



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.

№ 6

ИЮНЬ

2010

Содержание

Петр Степанович Непорожный
(к 100-летию со дня рождения)

- Семенов А. Н.** Главный энергетик страны. 2
Чулков Е. И. Роль Непорожного П. С. в становлении и развитии энергетики Украины 7
Нурпеисов С. С. Непорожный П. С. и энергетика Казахстана 9
Герасимов В. В. Непорожный П. С. и развитие электроэнергетики Республики Беларусь 10
Шайтанов В. Я. Пути развития отечественной энергетики 11
Поташник С. И. Электроэнергетика Украины: современное состояние и перспективы развития 14
Торопов Л. Н. Мои личные встречи с Непорожным П. С. 16

Строительство и эксплуатация

- Розенталь Н. К., Чехний Г. В., Базанов В. Е., Борисов Т. Ю., Шурухин Л. А.** Коррозионное состояние железобетонных и каменных конструкций зданий Рыбинского гидроузла 19
Дурчева В. Н., Варламова Е. И., Пучкова С. М. Состояние арочной плотины Чиркейской ГЭС по данным натурных наблюдений за 2000 – 2010 гг. 30

- Арефьев Н. Н.** Теоретическое обоснование внедрения гидромониторного грунтоприемника с принудительным подводом грунта. 36
Дементьев В. А. Очистка водохранилищ и озер от органических отложений и их переработка 40
Ан Л. С. Саморегулирование в сфере проектирования и капитального строительства объектов энергетики 44
Поздравление Поташнику С. И. 47

Безопасность гидротехнических сооружений

- Старшинов С. Н., Сахаров Г. Г., Дружинин А. Ю., Рженецкий А. О., Кирсанов В. Г., Макаренко Е. А.** Опыт применения новых технических средств контроля температурного состояния грунтовых плотин Вилюйской ГЭС-3 48
О дополнениях к стандартам организации ОАО РАО «ЕЭС России», введенным в действие в 2008 году. 53

За рубежом

- Левачев С. Н., Асарин А. Е.** Трансокеанский канал в Никарагуа — проект 21-го века 57

На обложке – Чебоксарская ГЭС

ПЕТР СТЕПАНОВИЧ НЕПОРОЖНИЙ

к 100-летию со дня рождения

Главный энергетик страны

Семенов А. Н., председатель Совета ветеранов энергетики,
академик Российской и Международной инженерных академий

Приходя морозной зимой в теплое жилье и включая свет, человек не задумывается об источниках благ цивилизации и людях, которые своим трудом обеспечивают этот комфорт.

Свет и тепло нам дает важнейшая отрасль народного хозяйства — электроэнергетика, объединяющая сотни электростанций, тысячи линий электропередачи, распределительных сетей и подстанций. В советское время в эту систему также входило строительное крыло — десятки крупных строительных и монтажных трестов, баз механизации, заводов, проектных и научно-исследовательских институтов.

Во главе этого огромного хозяйства в СССР стояло Министерство энергетики и электрификации, которым почти четверть века руководил Петр Степанович Непорожний. Министерство уникальное и, пожалуй, единственное в бывшем СССР, включавшее три крупных союзных комплекса. Первый — основная деятельность по производству электро- и теплоэнергии с годовым объемом около 31 млрд. руб. в ценах того времени. Второй — строительное крыло, выполняющее ежегодно строительномонтажных работ на сумму около 8,2 млрд. руб. — это больше, чем специально созданные строительные союзные министерства, такие как Промстрой, Южстрой, Тяжстрой, Востокстрой. Третий — машиностроение и стройиндустрия с годовым объемом производства более 4,2 млрд. руб. (в том числе более 2,5 тыс. кранов грузоподъемностью от 5 до 400 т и другой продукции), что соответствовало годовому объему производства союзного министерства.

В Минэнерго СССР работало 2,3 млн. человек, в том числе в строительном крыле 864 тыс. человек, 39 тыс. проектировщиков, 18 тыс. научных сотрудников.

Петр Степанович Непорожний по специальности был гидротехником и очень любил эту подотрасль электроэнергетики. Эта любовь позволила активно развернуть гидротехническое строительство в 60–70-х гг. и начале 80-х гг. прошлого века (это время называют “Золотым веком” гидроэнергетики). Тогда в стране было введено 36 ГВт, а выработка электроэнергии выросла на 135 ТВт·ч.

Сегодня, к сожалению, редко вспоминают крупных организаторов гидротехнического строительства, обладающих государственным мышлением,



Непорожний П. С.

которыми в 80-е гг. гордилась наша страна. Это Иван Иванович Наймушин — первый руководитель дважды орденосного Братскгэсстроя, Герой Социалистического Труда; Ефим Павлович Бочкин (Красноярская ГЭС) — Герой Социалистического Труда; Николай Федорович Семизоров — строитель Куйбышевской ГЭС, Герой Социалистического Труда; Александр Петрович Александров (Волжская ГЭС) — дважды Герой Социалистического труда и многие другие.

Визитной карточкой российской гидроэнерготехнической школы является высокая надежность сооружений, построенных, как правило, в сложных природных условиях. В Советском Союзе действовало шесть из 26 супервысоких плотин мира (200 м и более) и не было ни одного случая катастрофического разрушения плотин. Тщательное обследование 15 гидростанций в зоне разрушительного спитакского землетрясения в 1980 г. на Кавказе показало высокую надежность и устойчивость плотин под сейсмическими ударами.

Все приведенные выше гидроэлектростанции проектировал всемирно известный институт “Гидропроект” им. С. Я. Жука. Это была мощная проектирующая организация. В годы расцвета гидроэнергетики в СССР Гидропроект насчитывал в сво-

их рядах около 19 тыс. специалистов высокого класса, кандидатов и докторов технических наук, академиков и членов-корреспондентов Академии наук СССР. В состав института входили семь отделений и два филиала, научно-исследовательский сектор, особое конструкторское бюро, 36 комплексных исследовательских экспедиций, два завода по изготовлению изыскательского оборудования, 40 отделений и групп проектирования. Институт “Гидропроект” в Москве имел свое здание. Всем этим руководило государство.

