 1000 и 1500 кВ, имеющих значительные преимущества и перспективы при сооружении сверхдальних линий электропередачи. Среди рассматриваемых проектов можно назвать 900-километровую ЛЭП Сибирь — Тюмень с пропускной способностью 2000 МВт. Две электропередачи постоянного тока (ППТ) 1500 кВ должны пойти от Эвенкийской ГЭС до Тюмени. Важной вехой сетевого строительства в планах развития электроэнергетики в XX веке должны были стать новые ППТ 1500 кВ Сибирь — Урал — Центр мощностью 3000 МВт и длиной 3700 км. Такая же по характеристикам линия была запланирована для усиления межсистемного транзита электроэнергии Урал — Средняя Волга — Центр протяженностью 1850 км. До 2020 г. планировалось объединить ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

С учетом планов приоритетного развития электроэнергетики все указанные планы строительства сверхмощных энергомотов УВН актуальны и злободневны. Многие из этих проектов проработаны достаточно серьезно, и для решения задачи строительства этих линий как важнейшего направления развития ЕНЭС можно использовать имеющийся научно-технический задел, опыт разработки и производства оборудования ЛЭП и ПС 1150 и 1500 кВ [5].

В настоящее время в качестве первоочередной стоит задача сооружения и ввода в эксплуатацию ВЛ 1150 кВ Омск — Курган — Челябинск с переводом всей электропередачи от Алтая до Челябинска на номинальное напряжение [6]. С дополнением этого проекта строительством ВЛ Челябинск — Уфа — Куйбышев обеспечивается важный хозяйственный результат в виде реального усиления межсистемных связей по направлению Сибирь — Урал и Урал — Средняя Волга, укрепления сетевой структуры ЕЭС.

Сегодня генерация в электроэнергетике в результате реформ в значительной части перешла в частные руки и ее совершенствование осуществляется за счет реализации программ развития и модернизации силами компаний владельцев генерирующих активов. Поэтому для России, обладающей гигантской территорией, стратегической задачей энергетической отрасли, имеющей и политическую составляющую, становятся расширение и развитие ЕНЭС как системы с созданием

надежных связей с ОЭС Сибири и ОЭС Востока и укреплением межсистемных связей. Эта задача требует строительства и развития сверхмощных ЛЭП УВН, в том числе ЛЭП 1150 кВ переменного тока и ЛЭП 1500 кВ постоянного тока.

Имеющиеся научные заделы, опыт создания и строительства сверхмощных энергомоств (ЛЭП 1150 кВ и ППТ 1500 кВ) для обеспечения транспортировки электроэнергии позволяют обосновать и дать начало реализации масштабных проектов строительства крупных ГЭС и ТЭС в Восточной Сибири, а также вновь поставить на повестку дня проработку вопросов использования гигантского энергетического (в том числе гидроэнергетического) потенциала Восточной Сибири, Дальнего Востока, обеспечить инфраструктурной поддержкой амбициозные планы развития атомной энергетики [3, 4, 5].

Развитие крупной гидроэнергетики в Сибири и на Дальнем Востоке содействует развитию экспортного потенциала страны и отрасли. Крупным импортером электроэнергии остаются северные регионы Китая, а проблемы с дальнейшим использованием ядерной энергетики превращают Японию и Южную Корею также в крупных и долгосрочных потенциальных импортеров не только органического топлива, но и электроэнергии. Эти потребности могут измеряться многими десятками миллиардов киловатт-часов в год. Очевидно, со стороны России они не могут быть обеспечены только тепловой энергетикой. Эти возможности требуют создания и освоения потенциала крупных гидроэнергетических комплексов в этом регионе. При этом гидроэнергетику Сибири и Дальнего Востока необходимо рассматривать и продолжать развивать как стратегическую составляющую Единой энергетической системы страны.

О масштабах энергетических проектов в регионах Сибири и об их огромном значении для всего электроэнергетического комплекса можно судить по следующим примерам. Так, строительство Эвенкийской ГЭС на р. Нижняя Тунгуска мощностью 12 млн. кВт и выработкой 50 млрд. кВт · ч электроэнергии в год с передачей этой энергии в европейскую часть страны эквивалентно выработке 7-миллионных блоков АЭС (Курская и Смоленская АЭС вместе взятые), или 9-миллионных блоков ТЭС, или всему Волжско-Камскому каскаду ГЭС (выработка 40 млрд. кВт · ч) плюс 10 млрд. кВт · ч. Если говорить о топливной составляющей, то это экономия до 13 млрд. м³ газа или нескольких млрд. долл. США экспортной выручки ежегодно на постоянной основе.

Существующие транспортные системы топливотранспортировки в европейскую часть — трубопровод-

ный и железнодорожный транспорт — при реализации планов строительства сверхмощных энергомоств могут быть дополнены мобильным и реверсивным электронным транспортом — линиями электропередачи ультравысокого напряжения до 1150 – 1500 кВ. Это может существенно облегчить энергетическую ситуацию на всю обозримую перспективу на Урале и в центральной части Европейской территории, позволит на новый уровень поднять энергобезопасность страны, усилить важное конкурентное технологическое преимущество России, которым является созданная в XX веке героическим трудом нескольких поколений энергетиков. Единая электроэнергетическая система страны [1, 2, 8].

Территориальное развитие ЕНЭС путем строительства сверхмощных энергомоств на базе линий УВН 1150 и 1500 кВ — это, несомненно, и важный политический фактор. Здесь прежде всего следует выделить внутривнутриполитическую составляющую, когда ЕНЭС как единая технологическая система, объединяющая весь производственно-хозяйственный комплекс страны, выступает мощной центростремительной силой для территорий на всем огромном пространстве России.

Обсуждаемые планы развития ЕНЭС имеют и важное внешнеполитическое значение. Функционирование такой уникальной электроэнергетической системы представляет важное конкурентное преимущество страны, повышает авторитет России как успешной современной высокотехнологической державы, делает Россию привлекательной в качестве одного из главных партнеров в реализации мегапроекта мирового значения — организации единого евразийского энергетического пространства от Лиссабона до Владивостока и Токио.

Список литературы

1. Единая энергетическая система России. — М.: Энергоатомиздат, 1998.
2. Дьяков А. Ф. Патриарх энергетики. — М.: Московская типография № 2, 2010.
3. Тиходеев Н. Н. Передача электроэнергии сегодня и завтра. — СПб.: Энергия, 1985.
4. Александров Г. Н. Передача электрической энергии переменным током. — М.: Знак, 1998.
5. Александров Г. Н., Петерсон Л. Л. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения. — СПб.: Энергоатомиздат, 1983.
6. Решетов В. И., Семенов В. А., Лисицин Н. В. Единая энергосистема России на рубеже веков. — М.: НЦ ЭНАС, 2002.
7. Семенов А. Н. Ядерная энергетика. Опыт сооружения атомных электростанций. Перспективы развития // Надежность и безопасность энергетики. 2008. № 3.
8. Дьяков А. Ф. Да будет свет. — М.: Московская типография № 2, 2007.

Состояние бетона основных сооружений Саяно-Шушенской ГЭС

Рассказчиков В. А., кандидат техн. наук

(СибНИИГ Красноярского филиала ЗАО «Сибирский ЭНТЦ»)

Приводятся результаты исследований бетона арочно-гравитационной плотины и конструкции нижнего бьефа неразрушающими методами и испытания кернов, выбуренных из напорной и низовой граней плотины.

Ключевые слова: Саяно-Шушенская ГЭС, бетонная плотина, сооружения нижнего бьефа, неразрушающие методы, натурные обследования, керны, лабораторные испытания.

При возведении сооружений Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 1) было применено зональное распределение бетона по маркам, исходя из условий его работы: силовых нагрузок, температурных и влажностных воздействий и т.п. Составы основных марок бетона были разработаны и подобраны лабораторией технологии бетона ВНИИГ, а кавитационно-стойкий бетон для водосливов разрабатывали три организации: ВНИИГ, НИС Гидропроекта и Центральная строительная лаборатория (ЦСЛ) Красноярскгэсстроя. В табл. 1 приведены наиболее массовые марки бетона, использованные при строительстве.

В качестве вяжущего для гидротехнического бетона использовался портландцемент ПЦ400 и шлакопортландцемент ШПЦ300 Красноярского цементного завода, а в 1970-х гг. еще и Новокузнецкого цементного завода. Цементы изготавливали по специальным техническим условиям для гидротехнических сооружений Саяно-Шушенского гидроузла ТУ21-4-78.

Кроме составов, приведенных в табл. 1, при строительстве использовали ряд других, в частности М400, W8, F200; М400, W8, F400 и т.п., а во внутреннюю зону в глухой части плотины (рис. 2) по рекомендациям ВНИИГ был уложен ряд блоков бетона, содержащего в качестве вяжущего 205 кг/м^3 ПЦ400 и 45 кг/м^3 золы-уноса [3].

Для бетона массовых марок использовался песок одной фракции 0 – 5 мм и гравий трех фракций: 5 – 20, 20 – 40 и 40 – 80 (120) мм, получаемый путем отсева гравийно-песчаной смеси Означинского месторождения. Для кавитационно-стойкого бетона применялся щебень Назаровского карьера.

В качестве основной пластифицирующей добавки примеряли СДБ в количестве 0,2 – 0,4 % от массы цемента. В летний период при температуре бетонной смеси выше 15°C на заводе непрерывного действия применяли комплексную добавку, содержащую 0,2 – 0,3 % СДБ и 0,1 % СП (сахарная патока). Кроме этой добавки по рекомендации ВНИИГ внедряли добавки ЛСТ и ЛХД в различных сочетаниях, однако из-за отсутствия на бетонных за-

водах дополнительных дозаторов и по ряду других причин, эти добавки не нашли широкого применения.

В процессе строительства Красноярский цементный завод постоянно работал над улучшением качества цемента. В частности, тонкость помола портландцемента была повышена с 2200 – 2600 до 2800 – 3200 $\text{см}^2/\text{г}$, а сроки схватывания шлакопортландцемента были увеличены с 2 – 2,5 до 3 – 3,5 ч. Указанные выше причины требовали постоянной корректировки составов, которую выполняла ЦСЛ Красноярскгэсстроя. Корректировка составов была связана также с отсутствием на строительстве круглогодичной промывки заполнителей при недостаточном качестве инертных материалов в карьере и загрязненности песка илистыми и пылевидными частицами (до 4 %), а также со снижением модуля крупности песка с 2,5 до 1,9.

Для обеспечения требуемого качества бетона, укладываемого в блоки, в составе ЦСЛ имелись круглосуточные посты как на бетонном заводе, так и на сооружении. В дневную смену проводили отбор бетонной смеси, взятой из бетоновозной машины, и изготавливали контрольные образцы — кубы с ребром 15 и 20 см и цилиндры диаметром и высотой 15 см. Испытания бетона на сжатие (кубов) и растяжение при раскалывании (цилиндров), а также цилиндров на водонепроницаемость выполняли в проектном возрасте для данной марки бетона. Следует отметить, что для бетона М250, укладываемого во внутреннюю зону плотины в 1980 г., проектный возраст был увеличен до 1 года. Испытания контрольных образцов на морозостойкость в соответствии с ГОСТ 10060-87 [4] должны проводиться в возрасте 28 сут, однако в связи с отсутствием на строительстве морозильных камер и доставкой образцов в г. Дивногорск возраст бетона, как правило, превосходил нормативный.

Результаты испытаний физико-механических характеристик основных марок бетона по контрольным образцам представлены в табл. 2 – 4. В табл. 2 показана средняя прочность бетона основных марок на ПЦ и ШПЦ с различной крупностью

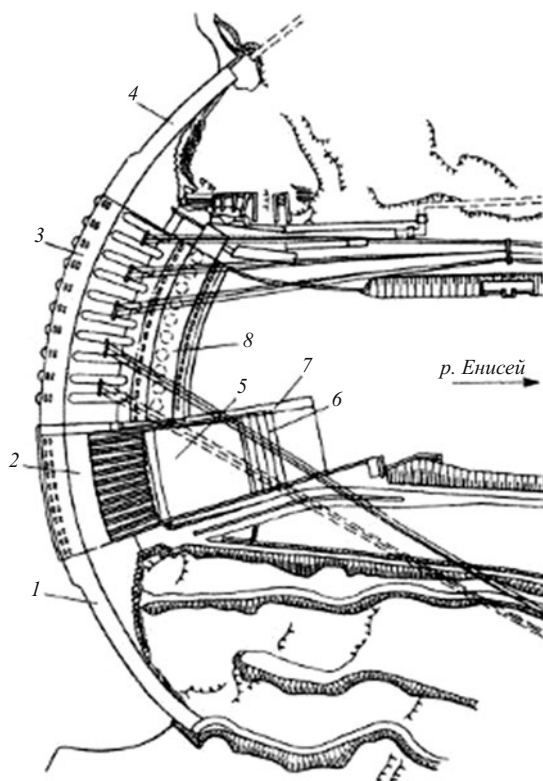


Рис. 1. План гидроузла:

1 — глухая правобережная часть плотины; 2 — водосборная часть плотины; 3 — станционная часть плотины; 4 — глухая левобережная часть плотины; 5 — водобойный колодец; 6 — водобойная стенка; 7 — раздельный устой; 8 — здание ГЭС

заполнителя, даны средние значения прочности по составам и для каждой марки (R_m). В соответствии с ГОСТ 18105-86 [5] определена требуемая прочность: для тяжелого гидротехнического бетона М250 и М300 при коэффициенте вариации 17 % и обеспеченности 90 %, а для мелкозернистого бетона М400, используемого в железобетонных конструкциях, при коэффициенте вариации 13,5 % и обеспеченности 95 % [6]. В табл. 2 также дано соотношение R_m/R_r , являющееся показателем соответствия (коэффициентом запаса) прочности.

Из табл. 1 – 4 видно, что бетон всех марок соответствует нормативным требованиям, действующим во время проектирования и строительства гидроэлектростанции. Однако следует уточнить, что при испытании бетонных образцов на морозостойкость согласно ГОСТ 10060-76 допускалось 15 % снижения прочности, впоследствии требования были повышены и в настоящее время ГОСТ 10060-95 допускает лишь 5 % снижения прочности. В табл. 4 приведены результаты испытаний морозостойкости бетона М250, W8, F100 и М300, W8, F100 как на портландцементе, так и на шлакопортландцементе, однако с учетом рекомендаций ГОСТ 4795-69 согласно проекту наружный слой бетона шириной 3 – 5 м со стороны низовой грани должен был выполняться на портландцементе: внутренняя

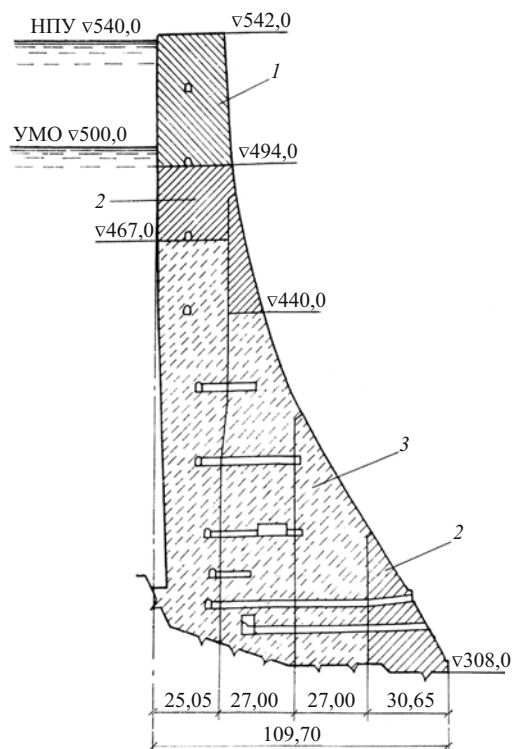


Рис. 2. Разрез по глухой части плотины:

1 — бетон М300, W8, F200; 2 — бетон М300, W8, F100; 3 — бетон М250, W8, F100

зона, а также напорная грань в подводной зоне как на ПЦ, так и на ШПЦ. В зоне переменного горизонта воды плотина имеет только первые столбы и по проекту эта часть плотины должна была возводиться из бетона М300, W8, F200; однако с целью экономии портландцемента было решено данную марку бетона укладывать только в напорном фронте шириной 8 м, со стороны низовой грани — бетон М300, W8, F100 на портландцементе шириной 3 – 5 м, а во внутреннюю зону — бетон М300, W8, F100 на ШПЦ. При реализации принятого решения возникли трудности, поскольку в один блок одновременно нужно было укладывать три состава бетона. Принимая во внимание, что бетон на ШПЦ обеспечивает марку по морозостойкости F100, было решено укладывать только две марки бетона.

Бетон марки 400 укладывали в конструкции нижнего бьефа: бычки и балки отсасывающих труб здания ГЭС. В зоне переменного горизонта воды бетон М400 укладывали в раздельный устой, водобойную стенку и т.п. Кавитационно-стойкий бетон М400 укладывали в днища лотков водосброса.

В процессе возведения Саяно-Шушенской ГЭС в соответствии с существующими нормами проводился также контроль качества бетона в сооружении путем испытания кернов [7]. За время строительства, начиная с 1973 г., было пробурено колонковым способом более 2,2 км скважин. Керны выбуривали в зонах сооружения, определяемых

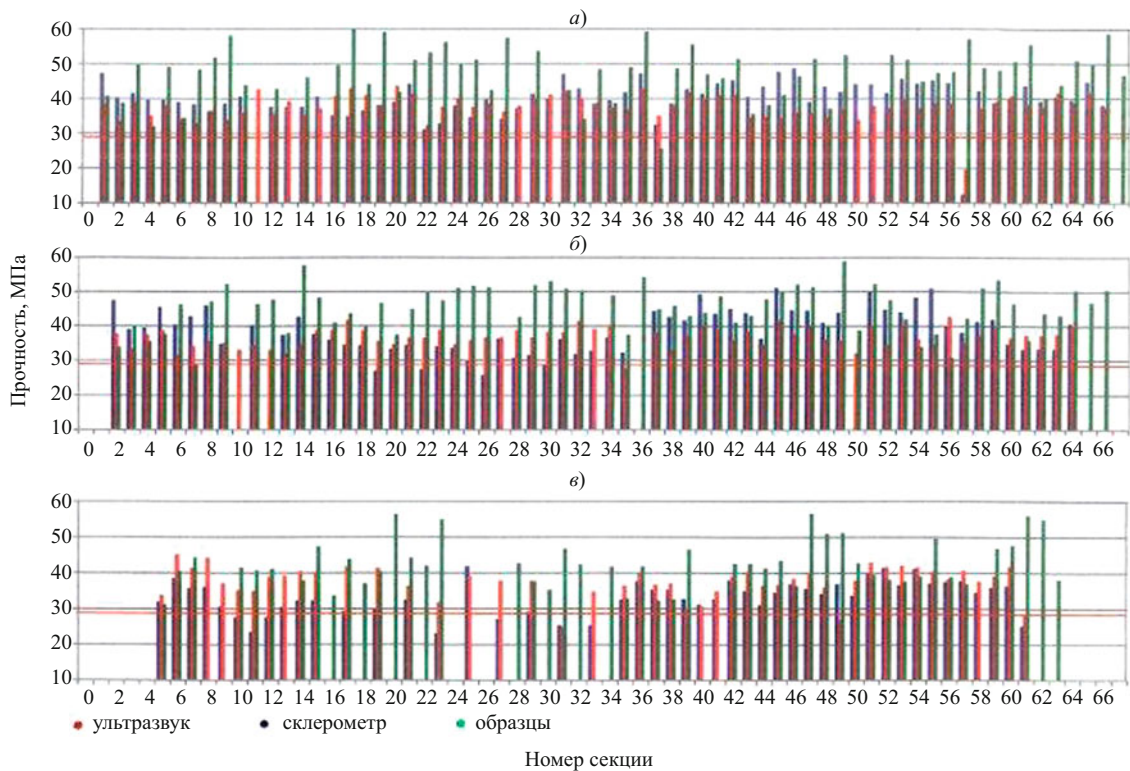


Рис. 3. Прочность бетона напорной грани плотины:
а — отм. 537,0 – 537,5 м; *б* — отм. 523,0 – 524,0 м; *в* — отм. 502,0 – 503,0 м

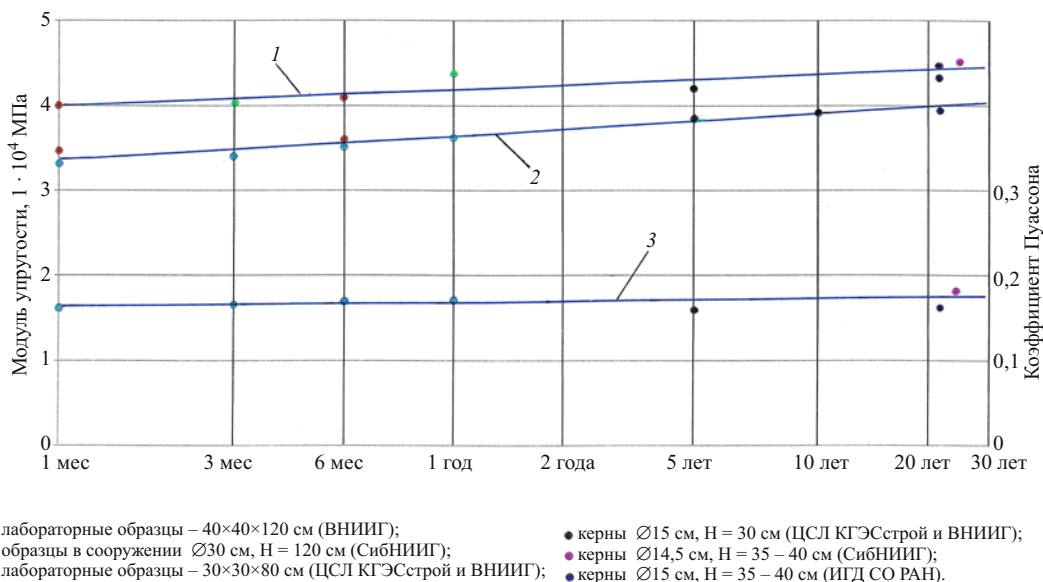


Рис. 4. Деформативные характеристики бетона:
1 и *2* — модуль упругости для бетона М300 и М250 соответственно; *3* — коэффициент Пуассона для бетона М300 и М250

совместно заказчиком, проектной организацией и строителями. С начала 1980-х гг. выбуривание кернов осуществлялось алмазными коронками диаметром 168 мм, обеспечивающими выход керна диаметром 150 мм. Выбуренные керны разрезали на камнерезном станке на образцы длиной 150 и 300 мм. Образцы длиной 150 мм испытывали на водонепроницаемость и прочность на растяжение

при раскалывании, а образцы длиной 300 мм — на деформативность (модуль упругости и коэффициент Пуассона) и прочность при сжатии. Результаты определения прочности бетона при сжатии по кернам для основных марок представлены в табл. 5.

В табл. 5 дана минимальная, максимальная и средняя прочность по кернам для каждой марки, приведенная к стандартным образцам-кубам R_m ,

Составы бетона

Марка бетона	Вид и марка цемента	Расход цемента, кг/м ³	В/Ц	Осадка конуса, см	Максимальная крупность заполнения, мм	Проектный возраст бетона, сут
М250, W8, F100	ПЦ400	225 – 255	0,55 – 0,58	3 – 5	120	180(365)
	ШПЦ300	240 – 270	0,55 – 0,56	3 – 5	120	180(365)
М300, W8, F100	ПЦ400	250 – 280	0,50 – 0,52	3 – 5	120	180
	ШПЦ300	280 – 305	0,46 – 0,47	3 – 5	120	180
М300, W8, F200	ПЦ400	275 – 300	0,44 – 0,46	3 – 5	80	180
М400, W12, F500	ПЦ400	450 – 500	0,36 – 0,40	4 – 5	40	90

Т а б л и ц а 2

Прочность бетона при сжатии основных марок по контрольным образцам

Марка бетона	Вид цемента	Вид и крупность заполнителя	Количество образцов	R_{min} , МПа	R_{max} , МПа	Средняя прочность по составам, МПа	Средняя прочность по маркам R_m , МПа	Требуемая прочность R_T , МПа	$\frac{R_m}{R_T}$
М250, W8, F100	ПЦ400	гр. 80	296	27,7	35,6	33,0	31,0	25,7	1,21
	ПЦ400	гр. 120	191	29,6	33,9	31,1			
	ШПЦ300	гр. 80	877	25,8	34,5	30,5			
	ШПЦ300	гр. 120	347	28,4	31,4	29,3			
М300, W8, F100	ПЦ400	гр.80	1131	30,1	44,4	36,9	35,2	28,9	1,22
	ПЦ400	гр. 120	249	33,6	40,2	36,0			
	ШПЦ300	гр. 80	1109	30,0	37,0	33,9			
	ШПЦ300	гр. 120	399	31,8	34,0	32,6			
М400, W12, F500	ПЦ400	гр. 40	962	52,0	55,1	53,8	54,3	38,0	1,43
	ПЦ400	щ. 40	640	48,2	64,3	55,7			

определена требуемая прочность R_T . Представлены соотношения R_m/R_T и $R_m/R_m^{обр}$, где $R_m^{обр}$ — средняя прочность бетона соответствующей марки по контрольным образцам в проектном возрасте. Из таблицы видно, что бетон в сооружении по всем маркам имеет хороший запас прочности для бетона М250 и М300. Отмечается также прирост средней прочности по отношению к контрольным образцам за период эксплуатации сооружения. На основании представленных результатов бетонные сооружения Саяно-Шушенской ГЭС должны были принять в промышленную эксплуатацию, однако в связи с тем, что сроки испытаний бетона на морозостойкость, как правило, превосходили нормативные, а с возрастом морозостойкость бетона повышается [8], комиссия Минэнерго СССР приняла решение о не-

обходимости проведения испытания выбуренных кернов ещё и на морозостойкость. Эти испытания были поручены СибНИИГ.