Сегодня институт “Гидропроект” переживает целый ряд разрушающих решений, которые привели практически к его ликвидации. Управляет институтом “Гидропроект” частный собственник, не заинтересованный ни в профессиональном росте специалистов, ни в решении общегосударственных задач. Главным для него является получение сверхприбыли от работы института, что стало приводить к нарушению проектно-изыскательных процессов и дестабилизации обстановки в Гидропроекте.

Одна из главных задач, которая под силу только государству, — это вывести институт “Гидропроект” из собственности частного владельца и подчинить его Минэнерго РФ или другой структуре, имеющей государственный статус.

И надо возродить былую славу отечественной гидроэнергетики. Экономически эффективный гидроэнергетический потенциал рек России (без учета малых рек) составляет 850 ТВт·ч. Основная его часть (86 %) приходится на пять речных бассейнов: Енисейский — 34 %, Ленский — 27 %, Обский — 11 %, Амурский — 7 % и Волжский — 7 %, а уровень его использования не превышает 20 %, в районах Сибири и Дальнего Востока 6 %.

В начале июля 2010 г. общественность будет отмечать 100-летие со дня рождения “патриарха” энергетической отрасли П. С. Непорожного. Вместе с российскими энергетиками эту дату отмечают бывшие республики СССР, где по инициативе и под руководством П. С. Непорожного были построены не только мощные электростанции, но и важнейшие сетевые объекты.

В начале 70-х гг. прошлого века началось грандиозное строительство Трансукраинской ЛЭП-750 кВ “Донбасс — Западная Украина” на 1100 км. Это было необходимо для доставки мощности Донбасса в развивающиеся промышленные районы Западной Украины и укрепления связей с энергосистемами Юга России. Позднее магистраль удлиннили, построив в 1978 г. межгосударственную ЛЭП-750 кВ “Западная Украина (СССР) — Альбертирша (Венгрия)”. В следующем году началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран — членов СЭВ.

В 1980-х гг. строительство ЛЭП-750 кВ приобрело массовый характер. Успехи российских специалистов в освоении и развитии напряжения 750 кВ

признал весь мир. Все оборудование, применявшееся при строительстве линий 750 кВ (как и на 500 кВ), было отечественного производства. США и Канада для этих классов напряжения использовали импортную технику.

Вместе с тем, для передачи электроэнергии из Сибири и Казахстана требовалось построить ЛЭП еще более высокого напряжения. Российские сетевые приступили к сооружению ЛЭП-1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока. Для объединения энергосистем Сибири с восточной частью страны Минэнерго СССР по инициативе П. С. Непорожного было принято решение построить мощные магистральные ЛЭП-1150 кВ “Сибирь — Казахстан — Урал”.

Свой трудовой путь П. С. Непорожный начал в 1928 г. на строительстве Днепрогэса, где работал бурильщиком. После окончания в 1933 г. Ленинградского института инженеров водного транспорта сначала он работал рядовым специалистом, а затем — руководителем крупнейших энергетических строек. В разные годы П. С. Непорожный был главным инженером Свирьстроя, Каховской ГЭС, работал в Главгидроэнергострое, Среднеазиатском отделении института “Гидропроект”.

В 1953 г. П. С. Непорожный был назначен главным инженером Днепростроя. Здесь произошла его встреча с Н. С. Хрущевым, который курировал важнейшую стройку страны. Талантливый инженер, уверенный в себе руководитель Днепростроя произвел благоприятное впечатление и был выдвинут Н. С. Хрущевым заместителем Председателя Совета Министров Украины, а в 1959 г. — первым заместителем министра строительства электростанций СССР.

С первых же дней работы в Министерстве П. С. Непорожный предложил и стал продвигать на всех уровнях идею создания единого энергетического хозяйства страны с формированием Единой энергетической системы. Министерство планировало решить проблему сплошной электрификации страны путем присоединения всех потребителей электроэнергии к Единой государственной энергосистеме. Это гарантированно обеспечивало надежное и экономичное энергоснабжение страны. Идея создания единого энергохозяйства была поддержана руководством страны. В этих целях в 1962 г. указом Президиума Верховного Совета СССР было учреждено Министерство энергетики и электрификации СССР во главе с П. С. Непорожным.

События тех лет, когда к руководству отрасли пришел П. С. Непорожный, вызывают сейчас восхищение. Это были годы интенсивного создания первоосновы развития экономики страны — мощной электроэнергетики, плодами которой мы пользуемся и сейчас. Каждую пятилетку вводилось в действие от 51 млн. до 58 млн. кВт энергетических мощностей. За 15 лет (1970 – 1985) годовое произ-



Братская ГЭС

водство электроэнергии увеличилось в 2,1 раза. В 1985 г. в СССР было выработано 1544,3 млрд. кВт · ч электроэнергии, больше чем ее было произведено в Великобритании, ФРГ, Франции, Италии, Испании и Швеции вместе взятых.

Широким фронтом развивалось строительство крупных тепловых электростанций с блоками мощностью 300, 500, 800 тыс. кВт. Это Конаковская, Костромская, Рефтинская, Ириклинская, Кармановская, Сургутская № 1 и № 2, Криворожская, Приднепровская, Ладыжинская, Молдавская, Трипольская ГРЭС и др. В городах интенсивно строились теплоэлектроцентрали для централизованного теплоснабжения, что позволило закрыть сотни тысяч мелких котельных и электростанций, улучшить экологию. Были построены мощные атомные электростанции — Нововоронежская, Белоярская, Курская АЭС и др.

П. С. Непорожний был инициатором и организатором большой программы строительства гидроэлектростанций в самых разнообразных природных условиях. Все крупные ГЭС были построены по этой программе: каскад Волжских ГЭС, крупнейшие в мире сибирские станции — Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская, Усть-Илимская, в республиках Средней Азии — Нурекская и Токтогульская и др.).

Наряду с энергетическим строительством Министерства энергетики и электрификации СССР осуществило строительство уникальных промышленных комплексов, таких как Волжский и Камский автозаводы, завод “Атоммаш”, Братский и

Усть-Илимский лесопромышленные комплексы, крупнейшие предприятия химической промышленности.

Системный, комплексный подход П. С. Непорожнего к решению проблем проявился и в создании крупных территориально-промышленных энергетических комплексов (ТПК) — Братско-Усть-Илимского, Экибастузского, Канско-Ачинского — как узлов Единой энергосистемы страны.