Испытания на морозостойкость по ГОСТ 10060-87 двух партий бетона М300, W8, F200, выбуренных из секции 56 плотины, и М300, W8, F100, выбуренных из секции 59, показали, что в первом случае бетон имеет морозостойкость на 27 %, а во втором — на 47 % ниже марочной. В связи с неудовлетворительными результатами испытаний, а также учитывая, что выбуренные керны указанных выше партий около 1,5 лет хранились на открытом воздухе, госкомиссия приняла решение провести повторные испытания уже свежесвыбуренных кернов.

Повторные испытания кернов, выбуренных из секций 66 и 64, показали, что при допустимых 15 %

Таблица 3

Результаты испытаний образцов-цилиндров на водонепроницаемость и растяжение при раскалывании с 1973 по 1987 г.

Марка бетона	Количество испытанных партий	Не выдержавших испытаний		Средняя прочность на растяжение при раскалывании $R_{ц}$, МПа
		партий	%	
M250, W8, F100	329	19	5,8	3,71
M300, W8, F100, 311	27	8,7	3,84	
M300, W8, F200	62	1	1,6	4,07
M400, W8, F500	175	2	1,1	4,77

не выдержали испытания 18 % образцов из бетона M300, W8, F100 и 39 % образцов из бетона M300, W8, F200. Следует отметить, что ГОСТ рассчитан на испытания лабораторных образцов, где в отличие от кернов крупный заполнитель всегда защищен цементно-песчаным раствором (ЦПР). Вторым, возможно, более значимым фактором является то, что при твердении бетона в сооружении возникают сжимающие напряжения и, будучи извлеченным из массива, kern разрушается самопроизвольно под действием внутренних напряжений. Естественно, что циклы замораживания и оттаивания (как правило, в воде) ускоряют процесс деструкции.

Интересны в этом плане наблюдения автора статьи за бетоном Красноярской ГЭС, где в 1996 г. были выбурены керны из сливной грани водосброса. Испытания кернов показали, что прочность бетона на сжатие составляет около 50 МПа. При этом часть одного керна, не участвовавшая в испытани-

Таблица 4

Результаты испытаний основных марок на морозостойкость

Марка бетона	Количество испытанных партий	Не выдержавших испытаний	
		партий	%
M250, W8, F100	173	24	13,9
M300, W8, F100	203	30	14,8
M300, W8, F200	37	4	10,8
M400, W8, F500	75	10	13,3

ях, была оставлена в качестве образца и находилась в помещении при комнатной температуре. Через четыре года на поверхности керна, параллельно наружной грани, были обнаружены микротрещины, которые со временем расширились и удлинились, смыкаясь между собой и пересекая ЦПР и крупный заполнитель; этот процесс продолжался несколько лет.

Плотина. На основании неудовлетворительных результатов испытаний кернов на морозостойкость во ВНИИГ было принято решение о необходимости оценки состояния бетона напорной грани плотины Саяно-Шушенской ГЭС неразрушающими методами. Этой работой, проводимой весной — летом 1993 г., а также другими исследованиями бетона гидроэлектростанции, в том числе с выбуриванием кернов, руководил автор данной статьи.

Бетон напорной грани обследовали двумя методами: ультразвуковым способом поверхностного прозвучивания с использованием прибора УК 14-ПМ и механическим — с использованием склерометра ОМШ-1 [9, 10]. Градировочные зависимости “прочность бетона — скорость ультразвука” и “прочность бетона — величина отскока бойка” склерометра были получены еще в период строительства ГЭС и дополнены во время проведения обследований напорной грани и испытаний образ-

Таблица 5

Прочность бетона при сжатии основных марок по кернам

Марка бетона	Конструкция, зона выбуривания	Возраст бетона	Количество образцов	Минимальная прочность R_{min} , МПа	Максимальная прочность R_{max} , МПа	Средняя прочность R_m , МПа	Коэффициент вариации V_R , %	Требуемая прочность R_T , МПа	$\frac{R_m}{R_T}$	$\frac{R_m}{R_m^{обр}}$
M250	Плотина, I – II столбы	1 г, 1 мес. – 7 лет	150	34,8	50,5	39,5	16,0	24,0	1,64	1,27
M300	Плотина, I – IV столбы	7 мес. – 6 лет, 5 мес.	496	35,8	60,5	46,4	16,1	28,8	1,63	1,32
M400	Бычки и устои НБ	1 г. – 9 лет, 8 мес.	102	48,0	61,3	56,8	14,5	41,6	1,36	1,03

Обобщенные результаты оценки прочности бетона напорной грани неразрушающими методами в возрасте 6 – 11 лет и по контрольным образцам в возрасте 180 сут

Зона обследований (отмет-ки)	Контрольные образцы						Ультразвук						Склерометр					
	R_{\min} , МПа	R_{\max} , МПа	R_m , МПа	V_R , %	R_T , МПа	$\frac{R_m}{R_T}$	R_{\min} , МПа	R_{\max} , МПа	R_m , МПа	V_R , %	R_T , МПа	R_m/R_T	R_{\min} , МПа	R_{\max} , МПа	R_m , МПа	V_R , %	R_T , МПа	$\frac{R_m}{R_T}$
537,0 – 537,5	25,4	60,6	47,4	15,6	28,5	1,66	19,4	43,5	37,6	9,4	24,6	1,53	12,2	48,7	39,9	13,0	26,2	1,52
523,0 – 524,0	28,5	58,7	45,1	14,5	28,2	1,60	27,4	42,6	36,7	7,7	24,3	1,51	25,7	51,1	38,4	16,9	27,9	1,38
502,0 – 503,0	31,1	56,5	42,5	15,6	28,5	1,49	24,6	45,0	37,5	11,5	25,7	1,46	22,9	41,2	33,1	14,2	26,5	1,25

Т а б л и ц а 7

Сравнительная оценка изменения состояния напорной грани за 14-летний период эксплуатации бетона с различными ПАВ

Номер секции	Вид добавки	Прочность, МПа		$\frac{R_m^{2010}}{R_m^{1993}}$	Визуальная оценка состояния бетонной поверхности в 2010 г.
		1993 г.	2010 г.		
5	СДБ	33,6	31,4	0,93	Разрушений нет
6	ЛХД	45,0	37,0	0,82	Обнажен гравий, глубина разрушений до 2 см
7	СДБ	41,1	36,8	0,88	Разрушений нет
9	СДБ	36,6	35,8	0,98	-
10	ЛХД	35,0	33,7	0,96	-
11	СДБ	34,8	35,3	1,01	Обнажен мелкий заполнитель, глубина разрушений менее 1 см
35	СДБ	36,3	36,4	1,00	-
36	СДБ+ЛХД	39,6	38,8	0,98	Обнажен гравий, глубина разрушений 1,5 – 2 см
37	СДБ	36,6	35,5	0,97	Обнажен гравий, глубина разрушений 1 – 1,5 см
				0,95	

цов, находившихся в камере нормального хранения (КНХ) и имевших возраст около 6 лет.

Для сравнительной оценки состояния бетона напорной грани было выбрано три арочных пояса, эксплуатировавшихся в разных условиях: на отм. 502 – 503 м, где бетон только в конце апреля — начале мая находится на воздухе, а остальное время — под водой; на отм. 537 – 537 м, где бетон, наоборот, большую часть времени находится на воздухе, в том числе при отрицательной температуре, и в средней зоне на отм. 521 – 523 м (на уровне верхней галереи плотины).

В каждой секции, за исключением секций, закрытых конструкциями водоприемников гидроагрегатов, проводили измерения прочности приборами неразрушающего контроля на трех “захватках” площадью 1 – 1,5 м² в центре и по краям секции. На каждой “захватке” измерения проводили на десяти участках. По результатам измерений определяли R_{\min} , R_{\max} , R_m и коэффициент вариации V_R для секции в данном поясе. Ввиду большого объема полученных данных измерений результаты приводятся не в табличной форме, а в виде диаграммы на рис. 3. На рисунке показаны средние значения

Деформативные характеристики бетона М300

Участок выбуривания керна	Возраст бетона, лет	Номер образца-керна	Длина образца, мм	Модуль упругости E , $1 \cdot 10^4$ МПа	Среднее значе- ние модуля упругости, $1 \cdot 10^4$ МПа	Коэффициент Пуассона ν	Среднее значение ν
ВБ. Секция 0, отм. 537,0 м	25	1	428	5,06	4,92	0,19	0,19
		2	427	4,78		0,20	
НБ. Секция 6, отм. 495,0 м	24	1	400	4,44	4,65	0,17	0,18
		2	295	4,86		0,19	
НБ. Секция 10, отм. 414,0 м	26	1	394	4,24	4,09	0,18	0,17
		2	403	3,93		0,17	
		3	342	4,09		0,16	
НБ. Секция 13, отм. 344,0 м	27	1	410	4,37	4,64	0,19	0,18
		2	370	4,68		0,16	
		3	417	4,88		0,19	

Примечание: $E_m = 4,53 \cdot 10^4$ МПа, $\nu_m = 0,18$, $V_E = 8,3$ %, $V_\nu = 7,9$ %.

прочности для каждой секции, каждого пояса, как для ультразвукового прибора, так и для склерометра, кроме того, приведены архивные данные прочностей бетона, уложенного в возрасте 170 сут в обследованный блок сооружения. На рисунке также показана нормативная прочность, равная 29,4 МПа для бетона М300 при коэффициенте вариации 17 % и обеспеченности 90 % [6]. Фактический коэффициент вариации для отдельных секций находился в диапазоне от 9,9 до 18 %. Обобщенные результаты измерений прочности бетона напорной грани представлены в табл. 6. Из таблицы видно, что по всем ярусам прочность бетона в напорном фронте плотины превосходит требуемую по нормативу. Более высокие значения прочностей получены на образцах, что можно объяснить двумя причинами: во-первых, уплотнение бетона в лабораторных условиях гарантировано, чего нельзя сказать о сооружении; во-вторых, бетон напорной грани в течение ряда лет находился в условиях периодического водонасыщения, воздействия знакопеременных температур и солнечной радиации.

В секции 57 на отм. 537 – 537 м были получены самые низкие значения прочностей: 19,4 МПа по ультразвуку и 12,2 МПа по склерометру.

В 1993 г. верхняя часть напорной грани еще была покрыта пенопластом, которым защищали бетон от промерзания в строительный период, поэтому оценить общее состояние бетона не удалось, а для проведения измерений приходилось отрывать куски пенопласта.

При визуальном обследовании, проводимом в 2007 г., когда напорную грань уже очистили от пенопласта, было установлено, что в этой секции при бетонировании блока высотой 9 м под весом бетонной смеси произошло выпирание опалубки, при этом наружный слой оказался разуплотненным. Со временем под действием воды и холода бетон стал отслаиваться плитками толщиной 7 – 10 см, высота деструктивной зоны составила около 1 м. Обследования бетона того же блока, но выше деструктивной зоны показали среднюю прочность 35,1 МПа по ультразвуку и 39,1 МПа по склерометру. Аналогичных участков с разуплотнением бетона, вызванным подвижкой опалубки по напорному фронту, можно насчитать около десятка; толщина деструктивного слоя здесь может быть до 20 см, т.е. до арматурной сетки. В других местах также имеются участки с эрозией защитного слоя максимальной глубиной 4 – 5 см.

Для оценки снижения прочности бетона напорной зоны под действием негативных факторов по отношению к прочности внутренней зоны плотины в 1993 г. были проведены также измерения прочности бетона ультразвуком в галерее на отм. 521,0 м для одних и тех же блоков 14 секций, где не применялась зональная укладка и бетон в галерее со стороны верхнего бьефа оказался такого состава, как и на напорной грани.

Прочность бетона на напорной грани в 1993 г. была на 17 % ниже, чем в галерее. Снижение произошло за годы эксплуатации сооружения и отно-

Прочность бетона плотины при сжатии по кернам в 2007 г.

Участок выбури- вания керна	Марка бе- тона, вид и содержа- ние цемен- та	Номер керна	Номер образца	Длина образ- ца, мм	Плот- ность бетона ρ , т/м ³	Изме- ренная проч- ность $R^{об}$, МПа	Приве- денная проч- ность R , МПа	Сред- няя проч- ность для керна $R_m^к$, МПа	Сред- няя проч- ность на уча- стке $R_m^п$, МПа	Кэф- фици- ент ва- риации V_R , %	Требуе- мая проч- ность R_T , МПа	$\frac{R_m}{R_T}$	$\frac{R_m}{R_m^{обр}}$	$\frac{R_m^{2007}}{R_m^{1987}}$	$\frac{R_m^H}{R_m^B}$		
ВБ, сек- ция 0, отм. 537,0 м	М300, W8, F200, ПЦ400, 300 кг/м ³	1	1*	214	2,565	56,5	63,8	56,6	55,5	12,1	27,0	2,06	1,58	1,20	1,07		
			2	213	2,533	43,8	49,4										
		2	1*	140	2,533	50,7	50,7	54,3	54,3								
			2	140	2,569	57,9	57,9										
НБ, секция 6, отм. 495,0 м	М300, W8, F100, ШПЦ300, 290 кг/м ³	1	1*	202	2,543	33,9	38,0	39,2	40,8	5,2	25,0	1,63	1,16	0,88	0,95		
			2	199	2,568	36,2	40,5										
		2	1*	149	2,546	41,5	41,5	42,3	42,3								
			2	149	2,512	43,0	43,0										
НБ, секция 10, отм. 414,0 м	М300, W8, F100, ШПЦ300, 305 кг/м ³	1	1*	197	2,497	29,4	33,0	35,2	36,4	8,8	25,9	1,41	1,03	0,78	0,97		
			2	200	2,483	33,3	37,3										
		2	1*	204	2,430	36,2	40,5	37,3	37,3								
			2	200	2,456	30,5	34,1										
		3	1*	176	2,417	31,3	33,8	36,7	36,7								
			2	171	2,414	36,7	39,7										
НБ, секция 13, отм. 344,0	М300, W8, F100, ПЦ400, 280 кг/м ³	1	1*	202	2,515	39,1	43,8	45,0	47,1	6,3	25,3	1,86	1,34	1,02	0,98		
			2	208	2,482	41,2	46,2										
		2	1*	189	2,487	41,0	45,1	45,5	45,5								
			2	188	2,496	41,7	45,9										
		3	1*	206	2,490	45,5	51,0	50,8	50,8								
			2	211	2,491	44,5	50,6										

* Образцы из наружных частей кернов R^H .

сится к поверхностному слою грани. В 2010 г. измерения прочности бетона ультразвуком в галерее были повторены; при этом было установлено, что за 14 лет прочность бетона увеличилась в среднем на 4 %.

Как отмечалось выше, на строительстве при приготовлении бетонных смесей использовались добавки поверхностно-активных веществ (ПАВ), в основном СДБ. Основываясь на результатах лабораторных испытаний, ВНИИГ рекомендовал применять еще ЛХД и ЛСТ. В то же время исследованиями ЦСЛ Красноярскгэстроя было установлено некоторое снижение прочности бетона с добавкой

ЛХД и комплексной СДБ + ЛХД в возрасте 2 – 5 лет по образцам, хранившимся в КНХ [11]. Для проверки актуальности возникших разногласий была проведена оценка состояния бетона на отм. 502 – 503 м напорной грани, уложенного с различными добавками (табл. 7). Измерения прочности бетона ультразвуком проводились в соответствии с ГОСТ 17624-87 на участках, не имеющих видимых дефектов. В то же время в отдельных секциях отмечались участки бетона с деструкцией поверхностного слоя, образовавшейся за 14 лет эксплуатации сооружения. При обследовании напорной грани в 1993 г. таких участков еще не было. Из материалов

Прочность бетона М300 в кернах по склерометру (ИПС-МГ4)

Участок выбуривания кернов	Прочность бетона, МПа, на расстоянии от грани, см									Средняя прочность R_m , МПа	$\frac{R_{(0-5)}}{R_m}$
	0 – 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	20 – 25	25 – 30	30 – 35	35 – 40	40 – 45		
ВБ, секция 0, отм. 537,0 м	41,2	50,0	52,0	51,2	49,6	48,4	47,0	49,4	51,4	48,9	0,84
НБ, секция 6, отм. 495,0 м	33,1	40,6	43,6	40,0	45,6	41,5	47,0	39,4	47,5	42,0	0,79
НБ, секция 10, отм. 414,0 м	27,6	36,1	33,7	34,4	33,1	33,6	33,6	32,9	36,5	33,5	0,82
НБ, секция 13, отм. 344,0 м	36,1	45,0	44,9	43,4	41,0	43,4	41,6	45,2	42,0	42,5	0,85

Т а б л и ц а 1 1

Прочность бетона М300, W8, F200 на растяжение при раскалывании

Участок выбуривания	Номер образца	Длина образца, мм	Плотность бетона ρ , т/м ³	Измеренная прочность $R_{tt}^{об}$, МПа	Приведенная прочность $R_{tt}^{об}$, МПа	Среднее значение R_{tt} , МПа	Коэффициент вариации V , %	$\frac{R_{tt}}{R_{tt}^{180}}$
ВБ, секция 0, отм. 537,0 м	1	155	2,538	5,18	5,29	6,20	18	1,52
	2	140	2,594	7,44	7,44			
	3	152	2,559	5,74	5,86			

проведенных исследований не установлено явного преимущества какой-либо добавки перед другими для бетона, работающего в условиях периодического водонасыщения при положительной температуре.

В 2007 г. в соответствии с “Правилами технической эксплуатации подпорных гидротехнических сооружений Российской Федерации СО153-34.20.501-2003” СибНИИГ проводил оценку качества бетона плотины путем испытаний кернов, выбуренных из сооружения. При выбуривании кернов использовалась сверлильная система “Cedima” с алмазной коронкой, обеспечивающей выход керна диаметром 144 мм и длиной до 450 мм. Керны выбуривали на четырех участках: на напорной грани в зоне переменного горизонта воды (отм. 537,5 м, секция 0) и на низовой грани (отм. 495,0 м, секция 6; отм. 414,0 м, секция 10 и отм. 344,0 м, секция 13). Визуальное обследование выбуренных кернов показало, что керны не имеют трещин, раковин, включений арматуры и других дефектов, не позволяющих проводить их испытания в соответствии с ГОСТ 28570 – 90 [12]. Максимальная крупность заполнителя для всех кернов составила 80 мм, а для кернов на участке в секции 6 низовой грани — 40 мм.

Все “длинные” керны были отторцованы с применением алмазной пилы; торцы выровнены тонким слоем цементно-полимерной шпатлевки и отшлифованы, после чего подвергнуты испытаниям на деформативность в соответствии с ГОСТ 24452-80 [14]. Результаты определения модуля упругости и коэффициента Пуассона бетона, полученные по кернам, представлены в табл. 8. Эти данные, а также все данные по деформативным характеристикам бетона Саяно-Шушенской ГЭС, полученные разными авторами в разное время представлены на рис. 4. Полученные зависимости изменения деформативных характеристик бетона Саяно-Шушенской ГЭС во времени могут быть рекомендованы при вычислении напряжений в плотине.

После испытаний бетона на деформативность все керны были разрезаны пополам, а самый длинный керн (45 см), выбуренный из напорной грани, — на три части и испытан под прессом на предел прочности при сжатии R и растяжении при раскалывании R_{tt} в соответствии с ГОСТ 85570-90. На растяжение также были испытаны два коротких керна, выбуренные из защитного слоя бетона на напорной грани.

Результаты ультразвуковых обследований сооружений нижнего бьефа

Наименование конструкции	Марка бетона, крупность заполнителя	Количество обследованных участков	Средняя прочность R_m , МПа	Коэффициент вариации V_R , %	Требуемая прочность R_T , МПа	$\frac{R_m}{R_T}$	$\frac{R_m}{R_m^{обр}}$	$\frac{R_m}{R_m^к}$
Водобойная стенка	M400, W8, F200, 80 мм	139	38,9	20,1	40,6	0,96	0,71	0,68
Раздельный устой	M400, W8, F400, 80мм	48	41,3	17,4	38,0	1,09	0,75	0,73
Промежуточный бычок отсасывающей трубы ГА9	M400, W12, F500, 40 мм	3	44,9	10,7	34,3	1,31	0,82	0,79
Правый бычок отсасывающей трубы ГА9	M400, W12, F500, 40 мм	3	43,8	14,1	38,7	1,13	0,80	0,77
Промежуточный бычок отсасывающей трубы ГА10	M400, W12, F500, 40 мм	3	44,4	10,2	33,5	1,33	0,81	0,78

Результаты измерений прочности бетона кернов при сжатии представлены в табл. 9, где кроме прочности для каждого керна даны прочности на участке и коэффициенты вариации, а также соотношения R_m/R_T , $R_m/R_m^{обр}$, R_m^{2007}/R_m^{1987} соответственно для требуемой прочности; по контрольным образцам в проектном возрасте и кернам, выбуренным из сооружения в 1980-е гг.; кроме того, дано соотношение прочностей в наружных R_m^H к внутренним R_m^B частям каждого керна.

Из таблицы видно, что прочность бетона в наружной зоне на всех участках выше требуемой по проекту, также несколько выше, чем по контрольным образцам в проектном возрасте, а по отношению к прочности кернов, выбуренных в 1980-х гг. на двух участках: в секции 6 на отм. 495,0 м и в секции 10 на отм. 414 м, где в качестве вяжущего применялся ШПЦ300, — соответственно на 12 и 22 % ниже. На всех трех участках с низовой грани также отмечается снижение прочности в наружных частях кернов, составляющее 2 – 5 %.

С целью изучения деструкции бетона в наружных слоях керны еще до разрезания на образцы были обследованы склерометром ИПС-МГ4. Измерения проводились на растворной составляющей керна, поскольку именно там, как правило, начинается деструкция. Результаты этих измерений представлены в табл. 10. Из таблицы видно, что на всех участках в наружных слоях толщиной 5 – 10 см прочность на 15 – 21 % ниже по отношению к средней R_m для керна на данном участке.

Визуальный осмотр бетонной поверхности на опытном участке в секции 10 на отм. 414 м показал признаки начавшейся деструкции — шелушение

защитного слоя с обнажением мелкого заполнителя. В секции 6 на отм. 495,0 м поверхность гладкая, т.е. без видимых дефектов, однако на кернах в поверхностном 5 – 7-сантиметровом слое видно нарушение контакта ЦПР с крупным заполнителем. В секции 13 на отм. 344 м и на напорной грани визуально деструкция не была отмечена, хотя по склерометру прочность в поверхностных слоях также заметно ниже средней.

В проекте Саяно-Шушенской ГЭС не предусмотрены требования к бетону на растяжение, поскольку по расчетам только на напорной грани могут быть незначительные растягивающие напряжения в пределах 0,5 – 0,7 МПа. Тем не менее три керна, выбуренных из напорной грани, были испытаны на растяжение при раскалывании $R_{ц}$ [12]. Результаты этих измерений представлены в табл. 11. Сопоставление полученных результатов и прочности бетона M300, W8, F200 на растяжение при раскалывании в возрасте 180 сут (табл. 3) показало, что прочность увеличилась в 1,52 раза.

Сооружения нижнего бьефа. Обследования бетона проводились ультразвуковым прибором с катера в сентябре 2007 г. Уровень воды в нижнем бьефе находился около отм. 324,0 м. Достаточно полно были обследованы водобойная стенка колодца водосброса в зоне переменного горизонта воды, раздельный устой и три бычка на выходе отсасывающих труб гидроагрегатов 9 и 10. Более полно обследовать бычки отсасывающих труб не удалось из-за большой турбулентности, создаваемой работающими гидроагрегатами. Результаты измерений прочности бетона указанных выше конструкций представлены в табл. 12.

Из таблицы видно, что в настоящее время по обследованным конструкциям обеспечена требуемая средняя прочность, вместе с тем отмечается снижение прочности по отношению к контрольным образцам и кернам, выбуренным из сооружения в 1980-х гг. В большей степени деструкция бетона наблюдается на водобойной стенке и отдельном устое, где водонепроницаемость и морозостойкость бетона ниже, чем на бычках.

Выводы

Обследования бетона плотины и сооружений нижнего бьефа Саяно-Шушенской ГЭС приборами неразрушающего контроля — ультразвуковым и механическим (склерометром), а также испытания керна, выбуренных из наружных зон плотины, показали:

1. Прочность бетона напорной грани для трех арочных поясов в зоне переменного горизонта воды по данным ультразвуковых и механических обследований, проведенных в 1993 г., в 1,25 – 1,53 раза превосходит требуемую по нормативу для бетона М300. При этом для одних и тех же блоков прочность бетона в галерее на отм. 521 м оказалась на 17 % выше чем на напорной грани. Повторные измерения, проведенные в галерее в 2010 г., показали увеличение прочности еще на 4 %. За этот же период на нижнем поясе напорной грани, где бетон всегда находится при положительной температуре, прочность понизилась на 5 %.