Примером активного освоения силами Минэнерго СССР гигантских просторов Сибири являлось создание Братско-Усть-Илимского ТПК, который составляет 11,5 % территории Иркутской области. Здесь проживает 15 % ее населения, удельный вес комплекса в промышленном производстве области превышает 30 %.

В 1939 г. на территории Братско-Усть-Илимского ТПК (Братский, Усть-Илимский и Нижнеилимский районы) площадью 88,8 тыс. км² проживало всего лишь 44,5 тыс. человек, в 1959 г. — 155,7 тыс. человек, на конец 1975 г. население выросло до полумиллиона. Такие темпы роста населения в необжитой Сибири являлись результатом системных перспективных планов развития регионов Сибири. В настоящее время на территории Братско-Усть-Илимского ТПК проживает более 4 чел/км², а в целом по Сибири — около 1,4 чел/км².

Вопросы освоения Восточной Сибири и Дальнего Востока и раньше тревожили наиболее прогрессивных государственных деятелей России. Так,

в соответствии с реформой П. А. Столыпина, председателя царского правительства, в 1906 – 1913 гг. более 3 млн. крепких крестьянских семей получили крупные ссуды и добровольно переселились в Сибирь. За всю историю Сибири ни царским, ни советским правительством не было проведено столь масштабного мероприятия, направленного не только на увеличение численности оседлого крестьянского населения, на хозяйственное развитие крупных регионов в интересах государства, но и на значительный качественный сдвиг в улучшении благосостояния людей на длительную перспективу, без нарушения при этом природного равновесия.

Вопрос заселения малообжитых регионов Восточной Сибири, Дальнего Востока особо обострился после распада Советского Союза. Попытки миграционных служб переселить людей в эти регионы успеха не имеют и скорее носят рекламный характер. Такое отношение к проблеме привело к тому, что почти за 20 лет численность жителей Дальневосточного федерального округа уменьшилась на 18 %, а Сибирского — на 5 %. В настоящее время на Дальнем Востоке заброшено около 1 млн. га сельскохозяйственных, плодородных земель, а главная причина — острая нехватка рабочей силы.

Следует отметить, что в годы активного освоения гидропотенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока потенциальные возможности Минэнерго СССР были весьма велики, поэтому Правительство и Госплан СССР при решении вопросов, кому поручить строительство очередного ТПК, имеющего большую государственную значимость, в первую очередь обращалось к Минэнерго СССР как организации, способной сконцентрировать в короткие сроки значительный строительный потенциал в любом месте нашей страны и обеспечить ввод комплекса в установленные сроки.

Министерство энергетики и электрификации СССР, возглавляемое П. С. Непорожним, пользовалось авторитетом далеко за пределами нашей страны. Правительства зарубежных стран постоянно обращались к Правительству СССР, когда у них возникала необходимость строительства особо крупных и сложных гидротехнических сооружений, а советские гидростроители ни разу не подводили заказчиков. За годы существования СССР отечественные энергетики запроектировали и построили более 400 энергетических объектов в 50 странах Европы, Азии, Африки и Латинской Америки. В том числе в 12 странах запроектировано и построено большое количество гидроэлектростанций, которые успешно эксплуатируются до сих пор. Так Асуанский гидроэнергетический комплекс в Египте, введенный в работу в 1968 г., надежно работает без перебоев. В 1982 г. плотина выдержала землетрясение силой 7,2 балла по шкале Рихтера без каких-либо повреждений. Надежно работают Евфратский гидрокомплекс в Сирии, ГЭС Хаобинь во

Вьетнаме и другие гидроэлектростанции во многих странах мира.

17 августа 2009 г. на крупнейшей и самой мощной электростанции в России, шестой по мощности гидроэлектростанции в мире — Саяно-Шушенской произошла сильнейшая техногенная авария с многочисленными человеческими жертвами и разрушениями, с полной остановкой ГЭС. Это очень тяжелая утрата. На момент аварии Саяно-Шушенская ГЭС вырабатывала 569 млрд. кВт · ч электроэнергии. Эксплуатировала станцию государственная компания ОАО «РусГидро». Авария на Саяно-Шушенской ГЭС серьезно повлияла на настроение гидроэнергетиков России: эксплуатационников, строителей, проектировщиков. Случай, безусловно, тяжелый, но не хотелось бы думать, что эта трагедия перечеркнет заслуженный авторитет, созданный гидроэнергетическим комплексом страны.

В своей гигантской работе по руководству отраслью П. С. Непорожний опирался на верных соратников — своих заместителей, членов коллегии, руководителей главков и объединений. В эту блестящую когорту профессионалов входили первые заместители министра П. П. Фалалеев, Е. И. Борисов, А. Н. Макухин, С. И. Садовский, Г. А. Шашарин; заместители министра А. П. Александров, В. Н. Буденный, А. Ф. Дьяков, Н. М. Иванцов, В. Н. Кондратенко, Ю. И. Кириллов, Ю. Н. Корсун, А. П. Поддубский, А. В. Кочерга, А. Н. Семенов, Ю. К. Семенов и многие другие. Под его руководством в Советском Союзе была создана практически вся энергетика. И самое главное достижения министра — в стране была создана Единая энергетическая система. По мощности, надежности, маневренности и экономичности ей не было равных в мире.

Все этапы развития электроэнергетики прошли через сердце Петра Степановича. Много пришлось пережить ему тяжелейших и часто несправедливых ситуаций.

П. С. Непорожний воспитал целую плеяду талантливых соратников, высококвалифицированных специалистов и руководителей. Он уделял особое внимание вопросу формирования кадров энергетической отрасли. К концу 1970-х гг. в системе Минэнерго СССР насчитывалось 42 энергетических и энергостроительных техникума. Кузницей подготовки специалистов-энергетиков стали Московский, Ленинградский, Шатурский энергетические техникумы. В 70 – 80 гг. в техникумах отрасли занималось свыше 70 тыс. человек. В 1980 г. на предприятия и стройки было направлено более 10 тыс. молодых специалистов со средним техническим образованием и 2 тыс. специалистов-практикантов закончили техникумы без отрыва от производства.

Успех деятельности любого коллектива, будь то электростанция, трест, стройка, научно-исследовательский или проектный институт, главное управ-

ление или само министерство, полностью зависит от руководителя, возглавляющего этот коллектив, от его компетентности и знания дела, владения в совершенстве методами управления, от его умения видеть перспективу развития и находить наиболее эффективные решения возникающих проблем. Всеми этими качествами Петр Степанович Непорожний обладал в совершенстве.

Специалисты энергетического профиля готовились в 45 вузах. На основе программ развития энергетики на год, пятилетие и перспективу составлялись планы комплектования как по численности, так и по специализациям. Эти планы создавали совместно с такими институтами, Московский энергетический, Ивановский энергетический, Московский инженерно-строительный и др., с которыми были установлены деловые творческие отношения. Институтам оказывалась помощь в укреплении и расширении материальной базы, в вузах преподавали ведущие работники министерства, включая П. С. Непорожного. Только в 1980 г. в организации Министерства было направлено свыше 8 тыс. молодых специалистов. Минэнерго СССР принимало самое активное участие в распределении специалистов, при этом с организациями отрасли были договоренности о должностях, на которые едут молодые специалисты, об условиях труда и жилищного устройства. Это позволяло избежать текучести молодых специалистов, вырастить достойную смену старшему поколению энергетиков.

Великие эпохи порождают выдающихся людей. Таким был Петр Степанович Непорожний — крупнейший организатор производства, авторитетный ученый, доктор технических наук, профессор, член-корреспондент Академии наук СССР, действительный член Академии строительства и архитектуры, кавалер высших орденов и медалей страны, лауреат Ленинской премии. Большую государственную работу П. С. Непорожний сочетал с научной деятельностью. Петр Степанович, отдавший энергетике всю свою долгую и плодотворную жизнь, осуществлявший руководство эксплуатацией и строительством всей энергетической отрасли огромной страны, внес большой вклад в развитие энергетической науки, уделял пристальное внимание и оказывал действенную поддержку прикладным и фундаментальным наукам, связанным с проблемами энергетики. Это был не кабинетный ученый, замкнувшийся в узких стенах своей лаборатории. Для него, руководителя базовой отрасли

экономики, научной лабораторией и одновременно полигоном для испытания идей и решений были все энергообъекты, и не только нашей страны. Это и есть его научные труды.

Он был удивительно восприимчив к новому, прогрессивному, ему нетерпелось поскорее воплотить это в практику. Внедренные им поточные методы возведения сооружений, каскадное строительство ГЭС, элементы сетевого планирования и пусковая схема, опережающий ввод объектов в эксплуатацию до завершения их строительства, обеспечение регулярного финансирования строительства позволяли сократить сроки и стоимость, ускорить отдачу вложенных средств.

Петра Степановича отличала присущая настоящему ученому пытливость, умение выделить главное, стремление разобраться в сути, в теории явления и внедрить ее в практику.

Он автор более 200 научных трудов. Важнейшие из них посвящены проблемам строительного производства, технологии поточного возведения крупных тепловых, атомных и гидроэлектростанций. За свои труды П. С. Непорожний был удостоен высокого звания члена-корреспондента АН СССР, доктора технических наук. Государственная, научная и общественная деятельность П. С. Непорожного была отмечена четырьмя орденами Ленина, орденом Октябрьской Революции, орденом Трудового Красного Знамени и орденами иностранных государств.

Для всех энергетиков П. С. Непорожний — человек-легенда. Под его руководством в Советском Союзе был создан практически весь электроэнергетический потенциал страны.

До последнего дня П. С. Непорожний продолжал работать, беспокоясь о сохранении Единой энергосистемы — национального достояния страны. Все его мысли были о будущем родной отрасли, которой он отдал всю свою жизнь.

Благодарную память о П. С. Непорожном хранят и граждане всех стран СНГ. По согласованию с Правительством РФ решением Правления ОАО РАО «ЕЭС России» его имя было присвоено Саяно-Шушенской и Каховской ГЭС. Решение об увековечивании памяти П. С. Непорожного принял Кабинет Министров Украины: на родине в г. Яготине (Киевской области) ему был поставлен памятник. Его имя носят одна из улиц в г. Тольятти и площадь в г. Набережные Челны.

Роль Непорожного П. С. в становлении и развитии энергетики Украины

Чулков Е. И., председатель Совета старейших энергетиков Украины

С Петром Степановичем Непорожным я познакомился впервые в июне 1955 г. в Днепропетровском обкоме компартии, где я присутствовал в качестве директора Приднепровской ГРЭС, а Петр Степанович — в качестве главного инженера строящейся Каховской ГЭС. Встретились мы для решения своих проблем. Я пригласил его на электростанцию обменяться опытом строительства.

Приднепровская ГРЭС по тому времени была самой мощной электростанцией в Советском Союзе. Турбогенераторы мощностью по 150 – 300 МВт на тот момент были самыми крупными, впервые внедряемыми в мировой практике, работающие на сверхкритических параметрах пара. Станция строилась с использованием передовых методов.

Петр Степанович охотно согласился, и мы поехали на электростанцию, которая уже работала с первым турбогенератором, пущенным в 1954 г. После осмотра объектов строительства мы расположились в уютном домике на берегу Днепра и здесь до позднего вечера говорили о жизни и о работе. П. С. Непорожный родился в Украине на хуторе Тужилов Яготинского района Киевской области. В многодетной семье было 9 детей. С 14 лет ему пришлось трудиться и одновременно учиться, вначале в школе, а затем в техникуме и институте, который

он закончил в 1933 г. До 1954 г. трудился в проектных институтах, на гидротехнических сооружениях.

В конце нашей встречи Петр Степанович рассказал, как был назначен главным инженером Каховской ГЭС, но скромно умолчал о том, что он был автором новых методов строительства, которые значительно сократили стоимость и сроки сооружения Каховской ГЭС.

Так закончилась моя первая встреча с Петром Степановичем, оставившая у меня неизгладимое впечатление о его высокой квалификации и таланте руководителя, преданности своей профессии, о его непритворной скромности.