За 14 лет, прошедших после первичных обследований, на напорной грани появились участки эрозийного разрушения защитного слоя глубиной до 5 см. На участках, имевших строительные дефекты, зона разрушений доходит до 15 см.

2. Испытания керна, выбуренных в 2004 г. из напорной грани на отм. 537 м и низовой грани плотины на отм. 344; 414 и 495 м, показали, что прочность бетона в 50-сантиметровой наружной зоне в 1,86 – 2,06 раза превышает требуемую по нормативу при коэффициенте вариации менее 12,5 %. В то же время в наружном слое толщиной 5 – 10 см прочность на 15 – 21 % ниже по отношению к средней прочности. Наибольшую потерю прочности имеет бетон, приготовленный на шлакопортландцементе; визуально здесь также отмечаются признаки морозной деструкции: микротрещины, шелушение поверхности, оголение мелкого заполнителя и т.п. Очевидно, что применение шлакопортландцемента в наружных зонах сооружений не оправдано.

3. Прочность бетона сооружений нижнего бьефа — водобойной стенки, отдельного устоя и быч-

ков отсасывающих труб гидроагрегатов — по данным ультразвуковых исследований, выполненных в 2004 г., удовлетворяет нормативным требованиям для бетона М400. При этом отмечаются снижение прочности и повышение неоднородности по отношению к контрольным образцам, что свидетельствует о деструктивных процессах в наружных зонах конструкций.

В заключение следует отметить, что, несмотря на деструктивные процессы, происходящие в наружных зонах, бетон основных сооружений Саяно-Шушенской ГЭС имеет значительный запас прочности, обеспечивающей надежную эксплуатацию гидроэлектростанции.

Список литературы

1. Судаков В. Б., Гинзбург Ц. Г., Карышева В. А., Морозова Г. В. Зональное распределение бетона в плотине Саяно-Шушенской ГЭС // *Материалы конференций и совещаний по гидротехнике. "Арка 87"*. — Л.: Энергоатомиздат, 1989. С. 82 – 87.
2. Дерюгин Л. М., Зинченко Н. А., Моисеенко А. С. Качество бетона плотины Саяно-Шушенской ГЭС // *Энергетическое строительство*. 1981. № 7. С. 27 – 28.
3. Судаков В. Б., Гинзбург Ц. Г., Карышева В. А., Чуракова О. М., Воротовова Т. С. Бетоны арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС с золой-уноса // *Материалы конференций и совещаний по гидротехнике. "Арка 87"*. — Л.: Энергоатомиздат, 1989. С. 88 – 90.
4. ГОСТ 10060-87. Бетоны. Методы определения морозостойкости. — М.: Издательство стандартов, 1987.
5. ГОСТ 18105-86. Бетоны. Правила контроля прочности. — М.: Издательство стандартов, 1990.
6. ГОСТ 26633-91. Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия. — М.: Издательство стандартов, 1991.
7. Дерюгин Л. М., Власов В. М. Оценка прочности и деформативности бетона Саяно-Шушенской ГЭС // *Материалы конференций и совещаний по гидротехнике. "Арка 87"*. — Л.: Энергоатомиздат, 1989. С. 48 – 54.
8. *Рекомендации по учету влияния возраста бетона на его основные технические свойства*. — М.-Л.: Энергия, 1964.
9. ГОСТ 17624-87. Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности. — М.: Издательство стандартов, 1987.
10. ГОСТ 22690-88. Бетоны. Определение прочности механическими методами неразрушающего контроля. — М.: Издательство стандартов, 1988.
11. Дерюгин Л. М. Опыт использования и некоторые исследования ПАВ применительно к бетонам плотины Саяно-Шушенской ГЭС // *Материалы конференций и совещаний по гидротехнике. "Арка 87"*. — Л.: Энергоатомиздат, 1989. С. 54 – 56.
12. ГОСТ 28570-90. Бетоны. Методы определения прочности по образцам, отобраным из конструкции. — М.: Издательство стандартов, 1990.
13. ГОСТ 2452-80. Бетоны. Методы определения призмочной прочности, модуля упругости и коэффициента Пуассона. — М.: Издательство стандартов, 1985.
14. ГОСТ 12730.1-78. Бетоны. Методы определения плотности. — М.: Издательство стандартов, 1979.

Опыт гидромеханизированной разработки техногенных месторождений хвостохранилищ в криолитозоне

Чебурашкин С. Г., инженер (ЗАО «Минералинтех», г. Норильск)

На примере Норильского промышленного района сформулированы проблемы, связанные с разработкой техногенных месторождений в суровых климатических условиях, и представлен опыт их освоения с использованием средств гидромеханизации.

Ключевые слова: средства гидромеханизации, криолитозона, разработка техногенных месторождений хвостохранилищ.

Развитие горнодобывающей промышленности в России и, в частности, Норильском промышленном районе (НПР) сопровождается формированием значительного количества продуктов и отходов рудообогащения, хранение которых осуществляется в специальных накопителях (хвостохранилища, концентратохранилища, шламонакопители). Известно, что накопления хранилищ характеризуются достаточно высоким содержанием цветных и благородных металлов, а сами накопители являются техногенными месторождениями (ТМ) и представляют собой новый источник минерального сырья, образованный в результате промышленного производства [1, 2]. Основные трудности вовлечения техногенных отложений в производство связаны с тем, что массивы ТМ находятся в мерзлом состоянии и разработка их традиционными способами малоэффективна [3 – 5]. Поэтому поиски эффективных способов разработки мерзлых техногенных массивов в суровых климатических условиях не снижают своей актуальности до настоящего времени.

Основными преимуществами ТМ отходов и продуктов обогащения по сравнению с естественными являются:

материал месторождений в значительной степени подготовлен к вовлечению в обогатительное производство;

расположение на промышленных участках горно-обогатительного производства с развитой инфраструктурой;

размещение на поверхности в четко выраженных границах.

При этом техногенные месторождения имеют достаточно сложное строение, характеризуются отсутствием четко выраженных закономерностей в распределении полезных компонентов по простиранию и в разрезе. Отдельно следует отметить, что в условиях Крайнего Севера дисперсные отложения ТМ при цементации их льдом приобретают свойства скальных грунтов: имеют твердомерзлую консистенцию, низкую сжимаемость, высокие твердость, плотность и прочность. Соответственно по трудности разработки они приближаются к скальным и требуют предварительного механиче-

ского рыхления (дробления) для вовлечения их в процесс обогащения.

Таким образом, в условиях криолитозоны основное преимущество отложений техногенных месторождений — дисперсность практически теряется.

Известно, что для немерзлых грунтов наиболее перспективным и экономически целесообразным является гидромеханизированный способ разработки, который обеспечивает снижение стоимости производства работ в 2 раза и увеличение производительности труда в 2 – 2,5 раза по сравнению с экскаваторным. Основным его недостатком является ограниченная возможность применения средств гидромеханизации в зимний период, когда при отрицательных температурах происходят промерзание карьеров и льдообразование в забоях карьеров и трубопроводах [6 – 8].

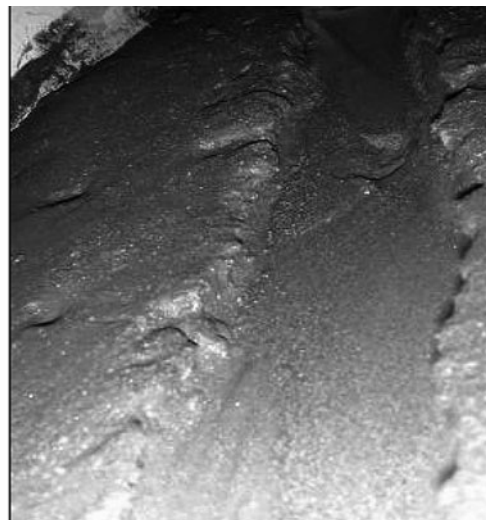
Для условий криолитозоны вопросы разработки мерзлых грунтов (МГ) становятся еще более сложными, так как отложения находятся в твердо мерзлом состоянии практически круглый год, за исключением грунтов слоя сезонного оттаивания. Поэтому при наличии эффективной гидромеханизированной технологии разработки МГ ее рентабельность по сравнению с механизированной будет значительно выше, чем для грунтов немерзлых. Очевидно, что искомая технология должна отвечать следующим требованиям: высокая круглогодичная производительность, рентабельность, экологическая и технологическая безопасность.

В представленной статье приводятся результаты практической реализации гидромеханизированной разработки ТМ, которые, по нашему мнению, соответствуют вышеперечисленным требованиям.

Краткие результаты проведенных исследований. Поиски технологических схем использования средств гидромеханизации при разработке мерзлых техногенных отложений проводились комплексно с использованием лабораторных методов и натуральных экспериментов. Основной задачей исследований являлись поиски эффективных способов разрушения криогенных структурных связей отложений техногенных месторождений, т.е. возвращение им основного технологического преимущества, полу-



а)



б)

Рис. 1. Характер размываемости мерзлых отложений:

а — в естественных условиях; б — в лабораторных

ченного в результате первичной переработки естественных полезных ископаемых, — несвязности. Исследования включали следующие виды работ:

- полевое исследование особенностей строения и свойств мерзлых массивов техногенных месторождений;

- изучение гранулометрического состава грунтов и установление типа структурной модели;

- исследование водостойкости мерзлых техногенных грунтов различного состава и свойств;

- разработку технологии гидромеханизированной отработки мерзлого техногенного массива.

В результате исследований было установлено следующее.

Техногенные месторождения Норильского региона представлены хранилищами продуктов и отходов обогащения обогатительных фабрик, которые сформировались при их гидравлическом складировании. Минеральное сырье по гранулометрическому составу представлено песками и супесями различной крупности, плотности, влажности и льдистости.

Площади месторождений составляют от 0,6 до 6 км², высота накопителей изменяется от 20 до 50 м. Типовой разрез месторождений представлен переслаиванием песков, супесей и суглинков различной льдистости. Особенностью мерзлотных условий разреза является наличие в толще грунтов текстурообразующего льда, двух-трех горизонтов сплошного льда (до 5–7 м) и талых участков. В летний период техногенные грунты оттаивают с поверхности до глубины 2–3 м.

Наблюдения за формированием техногенных месторождений на действующих намывных хвостохранилищах показали, что в процессе их образования могут быть выделены следующие стадии:

седиментогенез — выпадение из пульпы и закрепление твердых частиц на пляже; ранний диагенез — обезвоживание и уплотнение отложений; средний диагенез — завершение консолидации; собственно диагенез — естественное промерзание грунтов и формирование искусственных вечномерзлых грунтов. Соответственно выделяются два класса микроструктур: первичные, образовавшиеся в результате седиментогенеза, раннего и среднего диагенеза; вторичные, образовавшиеся в результате собственно диагенеза; четыре типа микроструктур: скелетная, агрегированно-скелетная, скелетно-агрегированная [9], агрегированная; три генетических типа искусственных мерзлых грунтов: сингенетический, эпигенетический и посткриогенный [10].

Таким образом, при складировании продуктов и отходов рудообогащения формируются вечномерзлые техногенные массивы, специфичные даже для криолитозоны.

Исследования водостойкости (размываемости и размокаемости) техногенных грунтов производились в морозильной камере на специально изготовленном стенде. Вода на размыв модели массива, аналогичного по внутреннему строению естественному, подавалась с различными расходом, температурой и скоростью. В натурных условиях исследования проводились на специально оборудованном опытном участке (рис. 1).

На основании проведенных исследований было установлено:

- использование механической и тепловой энергии движущейся воды для размыва мерзлого массива весьма эффективно;

- размокаемость мерзлых отложений на порядок ниже размываемости;

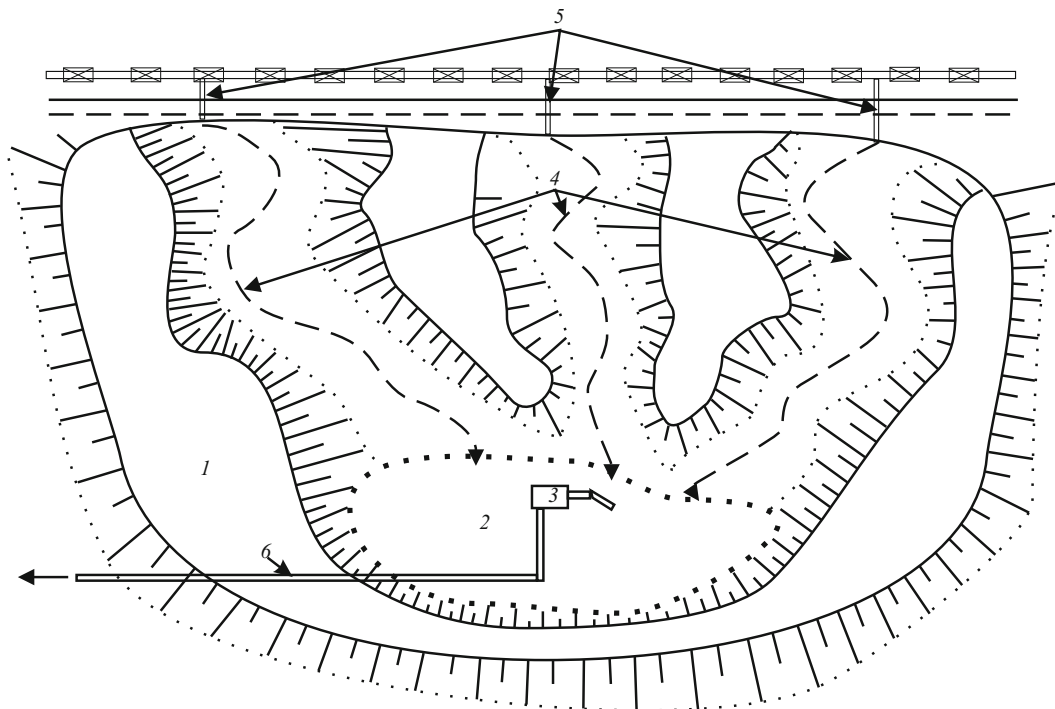


Рис. 2. Схема гидромеханизированной разработки:

1 — мерзлый массив; 2 — карьер; 3 — земснаряды; 4 — борозды (каналы); 5 — выпуски обратного водоснабжения; 6 — трубопровод гидротранспорта полезного ископаемого

размываемость мерзлого массива прямо пропорциональна температуре движущейся воды и ее объему;

максимальной размываемостью характеризуются мерзлые грунты эпигенетического происхождения, имеющие скелетную микроструктуру и массивную криогенную текстуру; минимальной — имеющие агрегированную микроструктуру, сетчатую криогенную текстуру, а также ледяные слои и горизонты;

объем мерзлого грунта, размываемого свободно текущей водой, определяется морфологией русла водного потока и увеличивается при его меандрировании;

оптимальная температура воды для размыва составляет $+25^{\circ}\text{C}$.

Основным результатом проведенных исследований явилось научно-практическое положение: в условиях сурового климата Заполярья гидромеханизированная разработка дисперсных мерзлых отложений технически возможна и экономически целесообразна.

Технологические схемы разработки техногенных месторождений. Основным условием высокопроизводительной круглогодичной разработки мерзлых техногенных грунтов является наличие на предприятии достаточного количества обратной теплой воды ($\approx 25^{\circ}\text{C}$), которая используется:

для поверхностного размыва и транспортировки материала в котлован с установленным в нем земснарядом;

для поддержания уровня воды в котловане, оттаивания и разжижения материала в подводном контуре;

для размыва мерзлых забоев и смыва грунтов с бортов котлована гидромониторами.

В зависимости от размеров техногенного месторождения, его расстояния от источника обратного водоснабжения, а также потребностей производства имеющиеся объемы воды условно могут быть разделены на следующие категории: избыточные, достаточные, недостаточные.

В первом случае представляется наиболее целесообразным производить разработку путем размыва массива поверхностным потоком воды по заранее заданным направлениям к котловану и дополнительным размывом грунтов с его бортов.

Во втором варианте разработку грунтов целесообразно производить с использованием смыва грунтов с бортов котлована гидромониторами и частично поверхностным потоком обратной воды. Кроме того, грунты подаются в котлован с помощью бульдозерной техники.

В случае недостаточного количества обратной воды для обеспечения необходимых объемов разработки увеличивают долю механизированной разработки с участием бульдозерной, экскаваторной и автотранспортной техники для подачи материала в котлован с установленным в нем земснарядом.

Рассмотрим результаты практической реализации перечисленных вариантов более подробно.



Рис. 3. Размыв мерзлого грунта месторождения в потоке

Принципиальная схема разработки техногенно-месторождения с максимальным использованием тепловой и механической энергии потока теплой воды из системы оборотного водоснабжения обогатительной фабрики приведена на рис. 2.

В толще отложений месторождения с помощью бульдозерной и экскаваторной техники в зимний период разрабатывается котлован объемом 3000 м^3 . Рыхлителем бульдозера на поверхности ТМ прокладываются борозды длиной $500 - 1000 \text{ м}$ и глубиной $0,3 - 1,0 \text{ м}$ от источника водоснабжения к карьеру (рис. 2, п. 4). На дно выработанной емкости устанавливаются земснаряды (ЗРС) 1 – 3 шт.

Техническая вода (оборотное водоснабжение) температурой $20 - 25 \text{ }^\circ\text{C}$ в объеме $500 - 1500 \text{ м}^3/\text{ч}$ подается в борозды, в которых происходит оттаивание и размыв мерзлых отложений с дальнейшей их транспортировкой водным потоком в карьер, где с помощью ЗРС он передается на обогатительную фабрику (рис. 3).

Использованная вода возвращается обратно в систему оборотного водоснабжения и в дальнейшем опять поступает на оттаивание и размыв мерз-



Рис. 5. Отработанная емкость месторождения, резерв оборотного водоснабжения

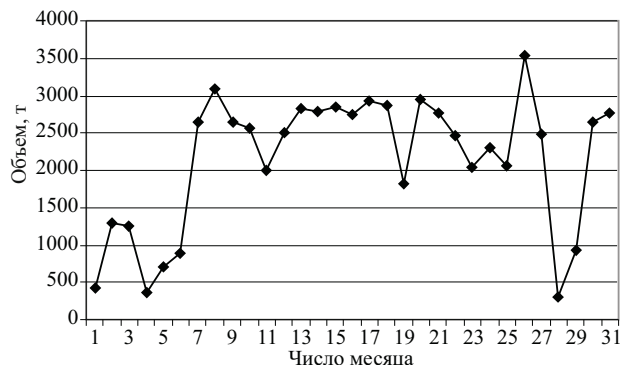


Рис. 4. Производительность комплекса в зимний период

лой толщи техногенного месторождения. В случае снижения плотности откачиваемого материала работа земснаряда приостанавливается, уровень воды в карьере повышается, создавая подпор в бороздах. При этом происходят заполнение всех понижений в руслах канав, усиление теплового воздействия воды на боковые грунты, в результате чего они оползают (обрушаются) в долину, где происходит их дальнейшее оттаивание (рис. 3). При возобновлении откачки грунта из карьера уровень воды в нем понижается, а поток из канав, поступая в карьер, переносит оттаявший и размывший грунт. Такая технология обеспечивает увеличение площади взаимодействия (соприкосновения) мерзлого грунта и воды за пределами карьера и самотечную транспортировку оттаявшего материала в карьер. При этом пропорционально размерам борозд и объемам подаваемой в них воды увеличивается площадь оттаивания и размыва мерзлого грунта и, соответственно, эффективность разработки [11]. В результате этого эффекта обеспечивается разработка массива мерзлого грунта по всей его поверхности с одного положения земснаряда. Поскольку грунт поступает в карьер во взвешенном в воде состоянии, снижаются энергозатраты на его после-

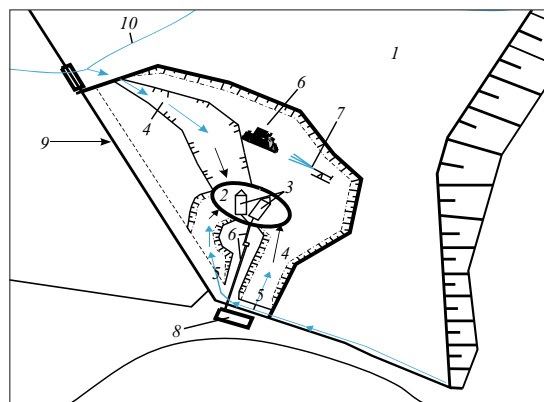


Рис. 6. Схема разработки мерзлого минерального сырья:

1 — мерзлый массив; 2 — карьер; 3 — земснаряды; 4 — борозды (канавы); 5 — выпуски оборотного водоснабжения; 6 — бульдозер; 7 — гидромонитор; 8 — обогатительная фабрика; 9 — магистральный пульпопровод; 10 — естественный водоток



Рис. 7. Гидромеханизированная система разработки

дующую разработку земснарядом, а небольшие размеры карьера и постоянная циркуляция воды в нем не создают условий для замерзания майны вокруг земснаряда.

На первом этапе была апробирована традиционная схема отработки мерзлых отложений в подводном контуре карьера только с помощью земснаряда, который разрабатывал оттаявший и размокший техногенный грунт. Средняя производительность комплекса при этом не превышала 400 т в сутки. После ввода в действие двух борозд в зимний период при средней температуре окружающего воздуха ниже – 36 °С (min. – 50 °С) объемы разработки возросли более чем в 7 раз и достигли 3 тыс. т в сутки (рис. 4).

Следует отметить, что хотя в летний период за счет естественного оттаивания отложений производительность разработки увеличивается, в зимнее время результаты отработки минерального сырья представляются достаточно удовлетворительными (табл. 1).

Представленный способ отработки минерального сырья накопителей, имеющих ограждающие конструкции, практически не нарушает их целостности, поэтому сформировавшаяся емкость может



Рис. 8. Плавающий гидромонитор

быть вновь использована для складирования продуктов и отходов обогащения, а также в качестве емкости оборотной воды (рис. 5).

Как было отмечено выше, при наличии на горно-перерабатывающем предприятии достаточного количества теплой воды достигается наиболее высокая производительность разработки. Однако такие условия не всегда имеются на месторождениях, поэтому в условиях ограниченного обеспечения оборотной водой работ по гидравлической разработке мерзлого техногенного сырья была использована модифицированная схема, представляющая собой совокупность собственно гидромеханизированного и частично механизированного способов.

На участке, предназначенном к ведению работ, так же организуется котлован объемом 3 – 4 тыс. м³, в который устанавливаются земснаряды (2 – 3 шт.), но вода для оттаивания и размыва подается на борта котлована по трубопроводам от водоводов оборотного водоснабжения (суммарный объем 2 тыс. м³ в час). Разработка минерального сырья производится послойно мощностью до 6 м (рис. 6).

В котлован поступают отложения, размываемые потоком воды из трубопровода оборотного водоснаб-

Таблица 1

Характеристика производительности технологии отработки

Месяц	Производительность добычи в летние и зимние периоды, тыс. т			
	2001 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.
Январь	33,9	69,3	57,8	71,4
Февраль	37,7	78,1	55,0	60,2
Март	41,0	90,2	62,6	68,9
Июль	62,5	96,7	83,8	79,9
Август	64,9	90,1	80,7	73,1

Таблица 2

Общая характеристика отработки мерзлых отложений

Месяц	Производительность добычи в летние и зимние периоды, тыс. т		
	2008 г.	2009 г.	2010 г.
Январь	75,7	150,6	162,5
Февраль	105,4	146,3	159,8
Март	122,6	175,3	181,2
Июль	332,2	397,3	450,3
Август	370,3	400,2	486,3

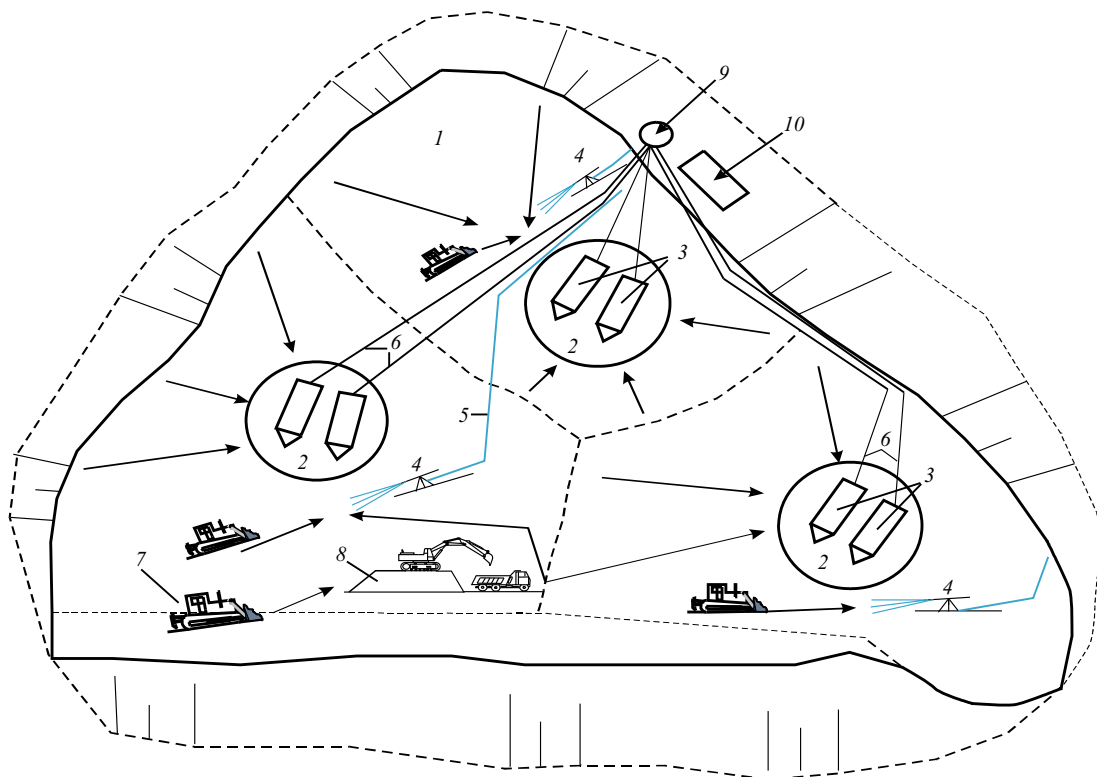


Рис. 9. Комбинированная схема разработки мерзлого минерального сырья:

1 — мерзлый массив; 2 — карьеры; 3 — земснаряды; 4 — гидромонитор (передвижной); 5 — трубопровод с оборотной водой; 6 — трубопровод гидротранспорта сырья; 7 — бульдозер; 8 — экскаватор с автосамосвалами; 9 — зумпф; 10 — насосная станция

жения, а также смытые плавучими гидромониторами и срезанные с бортов котлована бульдозерами (рис. 7, 8).