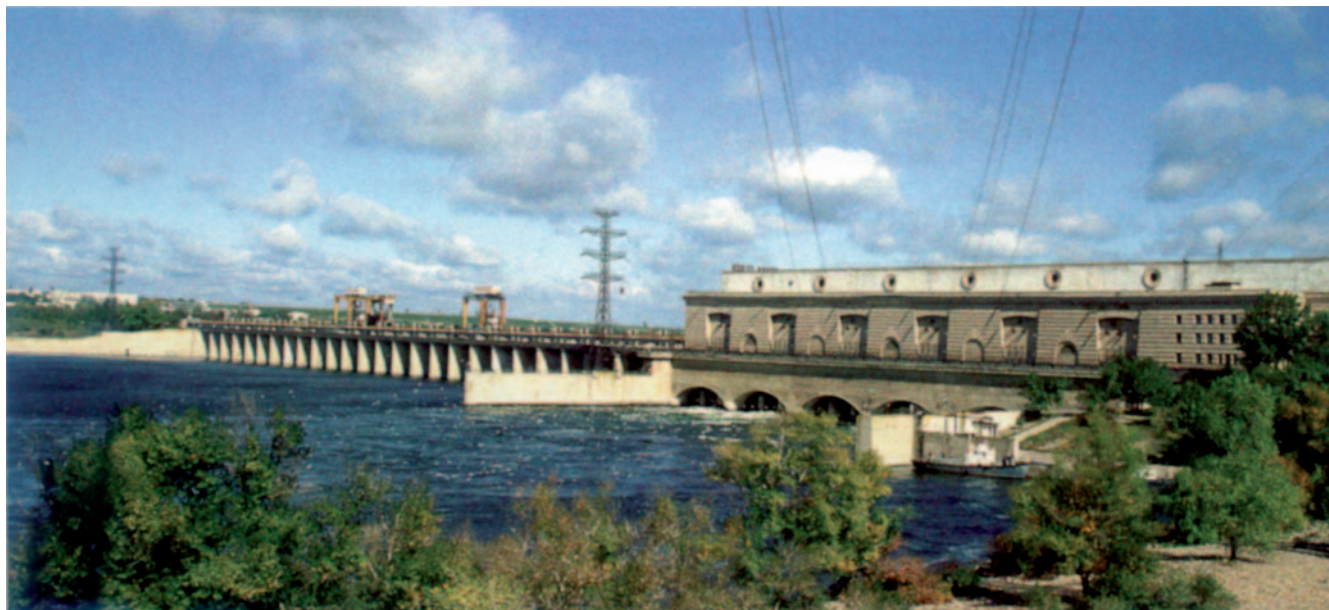
Высокие профессиональные качества и талант руководителя были замечены вышестоящим руководством СССР, и в 1956 г. П. С. Непорожный был назначен председателем Госстроя и заместителем председателя Совета Министров Украины, ответственным за вопросы энергетики Украины. Этот период характеризуется быстрым развитием всех отраслей народного хозяйства Украины, что потребовало быстрого развития энергетического хозяйства. Петр Степанович постоянно оказывал большую помощь в решении вопросов строительства крупных электростанций, высоковольтных линий электропередачи, подстанций и других энергообъектов.

Разрозненность управления энергосистемами по стране, строительными и монтажными организациями, их снабжением, оснащением в период строительства и монтажа, как показала практика, не обеспечивала необходимые темпы развития энергетики страны и тогда в 1960 г. с помощью Петра Степановича в Украине было создано Главэнерго, я был назначен начальником. Создание Главэнерго положило начало укрупнению и объединению энергосистемы Украины, а с сентября 1962 г. на этой базе было создано Министерство энергетики и электрификации Украины, объединившее все энергосистемы и энергокомбинаты, сельскую и коммунальную энергетику. В этот период я был назначен первым заместителем министра.

Образование специализированного министерства сыграло большую положительную роль в дальнейшем развитии энергетики Украины. Энергетика развивалась путём ускоренного сооружения мощных тепловых электростанций с энергоблоками на сверхкритических параметрах пара мощностью 150 – 200, 300 и 800 тыс. кВт, осуществлялось строительство таких крупных тепловых электростанций, как Змиевская, Приднепровская, Старобешевская, Криворожская, Луганская и др.



Памятник П. С. Непорожному в г. Яготин, Украина



Каховская ГЭС

Развернулось строительство каскада ГЭС на Днестре — Киевской, Днепродзержинской, Кременчугской, Каневской — и первой в стране ГАЭС.

Развитие промышленного потенциала страны вызвало необходимость сооружения атомных электростанций — Чернобыльской, Запорожской, Ровенской, Хмельницкой, Южно-Украинской — с новыми атомными энергоблоками и реакторами. Дальнейшее развитие получили электрические сети напряжением 220 – 750 кВ, впервые в Советском Союзе была сооружена ЛЭП постоянного тока 800 кВ, были сооружены ЛЭП 750 кВ. Это развитие электросетей позволило объединить все энергосистемы Украины в единую энергосистему, и они были объединены с Единой энергосистемой Советского Союза. А сооружение в 1962 г. ЛЭП 220 – 400 кВ позволило объединиться с энергосистемами Венгрии, Чехословакии, Румынии, Польши и Болгарии, создав энергосистему “Мир”.

В Украине в те годы вводилось более 2 млн. кВт мощностей ежегодно. В последующие годы, когда Петр Степанович работал заместителем министра, а с 1962 г. — министром энергетики Советского Союза, он уделял большое внимание энергетике и оказывал постоянную огромную помощь Украине. Он постоянно интересовался положением дел в сооружении энергообъектов на Украине и помогал в решении проблем при осуществлении планов.

Как человек пытливый и большой новатор Петр Степанович при решении вопросов проектирования и сооружения любых энергообъектов требовал включения нового, передового и прогрессивного, что было в этот период в энергетике мира. Так, при рассмотрении проекта расширения Приднепровской ГРЭС и при сооружении Киевской ТЭЦ-5 Петр Степанович потребовал, чтобы расширение

было запроектировано и осуществлено с внедрением первых в Советском Союзе энергоблоков типа 150 и 300 МВт, что и было выполнено.

Петр Степанович не был кабинетным работником, он сам посещал энергообъекты, чтобы лично убедиться на месте в положении дел и решить возникшие проблемы. Я не помню ни одного крупного объекта в Украине, где не побывал бы Петр Степанович и не решил бы возникавших проблем. Я удивлялся, как при огромной занятости он успевает это делать. Как-то при встрече я спросил его об этом, он мне ответил: “Я привык все что меня интересует не только слышать, но и видеть и хочу, чтобы все вновь сооружаемые объекты энергетики включали все новое и прогрессивное, имеющееся в настоящее время в мире”. В Киеве он устроил большое совещание по вопросу “Внедрение скоростного метода строительства электростанций”, на котором присутствовали руководители строительства электростанций Советского Союза (основным докладчиком был Ф. В. Сапожников). В результате обсуждения был принят, утвержден и реализован на практике проект скоростного строительства. Таких примеров можно привести множество.