В летний период в работе находятся три земснаряда, в зимний — два. Поднятые с помощью ЗРС отложения в виде пульпы по системе гидротранспорта подаются на обогатительную фабрику.

В табл. 2 приведены сведения об эффективности применяемого способа разработки в летний и зимний периоды.

Производительность комплекса может быть существенно повышена путем увеличения объемов оборотной воды, подаваемой на размыв массива, а также совершенствованием схемы разработки за счет увеличения количества карьеров и бульдозерной техники.

Следующая технологическая схема разработки мерзлого минерального сырья была реализована в условиях существенного ограничения объемов тепловой оборотной воды, подаваемой на объект (300 – 500 м³ в час). Данную схему разработки мы назвали комбинированной (гидро- и собственно механизированная). Сохраняя основные положения вышеперечисленных схем, принятая к практической реализации технология отличается большей долей участия бульдозерной техники и наличием нескольких котлованов для оттаивания и разжиже-



Рис. 10. Разработка минерального сырья во вспомогательном котловане

ния минерального сырья — основного и вспомогательных площадью от 1,5 до 3 тыс. м³ (рис. 9).

В котлованах располагаются земснаряды и плавучие гидромониторы. Связь котлованов между собой осуществляется трубопроводами гидротранспорта. В основном котловане производится разработка минерального сырья с помощью земснарядов и гидромониторов, смывающих отложения с его бортов, а также осуществляется прием и накопление сырья из вспомогательных котлованов. Из основного котлована минеральное сырье, оттаявшее и

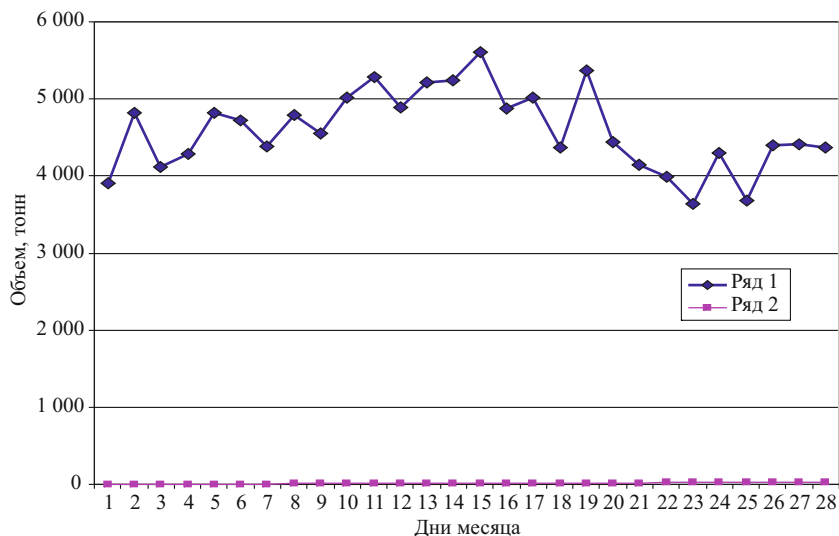


Рис. 11. Производительность комбинированного способа разработки в зимний период (февраль 2010 г.)

переведенное в жидкое состояние, земснарядами подается на береговую насосную станцию, а оттуда по системе трубопроводов гидротранспорта на обогатительную фабрику.

Во вспомогательных котлованах также производится гидромеханизованная разработка грунтов; кроме того, в них осуществляются оттаивание, очистка и разжижение материала, который доставляется автомобильным транспортом и тяжелой бульдозерной техники с прилегающей территории месторождения.

Подготовленный (распульпованный) таким образом материал из вспомогательных котлованов с помощью земснарядов по системе гидротранспорта направляется в основной котлован и далее на обогатительную фабрику. Производительность представленной схемы разработки минерального сырья в наиболее неблагоприятный период, характеризующийся сильными морозами и продолжительными метелями, проиллюстрирована на рис. 11.

Вывод

В Норильском промышленном районе накоплен значительный опыт круглогодичной разработки мерзлых техногенных месторождений. Технология, основанная на принципах гидромеханизации, по экономической эффективности и производительности превосходит механизированную разработку в несколько раз.

При соответствующем экономическом обосновании и техническом обеспечении апробированные в суровых климатических условиях Заполярья технологические схемы разработки грунтов могут быть использованы в других регионах России.

Список литературы

1. *Стехин А. И., Кунилов В. Е., Олешкевич О. И.* Техногенные месторождения цветных и благородных металлов в Норильском районе / Недра Таймыра. 1995. Вып. 1. С. 85 – 93.
2. *Дюжиков О. А., Дистлер В. В., Струнин Б. М.* и др. Геология и рудоносность Норильского района. — М.: Наука, 1988.
3. *Чебурашкин С. Г.* Технология разработки мерзлых грунтов с использованием средств гидромеханизации // Научно-практический семинар “Геокриологические геозологические проблемы строительства в районах Крайнего Севера” / Администрация г. Норильска, ОАО “НГК Норильский никель”. 15 – 17 марта 2001 г. Норильск, 2001. — С. 21 – 24.
4. *Чебурашкин С. Г.* Разработка мерзлых грунтов хвостохранилища Норильской обогатительной фабрики с помощью земснарядов // Гидротехническое строительство. 2004. № 5. С. 30 – 35.
5. *Растегаев И. К.* Разработка мерзлых грунтов в северном строительстве. — Новосибирск.: ВО “Наука”. Сибирская издательская фирма, 1992.
6. *Гальперин А. М., Дьячков Ю. Н.* Гидромеханизованные природоохранные технологии. — М.: Недра, 1993.
7. *Бакшеев В. Н.* Гидромеханизация в дорожном строительстве: Учебное пособие. — Тюмень: Изд-во “Вектор Бук”, 2000.
8. *Садлей Б. В., Кожевников Н. Н.* Использование гидромеханизации в зимних условиях Сибири // Гидротехническое строительство. 1985. № 8. С. 11 – 13.
9. *Геозологический анализ территорий распространения природно-техногенных процессов в неоген-четвертичных отложениях Прибайкалья / С. А. Макаров, Т. Г. Рященко, В. В. Акулова.* — Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000.
10. *Чебурашкин С. Г.* Исследование искусственного криолито-генеза намывных месторождений и разработка технологии их отработки / Криосфера Земли как среда жизнеобеспечения. Материалы Международной конференции посвященной 95-летию со дня рождения П. И. Мельникова. 26 – 28 мая 2003 г. — РАН. Пушино. 2003. С. 79 – 80.
11. *Способ разработки земснарядом мерзлого грунта / Чебурашкин С. Г.* Пат. РФ № 02204658 15642.

Расчет фильтрации, оплыwania и устойчивости откосов грунтовых плотин во время намыва

Кожевников Н. Н., инженер (Трест “Энергогидромеханизация”)

Предлагается упрощенный расчет определения фильтрации при намыве плотины и приводятся способы проверки профиля на оплывание и устойчивость откосов.

Ключевые слова: намыв откосов грунтовых плотин, коэффициент фильтрации, расчет фильтрации грунтовой плотины в процессе намыва, проверка откоса на устойчивость.

Почти все грунтовые плотины при строительстве гидроэлектростанций Волжско-Камского и Днепроовского каскадов возводились способом гидромеханизации из песчаных грунтов. Эти плотины проектировались институтом “Гидропроект”. Надежность намывных плотин подтверждена их многолетней безотказной эксплуатацией.

Вместе с тем, в процессе намыва на ряде объектов происходили оплывания и оползни откосов. Эти случаи объясняются тем, что намыв плотины производится в более тяжелых условиях, чем в расчетных режимах эксплуатации с дренажными устройствами. Как правило, намыв плотины производился до устройства постоянного дренажа в условиях постоянного полного водонасыщения тела плотины водой гидросмеси от мощных земснарядов с расходом от 4000 до 10 000 м³/ч при высоте плотин в отдельных случаях до 80 м (например, плотина Мингечаурской ГЭС).

Оплывания и оползни откосов при намыве случались нечасто. Это можно объяснить большим заложением откосов и большим коэффициентом надежности, принимаемым генпроектировщиком, и тем, что основания большинства пойменных и русловых плотин были дренирующими, а подаваемый расход воды, кроме сброса в водоотводящие устройства, фильтровался через два откоса плотины и основание.

Случаи оползания откосов обычно не были катастрофическими и быстро устранялись. Но при водонепроницаемом основании положение усложняется, так как весь поток фильтрации при намыве истекает только через нижнюю часть откосов намываемой плотины. Оползень произошел при намыве пойменной плотины на строительстве Куйбышевской ГЭС, где не были полностью удалены суглинки основания береговой части р. Волги [1].

Катастрофический случай произошел в Киеве в 1961 г. при многолетнем заполнении гидроотвала оврага Бабий яр глинистыми нестабилизированными грунтами. Госкомиссия по выяснению причин прорыва дамбы с образованием селя выявила многочисленные нарушения как при проектировании, так и при эксплуатации гидроотвала. Комиссия отметила, что проектная контора гидромеханизации

Минмонтажспецстроя, выполнявшая проект, не произвела расчет ограждающей дамбы на устойчивость при намыве, а исполнители не установили должного контроля над производством.

Необходимо отметить, что если генпроектировщик выполняет все расчеты для эксплуатации плотины с устройством дренажа, то для процесса намыва плотины не разработана теоретическая база расчетов, кроме общих рекомендаций [2, 5].

Натурные исследования кривой депрессии во время намыва плотин выполнялись лишь на плотине Цимлянской ГЭС [3] с применением иглофильтровых установок (рис. 1, 2).

Основание песчаное. С нижнего бьефа включена двухъярусная иглофильтровая установка, понизившая депрессионную кривую до 8 м. Оплывание откоса прекратилось.

Основание суглинистое. Видно выход фильтрационных вод на откос на высоте до 5 м.

При намыве пазух примыкания к устоям водосливной плотины и ГЭС было использовано 15 глубинных насосов АТН-12. С их помощью осушался крутой откос (1:1) высотой 15 м при суточной интенсивности намыва до 1 м. Оползней откосов не наблюдалось. Принятые меры по снижению кривой депрессии позволили прекратить и предотвратить оползни откосов.

Таким образом, создание базы для расчетов проверки устойчивости откосов плотины при её намыве необходима.

Проектные организации, выполняющие проекты организации работ по намыву, не проверяют профиль плотины, предложенный генпроектировщиком, на фильтрацию, оплывание и устойчивость откосов в период строительства.

В данной статье предлагается упрощенный расчет определения фильтрации при намыве плотины и приводятся способы проверки профиля на оплывание и устойчивость откосов. В приведенном расчете рассматривается наиболее тяжелый случай фильтрации — через тело и откосы однородной плотины на водонепроницаемом основании. Длина пути фильтрации принята по средней линии потока от 1/4 верха карты намыва до середины поверхности выхода фильтрации в нижней части откоса. В

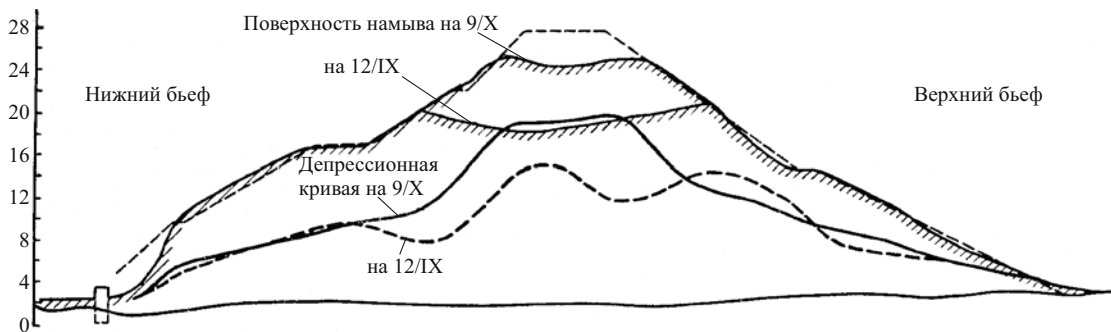


Рис. 1. Депрессионные кривые при намыве плотины правого берега Цимлянской ГЭС

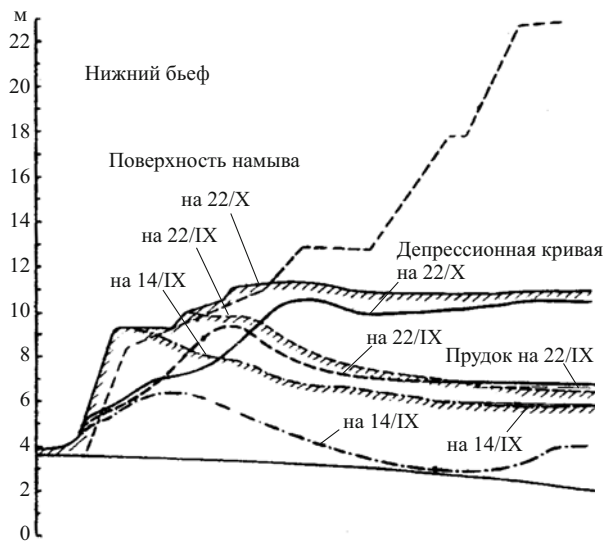


Рис. 2. Депрессионные кривые при намыве плотины левого берега Цимлянской ГЭС

упрощенных расчетах такое допущение возможно. Для более точных расчетов необходимо построение фильтрационной сетки с помощью прибора ЭГДА или на модели. В расчете использованы основные формулы фильтрации Дарси [4].

Фильтрация воды в порах грунта происходит под влиянием силы тяжести или благодаря наличию разности напоров воды в отдельных точках потока. Движение фильтрационных вод подчиняется закону Дарси:

$$q = k\omega J, \quad (1)$$

где q — расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$; k — коэффициент фильтрации грунта — размерность скорости при перепаде в 1 м вод. ст.; ω — полная геометрическая площадь сечения потока, м^2 или м, при задаче в плоском сечении; J — гидравлический уклон (градиент) фильтрационного потока — величина безразмерная, равная

$$J = H/l, \quad (2)$$

где H — потеря напора на длине пути фильтрации, м вод. ст.; l — длина контура фильтрации, м.

Из формулы (1) следует, что расход грунтового потока линейно зависит от градиента, это имеет место при ламинарном движении воды.

Закон Дарси выражается также зависимостью

$$V = kJ. \quad (3)$$

Выражение для скорости V можно записать также в виде

$$V = q/\omega, \quad (4)$$

где V — фиктивная скорость фильтрации, отнесенная к полному сечению потока ω .

Действительная скорость течения воды в порах грунта равна

$$V^I = V/n, \quad (5)$$

где n — активная пористость грунта.

Для выполнения расчетов прежде всего необходимо знать коэффициенты фильтрации грунтов плотины, которые определяют лабораторно. Примерные осредненные значения коэффициентов фильтрации даны в табл. 1 [4].

В приведенных ниже примерах коэффициент фильтрации принят как средний в песчаной однородной плотине Цимлянской ГЭС, равный для мелкозернистых и среднезернистых песков $k = 0,001 \text{ см/с}$ или $0,036 \text{ м/ч}$ [3]. Следует отметить, что при проектировании плотин высокого класса коэффициент фильтрации нужно принимать по лабораторным исследованиям грунтов плотины, так как он может отличаться на порядок и более от табличных значений.

Профиль плотины принят по рис. 3 для расчета конкретного примера. Расход фильтрации одинаков на входе (с карты намыва) и на выходе из откосов. Принято равномерное распределение фильтрации между откосами (рис. 3).

Из положения, что расход фильтрации одинаков на входе и на выходе из откоса, можно записать равенство: $q_{\text{вх}} = k\omega_{\text{вх}}J$; $q_{\text{вых}} = k\omega_{\text{вых}}J$. Поскольку в уравнениях значения k и J одинаковы, то $\omega_{\text{вх}} = \omega_{\text{вых}}$, т.е. площадь входа фильтрации равна

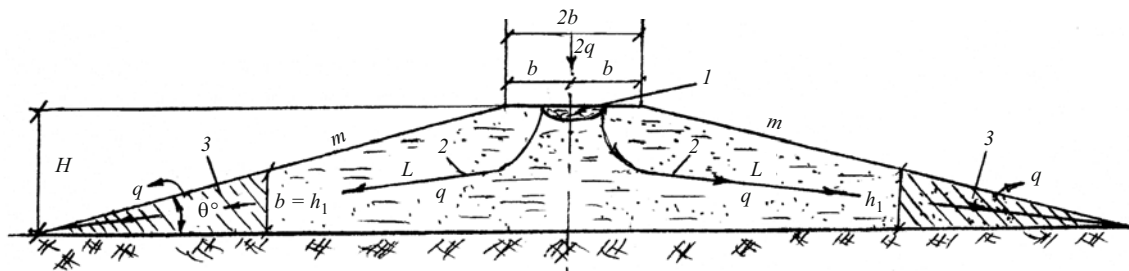


Рис. 3. Схема расчета фильтрации однородной плотины на водопорном основании в процессе намыва:

1 — прудок на карте намыва; 2 — средняя линия тока фильтрации; 3 — зона выхода фильтрата; 2b — ширина карты намыва; H — высота карты намыва; $h_1 = b$ — высота высачивания вод фильтрации из откоса; q — расход фильтрации из карты намыва (прудка) в нижнюю часть откоса; L — длина средней линии потока фильтрации

площади выхода (на 1 м протяженности плотины это линейный размер): $b_{\text{вх}} = b_{\text{вых}} = h_1$. Зная угол заложения откоса θ° , можно получить площадь высачивания потока на откосе:

$$F_1 = b \cdot \sin \theta. \quad (6)$$

Напор на конец средней линии потока — H, длина откоса — mH , а длина средней линии фильтрации — $L = mH + b$ (8) (можно принять измерением по чертежу), тогда градиент напора — $J = H / (mH + b)$.

Вычислим расход фильтрации через один откос на 1 м длины плотины:

$$q = kbJ = kbH / (mH + b).$$

С другого, противоположного откоса вытекает равновеликий фильтрат. Суммарный расход составит $Q = 2q$.

Фиктивная скорость фильтрации в откосе составит $V = q / F_1$ при равном делении фильтрата на откосах. При пористости n действительная скорость истечения будет

$$V_d = V / n.$$

Проверим предложенную схему расчета на конкретном примере, приняв $K = 0,036$ м/ч; $H = 20$ м; $b = 10$ м; $m = 4$; $\theta^\circ = 14^\circ$; $n = 0,35$. При этом

$$h_1 = b = 10 \text{ м;}$$

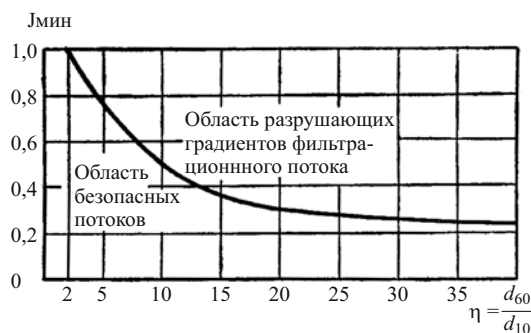


Рис. 4. Минимальные (безопасные) градиенты, при которых отсутствует суффозия в несвязанных грунтах в зависимости от неоднородности грунтов (по В. С. Истоминой)

$$H = 20 \text{ м; } L = mH + b = 4 \cdot 20 + 10 = 90 \text{ м;}$$

$$J = H / (mH + b) = 20 / (4 \cdot 20 + 10) = 0,22;$$

$$q = kbJ = 0,036 \cdot 10 \cdot 0,22 = 0,079 \text{ м}^3/\text{ч}$$

на 1 м длины плотины.

Суммарный расход фильтрации $Q = 2q = 0,158 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м длины плотины, на 1 км — $158 \text{ м}^3/\text{ч}$ или $158/3600 = 0,044 \text{ м}^3/\text{с}$.

Фиктивная скорость фильтрации в откосе составит: $V = q / b \cdot \sin 14^\circ = 0,079 / 10 \cdot 0,242 = 0,002 \text{ м/ч}$ или $5 \cdot 10^{-5} \text{ см/с}$. Действительная скорость фильтрации $V_d = 5 \cdot 10^{-5} / 0,35 = 1,4 \cdot 10^{-4} \text{ см/с}$.

Будет ли при этой скорости происходить вымывание из тела плотины мелких частиц грунта?

Это зависит от состава грунта плотины и градиента скорости. Такая методика существует, но она сложна в вычислениях [2]. Воспользуемся графиком В. С. Истоминой, приведенным в [2] (рис. 4). По принятому нами грунту песчаной плотины Цимлянской ГЭС [3] коэффициент неоднородности грунта $\eta = d_{60}/d_{10}$ не выходит за значения 2 – 4. При градиенте $J = 0,22$ по графику В. С. Истоминой [2] наш случай находится в зоне безопасных градиентов.

По другой методике, приведенной в [4], расчет устойчивости откоса на оплывание в месте выхода

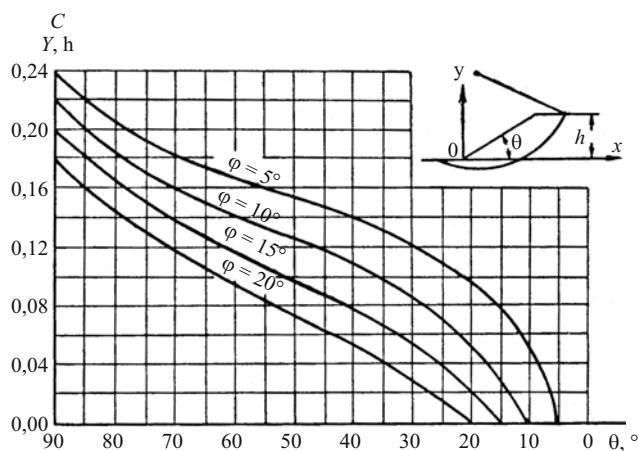


Рис. 5. График для расчета устойчивости откоса

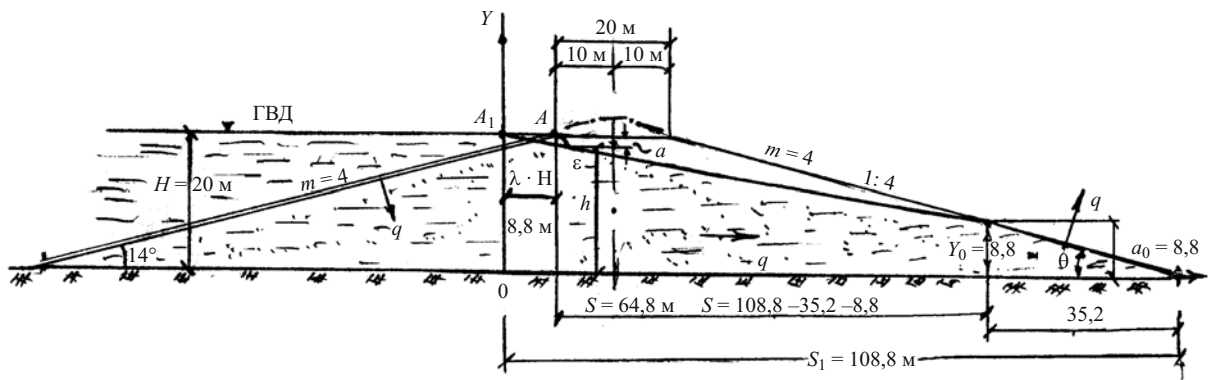


Рис. 6. Схема к расчету фильтрации через однородную плотину на непроницаемом основании:

H — напор на плотину 20 м; заложение откоса $m = 4$; ширина плотины на горизонте верхнего бьефа 20 м; a_0 — высота выхода кривой фильтрации на откос; λH — смещение осей координат

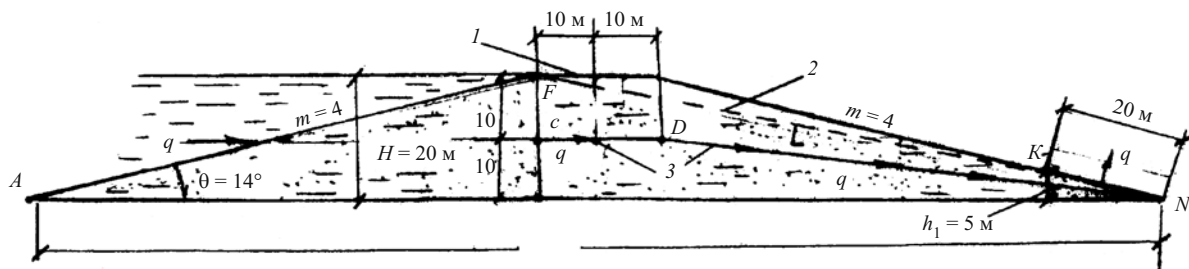


Рис. 7. Схема к расчету фильтрации плотины из однородного грунта на водонепроницаемом основании по методу средней линии потока:

1 — верх плотины и горизонта воды в верхнем бьефе; 2 — примерная линия депрессии фильтрации $F - N$; 3 — средняя линия потока фильтрации $C - D - N$, протяженность $L = 100$ м; q — расход фильтрации, м³/ч; $H = 20$ м — напор и высота плотины

фильтрационного потока на поверхность зависит от зависимости $\text{tg}\theta = 0,5\text{tg}\varphi$, где θ угол откоса; в нашем случае $\theta = 14^\circ$, а $\text{tg}14^\circ = 0,25$. Угол внутреннего трения φ может быть определен по табл. 2 [4]. Для влажного песка $\varphi = 20^\circ$, а $\text{tg}20^\circ = 0,36$. Тогда $0,25 \geq 0,18$. Из этого следует, что откос 1:4 устойчив перед оплыванием.

Следующий этап проверки откоса на устойчивость выполняется по методу К. Терцаги по круглоцилиндрическим поверхностям скольжения. Этот способ давно применяют в расчетах устойчивости откоса, он описан во многих литературных источниках [5, 4, 3]. Вычисления вручную занимают много времени, но сегодня существуют программы

для ЭВМ. В расчете при намыве плотины не следует забывать, что грунт плотины целиком насыщен водой и это обстоятельство, снижающее устойчивость откоса, непременно нужно учитывать.

Рядом авторов и институтом “Водгео” на базе проверки откоса на устойчивость по круглоцилиндрическим поверхностям скольжения определены значения углов прямолинейных откосов для однородных грунтов в зависимости от характеристик грунтов [2]. Эти данные приведены на графике рис. 5. Зная объемный вес грунта γ_1 , угол внутреннего трения грунта φ , сцепление c и высоту откоса h , можно определить угол безопасного откоса [2]. Для рассматриваемого случая песчаной плотины

Т а б л и ц а 1

Наименование грунтов	Глина	Суглинок	Супесь	Иловатые грунты	Торфяные грунты
Коэффициент фильтрации, см/с	$\leq 10^{-7}$	$10^{-7} - 10^{-5}$	$10^{-5} - 10^{-3}$	$10^{-3} - 10^{-2}$	$10^{-4} - 10^{-3}$
Наименование грунтов	Песок мелко зернистый	Песок средне зернистый	Песок крупно зернистый	Гравий и галька	
Коэффициент фильтрации, см/с	$10^{-4} - 10^{-3}$	$10^{-3} - 10^{-2}$	$10^{-2} - 10^{-1}$	$10^{-1} - 10$	

Значения угла естественного откоса и угла внутреннего трения песков в зависимости от влажности

Песок	Угол естественного откоса, град.	Угол внутреннего трения, град.
Сухой	30 – 35	30 – 32
Влажный	40	25 – 28
Мокрый	25	20 – 23

сцепление $C = 0$. При принятом угле внутреннего трения $\varphi = 20^\circ$ безопасный угол откоса θ по графику равен 20° , в профиле плотины мы приняли этот угол $\theta = 14^\circ$, т.е. принятый нами откос при $m = 4$ будет безопасным, что подтверждается ранее принятыми расчетами.

Для сравнения полученных результатов по предложенной методике расчета фильтрации при намыве плотины произведем расчет фильтрации для эксплуатационного случая аналогичной плотины на водонепроницаемом основании [2, с. 373 – 375].

Расчетная схема приведена на рис. 6.

Определим это смещение:

$$\lambda = \frac{m}{1 + 2m} = \frac{4}{(1 + 2 \cdot 4)} = 0,44;$$

$$\lambda H = 0,44 \cdot 20 = 8,8 \text{ м.}$$

Высота фильтрации: $a_0 = S_1/m - [(S_1/m)^2 - H^2]^{0,5} = 108,8/4 - [(108,8/4)^2 - 20^2]^{0,5} = 8,8 \text{ м.}$

Расход фильтрации: $q = k(H^2 - a_0^2)/2(\lambda H + s) = 0,036(20^2 - 8,8^2)/2(8,8 + 64,8) = 0,079 \text{ м}^3/\text{ч.}$

При фильтрации при намыве плотины мы вычислили расход фильтрации на один откос $q = 0,079 \text{ м}^3/\text{ч}$, а на оба откоса $q = 0,158 \text{ м}^3/\text{ч}$. Полученные результаты показывают, что фильтрационные расходы через один откос равновелики как при эксплуатации плотины, так и при её намыве. Но высота выхода фильтрационной кривой на откосе несколько различна: при намыве плотины — 10 м, в эксплуатационном случае — 8,8 м. Это укладывается в точность примерных расчетов. Значение величин близкое. До набора водохранилища, по условию непромерзания фильтрата, в плотине необходимо устройство дренажа. В обоих случаях откосы плотины с принятым заложением 1:4 устойчивы, в том числе на суффозию.

Чтобы убедиться в применимости расчета фильтрации по средней линии потока проведем его для сопоставления с принятым по [2] для эксплуатационного случая. Схема к расчету изображена на рис. 7. Как видно из рис. 7, он повторяет конфигурацию и параметры рис. 6, принятого для расчета фильтрации по [2].

Проведем расчет по методу средней линии потока фильтрации, приняв за основу формулу Дарси $q = k\omega J$. Верхний клин плотины $A - T - F$ по [2] почти не влияет на расход фильтрата q , им можно пренебречь, считая начало фильтрации от линии $F - C - T$.

Определим градиент напора $J = H_1/L$; напор $H_1 = 10 \text{ м}$ на средней линии напора, $L = 100 \text{ м}$; $J = H_1/L = 10/100 = 0,1$; $k = 0,036 \text{ м/ч}$ (как и в предыдущей задаче); ω — площадь потока, в плоской

задаче на 1 м длины плотины — высота $F - C - T = 20 \text{ м}$. Тогда расход фильтрации в нижний клин откоса равен: $q = 0,036 \cdot 20 \cdot 0,1 = 0,072 \text{ м}^3/\text{ч}$, т.е. одинаков с решением по [2].

Отсюда вывод, что для грубых оценок метод расчета по средней линии потока фильтрации, который использован в этой статье, применим. Конечно, нужно выполнять НИР и ОКР по исследованию фильтрации и устойчивости плотин и гидроотвалов в процессе намыва, поскольку он связан с безопасностью сооружений и людей, а сегодня по существу нет теоретической базы для практических расчетов.

Выводы

1. Устойчивость откосов плотины и определение фильтрации во время намыва способом гидромеханизации должны проверяться при проектировании с целью исключения аварийных последствий при производстве работ, в том числе на гидроотвалах, как это и предусмотрено [5].

2. Предлагаемые выражения для вычисления параметров фильтрации из откосов при намыве плотины из однородных грунтов на водонепроницаемом основании можно рекомендовать для примерных поверочных расчетов.

3. Для более точных расчетов рекомендуются построение фильтрационной сетки с использованием способа ЭГДА, моделирование и создание методики расчетов для включения в нормативные документы.

Список литературы

1. *Волжская ГЭС им. В. И. Ленина (Жигулевская ГЭС)*, Технический отчет. Т. II. — М.-Л.: Государственное энергетическое строительство, 1962.
2. *Гришин М. М.* Гидротехнические сооружения. — М.: Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре, 1954. Ч. I.
3. *Волго-Дон*. Т. III: Земляные работы. Технический отчет. — М.: Государственное энергетическое издательство, 1956.
4. *Справочник по гидротехнике*. — М.: Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре, 1955.
5. *СНиП 2.06.05-84**. Плотины из грунтовых материалов / Госстрой СССР. 1984.

Использование землесосных снарядов для гидромеханизированной добычи торфа

Ялтанец И. М., доктор техн. наук, Штин С. М., кандидат техн. наук (МГГУ)

Приводится научное обоснование новых технологических решений при ведении добычных работ обводненных торфяных месторождений.

Ключевые слова: гидромеханизация, торф, фрезерование, обводненные месторождения торфа, землесосный снаряд, технологические требования, рабочий орган, фрезерно-шнековое грунтозаборное устройство, исследования.

С целью обоснования возможного использования землесосных снарядов для добычи торфа в обводненном естественном состоянии, в данной работе произведен анализ имеющихся работ по данному вопросу и сделан соответствующий вывод о дальнейших исследованиях. Анализ существующих рабочих органов землесосных снарядов показывает, что применение экскавирующих грунтозаборных устройств (периодического или непрерывного действия) для разработки торфяных грунтов, находящихся в неосушенном естественном состоянии является малоперспективным направлением. Необходима разработка принципиально нового грунтозаборного устройства, созданного на основе научно сформулированных технологических требований, как к самому грунтозаборному устройству, так и к землесосному снаряду, предназначенному для разработки торфа в условиях обводнения и сплошной разработки.

По простоте конструкции, удобству реализации и совершенству рабочего процесса предпочтение следует отдать фрезерному рабочему органу с использованием фрез прямого вращения (т.к. фрезы обратного вращения создают тормозящую силу) с горизонтальной осью. Ось должна располагаться поперек направления движения землесосного снаряда. При сочетании движения землесосного снаряда за счет напорного свайного хода и папильонажных лебедок будет обеспечиваться фрезерование торфяного грунта вместе с древесиной и прочими растительными включениями, находящимися в торфяном забое в массу, удобную для удаления при последующем гидротранспорте и переработке торфяной пульпы с целью получения торфяной продукции.

Способ глубокого фрезерования осушенного торфа был реализован при создании серии машин, предназначенных для подготовки торфяных полей, рытья и очистки картовых осушительных канав, для обработки заболоченных, закустованных земель в сельском хозяйстве, для сооружения осушительных каналов в заторфованной местности.

Широкое использование принципа сплошного фрезерования торфа в конструкциях различных машин объясняется тем, что в этом случае исключаются

все операции по специальному извлечению и транспортированию древесных включений, которые могут встречаться в торфяной массе. Поэтому, несмотря на более энергоемкую первичную операцию (собственно переработку торфа), общие затраты при сплошном фрезеровании резко снижаются.

Различными исследователями (Сарматов М. М., Кукман Г. И., Горинштейн Д. Л., Павлов А. Н., Рогов И. А., Николаев А. Д., Марченков В. П., Долина А. Д., Коршунов А. К., Тиме И. А. и др.) заложены основы расчетов затрат энергии при сплошном фрезеровании с учетом пнистости осушенной торфяной залежи:

$$N = N_1 + N_2 + N_3 + N_4, \quad (1)$$

где N — общая мощность фрезерования, кВт; N_1 — мощность, расходуемая на фрезерование торфа, кВт; N_2 — мощность, расходуемая на фрезерование древесных остатков, находящихся в торфе, кВт; N_3 — мощность, расходуемая на трение измельченного торфа и древесины о поверхность среза и элементов конструкции фрезы, кВт; N_4 — мощность, расходуемая на сообщение измельченному торфу и древесине необходимой скорости перемещения во всасывающее устройство, кВт.

В развернутом виде выражение (1) можно представить как

$$N = \left(L - \frac{a \cdot L}{100}\right) \cdot \frac{\delta \cdot W}{75} \cdot K_1 + \frac{\delta \cdot W \cdot L \cdot a}{100 \cdot 75} \cdot K_2 + \frac{\mu \cdot \gamma \cdot L \cdot \delta \cdot W \cdot V^2 \cdot e}{37.5 \cdot g \cdot D} + \frac{L \cdot \delta \cdot W \cdot \gamma \cdot V^2}{75 \cdot 2 \cdot g}, \quad (2)$$

где L — длина фрезы, м; a — пнистость торфяного массива, %; δ — глубина фрезерования, мм; V — скорость резания, м/с; D — диаметр фрезы по концам ротационных ножей, м; W — относительная влажность торфа, %; g — ускорение свободного падения, м/с²; $\left(L - \frac{a \cdot L}{100}\right) \cdot \delta \cdot W$ — объем торфяной стружки, м³/с; K_1 — работа, кгм, требуемая для измельчения 1 м³ торфяного массива без пня (коэффициент сопротивления резанию торфа, кг/см²);

$K_1 = 5 \cdot 10^4 \text{ кгм/м}^3$; $\frac{\delta \cdot W \cdot L \cdot a}{100}$ — объем древесной стружки, $\text{м}^3/\text{с}$; K_2 — работа, кгм , требуемая для измельчения 1 м^3 древесных остатков (коэффициент сопротивления резанию древесины, кг/см^2); $K_2 = 2 \cdot 10^6 \text{ кгм/м}^3$; μ — коэффициент трения стружки о торф ($\mu = 0,5$); γ — объемный вес торфа, кг/м^3 ; e — длина дуги поверхности трения;

$$e = \frac{2}{3} \sqrt{\delta \cdot D} \quad (3)$$

Исследования, проведенные профессором Огородниковым С. П. [1], выполнялись с целью изучения процесса подводного резания связных торфяных грунтов применительно к работе грунтозаборных устройств землесосных снарядов. Параллельно проводилось исследование в надводном и подводном забоях, которое позволило выяснить качественную и количественную связь между этими процессами резания торфяных грунтов.

Исследования зависимости усилия резания от глубины резания показали, что зависимость $P = f(h)$ имеет вид показательной функции

$$P = mh^n, \quad (4)$$

где $m = 4,6 \dots 6,9$ и $n = 1,0 \dots 1,26$ (в среднем $n = 1,15$).

Оптимальная зона по углу резания для подводных условий сдвинута в зону больших значений угла резания по сравнению с сухим резанием ($30 - 40^\circ$ вместо $20 - 35^\circ$). Влияние угла резания на усилие резания в подводных условиях необходимо учитывать коэффициентом

$$M_a = 0,78 + 0,01\zeta, \quad (5)$$

где ζ — угол резания, град.

Зависимость усилия резания от ширины резания показала, что зависимость $P = f(b)$ имеет вид прямой линии

$$P = K + mb, \quad (6)$$

где K и m — коэффициенты ($K = 10$ и $m = 0,65$); b — ширина резания, мм .

При резании грунта в подводных условиях влияние скорости резания на усилие резания заметно и обязательно должно учитываться при расчетах. Для торфяного грунта коэффициент, учитывающий влияние скорости резания на усилие резания в подводных условиях, может быть определен из выражения

$$m_v = 0,86 + 1,4V. \quad (7)$$

Отсюда рекомендуется следующая расчетная формула для определения усилия резания связных торфяных грунтов в подводных условиях:

$$P = K_1 \cdot b \cdot h^n \cdot m_a \cdot m_v \cdot m_\phi \cdot m_e + K_2 \cdot t' \cdot b, \quad (8)$$

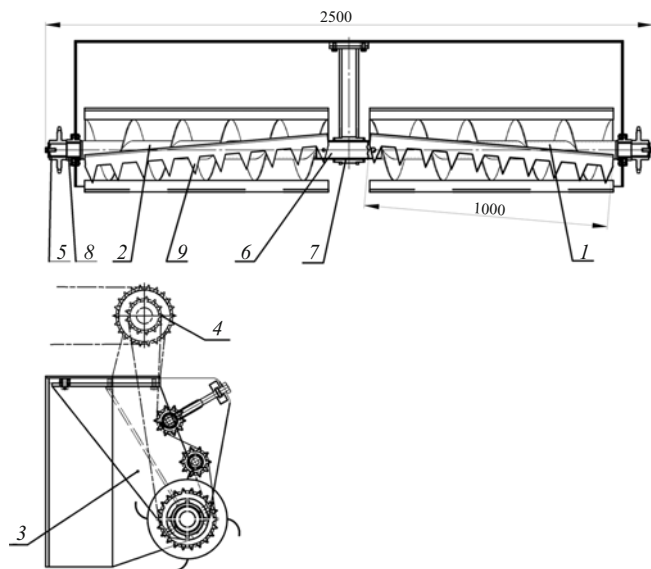
где K_1 — коэффициент удельного сопротивления грунта резанию, кг/см^2 (для обводненных торфяных грунтов $0,4 - 1,1 \text{ кг/см}^2$); b — ширина резания, см ; h — глубина резания, см ; n — показатель степени (для торфа $0,8 - 0,95$); m_a — коэффициент, учитывающий влияние угла резания на усилие резания; m_v — то же — скорости резания на усилие резания; m_ϕ — то же — формы ножа на усилие резания ($0,9 - 1,1$); m_e — то же — водной среды; K_2 — удельное сопротивление грунта смятию, кг/см^2 ; t' — толщина режущей кромки ножа, см .

В предложенной формуле определения усилия подводного резания связных торфяных грунтов первый член выражает затраты мощности на сдвиг (скалывание) стружки при резании, а второй — на преодоление сопротивления грунта смятию, вызванное затуплением режущей кромки ножей. При сплошном фрезеровании торфяной залежи землесосным снарядом встречаются пнистые включения, содержание которых по разным месторождениям торфа колеблется от 1 до 5 %.

Проблема разработки торфяной залежи, содержащей пни, путем сплошного фрезерования торфа в естественном обводненном состоянии вместе с пнем, находящемся в условиях повышенной влажности, технически реализуема [1]. При подводном резании древесины картина меняется вследствие наличия водной среды, сильно влияющей на влажность древесины. Известно, что влажность оказывает большое влияние на физико-механические свойства древесины. Так, например, Верщадский А. Л. отмечает, что при влажности 5 % временное сопротивление сосны на сжатие вдоль волокон составляет около 900 кг/см^2 , тогда как при влажности 30 % — 200 кг/см^2 .

При гидромеханизированной разработке торфяной залежи рабочий орган землесосного снаряда может столкнуться с древесиной под любым углом к направлению ее волокон, поэтому для расчета мощности привода необходимо учитывать расход энергии на фрезерование как вдоль, так и поперек волокон и в торец.

Исследованиями Лукьянова А. Д. [3] по определению удельного расхода энергии подводного резания древесины при разработке лесотопяной залежи со степенью разложения 32 %, пнистостью 1,72 – 2,5 % средней влажности по всей глубине экскавации 83 % получены следующие результаты расхода электроэнергии на фрезерование и переработку залежи: при пнистости 2,5 % —



Общий вид фрезерно-шнекового грунтозаборного устройства:

1 – шнек левый; 2 – шнек правый; 3 – опора шнековая; 4 – цепная передача; 5 – звездочка; 6 – ось; 7, 8 – втулка; 9 – фрезерный нож

0,96 кВт · ч/м³; 1,72 % — 0,68 кВт · ч/м³;
0 – 0,24 кВт · ч/м³.

Горинштейн Д. Л. определил коэффициент сопротивления резания торфу торфяной залежи

$$K = c\delta^m, \quad (9)$$

где K — коэффициент сопротивления резанию, кг/см²; δ — толщина срезаемого слоя, см; c — постоянный коэффициент, численно равный коэффициенту сопротивления резания при глубине срезаемого слоя 1 см и характеризующий свойства залежи; m — показатель степени, характеризующий при заданных параметрах резания скорость изменения K в зависимости от изменения глубины срезаемого слоя торфа.

Установлено, что при изменении глубины фрезерования от 5 до 15 мм коэффициент сопротивления резанию изменяется от 3,4 до 1,9 кг/см². Численные значения коэффициента c изменяются в пределах 1,9 – 3,4 кг/см², коэффициент $m = 0,5 \dots 0,7$.

Исследованиями Павлова А. Н. [5] выявлено соотношение сопротивления коэффициентов сопротивления резанию торфа и пня в зависимости от угла резания и толщины снимаемой стружки, причем с изменением толщины стружки от 2 до 4 мм оно изменяется незначительно и рекомендует оптимальный угол резания 45°.

Удельный расход энергии на валу фрезы уменьшается с увеличением скорости подачи. Для безпнистой залежи удельный расход энергии уменьшается с 6,7 кВт · ч на 100 м³ при скорости подачи 0,74 м/с до 5,2 кВт · ч на 100 м³ при скорости подачи 2,22 м/с. Для залежи с пнистостью 3 % удель-

ный расход энергии уменьшается с 17,2 кВт · ч на 100 м³ при скорости подачи 0,74 м/с до 12,6 кВт · ч на 100 м³ при скорости подачи 2,22 м/с. Снижение удельного расхода энергии на валу фрезерного устройства при увеличении подачи вызвано увеличением толщины снимаемой стружки торфа.

Исследованиями Покаместова В. В. установлено, что сплошное подводное фрезерование целесообразно применять с содержанием древесных включений до 3 %, а это колоссальные запасы торфа. Так, по состоянию на 1 января 2000 г. прогнозные ресурсы торфяных месторождений Тверской области составляют 476 379. тыс. т. Из них только в Кувшиновском, Торопецком, Западнодвинском районах месторождения торфа с запасами более 3000 тыс. т и пнистостью (Пн.) менее 3 % составляют более 60 %. Это месторождения Большой Мох, Пн. < 1,3 %; Выровское, Пн. < 0,45; Емельянкин Мох, Пн — 2,2 %; Битый камень, Пн. — 1,3 %; Котовский Мох, Пн. — 0,2 %; Ключевский Мох, Пн. — 0,2 %; Сморун, Пн. — 0,9 % и др.

Удельный расход энергии на фрезерование торфа вместе спнем при содержании последнего в пределах залежи 2,8 – 3 % составляет в среднем 0,5 кВт · ч/м³.

Приведенные выше материалы исследований по резанию торфяных грунтов, находящихся в естественном обводненном состоянии, указывают, что процесс резания торфяных грунтов очень сложен, так как он обусловлен влиянием большого количества факторов, особенно водной среды. С одной стороны, водная среда способствует разрушению грунта (за счет уменьшения связи между частицами грунта из-за избыточной влагонасыщенности), а с другой — вызывает дополнительный расход энергии, вызванный плотностью среды.

Анализ литературного материала, а также гидромеханизированных работ позволяют сделать вывод, что на принципе сплошного фрезерования торфа вместе с древесиной непосредственно в забое могут быть созданы эффективные грунтозаборные устройства земснарядов для разработки пнистых торфяных грунтов в их естественном, обводненном состоянии.

Грунтозаборное устройство землесосного снаряда является основным рабочим органом для отделения торфа от массива, разрушения, диспергирования и перемещения разрушенной торфяной массы во всасывающее устройство.

Таким грунтозаборным устройством может быть устройство фрезерно-шнекового типа (рисунк), разработанное для землесосного снаряда, производительностью 100 м³/ч.

Как показали экспериментальные исследования [1] усилия резания торфа, находящегося в естественном, обводненном состоянии, объемным рыхли-

телем фрезерно-шнекового типа, при увеличении глубины резания меняется характер деформации торфяного грунта лобовой поверхностью рабочего органа. В верхней зоне, непосредственно примыкающей к внешней поверхности, рабочий орган взаимодействует с торфом уже нарушенного сложения, где происходят дробление, сдвиг и выпирание в сторону поверхности массива грунта. Начиная с определенной глубины, торф подвергается периодическому сжатию с последующим отрывом его от целика. Возникает переходная зона. При дальнейшем увеличении глубины торфяной грунт под воздействием рабочего органа подвергается постоянно упругопластическому сжатию и вытесняется вниз и в стороны, при этом существенно уплотняется.

Определяющее значение для эффективной работы фрезерно-шнекового рыхлителя имеет направление вращения шнеков, поскольку необходимо, чтобы отделенный фрезой торф сразу захватывался винтовой поверхностью и принудительно попадал в межвитковое пространство шнека. Вращающиеся шнеки должны прижимать торф к лобовой поверхности защитного эллипсообразного экрана. Экран препятствует всплыванию торфа и выносу за пределы грунтозаборного устройства. Он также регулирует потоки в сторону всасывающего устройства и способствует перемещению торфа во всасывающее устройство, а не откидывает его вперед к нижней части шнека, образуя призму, которая будет постоянно возрастать и мешать процессу фрезерования. Зазор между периферией винтовой поверхности ротационных ножей и лобовой поверхностью экрана должен быть минимальным. Наличие какого-либо увеличенного зазора между указанными элементами приводит к нерациональной затрате энергии на преодоление сил трения торфа о лобовую поверхность экрана и образование зон зависания торфа.