В годы работы в энергетике Петр Степанович внес огромный вклад в ее развитие в Украине. Энергетическая мощность в стране уже в 1960-м г. составила 54 млн. кВт с оборудованием на высоком современном уровне.

Годы, в которые Петр Степанович руководил энергетической отраслью, характеризуются системным современным научно-обоснованным подходом к проблемам ее развития, расцветом энергетической науки. Подтверждением этому является создание 32 научно-исследовательских институтов и проектных организаций, которые проводят боль-

Непорожний П. С. и энергетика Казахстана

Нурпеисов С. С., председатель Совета ветеранов-энергетиков Казахстана

Ветераны энергетики Казахстана с чувством глубокого уважения и признательности хранят в памяти светлый образ Петра Степановича Непорожного, выдающегося руководителя и организатора энергетической отрасли, создателя мощного энергетического комплекса, Единой энергетической системы СССР мирового масштаба.

П. С. Непорожний, будучи министром энергетики СССР, внес неоценимый вклад в становление и развитие топливно-энергетического комплекса Казахстана. При его постоянной поддержке и непосредственном участии были построены и введены в эксплуатацию в Казахстане такие крупные энергетические объекты, как Экибастузские ЭКГРЭС 1–2, Джамбулская и Ермаковская ГРЭС, линии электропередачи сверхвысокого напряжения 1150 кВ Сибирь — Казахстан — Урал, не имеющие аналога в мировой практике, и др. Это обеспечило бурный рост многоотраслевой экономики республики, высокую степень энергетической безопасности, надежное и бесперебойное электроснабжение народного хозяйства и населения страны. У

П. С. Непорожного было взаимопонимание с руководством республики — Первым секретарем ЦК КП Казахстана Д. А. Кунаевым, Секретарем ЦК Компартии Казахстана, ныне Президентом Республики Казахстан Н. А. Назарбаевым, министром энергетики и электрификации Казахской ССР Т. И. Батуровым. Эти дружеские и деловые отношения способствовали положительному решению поистине масштабных задач в развитии энергетического комплекса Казахстана.

П. С. Непорожний обладал высококонкретными качествами, был талантливым и одаренным руководителем и блестящим организатором электроэнергетического производства, пользовался огромным уважением и заслуженным авторитетом у мировой энергетической общественности.

Имя П. С. Непорожного золотыми буквами вписано в историю развития энергетики СССР.

В день юбилея — 100-летия со дня рождения — ветераны энергетики Казахстана отдадут дань глубокого уважения памяти великого человека — энергетика с большой буквы.

шую работу по развитию энергетической отрасли в Украине на основе новых прогрессивных методов и решений, по подготовке высококвалифицированных специалистов современного уровня.

Петр Степанович проводил большую научно-исследовательскую работу. Ему принадлежит более 200 опубликованных материалов — книги, статьи, брошюры, изданные при его жизни. Можно считать настольной книгой посмертное издание П. С. Непорожного “Энергетика глазами Министра”.

П. С. Непорожний воспитал огромную плеяду руководителей отрасли разного направления, которые с успехом в разных странах бывшего Советского Союза работают руководителями энергосистем и институтов. Стиль руководства Петра Степановича — это создание единомыслия в решении поставленных задач, правильных отношений между руководителями подразделений. Он был предельно строг, но справедлив. Не выполнить его просьбы было невозможно. Его скромность не знала границ. Он внимательно и чутко относился к людям, за что его очень уважали и любили.

За большой вклад в развитие энергетики СССР и других стран Петр Степанович награжден четырьмя орденами Ленина и многими другими наградами Советского Союза и других стран мира. Как ученый Петр Степанович получил высокие звания

члена-корреспондента Российской Академии наук и лауреата Ленинской премии, имя его присвоено Каховской и Саяно-Шушенской ГЭС.

Под руководством П. С. Непорожного в Советском Союзе и Украине была создана практически вся энергетика, такой она осталась и сейчас. Все этапы развития энергетики прошли через его сердце.

До последнего дня Петр Степанович Непорожний продолжал работать на благо энергетики, возглавляя созданный им в 1967 г. Совет ветеранов-энергетиков, который до сегодняшнего дня работает успешно.

Совет старейших энергетиков Украины был создан в 1975 г. Наши ветераны-энергетики активно участвуют в общественной жизни Украины, поддерживая тесные и дружественные контакты с ветеранскими организациями других стран. На одной из встреч ветеранов в октябре 1983 г., проводимой Петром Степановичем, в его докладе были четко определены направления и задачи последующей работы энергетической отрасли.

Петр Степанович Непорожний для меня является человеком большой души, выдающимся государственным деятелем, великим тружеником, создателем и талантливым ученым, руководителем самой важной отрасли в государстве — энергетики.

Непорожний П. С. и развитие электроэнергетики Республики Беларусь

Герасимов В. В., председатель Совета ветеранов войны и труда Республики Беларусь

Говорить о таком феноменальном руководителе, как П. С. Непорожний, на мой взгляд, трудно, настолько многогранна его деятельность в деле развития энергетики самой огромной страны мира, какой был СССР, работоспособность на посту министра энергетики и электрификации СССР колоссальна, удивительно высока эффективность его решений, творческой и научной деятельности в области энергетики. Петр Степанович успевал везде, где требовалось его участие, работал на благо любимой им отрасли, на благо людей.

Петр Степанович не обошел своим вниманием и электроэнергетику Белоруссии. Он много раз бывал у нас в командировках на различных объектах энергетики — Лукомльской и Березовской ГРЭС, минских ТЭЦ, электрических сетях. Участвовал в многочисленных совещаниях ЦК КП Белоруссии, Совета министров БССР, неоднократно рассматривал вопросы электроэнергетики Белоруссии на коллегиях и партийно-хозяйственных активах в Минэнерго СССР.

В период руководства в 1962 – 1995 гг. П. С. Непорожним Министерством энергетики и электрификации СССР ни одна мощная электростанция, линия электропередачи, объекты промышленности не вводились в эксплуатацию, в том числе и по Беларуси, без его личного участия и контроля. Так, рост установленной мощности (рис. 1) за этот период составил 6 млн. кВт за счет ввода восьми блоков по 300 МВт на Лукомльской ГРЭС, шести блоков по 150 – 160 МВт Березовской ГРЭС, восьми теплофикационных агрегатов общей мощностью 505 МВт Новополоцкой ТЭЦ, Светлогорской ТЭЦ мощностью 270 МВт, Могилевской ТЭЦ-2 мощно-

стью 180 МВт, Мозырской ТЭЦ мощностью 195 МВт, Минской ТЭЦ-4 мощностью 780 МВт, Гродненской ТЭЦ-2 мощностью 170 МВт, Гомельской ТЭЦ-2 мощностью 540 МВт.

Создание Белорусской энергосистемы было завершено в 1963 г., и в том же году по ВЛ-220 кВ была установлена связь Белорусской энергосистемы с энергосистемой Польши, а с 1965 г. Белорусская энергосистема вошла в объединенную энергосистему Северо-Запада СССР. На начало 1991 г. протяженность электрических сетей составила более 246 тыс. км, в том числе ЛЭП напряжением 220 – 330 – 750 кВ. Такое развитие энергосистемы обеспечило снабжение тепловой и электрической энергией экономику и социальную сферу республики Белоруссии. Производство электрической энергии достигло 40 млрд. кВт · ч в год, тепловой энергии — 54 млн. Гкал в год (рис. 2).

Таким образом, электроэнергетика Белоруссии стала передовой отраслью не только в республике, но и во всем постсоветском пространстве.

Безусловно, что эти достижения — результат успешной работы многих тысяч рабочих, специалистов, руководителей многих отраслей, руководителей России и Белоруссии, и одним из главных был Петр Степанович Непорожний!

Мне не доводилось часто видеться и общаться с ним, но те встречи, которые были во время посещения Лукомльской ГРЭС, заседаний коллегий Минэнерго СССР оставили во мне неизгладимое впечатление о Петре Степановиче как о великом профессионале-энергетике, инженере и ученом, руководителе мирового масштаба, человеке с большой буквы.

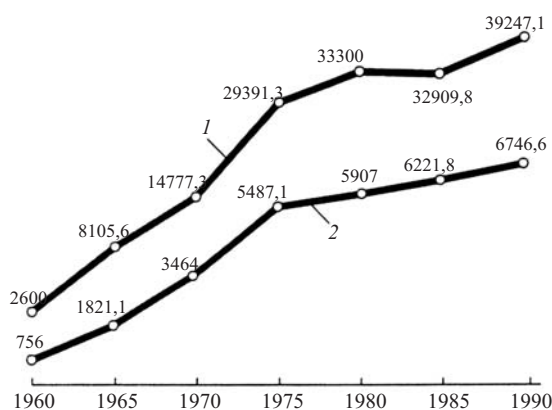


Рис. 1. Выработка (1) электроэнергии электростанций Белплавэнерго, млн. кВт · ч; установленная мощность (2) электростанций, тыс. кВт · ч

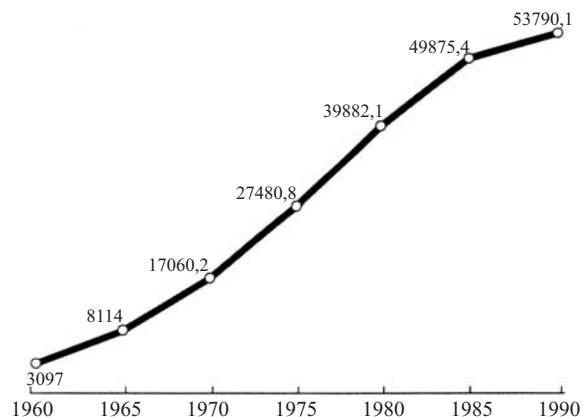


Рис. 2. Рост отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал от источников Белорусэнерго

Пути развития отечественной энергетики

Шайтанов В. Я., президент ассоциации “Гидропроект”, доктор техн. наук

Энергетике, как отрасли народного хозяйства практически во всех программных документах развития экономики страны, начиная с ленинского плана ГОЭЛРО, отводилась приоритетная роль. Эта отрасль всегда считалась базовой, которая должна служить локомотивом всех отраслей народного хозяйства. В советское время энергетика находилась под постоянным вниманием первых лиц государства, партийных и советских органов. Особая забота государства позволила этой отрасли в исторически короткие сроки превратить отсталую Россию в передовую энергетическую державу, занявшую второе место в мире по производству электрической энергии, как по абсолютным показателям, так и по показателям на душу населения. Практически на пустом месте была создана совершенно новая энергомашиностроительная и электротехническая база, способная не только обеспечивать собственные потребности, но и конкурировать на мировом рынке с ведущими энергомашиностроительными компаниями, имеющими за плечами многолетний опыт. Одновременно с этим по ряду направлений в области технологии производства и передачи электрической энергии ученые и инженеры СССР значительно опередили ведущие в этой области страны мира и уверенно заняли лидирующие позиции. Впервые в мировой практике на территории огромной страны была создана Единая энергетическая система, опыт работы которой приезжали изучать специалисты разных стран.

В 1954 г. Советский Союз первый в мире построил и ввел в действие атомную электростанцию, открыв новую эру использования энергии атома в мирных целях. Наша страна заняла лидирующие позиции и в области гидротехнического строительства. Были запроектированы и построены уникальные гидротехнические сооружения энергетического и водохозяйственного назначения, не имеющие аналогов в практике мирового плотиностроения, такие, как самая высокая в мире (высотой 300 м) плотина из грунтовых материалов Нурекской ГЭС; самая высокая в мире (высотой 271 м) арочная плотина Ингури ГЭС, построенные в высокосейсмичных районах; Мамаканская и Усть-Хантайская ГЭС, построенные на вечной мерзлоте, и др.

Можно назвать еще много направлений, где советские ученые и инженеры, преодолев трудности восстановительного периода разрушительной войны с фашистскими захватчиками, совершили беспрецедентный подвиг в науке и технике. К таким выдающимся ученым в области электроэнергетики относится блестящий организатор науки и произ-

водства Петр Степанович Непорожний. С его именем, начиная с 60-х гг. прошлого столетия, связаны практически все важнейшие этапы развития отечественной электроэнергетики.