Процесс транспортирования торфа шнеком характерен тем, что к торфу, который транспортируется в каждом витке, непрерывно подается торф, который срезается фрезами.

Этот рабочий орган должен быть прост конструктивно, создавать наименьшие гидравлические сопротивления и обеспечивать эффективную переработку торфяных грунтов способом фрезерования под водой. Для исключения значительного выноса грунта из зоны всасывания быстровращающимися фрезами всасывающий наконечник следует размещать вдоль образующих фрез и развернутым щелевидным отверстием навстречу потоку торфяного грунта, с фрез и шнекового питателя. При такой компоновке грунтозаборного устройства представляется возможным обеспечить взаимоувязку скоростей вращения фрез, шнекового питателя, и скоро-

стей всасывания, как по величине, так и по направлению.

Выводы

1. Можно утверждать, что при современном состоянии уровня технического развития промышленности можно создавать землесосные снаряды, которые при соответствующих технологических и конструктивных решениях, учитывающих специфику подводной разработки грунтов, оснащенные специальными рабочими органами, способны разрабатывать сплошным фрезерованием торфяные грунты в подводном забое в его естественном состоянии с учетом возможного наличия пней до 3 – 4 %.

2. Требуется постановка и проведение теоретических, экспериментальных и производственных исследований по выявлению основных закономерностей процесса подводного фрезерования торфяных грунтов и создание на этой основе эффективных рабочих органов, (в чем участвуют и авторы статьи) в рамках федеральной целевой программы.

Работа выполнена в рамках федеральной целевой программы “Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007 – 2013 годы” научно-исследовательские работы по лоту шифр “2011-1.5-515-063” по теме: “Создание основ природоохранной гидромеханизированной технологии добычи торфа из обводненных месторождений для производства торфяной продукции энергетического и технологического назначения” (шифр заявки “2011-1.5-515-063-007”). Государственный контракт № 16.515.11. 5086.

Список литературы

1. *Огородников С. П.* Исследования подводного резания связанных грунтов и рыхлителей для малогабаритных земснарядов, ВНИИГиМ. Отчеты: 1956, 1960, 1961.
2. *Верцадский А. Л.* Справочник по расчету режимов резания древесины. М.: Гослесбумиздат, 1962.
3. *Лукьянов А. Д.* Экспериментальное исследование фрезерования торфяной залежи с древесными включениями и расчет основных параметров фрез: Дис. ... кандидата техн. наук. КПИ.
4. *Горинштейн Д. Л.* К вопросу исследования фрезерования торфяной залежи: Дис. ... кандидата техн. наук. МТИ, 1946.
5. *Павлов А. Н.* К вопросу о фрезеровании пнистой торфяной залежи и применении автоматики регулирования подачи фрезерующих устройств в зависимости от сопротивления: Дис. ... кандидата техн. наук. МПИ, 1931.
6. *Покаместов В. В.* Исследование процесса подготовки поверхности торфяных залежей глубоким сплошным фрезерованием: Дис. ... кандидата техн. наук. КПИ, 1962.
7. *Штин С. М., Штин А. М.* Патент № 103819 от 27. 04. 11 г. на полезную модель “Широкозахватное фрезерно-шнековое грунтозаборное устройство землесосного снаряда для разработки торфяных грунтов”.

Причины недобора мощности гидроагрегатов Шамалдысайской ГЭС

Айткеев Б. Б., кандидат техн. наук, начальник отдела технической политики, модернизации и развития (ОАО “Электрические станции”)

Указаны причины недобора мощности гидроагрегатов Шамалдысайской ГЭС, приведены варианты конструкции фиксации гайки поршня сервомотора рабочего колеса, даны рекомендации и выводы по недопущению подобных случаев при сборке агрегатов пускового энергетического комплекса.

Ключевые слова: система регулирования, вибрация, переток масла, недоразворот лопастей, фиксация гайки, нарушение работы агрегата.

На Шамалдысайской ГЭС установлено три гидротурбины Сызранского гидротурбинного завода мощностью МВт, тип турбины ПЛ40/587а-В-680, гидрогенераторы НПО “Элсиб” типа СВ-1210/122-60. Первый гидроагрегат введен в работу в 1992 г., второй — в 1994 г. и третий — в 1995 г.

С марта 2010 г. наблюдались недобор мощности ГА-1 в пределах 5 МВт и угол разворота не более 5°, недобор мощности ГА-3 в пределах 13 МВт и угол разворота рабочего колеса не более – 2° при проектном развороте 12°. В связи с этим в 2011 г. для выяснения причин недобора мощностей агрегатов произведены замеры по испытанию системы регулирования гидроагрегатов № 1 и № 3 и замеры по перетоку масла в системе регулирования гидроагрегатов № 1 и № 3 (таблица). Также была получена консультация по определению неисправности работы регуляторов скорости ЭГРК-150-8 от конструкторов завода ОАО “ЛМЗ”. По системе регулирования гидроагрегатов не было замечаний. В июне 2011 г. были приглашены инженеры-конструкторы Сызранского гидротурбинного завода для выяснения причин недоразворота лопастей рабочих колес ГА-1 и ГА-3. После некоторых замеров хода штока рабочего колеса вышеуказанных агрегатов пришли к заключению, что из-за ослабления гайки крепления поршня сервомотора образовался люфт порш-

ня по штоку. Для устранения причины недоразворота лопастей рабочего колеса было принято решение произвести капитальный ремонт ГА-1 с выемкой рабочего колеса. И с 1 августа по 15 ноября 2011 г. был запланирован капитальный ремонт ГА-1 с выемкой ротора и рабочего колеса.

8 сентября 2011 г. была произведена выемка вала турбины и в рабочем колесе обнаружено нарушение фиксации гайки поршня сервомотора от

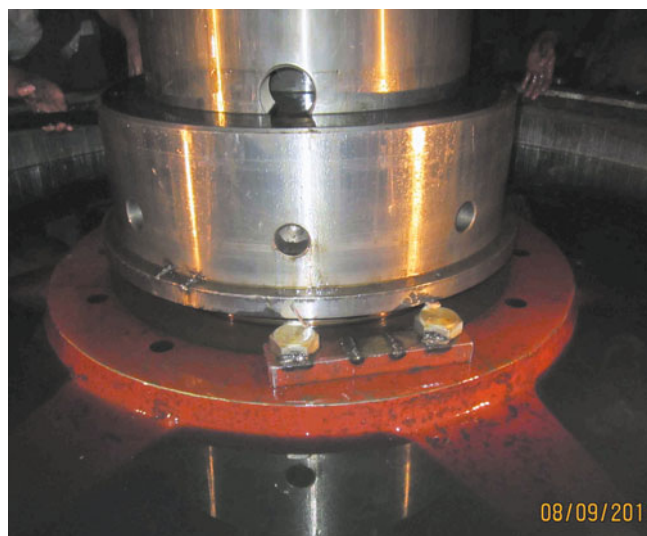


Рис. 1. Гайка поршня сервомотора рабочего колеса ГА-1

Данные замеров перетока масла в системе регулирования

Агрегат	Положение НА	Положение РК (град.)	Показание манометра РК “закр”, кг/см ²	Показание манометра РК “откр”, кг/см ²	Работа насоса в котел, с	Время стоянки (отдых) насоса, с	Соотношение
1	Закрытое	Закрытое (– 11)	24,0	0	115	104	1:1
	Закрытое	Среднее (0)	6,0	7,0	58	911	1:15
	Закрытое	Открытое (+ 5,5)	2,5	38,5	99	131	1:1
3	Закрытое	Закрытое (– 15)	39	1	65	222	1:3
	Закрытое	Среднее (– 5)	11	11	56	1032	1:18
	Закрытое	Открытое (– 2)	0	40	57	378	1:6

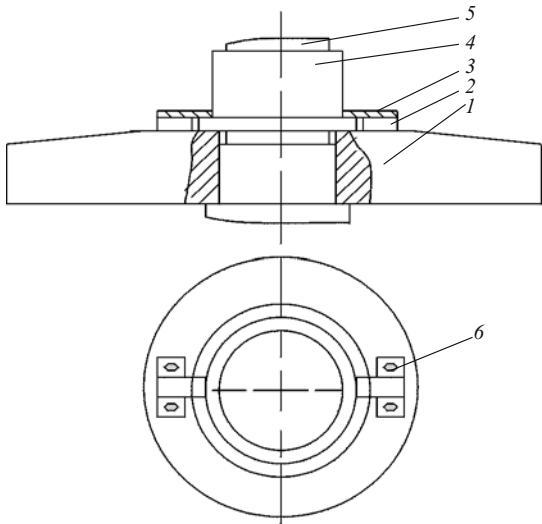


Рис. 2. Положение узлов рабочего колеса ГА-1 до нарушения работы:

1 — поршень рабочего колеса; 2 — планка; 3 — фиксирующая планка (фиксация выполнена сваркой); 4 — гайка; 5 — шток; 6 — болт

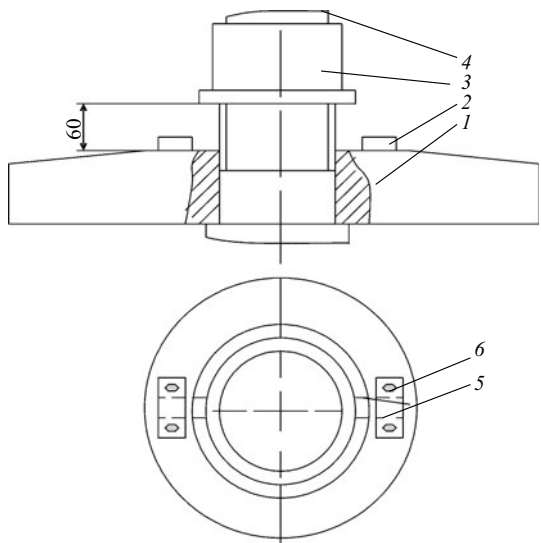


Рис. 3. Положение узлов рабочего колеса ГА-1 после нарушения работы:

1 — поршень рабочего колеса; 2 — планка; 3 — гайка; 4 — шток РК; 5 — следы сварки; 6 — болт

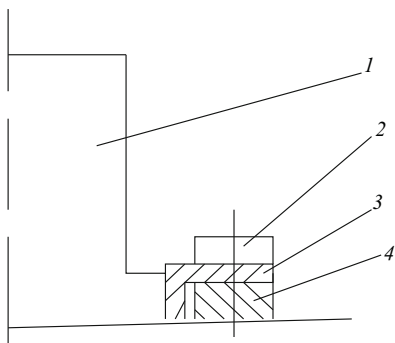


Рис. 4. Фиксация гайки поршня РК по сборочному чертежу рабочего колеса ГА-1:

1 — гайка; 2 — болт; 3 — фиксирующая планка; 4 — планка

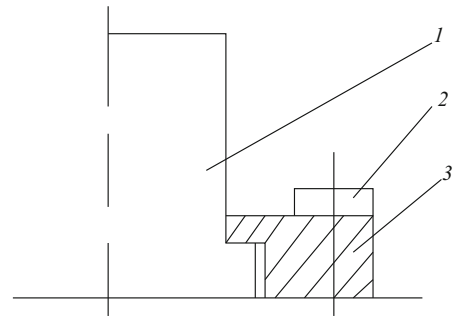


Рис. 5. Фиксация гайки поршня РК по сборочному чертежу гидроагрегата:

1 — гайка; 2 — болт; 3 — фиксирующая планка

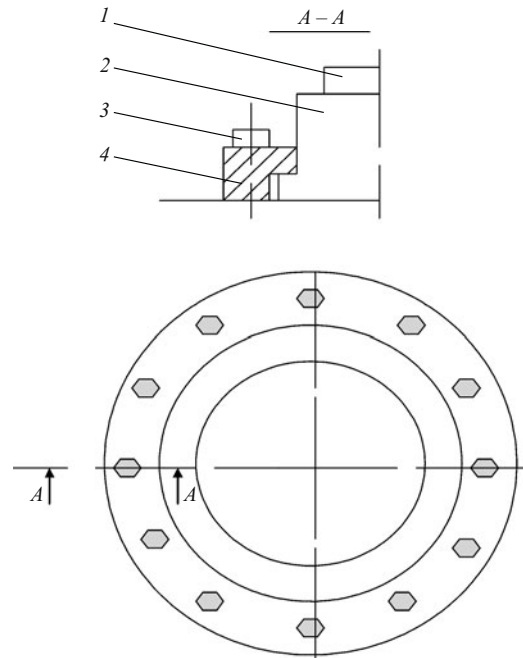


Рис. 6. Фиксация гайки-поршня рабочего колеса ГА-1 после восстановительного капитального ремонта:

1 — шток; 2 — гайка; 3 — болт; 4 — фиксирующая планка (кольцо)

проворота при помощи планок со сваркой. В результате от вибрации в системе регулирования прихваченные сваркой планки выпали и гайка открутилась по штоку на расстояние 60 мм от поршня рабочего колеса (рис. 1) и вследствие этого, когда поршень перемещался вверх по штоку (при подаче давления под поршень на открытие рабочего колеса), то поршень упирался в крышку вала турбины и, соответственно, прекращалось дальнейшее движение поршня, т.е. прекращался дальнейший разворот лопастей рабочего колеса.

На рис. 2 показаны положения узлов рабочего колеса до нарушения работы агрегата № 1, а на рис. 3 — положения узлов рабочего колеса после нарушения работы агрегата № 1.

При осмотре сборочных чертежей рабочего колеса и агрегата выяснилось, что фиксация гайки по сборочному чертежу рабочего колеса выполнена, как показано на рис. 4, а по сборочному чертежу аг-

регата — как на рис. 5. В связи с этим было принято решение фиксацию гайки поршня рабочего колеса от проворота выполнить, как показано на рис. 6.

Кроме того, были ослаблены гайки крепления кинематики лопастей рабочего колеса на крестовине и гайка крепления самой крестовины.

Выводы

1. При сборке агрегата № 1 не было уделено достаточного внимания надежности фиксации гайки поршня сервомотора, что привело к нарушению работы агрегата № 1.

2. Из-за расхождения выполнения чертежей по фиксации крепления гайки поршня сервомотора

рабочего колеса заводом-изготовителем (Сызранским гидротурбинным заводом) остается только догадываться, что фиксация гайки при помощи двух планок со сваркой выполнена монтажной организацией по рекомендации или представителя завода, или заказчика.

3. При первичной сборке агрегата для пускового энергетического комплекса присутствие шеф-инженера — представителя завода изготовителя обязательно для таких ответственных узлов агрегата, как рабочее колесо.

4. Восстановление узлов рабочего колеса привело к большим финансовым затратам энергокомпании.

Результаты технического мониторинга нижнего бьефа Курейской ГЭС

Гуляев С. И., инженер (Курейская ГЭС), Пантелеев В. И., доцент,
Спирин Е. С., инженер, Похабов В. И., доктор техн. наук
(Сибирский федеральный университет)

Рассматривается частный случай гидродинамического воздействия потока водосброса на подпорные стены отводящего канала ГЭС. Обосновывается вывод о необходимости учета гидродинамического скоростного и волнового воздействия потока водосбросов на ограждающие конструкции отводных каналов.

Ключевые слова: Курейская ГЭС, водосброс, яма размыва, подпорная стена, волновой фронт, волновые воздействия.

Технический подводный мониторинг нижнего бьефа Курейской ГЭС проводился в феврале 2003 г. Сильные течения, возникающие в нижнем бьефе при работающих гидроагрегатах ГЭС и сопровождаемые мощными флуктуациями, мешали эффективной работе водолаза под водой. В связи с этим по согласованию с энергетической системой было решено на время подводных работ остановить гидроэлектростанцию. После остановки гидроагрегатов вода из нижнего бьефа стала уходить и можно было проводить обследование, которое в результате показало, что:

имеются подмывы под бетонную облицовку с правого борта отводящего канала ГЭС вследствие воздействия флуктуаций потока, выходящего из отсасывающей трубы пятого агрегата;

имеются подмывы глубиной до 6 м под подпорные стены левого борта отводящего канала ГЭС на участке длиной около 35 м на расстоянии 125 м от оси гидроагрегатов (рис. 1).

Был проведен анализ возможных причин подмывов под подпорные стены (рис. 2, вертикальный масштаб в 3,6 крупнее горизонтального). Оценка делалась для расхода 10 % обеспеченности $Q = 7900 \text{ м}^3/\text{с}$.

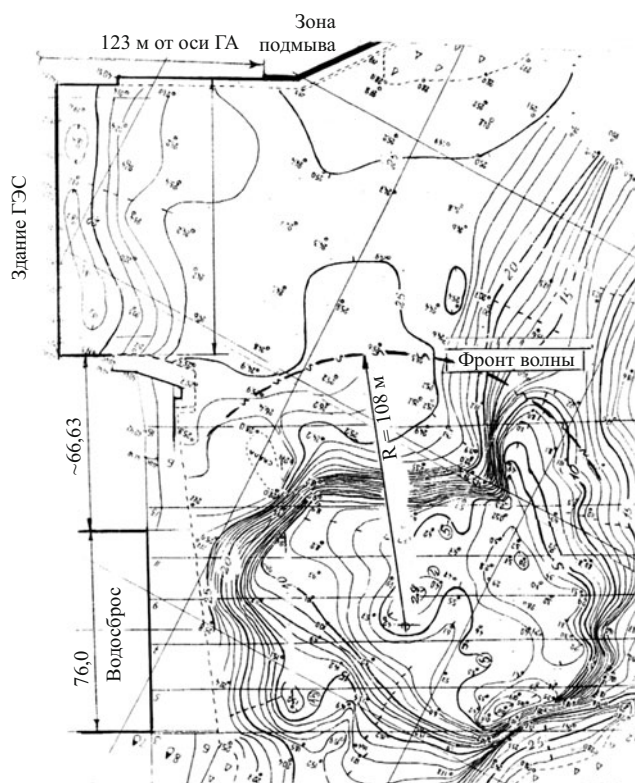


Рис. 1. Результаты обследования ямы размыва водосброса Курейской ГЭС прямой геодезической съемкой. Отмечены характерные горизонталы

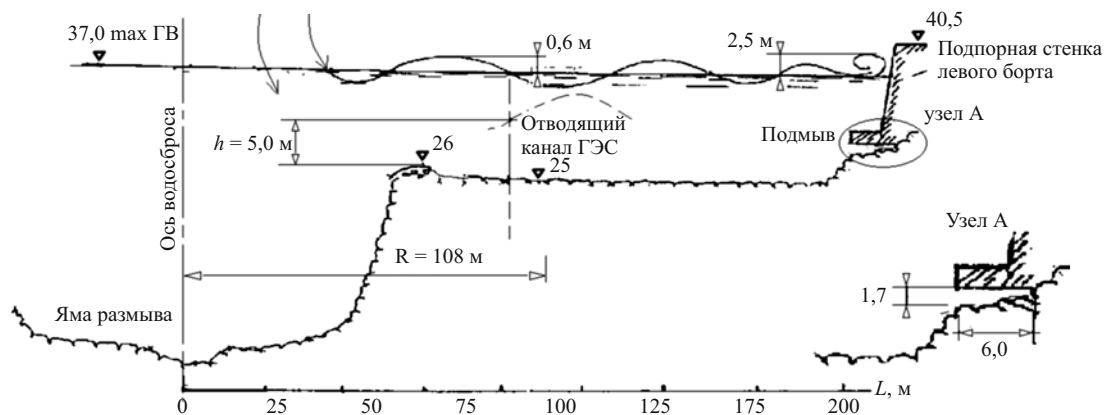


Рис. 2. Схема формирования волнового фронта при работе водосброса

Согласно рис. 1, по волновому фронту радиусом 108 м удельный расход равен $11,65 \text{ м}^2/\text{с}$. Средняя скорость потока на 1 пог. м волнового фронта при глубине 12 м относительно дна отводящего канала ГЭС не превышает 1 м/с, при этом кинетическая энергия единицы объема жидкости \mathcal{E}_k равна 50 кгм; при глубине 5 м $v = 2 \text{ м/с}$, $\mathcal{E}_k = 204 \text{ кгм}$. Энергия единицы объема, падающего с носка трамплина, $\mathcal{E}_п = 13\,260 \text{ кгм}$. Таким образом, $\mathcal{E}_п > \mathcal{E}_k$. Следовательно, подмывы под подпорные стены обусловлены преимущественно волновыми явлениями.

Оценка возникающих волн [1, 2] показала, что при $Q = 7900 \text{ м}^3/\text{с}$ вероятная амплитуда волны при $h = 10 \text{ м}$, $R = 108 \text{ м}$, $\alpha = 0,6 \text{ м}$, $\lambda = 64 \text{ м}$, $v = 7 \text{ м/с}$. При глубине $h = 5 \text{ м}$, $\alpha = 0,9 \text{ м}$, $\lambda = 31 \text{ м}$, $v = 10 \text{ м/с}$.

При пропуске паводков персонал Курейской ГЭС дает примерно такие же оценки. Здесь следует учитывать также воздействие флуктуации потока.

Можно привести и другие примеры, когда волны от ямы размыва при работе водосброса разрушают береговые сооружения. Так, на Красноярской ГЭС подверглись подмывам бетонные крепления

левого берега ниже высоконапорной гидравлической лаборатории. Подмывы ликвидированы бетонированием под плиты. На Мамаканской ГЭС для предотвращения разрушения левого берега отводящего канала от волнового воздействия на границе между ямой размыва и отводящим каналом возведен пирс из тяжелых бетонных плит.

Вывод

При проектировании водосбросов с отбросом струи и развитием ямы размыва кроме гидравлических расчетов необходимо проводить анализ волновых явлений, возникающих при работе водосброса, и делать оценку воздействия волн на сооружения, находящиеся в зоне их досягаемости.

Список литературы

1. Благовещенский С. Н., Холодилин А. Н. Справочник по статике и динамике корабля. — Л.: Судостроение, 1976. Ч. 2.
2. Справочник по теории корабля / Под ред. Я. И. Войткунского. — Л.: Судостроение, 1985. Ч. 1.

Метрологическая надежность струнных датчиков

Коновалов И. К., Пилюзин А. В., инженеры (ОАО “НИИЭС”)

Авторы предлагают продолжать эксплуатировать струнные датчики сверх гарантированного срока наработки на отказ (при отсутствии явных отказов) с развитием использования методики “неопределенности измерения”, входящей в мировую практику, с целью преодоления противоречия между законодательной метрологией и практикой.

Ключевые слова: метрологическая надежность, средства измерения, струнные датчики, метрологический отказ, неопределенность измерения, погрешность измерения, увеличение срока наработки до отказа, методика GUM.

Надежность — это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных условиях применения [1].

Метрологическая надежность — это свойство средств измерений сохранять установленные значения метрологических характеристик в течение определенного времени при нормальных режимах и рабочих условиях эксплуатации.

Термин “датчик” означает конструктивно обособленный первичный преобразователь входной физической величины в электрический сигнал, от которого поступают эти электрические сигналы [2]. Действительно, он даёт измерительную информацию о физической величине.

Принцип действия струнных датчиков (СД) основан на изменении частоты собственных колебаний резонатора (струны) от изменения её жесткости. Эти датчики давно и широко используются во всех областях техники, так как обладают высокой точностью и стабильностью. Подробнее об особенностях конструкций СД и области их применения для контроля безопасности крупных гидротехнических сооружений написано в работе [3].

Количественные показатели надежности средств измерения [4] задают в виде показателей средней наработки до отказа и среднего срока службы. Применительно к СД эти показатели определяют в основном предельно допустимое значение погрешности измерения на весь срок их эксплуатации. В соответствии с требованиями отечественной законодательной метрологии, эти показатели, по существу, нормируют время получения достоверной измерительной информации от эксплуатируемых СД с момента начала эксплуатации до её прекращения.

Значение погрешности измерения монотонно растет за время эксплуатации от значения основной погрешности измерения, установленной при градуировании, до достижения предельного значения погрешности и наступления деградационного отказа. Поэтому метрологическая аттестация СД при выпуске их в обращение предусматривает назначение предельного значения погрешности измерения, а не основной погрешности измерения.

Зарубежные поставщики СД, аналогичных нашим, при выпуске датчиков в обращение в каталогах указывают только основную погрешность измерения, при этом пишут, что указанные СД стабильно работают длительное время и редко указывают срок службы датчиков. По этой причине, на первый взгляд, зарубежные СД имеют значительно меньшую погрешность по сравнению с отечественными. На самом деле это далеко не так.

ОАО “НИИЭС” длительное время проводит исследования метрологической надежности отечественных СД с целью создать современные высоконадежные струнные датчики, способные выдерживать конкуренцию с лучшими образцами зарубежных аналогов [5]. На основании этих исследований нам удалось разработать новую конструкторскую и нормативно-техническую документацию на модернизированные струнные измерительные преобразователи (СИП), выгодно отличающиеся от прежних более высокими техническими характеристиками и повышенной надежностью. Отметим, например, расширение измерительного диапазона и уменьшение дополнительной погрешности измерения всех модернизированных СИП от изменения температуры. Наиболее важным отличием модернизированных СИП является увеличение срока службы наработки до отказа до 17 лет против 14 лет у прежних.

Модернизированные СИП прошли сертификационные испытания, получили свидетельства об утверждении типа средств измерений и включены в госреестр средств измерений, допущенных к применению в Российской Федерации.

Начиная с 2010 г. ОАО “НИИЭС” приступило к изготовлению модернизированных СИП.

Увеличение среднего времени наработки до отказа до 17 лет в настоящее время является недостаточным сроком. В данной статье показана возможность увеличения показателей метрологической надежности СД.

В процессе эксплуатации средств измерений может возникнуть нарушение их работоспособного состояния — отказ. Явные отказы вследствие их случайности для конкретного средства измерения прогнозировать нельзя, однако их легко обнаружить и зафиксировать. Сложнее дело обстоит с диагностикой постепенных отказов или так называемых

мых деградиционных отказов, обусловленных естественными физико-химическими процессами, протекающими в преобразовательных элементах средств измерения во время их эксплуатации, такими, например, как упругие несовершенства металлов, их старение, коррозия и усталость. Протекание этих процессов приводит к тому, что со временем метрологические характеристики средств измерения перестают соответствовать установленным для них нормам и наступает метрологический отказ.

Метрологическим отказом называют выход метрологических характеристик средств измерения за допустимые пределы нормативных значений. Понятие метрологического отказа является в известной степени условным, поскольку определяется допуском на метрологические характеристики, которые в общем виде меняются в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

Нужно отметить также, что зафиксировать точное время наступления метрологического отказа невозможно из-за скрытого характера его проявления. По этим причинам в настоящее время обеспечение метрологической надежности средств измерения приводится в соответствие с методиками, основанными на положениях классической теории надежности. Согласиться с этим нельзя, так как опыт показывает, что между фактической надежностью средств измерения и такой ее оценкой разрыв может быть очень велик. По нашим исследованиям [5] струнные средства измерения могут иметь различия в сроках фактического и нормативного срока службы в 2 – 3 раза.

Таким образом, система обеспечения метрологической надежности средств измерения в настоящее время только складывается [6]. Эта ситуация вводит в заблуждение разработчиков средств измерения, ориентируя их на увеличение стоимости этих устройств, что может оказаться бесполезным с точки зрения соответствия фактической метрологической надежности установленным требованиям.

Возникает вопрос: можно ли использовать измерительную информацию, полученную от СИП, после истечения установленного в нормативно-технической документации времени наработки до отказа?

Согласно современной метрологии достоверными можно считать измерения, которые имеют известные значения погрешности измерения и ее доверительную вероятность. С этой точки зрения после истечения срока наработки до отказа погрешность не может быть известна. В СТО [7] записано, что измерительная информация, получаемая от средств измерения, у которых истекло время нормативного срока службы, не может быть использована для оценки технического состояния объекта и обеспечения его безопасности.

Непросто понять, почему струнный датчик, бесперебойно работавший в течение 17 лет, на следующий день после истечения срока службы перестает исправно работать. Поэтому в практике натурных наблюдений за сооружениями такие струнные датчики стали называть “индикаторами” и продолжать фиксировать информацию, поступающую от них, несмотря на юридический запрет использовать эту информацию в качестве измерительной.

Мы считаем, что использование термина “индикатор” некорректно для этих средств измерения, так как под этим термином принято понимать техническое устройство для установления только факта существования входного сигнала. Нам представляется также нецелесообразным прекращать получение измерительной информации от струнных датчиков с истекшим сроком службы, поскольку наши исследования СД показывают, что погрешность измерения растёт во времени по экспоненциальному закону и среднее время выхода погрешности измерения за допустимые значения (равное 2 %) при отсутствии явных отказов может превышать 30 лет [5].

Существующие противоречия между законодательной метрологией и практикой использования измерительной информации, получаемой от струнных датчиков после истечения срока службы, можно преодолеть, если дополнить практику нормирования погрешности измерения понятием “неопределенность измерения”.

Считается, что термин “неопределенность измерения” приходит на смену термину “погрешность измерения”. Однако это не совсем так, потому что термин “неопределенность измерения” только дополняет понятие “погрешность измерения” в определенных случаях.

В настоящее время в нашей стране для описания точности результата измерения используют аппарат расчета характеристик погрешности измерения в виде “допустимых значений погрешности измерения”, “доверительных границ погрешности измерения”. В 1993 г. выпущен документ ИСО/МЭК “Руководство по выражению неопределенности измерения” (GUM), в котором введено понятие “неопределенность измерения”, и во всем мире в сертификатах калибровки начали указывать не погрешности измерения, а другие характеристики — “суммарную стандартную неопределенность” и “расширенную неопределенность”.

В 2009 г. опубликован важнейший документ ICGM104:2009 “Оценивание данных измерения: Введение “Руководство выражения неопределенностью измерения”. Подход этих документов нацелен на выражение результата измерения как лучшей оценки измеряемой величины, его неопределенности измерения.

Одно из основных преимуществ подхода GUM – это возможность оценивать качество измерений, учитывая погрешность не на основе традиционной методики “анализа погрешностей”, а путем перевода её на вероятностную основу посредством концепции “неопределенности измерения”. В этом случае, если условия измерения отличаются от нормативных, то в модель измерения вносятся корректирующие члены, соответствующие систематическим погрешностям. Определив оценку таких погрешностей, соответственно корректируют результаты измерения.

Измеряемая величина, как в нашем случае, может зависеть от времени. Это должна учитывать модель измерения так, чтобы конкретному результату соответствовало измерение, проведенное в определенном момент времени.

Применительно к измерительной информации, получаемой от струнных датчиков, установленных в объекте, понятие “неопределенность измерения” следует использовать для оценки точности характеристик измерительной информации, получаемой после истечения времени наработки на отказ. Для идентификации этих средств измерения целесообразно использовать термин “датчик” в отличие от СИП, у которых не зафиксирован явный отказ и не истек срок службы. Для этих струнных датчиков модель измерения может быть представлена в виде

$$Y = f(x_1, x_2, \dots, x_{m-1}, x_m),$$

где Y — выходная физическая величина; $x_1, x_2, \dots, x_{m-1}, x_m$ — входные величины.

В качестве входной величины в модель, кроме измерительной величины, входят переменные численные значения, в том числе с учетом фактора времени и неопределенности которых известны по результатам исследований, а также поправки к результатам измерения на известные систематические эффекты, основные и дополнительные погрешности. В этом случае модель измерения может быть использована как новая интерпретация старого уравнения косвенных измерений. Определение оценок $x_1, x_2, \dots, x_{m-1}, x_m$ — входных величин $x_1, x_2, \dots, x_{m-1}, x_m$ представляет собой нахождение их численных значений либо путем измерений, либо путем соответствующих исследований.

Именно результаты исследования метрологической надежности струнных датчиков, проведенных ОАО “НИИЭС”, можно использовать для учета влияния времени эксплуатации на оценку результата измерения.

Представляется целесообразным провести дополнительные метрологические исследования для получения количественных характеристик “неопределенности измерений”, а именно систематиче-

ских погрешностей измерений, возникающих при манипулировании параметрами импульса запроса колебаний струнного резонатора. Этот метод рекомендован в работах [8, 9] для получения измерительной информации от так называемых “проблемных” СИП, у которых отмечены отклонения от нормативных параметров выходных сигналов (например, амплитуда выходного сигнала, декремент затухания). Оценка влияния параметров импульса запроса на погрешность измерения дана в работах [10].

Очевидно, что такие СИП также должны быть идентифицированы термином “датчик” и на них должна быть распространена описанная выше модель измерения. Соответственно, для опроса СИП, не имеющих отклонения от нормативных параметров, недопустимо использовать вторичные измерительные приборы с параметрами импульса запроса, отличающимися от используемых при градуировании и выпуске в обращение.

Выводы

1. Создана новая линейка модернизированных струнных измерительных преобразователей (СИП), имеющих повышенные показатели метрологической надежности и других метрологических характеристик, превышающих показатели известных струнных преобразователей. Преобразователи прошли сертификационные испытания и включены в госреестр средств измерений, допущенных к применению в Российской Федерации.

2. Для увеличения срока наработки до отказа после истечения нормативного срока наработки до отказа (в случае отсутствия явных отказов) предложено идентифицировать СИП термином “датчик” и дополнительно нормировать их погрешность измерения с использованием методики GUM и понятия “неопределенность измерения”. Методика введения дополнительной погрешности с использованием понятия “неопределенность измерения” должна быть представлена в методике выполнения измерений, утвержденной метрологическими органами в установленном порядке.

3. СИП, у которых в установленном порядке зафиксированы отклонения значений неинформативных параметров выходного сигнала от нормативных, также необходимо идентифицировать термином “датчик”. Эти датчики должны иметь методику введения дополнительной погрешности измерения с использованием понятия “неопределенность измерения”.

Список литературы

1. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

2. РМГ 29 – 99 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения.
3. Угинчус А. А., Бомбчинский В. П. Контрольно-измерительная аппаратура. — М.: Гос. изд-во лит-ы по строительству и архитектуре. 1954.
4. ГОСТ 27.003–90. Состав и общие правила задания требований по надежности.
5. Бритвин С. О., Коновалов И. К. Исследования и анализ показателей надежности технических средств для диагностирования сооружений // Гидротехническое строительство. 2001. № 10.
6. Фридман А. Э. Теория метрологической надежности средств измерений и других технических средств, имеющих точностные характеристики: Диссертация доктора техн. наук. 05.11.15 СПб, 1994.
7. СТО 70238424.27140025-2009. Гидроэлектростанции. Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений. Метрологическое обеспечение и оценка технического состояния и работоспособности. Нормы и требования.
8. Пермякова Л. С., Рассказчиков В. А. и др. Напряженно-деформированное состояние элементов напорного тракта турбин Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2008. № 11.
9. Сахаров Г. Г., Дружинин А. Ю. и др. Новая модель прибора для оперативного контроля гидротехнических сооружений по закладной струнной КИА // Гидротехническое строительство. 2009. № 6.
10. Новицкий П. В., Кнорринг В. Г., Гутников В. С. Цифровые приборы с частотными датчиками. — Л.: Энергия. Ленинградское отделение, 1970.

Волноэнергетические ресурсы Каспийского моря

Бабаев Б. Д., доцент (ФГБОУ ВПО “Дагестанский государственный университет”),
 Волшаник В. В., доктор техн. наук, профессор
 (ФГБОУ ВПО “Московский государственный строительный университет”)

Дана оценка волноэнергетического ресурса акватории Каспийского моря.

Ключевые слова: энергия ветровых волн, возобновляемость, строительство волновых установок.

Возобновляющаяся энергия ветровых волн в океанах, морях, крупных озерах и водохранилищах является производной от энергии солнца и ветра. Средняя удельная мощность волнения Мирового океана составляет $2,7 \text{ Вт/м}^2$ [1]. Развиваясь на значительных расстояниях, измеряемых сотнями километров, волнение накапливает энергию, в результате чего в месте расположения волновых преобразователей оно оказывается в природно-концентрированном виде. Мощность ветровых волн, которая может быть полезно использована, оценивается в 2,7 млрд. кВт. Это примерно равно мощности всех действующих электростанций мира [1].

Главными и наиболее привлекательными особенностями энергии ветрового волнения являются возобновляемость, экологическая чистота преобразования. Для строительства волновых установок не требуется отчуждения плодородных земель, снижаются затраты на защиту от эрозии береговой зоны суши [1].

Проблема состоит в том, чтобы найти эффективные и экономичные способы преобразования энергии движущихся волн в такую механическую форму, которую можно использовать для привода электрических турбогенераторов. Поэтому большое значение имеют оценка волноэнергетического ресурса акватории Каспийского моря и поиск эффективных, расположенных на берегу устройств его использования, которые служили бы и как берегозащитные сооружения.

Основными волнообразующими факторами являются скорость и продолжительность действия ветра, длина разгон волн, а в условиях мелководья – и глубина. Каспийское море, находясь в зоне взаимодействия полярных и субтропических масс воздуха, относится к числу бурных. Штиль бывает редко, на него приходится около 9 % годового времени [2]. Типичное состояние водной поверхности – волнение 2 – 3 балла. Во время сильных штормов (скорость ветра 30 – 40 м/с) наблюдаются значительные волны, достигающие в мелководной северной части моря 3 м, в средней части западного побережья – 7 м, а в районе Нефтяных Камней (Азербайджан) – 11 м [3]. Наибольшие значения обеспеченности мощности в открытом море для волн, превышающих 3 м, достигают 2 %, для волн высотой более 5 м – 0,4 % [2].

По данным режимных наблюдений [4], волнение на Дагестанском побережье Каспийского моря для волн высотой свыше 1 м характеризуется обеспеченностью 50 %, свыше 3 и 5 м – соответственно 0,5 и 0,1 %.

Для открытого моря расчетная экстремальная высота волн обеспеченностью 5 % колеблется в пределах 3 – 9 м с периодами от 5 до 10 с при скорости ветра 24 – 34 м/с [4].

Наиболее характерной особенностью волнения в береговой полосе Каспийского побережья Дагестана является преобладание смешанного волнения. Причем в открытых районах моря нередко на-

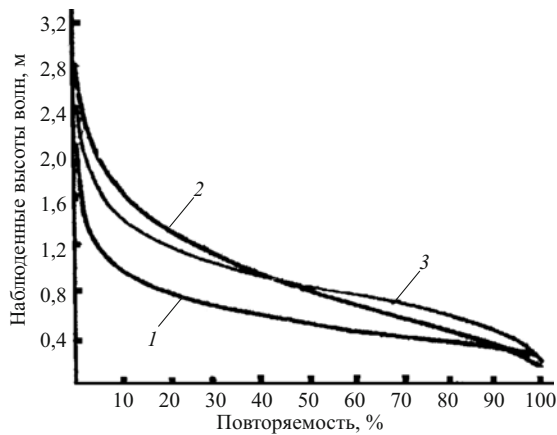


Рис. 1. Повторяемость высот волн Дагестанского побережья Каспийского моря: 1, 2 – для прибрежной полосы в районе г. Махачкалы и г. Избербаша; 3 – для открытого моря

Параметры и энергетические показатели ветрового волнения Дагестанского побережья Каспийского моря [2, 4]

Высота волн h , м	Периоды волн τ , с	Повторяемость волн t_i	Мощность на единицу длины фронта волны N_{λ} , кВт/м	Мощность на единицу площади поверхности волны N_s , кВт/м ²
Береговая полоса ($H < 10$ м)				
0,25	1,1	0,25	0,049	0,028
0,3	1,3	0,19	0,063	0,028
0,4	1,7	0,12	0,093	0,028
0,5	1,8	0,12	0,153	0,038
0,6	2,1	0,1	0,215	0,042
0,7	2,4	0,08	0,267	0,046
0,8	2,7	0,06	0,294	0,039
0,9	2,9	0,03	0,2	0,023
1,0	3,1	0,02	0,176	0,018
1,2	3,3	0,01	0,135	0,012
Итого			1,60	0,300
Открытое море ($H < 10$ м)				
0,25	3,1	0,19	0,105	0,007
0,5	3,5	0,2	0,497	0,026
0,8	4,2	0,3	2,29	0,083
1,0	4,5	0,15	1,917	0,061
1,2	4,8	0,10	1,963	0,055
1,6	5,8	0,05	2,108	0,04
2,0	6,7	0,01	0,761	0,011
Итого			9,60	0,45

блюдается крупная зыбь, особенно в средней и южной его частях [4].

Повторяемость наблюдаемых высот волн для береговой полосы (по данным гидрометеорологических станций г. Махачкалы и г. Избербаша) и открытого моря Среднего Каспия (по данным разовых судовых наблюдений) представлена на рис. 1.

Анализ и результаты статистической обработки данных многолетних наблюдений за волновым режимом Каспийского побережья Республики Дагестан (береговой полосы и открытого моря) приведены в таблице. Береговой принята зона моря с глубиной $H < 10$ м, в которой рельеф дна оказывает влияние на процесс волнообразования. Как видно из таблицы, энергетические параметры волнового режима Дагестанского побережья с учетом их повторяемости характеризуются следующими показателями [4]: для береговой полосы высота волны $\bar{h} = 0,5$ м, период $\bar{\tau} = 1,7$ с, $\bar{\lambda} = 12$ м, скорость $v = 0,5$ м/с; для открытого моря $\bar{h} = 0,7$ м, $\bar{\tau} = 4,0$ с, длина волны $\lambda = 25$ м, $v = 0,35$ м/с. Мощность, приходящаяся на единицу длины гребня волны, вычислялась различными методами, описанными в работах [1, 5, 6]. Критическое сравнение результатов этих работ показывает, что эти методы не учитывают возможного присутствия в общем потоке волновой энергии вклада от волн зыби, которая имеет лучшие энергетические характеристики по сравнению с ветровыми волнами. К тому же различие этих результатов настолько значительно, что на границах пределов их применения искомые значения расходятся в отдельных случаях на 50 % и более.

Для оценки волноэнергетических ресурсов акватории Каспийского моря используется формула суммарного потока волновой энергии [7], полученная в рамках обобщенной математической модели морского волнения, учитывающей в спектре волнения суммарную мощность одновременно ветровых волн и волн зыби [2]:

$$N_1 = 2,84 \cdot h^2 \cdot t \cdot t_i, \quad (1)$$

где N_1 – суммарная мощность волновой энергии на единицу длины фронта волны, кВт/м; h – высота волн, м; t – период волн, с (значение плотности морской воды для Каспийского моря в районе г. Махачкалы принято $\rho = 1012$ кг/м³).

Поскольку волновые установки преобразуют энергию волн с площади поверхности моря, нами была рассчитана также мощность, приходящаяся на единицу площади волновой поверхности:

$$N_s = \lambda^{-1} N_1. \quad (2)$$

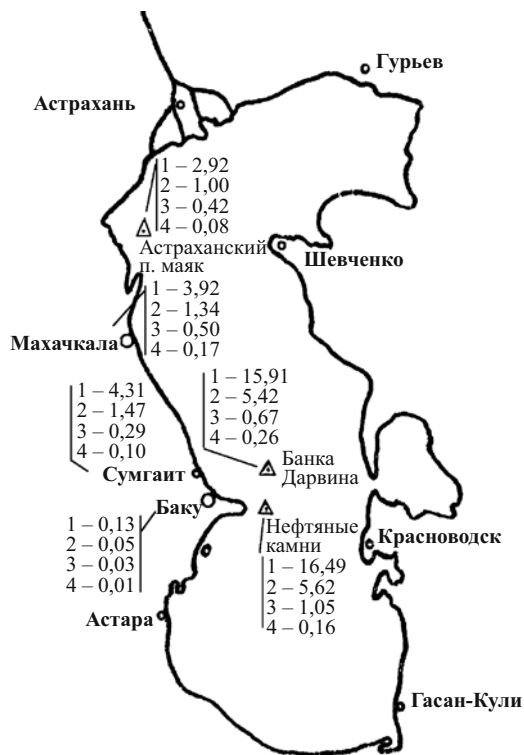


Рис. 2. Волноэнергетические ресурсы некоторых участков Каспийского моря: 1, 2 – мощность на единицу длины фронта волны N_λ , кВт/м, по формуле (1) и по данным [7]; 3, 4 – мощность на единицу площади поверхности волны N_s , кВт/м², по формуле (2) и по данным [7]

Мощность вычислялась для береговой полосы и открытого моря с использованием формул для длин волн малой амплитуды [5].

Наиболее характерные значения удельной мощности волнового фронта N_λ и поверхности моря N_s с учетом повторяемости волн соответственно составляют для волнового режима береговой полосы района г. Махачкала 1,6 кВт/м и 0,3 кВт/м², а для открытого моря Среднего Каспия – 9,6 кВт/м² и 0,45 кВт/м².

На рис. 2 представлена карта волноэнергетических ресурсов некоторых участков Каспийского моря и приведены оценки мощности на единицу длины волнового фронта и единицу поверхности моря, полученные по различным зависимостям [2].

Проведенные расчеты в работах [2, 7] показывают, что годовые ресурсы волновой энергии в береговой полосе составляют около $1,057 \cdot 10^4$ кВт · ч на 1 м длины волнового фронта и примерно $0,8 \cdot 10^3$ кВт · ч на 1 м² поверхности моря. Для больших глубин эти значения составляют соответственно $4,88 \cdot 10^4$ и $1,95 \cdot 10^3$ кВт · ч [2].

Если принять максимальное значение коэффициента преобразования волновой энергии в электрическую равным 0,3 [2, 8], то с прибрежной “дагестанской” полосы моря длиной 150 – 200 км за год можно получить $(0,476 – 0,634) \cdot 10^9$ кВт · ч.

Список литературы

1. Виссарионов В. И., Волишник В. В., Золотов Л. А. и др. Использование волновой энергии: учеб. пособие. – М.: МЭИ, 2002. 144 с.
2. Научно-технические проблемы комплексного использования возобновляемых источников энергии: Сб. научн. тр. / ЭНИН им. Г. М. Кржижановского. М., 1986. 191 с.
3. Каспийское море. – М.: МГУ, 1965. 263 с.
4. Атлас волнения и ветра Среднего и Южного Каспия. – Л.: Гидрометеиздат, 1968. 92 с.
5. Мак-Кормик М. Преобразование энергии волн: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1985. 136 с.
6. Сичкарев В. И., Шпак А. С. Анализ и классификация технических средств преобразования волновой энергии // Сб. научн. трудов “Использование энергии приливных и ветровых волн в океане”. Владивосток, 1984.
7. Ибрагимов А. М., Ахмедов Р. Б. О научно-исследовательской работе создания перспективных типов гравитационно-волновых энергетических установок: Отчет. Махачкала, 1985. 82 с.
8. Сичкарев В. И. Состояние и перспективы волноэнергетики // Энергетика (Минск). 1985. № 12.

Отзыв о статье “О проблеме “нестационарного состояния” плотины и скального основания Саяно-Шушенской ГЭС”

Авторы статьи, опубликованной в журнале “Гидротехническое строительство” № 1, 2012 г. излагают свои взгляды на проблему оценки интенсивности и опасности геодинамических процессов в природно-технической системе “плотина — основание”, справедливо указывая на правомерность использования различных подходов к интерпретации данных натурных наблюдений, на необходимость организации геофизического полигона на участке Саяно-Шушенской ГЭС, что мы полностью поддерживаем.

Наш подход к данным проблемам отличается от приведенного в названной статье тем, что критикуемый авторами цикл работ А. Н. Марчука (который курировал строительство СШГЭС с 1973 г., а с 1993 до 2002 г. занимался на объекте исследованием геодинамического влияния) начинается с 1978 г., с момента возникновения гидростатической нагрузки, а не с 1990 г., как это принято в настоящее время. Четыре утверждения автора вызвали наши возражения.

1. *Недостовверное допущение о наличии вдоль русла Енисея крупного тектонического нарушения, не обнаруженного при инженерных изысканиях.* Русловое разрывное нарушение при изысканиях обнаружено. В работе [1] читаем: “Наиболее крупным является пологое тектоническое нарушение, рассекающее основание станционной плотины в пределах 28–33 секций”. Оно обнаруживалось провалами бурового снаряда, высоким водопоглощением. При устройстве цемзавесы поглощение цемента в основании секции 30 составило 467 кг/м, что в 3,6 раза больше среднего [2]. С возникновением гидростатической нагрузки максимальная осадка, максимальный приток фильтрации с выносом заполнителя трещин проявились в пределах секций 28–33, за которыми расположены повреждённые гидроагрегаты № 7 и № 9. Наличие этого тектонического нарушения подтверждено исследованиями ИЗК и Институтом геофизики СО РАН.

2. *Недостовверное допущение о наличии аномально высоких естественных напряжений в массиве пород основания (?) плотины.* Очевидно, речь идёт о береговых примыканиях, где в 1964 г. в штольнях на отм. 320–330 м были определены напряжения, существенно более высокие, чем по литостатическому закону [3]. Возможно, эта аномалия отражает генезис формирования антиклинория и неточность метода измерения. Однако и значения напряжений, определённые в 1995 г. ИГД СО РАН и

ЦСГНЭО методом гидроразрыва в левобережной штольне на отм. 467 м, что на 137–147 м выше, от 6 до 18 МПа также являются высокими, сопоставимыми с арочными напряжениями в плотине и достаточными для того, чтобы влиять на НДС плотины. Причём эти значения уже нельзя назвать естественными после 17 лет эксплуатации сооружения.

3. *Надвигание одного берега на другой.* В наших работах никогда не упоминалось столь упрощенного понятия. По терминологии наших критиков “это не требует аргументированного опровержения”.

4. *Ошибочна гипотеза о воздействии береговых массивов на НДС сооружения.* Она ни в коей мере не подтверждается данными натурных наблюдений. Воздействие береговых массивов на арочную плотину не является нашей “гипотезой”, а есть реально существующая внешняя сила, реализующая третий закон Ньютона, по определению присущая арочной плотине. Прежде всего это воздействие возникает как упругий отпор береговых массивов после прекращения быстрого роста гидростатической нагрузки до НПУ и открытия водосбросов. Практически все измерительные системы плотины в августе — сентябре фиксируют действие упругого отпора изменением длин хорд [4] фильтрационных расходов, раскрытия контакта скала — бетон, параметров НДС плотины. Достаточно прочитать отчёт АО “Саяно-Шушенская ГЭС” “Особенности поведения плотины Саяно-Шушенской ГЭС при постоянном напоре на сооружения” (1994 г.), где показано, что на “площадках” 1991, 1992 и 1993 гг. изменяются все измеряемые параметры. Через береговые примыкания на плотину передаются нагрузки от землетрясений: Шагонарского (1994 г.), Красноярского (2000 г.), Горно-Алтайского (2003 г.), Хакасского и Тувинского (2012 г.); напряжения от дифференцированной работы берегов, от их неравномерного температурного режима, от разгрузки собственных тектонических напряжений береговых массивов. Именно этими воздействиями можно объяснить перманентно растущие арочные напряжения в плотине (до августа 2009 г.) с максимумом на низовой грани и вертикальные трещины на напорной грани секций 38 и 48.

У нас нет сомнений в надёжности плотины при основном сочетании нагрузок, но следует обязательно понять роль геодинамического влияния и особенностей основания в подготовке события 17 августа 2009 г. Тем более, что плотина ещё не испытывала особого сочетания нагрузок, а надёжная

работа гидроагрегатов прямо зависит от состояния системы “плотина — основание”. Позиция благополучной “стационарности” (от латинского слова *stationarius* — неподвижный, с постоянными физическими характеристиками во времени) не способствует организации желаемого геофизического полигона. Конечно, система в бытовом понимании никуда не движется, но её физические характеристики — НДС и смещения — изменяются во времени и контролируются. К сожалению, на Саяно-Шушенской ГЭС отсутствует контроль за ближайшими разломами, что недопустимо при росте сейсмической активности в регионе (так, в 2011 г. было два сильных землетрясения).

Список литературы

1. *Бадухин В. Н.* и др. Саяно-Шушенская плотина на р. Енисей // Геология и плотины. — М. Энергоатомиздат, 1986. Т. X.
2. *Мальшев Л. И., Скоков В. Г.* Конструкция и противофильтрационная эффективность подземного контура плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 1992. № 1.
3. *Кутенов В. М.* Опыт определения напряженного состояния в массиве метаморфических пород створа Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 1965. № 1.
4. *Марчук А. Н., Марчук Н. А.* Геологические и геодинамические аспекты в комплексе причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2012. № 1.

Марчук А. Н., доктор техн. наук (ИФЗ РАН)

Комментарий к отзыву А. Н. Марчука

Мы с интересом приняли участие в дискуссии, организованной редакцией журнала “Гидротехническое строительство” и посвященной поиску причин катастрофической аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, произошедшей 17 августа 2009 г. Полезно обменяться мнениями с достойными и компетентными учеными, к которым, без сомнения относится А. Н. Марчук, много лет занимающийся исследованиями на этой гидроэлектростанции. Но мы не ожидали, что такая дискуссия может свестись к поиску ответа на вопрос: “есть ли активный тектонический разлом в русле реки Енисей?” [1]. Это не вопрос научной дискуссии, а вопрос о наличии либо отсутствии фактов, подтверждающих его существование.

Никакого “активного разрывного нарушения в русле под плотинной, ориентированного по руслу реки”, ни при изысканиях, ни в процессе специальных многолетних исследований (высокоточных повторных нивелировок, наклономерных наблюдений в штольнях и наблюдений за стеклянными маячками) обнаружено не было, и был подтвержден вывод о том, что в пределах Джойско-Кибекского блока современные тектонические движения отсутствуют [2, 3]. Не следует принимать контакт между массивами орто- и парасланцев, физико-механические свойства которых практически одинаковы, за тектонический разлом.

Участок плотины расположен в пределах единого Джойско-Кибекского структурно-тектонического блока, ограниченного крупными Борусским и Кандатским разломами I и II порядка [3]. Ближайшие к створу тектонические нарушения II и III порядка (Таловский и Карымовский) находятся в нижнем бьефе на удалении 3,0 – 1,5 км от створа плотины.

Массив орто- и парасланцев скального основания плотины разбит крутопадающими тектоническими разрывами IV и V порядка (II-6, II-7, II-8,

II-2, II-9, II-10) северо-западного простирания, пересекающими долину р. Енисея на участке расположения плотины под углом 70 градусов (т.е. практически поперек долины). При подготовке котлована в районе расположения здания ГЭС (секции 28 – 33) были вскрыты также и пологопадающие трещины V – VII порядков, которые не могут представлять опасности для плотины.

В результате активных процессов контактового метаморфизма, связанных с внедрением Джойской интрузии, сместители и оперение крутопадающих тектонических нарушений были залечены кварцем и карбонатами, в связи с чем существенного влияния на прочность и монолитность скального основания плотины они не оказали.

Таким образом, исходный геоструктурный материал и анализ современных наблюдений за КИА на плотине Саяно-Шушенской ГЭС исключают предположение о наличии в русле р. Енисея на участке плотины крупного “живого” тектонического нарушения и проходящих по нему подвижек в массиве пород. Поэтому исключается и возможность взаимного смещения берегов и вызванная этим “дифференцированная работа берегов”. Асимметрия работы плотины обусловлена различной деформируемостью левобережного и правобережного примыканий плотины, а не наличием “руслового разрывного нарушения”.

Инструментальные геодезические наблюдения за перемещениями примыканий плотины свидетельствуют об отсутствии их плановых смещений. Некоторые различия в величинах перемещений объясняются колебаниями температуры и погрешностями измерений. Максимальные значения длин хорд в течение года соответствуют максимальным температурам бетона низовой грани, т.е. максимальному распору плотины в берега. В отчете службы мониторинга СШГЭС о состоянии плотины за 2008 – 2009 гг. сказано, что “сезонные изме-

нения длин хорд не превышают величин 2007 года. Необратимых изменений не отмечено” (с. 152).

Обсуждая взаимодействие системы “плотина — водохранилище — основание”, правильнее говорить не о “воздействии береговых массивов на арочную плотину”, а о воздействии арочной плотины и воды водохранилища на скальные примыкания. Создание водохранилища не только создает пригрузку локального участка земной коры, но и одновременно изменяет гидрогеологические условия в зоне своего влияния. При заполнении водохранилища построенной высокой плотины в её скальном основании начинают происходить сложные деформационные процессы. Вначале под тяжестью уложенного бетона и аккумулируемой в водохранилище воды происходит осадка ложа водохранилища и примыканий плотины в одновременно, по мере проникновения воды в трещины массива, происходит его насыщение водой и взвешивание, что сопровождается изменением напряженного состояния вмещающего массива, подъемом основания и примыканий. Происходит разуплотнение массива за счет раскрытия трещин и ухудшение его прочностных показателей. В нашем случае с 1999 г. продолжается незатухающий процесс уплотнения береговых примыканий выше отметки 344 м в направлении арочных усилий. По правому берегу приращения деформаций сжатия составили 0,08 – 2,58, по левому — 0,31 – 2,26 мм. Продолжается также процесс уплотнения скального основания под низовым клином отдельных секций русловой плотины. Деформации сжатия в основании центральной секции 33 в последние годы продолжают нарастать с небольшой, но постоянной скоростью примерно $1,6 \cdot 10^{-5}$ относительных единиц в год [4].

Что же касается напряженного состояния в массиве скальных пород, то следует иметь в виду, что скальный массив не является сплошной и однородной средой, и поэтому, определяя напряжения, необходимо учитывать масштаб участка, на котором это определение производится. Говоря об исследованиях В. М. Кутепова [5], основанных на разгрузке торца скважин, необходимо отдавать себе отчет, что это точечные измерения в масштабе “образца”. При определении напряжения методом гидроразрыва мы имеем дело с относительно большими масштабами, а следовательно, и с меньшими значениями напряжений. Геофизические исследования позволяют изучать напряжения в разных масштабах (в интервале от ультразвука до сейсмики). Поэтому в каждом случае, когда приводятся цифры напряжений в скальных массивах, необходимо указывать о каком масштабе идет речь. Неправоммерно сопоставлять напряжения, измеренные в разных масштабах.

Уже более 50 лет отечественные и зарубежные геомеханики справедливо говорят о необходимости учета естественных напряжений в скальных основаниях при проектировании ГЭС и в дальнейших исследованиях. Актуально это и по отношению к Саяно-Шушенской ГЭС. Работы в этом направлении вели В. М. Кутепов (1965 г.) [5], А. В. Леонтьев, С. Н. Попов (1995 г.), В. И. Коптев (1997 г.), А. И. Савич и др. (2003 г.) [6]; однако достоверной модели естественных напряжений в основании СШГЭС до настоящего времени нет [3].

Мы, как и другие, выступившие в дискуссии авторы, считаем, что необходимо не только извлечь уроки из произошедших 17 августа 2007 г. событий, но и учесть тот факт, что процесс приспособления плотины к новым условиям своего существования в системе “плотина — водохранилище — скальное основание” еще не закончился и активная составляющая этой триады — водохранилище при сезонных колебаниях уровня продолжает циклично воздействовать на плотину и на её скальные примыкания. Этот процесс, приводящий к изменениям напряженно-деформированного состояния плотины и её основания, в соответствии с требованиями действующего стандарта [7] необходимо постоянно контролировать, организовав на Саяно-Шушенской ГЭС геодинамический полигон.

Список литературы

1. Марчук А. Н., Марчук Н. А. Геологические и геодинамические аспекты в комплексе причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2012. № 1. С. 48 – 57.
2. Бадухин В. Н., Луцевич О. А., Пирогов И. А. Саяно-Шушенская плотина на р. Енисее // Геология и плотины. — М.: Энергоатомиздат, 1986. Т. X. С. 6 – 42.
3. Воронков О. К. Основание Саяно-Шушенской ГЭС: строение, свойства, состояние // Гидротехническое строительство. 2010. № 7. С. 8 – 13.
4. Газиев Э. Г. Анализ современного напряженно-деформированного состояния арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 9. С. 48 – 57.
5. Кутепов В. М. Опыт определения напряженного состояния в массиве метаморфических пород створа Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 1965. № 1. С. 4 – 6.
6. Савич А. И., Замахаев А. М., Ильин М. М., Речицкий В. И., Комаров Ю. С. Результаты комплексных исследований напряженно-деформированного состояния и деформационных свойств левобережного примыкания плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Вестник Красноярской государственной архитектурно-строительной академии. 2003. Вып. 6. С. 127 – 138.
7. СТ 70238424.27.140.032-2009. Гидроэлектростанции в зонах с высокой сейсмической активностью. Геодинамический мониторинг гидротехнических сооружений. Нормы и требования.

Газиев Э. Г., доктор техн. наук, Замахаев А. М., кандидат физ.-мат. наук, Савич А. И., доктор физ.-мат. наук (ЦСГНЭО)

Николай Павлович Розанов (к 100-летию со дня рождения)

10 сентября 2012 г. исполнилось 100 лет со дня рождения выдающегося ученого и педагога Н. П. Розанова — инженера-гидротехника, доктора технических наук, профессора, заслуженного деятеля науки и техники РСФСР, лауреата Государственной премии РСФСР.

Н. П. Розанов внес значительный вклад в развитие отечественной и мировой гидротехники, а его научная школа получила известность и признание благодаря его безграничной энергии и преданному служению науке. Он подготовил 42 кандидата наук, 6 докторов и около 2500 инженеров. Н. П. Розановым опубликовано более 160 научных трудов, среди них 17 широко известных книг, в том числе 10 учебников, учебных пособий для вузов и справочников, на которых сформировалось несколько поколений инженеров-гидротехников, и 4 монографии. Им выполнены ставшие классическими фундаментальные исследования в области прочности и устойчивости различных видов бетонных плотин при статических нагрузках, температурных и сейсмических воздействиях, инженерной гидравлики (вакуумные водосливы, трубчатые и туннельные водопропускные сооружения), гашения энергии потока в нижнем бьефе, гидродинамики, кавитации и кавитационной эрозии в гидротехнических сооружениях, результаты которых вошли в учебники, справочники и нормативные документы. Огромен вклад Н. П. Розанова в разработку новых методов моделирования явлений, возникающих при работе бетонных сооружений и водопропускных сооружений. По его разработкам были выполнены кавитационно-вакуумные стенды, он был пионером исследований кавитационно-эрозионных явлений в водопропускных сооружениях.

Результаты исследований профессора Н. П. Розанова (он автор 18 изобретений), а также исследований созданной им научной школы широко внедрены при проектировании и строительстве многих отечественных и зарубежных гидроузлов. Работа Н. П. Розанова по комплексному научному обоснованию конструкций сооружений Артемовского гидроузла была отмечена Государственной премией Совета Министров РСФСР.

Перечень проектов водохозяйственных объектов, в экспертизе которых участвовал Николай Павлович, превышает 150 наименований, среди них более 100 проектов крупнейших гидроузлов страны. Он был экспертом правительственных экспертиз Госстроя СССР и Госплана СССР, а также Минводхоза СССР и МЭиЭ СССР. Особенно большую помощь Н. П. Розанов оказывал проектировщикам, выезжая на створы будущих и строящихся гидроузлов в СССР и за рубежом.



нов оказывал проектировщикам, выезжая на створы будущих и строящихся гидроузлов в СССР и за рубежом.

В 1935 г. Н. П. Розанов окончил МИСИ им. В. В. Куйбышева и был одним из учеников и первых аспирантов профессора, доктора технических наук М. М. Гришина. До 1947 г. Николай Павлович работал во ВНИИВОДГЕО, а с 1947 по 1966 г. — на кафедре гидротехнических сооружений МИСИ (в настоящее время — СГСУ). С 1966 по 1992 г. Н. П. Розанов возглавлял кафедру гидротехнических сооружений Московского гидромелиоративного института (в настоящее время — Московский государственный университет природообустройства). К 1980 г. под руководством Н. П. Розанова на кафедре был создан комплекс лабораторий по всем основным направлениям исследований гидротехнических сооружений для научных и учебных целей. В воспоминаниях о своем учителе профессоре М. М. Гришине Николай Павлович писал: “В своей работе в МГМИ я всемерно стараюсь использовать тот опыт, который получил, работая с Михаилом Михайловичем, являясь одним из представителей созданной им школы гидротехников, педагогов-исследователей, всегда помню, что я его ученик, и рад, что мне довелось быть его учеником”.

Н. П. Розанов неоднократно представлял отечественную науку на многих научных конгрессах и симпозиумах за рубежом. На протяжении многих лет он был экспертом ВАК СССР, членом Советского национального комитета (СНК) Международной ассоциации по гидравлическим исследованиям, СНК Международного комитета по большим плотинам, редакционной коллегии журнала “Гидротехническое строительство”, НТС Госстроя и МЭиЭ СССР, комиссии по гидротехнике, инженерной гидравлике, гидротехническим сооружениям в различных ведомствах, НТС Союзгипроводхоза и Гидропроекта им. С. Я. Жука.

Н. П. Розанов — участник Великой Отечественной войны; награжден орденами “Отечественной войны II степени” и “Красной Звезды”, девятью медалями, а за заслуги в мирном труде награжден Почетной грамотой Президиума Верховного Совета РСФСР и значками “Отличник энергетики и электрификации”, “За отличные успехи в работе (Высшая школа СССР)” и др. В 1994 г. Н. П. Розанов был избран почетным академиком водохозяйственных наук.

Всех, кто работал и сотрудничал с Николаем Павловичем Розановым, восхищали его обаяние, интеллигентность, необычайная энергия, целеустремленность, порядочность и научная эрудиция.

Новости гидроэнергетики и гидротехники

Строительство Богучанской ГЭС

В течение августа 2012 г. на строительстве Богучанской ГЭС продолжались общестроительные, монтажные и пусконаладочные работы. В здания и сооружения гидроузла уложено 9857,5 м³ монолитного бетона и 39,5 м³ сборного железобетона. Смонтировано 723,5 т металлоконструкций, гидромеханического и гидросилового оборудования. Строительные работы ведутся на агрегатных секциях № 8, 9 и водосбросе № 2. В связи с завершением основного объема строительных работ в районе левобережного примыкания бетонной плотины начаты работы по обустройству съезда с плотины. Здесь выполнены земляные работы в объеме 890 м³. Отделочные работы в служебно-производственном корпусе и здании ГЭС выполнены в объеме 4882,6 м². В машинном зале в районе гидроагрегатов № 1 – 3 на площади 246 м² уложено гранитное покрытие.

Монтажные работы на гидроагрегатах № 1 и 2 завершены. Гидроагрегаты подготовлены к проведению индивидуальных пусконаладочных испытаний, которые начнутся после наполнения водохранилища до отметки 179,0 м. По состоянию на 24 августа 2012 г. уровень воды составил 171,97 м.

На гидроагрегатах № 3 и 4 завершён монтаж основного оборудования, ведётся сборка вспомогательных систем. На гидроагрегате № 5 завершён монтаж модуля генераторного выключателя и агрегатного щита управления, ведётся монтаж маслоохладителя и блочного трансформатора. На монтажной площадке машинного зала завершается сборка ротора гидроагрегата № 6, а на самом агрегате близится к завершению монтаж статора. Начаты работы по монтажу вспомогательного оборудования: магистральных трубопроводов, систем пожаротушения и измерения рабочих параметров. На гидроагрегате № 7 смонтировано рабочее колесо. На монтажной площадке проведены работы по сборке укрупнённого блока – крышки турбины, опоры подпятника и регулирующего кольца.

В течение августа, благодаря прошедшим дождям и увеличению сброса на Усть-Илимской ГЭС на 200 м³/с, скорость наполнения Богучанского водохранилища увеличилась и составляла 9 – 12 см/сут (в июле – 1,4 – 1,5 см/сут). На состоявшемся 20 августа 2012 г. совещании Федеральным агентством водных ресурсов была дана рекомендация – с 21 по 31 августа 2012 г. установить для Богучан-

ской ГЭС расходы воды 2850 – 2950 м³/с, а с 1 по 20 сентября – 2450 – 2550 м³/с. Такой объём пуска позволит речникам продолжить навигацию до второй половины сентября. Решение Енисейского бассейнового водного управления, осуществляющего оперативное управление режимами Богучанской ГЭС, будет принято 27 августа 2012 г. Сразу после окончания навигации 2012 г. сброс в нижний бьеф Богучанской ГЭС планируется снизить до санитарного пуска 1100 м³/с.

Продолжалась корректировка береговой линии в верхнем бьефе гидроузла. Охранный контур ГЭС выполнен на протяжении 882 м. В галереях и коридорах бетонной плотины и здания ГЭС на площади 2364 м² уложено полиуретановое покрытие, защищающее бетон от механического воздействия.

Всего в работах на гидроэлектростанции принимали участие 2804 человека.

Строительство Загорской ГАЭС-2

На Загорской ГАЭС-2 начался монтаж рабочего колеса гидроагрегата № 2. Согласно технологии монтажа рабочее колесо будет перемещаться с монтажной площадки и опускаться в камеру рабочего колеса мостовым краном грузоподъемностью 320 т. Затем будет производиться монтаж вала, направляющего аппарата, крышки турбины, подпятника, турбинного подшипника и ротора. Длина от нижней точки рабочего колеса до генераторного подшипника составляет 12 м, вес — более 800 т. Рабочие колеса Загорской ГАЭС-2 диаметром 6,3 м и весом 102 т изготовлены ОАО “Силовые машины”. Гидросиловое оборудование поставлено на строительную площадку в 2010 и 2011 гг. двумя партиями. Перевозка из Санкт-Петербурга до Загорской ГАЭС-2 осуществлялась специальным автотранспортом по федеральной трассе Москва – Санкт-Петербург. Для разгрузки рабочих колес на строительной площадке был применен мощный кран грузоподъемностью 250 т. Монтаж рабочего колеса гидроагрегата № 1 Загорской ГАЭС-2 состоялся в апреле 2012 г.

На гидроагрегате № 1 в августе был смонтирован ротор двигателя-генератора, вес которого составляет 560 т. После монтажа ротора начались работы по укрупнительной сборке верхней крестовины агрегата. Проведены высоковольтные испытания изоляции обмотки статора после укладки и расклинки его верхних стержней. В ближайшее

время монтажники приступят к завершающей стадии монтажа — пайке и изолированию стыков обмотки.

Строительство Гоцатлинской ГЭС

На площадку строящейся Гоцатлинской ГЭС доставлен дисковый затвор диаметром 4 м, предназначенный для установки перед спиральной камерой. Дисковый затвор в случае необходимости позволит быстро перекрыть доступ воды к гидротурбине. Рабочим органом затвора является металлический диск диаметром 4 м, который поворачивается вокруг своей оси с помощью гидропривода. Затвор, как и гидротурбины, изготовлен харьковским заводом “Турбоатом”. Ранее в присутствии представителей заказчика на заводской площадке были выполнены гидравлические и функциональные испытания затвора, по результатам которых стороны подписали акт сдачи-приемки.

В настоящее время на станции смонтированы металлоконструкции здания ГЭС, два статора, спиральные камеры и мостовой кран грузоподъемностью 200 т.

Затопление Маткожненской ГЭС

По сведениям ФГБУ “Карельский ЦГМС”, 7 – 8 августа 2012 г. в бассейне р. Нижний Выг выпала месячная норма дождевых осадков. В ночь с 8 на 9 августа вода смыла автодорогу, железнодорожное полотно и достигла Солдатского озера. Его земляная дамба была размыта, после чего потоки воды по старому руслу Маткожненского ручья устремились вниз и прорвали расположенную на ручье плотину.



Размытая плотина на Маткожненском ручье

Далее волна прорыва, преодолев расстояние 3,5 км, вызвала частичное затопление машинного зала и технологических помещений Маткожненской ГЭС (мощностью 63 МВт) на р. Нижний Выг, принадлежащей ОАО “ТГК-1”. Персоналом гидроэлектростанции перед эвакуацией была произведена остановка генерирующего оборудования. Жертв и пострадавших нет. Пропуск расходов р. Нижний Выг был переключен на водосбросную плотину № 27 ФГБУ “Беломорканал”. 9 августа вода была отведена с территории станции, начались работы по очистке помещений и дефектации оборудования. На восстановительных работах заняты более 100 человек и 10 единиц техники. Сумма ущерба, связанного с разрушением плотины, повреждением генераторов и релейного оборудования, оценивается в несколько сотен миллионов рублей.

*Материалы подготовлены пресс-службой ОАО “РусГидро”:
И. Слива, В. Скращук, Л. Лукманова, А. Бутусова.
Фотография предоставлена пресс-службой ОАО “ТГК-1”.*

Сдано в набор 20.07.2012. Подписано в печать 18.09.2012. 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”

СПРАВКА

(предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи)

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

автор (соавтор) статьи _____

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

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

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

Подпись автора _____ « ____ » _____ 201_ г.

Ф.И.О. _____

Адрес _____

Место работы _____

Тел. _____

Факс _____

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

E-mail для переписки с редакцией _____

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ РУКОПИСИ СТАТЬИ

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

Статья должна отвечать следующим требованиям.

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

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

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.

Председателю
Совета ветеранов-энергетиков России
Семенову Александру Николаевичу

Уважаемый Александр Николаевич!

Ассоциация «Гидропроект» сердечно поздравляет Вас и весь коллектив Совета ветеранов-энергетиков России со славным юбилеем – 50-летием со дня образования. За эти годы члены Совета ветеранов-энергетиков под Вашим руководством продолжают активно работать над созданием новых инженерных и организационных решений по достройке начатых в предыдущие годы объектов энергетики. Члены Совета ветеранов делятся накопленным опытом эксплуатации электростанций, что в значительной степени способствует повышению их экономической эффективности.

В свою очередь Совет ветеранов оказывает большую моральную и материальную помощь членам Совета – ветеранам, активным создателям крупнейшей в мире уникальной энергетической системы страны.

Дорогой Александр Николаевич! Желаем Вам и всем членам Совета ветеранов-энергетиков приумножать добрыми делами завоеванные позиции, внедрять лучшие достижения отечественного и зарубежного опыта в энергетическое строительство, не останавливаться на достигнутых рубежах. Здоровья Вам и всем членам Совета ветеранов, благополучия и творческих успехов.

По поручению коллективов Ассоциации «Гидропроект»

Президент
Ассоциации «Гидропроект»



В. Я. Шайтанов

Редакционная коллегия:

Лапин Г. Г. (гл. редактор), Абубакиров Ш. И., Александров А. Е., Аргал Э. С., Баранов А. Е., Беликов В. В., Беллендир Е. Н., Воскресенский С. М., Газиев Э. Г., Жиркевич А. Н., Золотов Л. А., Каганов Г. М., Липский И. В., Ляпин В. Ю., Марчук А. Н., Машина Л. Ф., Новоженин В. Д., Осипов А. Д., Парабучев И. А., Радченко В. Г., Семенов В. М., Семенов И. В., Серков В. С., Станкевич В. Л., Стафиевский В. А., Хазиахметов Р. М., Шайтанов В. Я., Шангин В. С., Юркевич Б. Н.

Адрес редакции:

Москва, Волоколамское шоссе, д. 2, к. 73

Почтовый адрес редакции:

109044, г. Москва, Воронцовский переулок, дом 2, стр. 1.

ЗАО НТФ «Энергопрогресс»

Тел./факс: (495) 741-49-81

E-mail: gts1930@yandex.ru

Internet: <http://www.gts.energy-journals.ru>