Петр Степанович Непорожний вошел в состав руководства Министерства строительства электростанций СССР в 1959 г. В 1962 г. он назначается министром вновь созданного Министерства энергетики и электрификации СССР. Общая мощность электростанций СССР в 1962 г. составила 82,4 млн. кВт, а производство электрической энергии — 369,3 млрд. кВт · ч. За годы руководства отраслью П. С. Непорожним к концу 1985 г. мощность электростанций выросла почти в четыре раза, достигнув 314,7 млн. кВт, в том числе ТЭС — 225,0 млн. кВт, ГЭС — 61,6 млн. кВт, АЭС — 28,1 млн. кВт, а производство электрической энергии достигло 1545 млрд. кВт · ч. Ежегодный прирост электрических мощностей достигал 10–12 млн. кВт. Таких темпов роста энергетических мощностей еще не знала ни одна страна в мире.

Ввод энергетических мощностей выглядел так: с 1960 по 1970 г. мощность электростанций выросла с 66,7 до 166,2 млн. кВт — прирост примерно в 2,5 раза, а производство электроэнергии увеличилось с 292,3 до 740,9 млрд. кВт · ч. Количественный рост производства электрической энергии сопровождался качественными изменениями технологии ее производства. Этот период характеризуется созданием нового и более совершенного энергетического оборудования и систем управления электростанциями. Технический прогресс в развитии тепловых электростанций характеризуется повышением мощности электростанций с оборудованием на высоких параметрах пара с 65 % в 1960 г. до 90 % в 1970 г. На базе крупных Волжских ГЭС — Куйбышевской и Сталинградской — начинается создаваться Единая энергетическая система СССР, объединяющая энергосистемы Центра, Юга и Урала. Начинается широкомасштабное строительство мощных атомных и крупных гидравлических электростанций.

С 1970 по 1980 г. мощность электростанций возросла с 162,2 до 266,5 млн. кВт, а производство электроэнергии — с 740,9 до 1293,9 млрд. кВт · ч. Концентрация мощностей достигла высокого уровня: на конец 1980 г. в СССР находилось в эксплуатации 72 электростанции мощностью 1 млн. кВт и выше, из них 33 электростанции мощностью от 2 до 3 млн. кВт и 10 электростанций мощностью выше 3 млн. кВт. В эти годы Минэнерго СССР под руководством П. С. Непорожного в качестве основ-



Рогунская ГЭС на р. Вахш (Таджикистан), 1997 г. П. С. Непорожний расписывается на стене вагончика изыскательской экспедиции Средазгидропроекта. Слева направо: Г. И. Тихонов, начальник треста “Таджикгидроэнергострой”, Н. Г. Савченков, начальник строительства Рогунской ГЭС

ного направления развития энергетического хозяйства страны проводило политику на совершенствование структуры топливно-энергетического баланса: в Европейской части страны за счет использования гидроэнергетических ресурсов и атомной энергии сокращалась доля тепловых электростанций, использующих органическое топливо; в восточных районах развитие энергетики осуществлялось за счет более широкого использования дешевых углей открытой добычи и гидравлической энергии. На востоке страны особое значение приобретало создание территориальных энергопромышленных комплексов, которые служили основой освоения богатых природных ресурсов новых регионов.

В 1981 – 1985 гг. на базе богатейших угольных месторождений — Экибастузского и Канско-Ачинского — были построены самые мощные в стране тепловые электростанции: Экибастузская ГРЭС-2 мощностью 4 млн. кВт и Березовские ГРЭС 1 и 2 мощностью по 6,4 млн. кВт каждая.

В области гидроэнергетики также имелись большие успехи. После завершения строительства Братской ГЭС мощностью 4,5 млн. кВт и Усть-Илимской ГЭС мощностью 4,3 млн. кВт на р. Ангаре и Красноярской ГЭС мощностью 6,0 млн. кВт на р. Енисее началось строительство второй крупной ГЭС на Енисее — Саяно-Шушенской мощностью 6,4 млн. кВт, а затем Богучанской ГЭС мощностью 3,0 млн. кВт на р. Ангаре; на Дальнем Востоке — Зейской ГЭС мощностью 2,0 млн. кВт и Бурейской ГЭС мощностью 2,0 млн. кВт на р. Зее.

Под особым вниманием министра энергетики П. С. Непорожнего находилась атомная энергетика. В этот период в стадии строительства находились Курская и Чернобыльская АЭС мощностью по 3,0 млн. кВт каждая с реакторами РБМК мощностью 1,0 млн. кВт, Нововоронежская, Ростовская,

Балаковская, Калининская, Запорожская, Южно-Украинская атомные электростанции с реакторами ВВЭР-1000. С 1981 по 1985 г. на атомных электростанциях было введено 28,1 млн. кВт электрических мощностей.

К концу 1985 г. общая мощность электростанций СССР достигла 314,7 млн. кВт, в том числе на ТЭС — 225,0 на ГЭС — 61,6, на АЭС — 28,1 млн. кВт. Производство электрической энергии составило 1595 млрд. кВт, в том числе на ТЭС — 1223,6, на ГЭС — 214,0, на АЭС — 107,4 млрд. кВт · ч. Продолжалось формирование Единой энергетической системы страны. Велось строительство межсистемных линий электропередачи напряжением 500, 750 и 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного. Кроме того Минэнерго СССР выполняло большой объем строительно-монтажных работ по распределительным сетям. Энергетика Советского союза в этот период устойчиво занимала второе место в мире как по мощности, так и по выработке, подтвердив свою высокую надежность и эффективность.

Рассматривая развитие энергетики нашей страны, следует отметить, что 1980 – 1985 гг. были самыми результативными. В этот период наряду с успешным развитием тепло- и гидроэнергетики интенсивно развивалась ядерная энергетика. Ежегодный ввод новых мощностей только на АЭС достигал 4 млн. кВт, а в целом на всех объектах энергетики максимальный годовой прирост мощностей достиг 12 млн. кВт — показатель по своей величине еще невиданный в мире.

В 50-е гг. прошлого столетия советская энергетика начала выходить на мировой рынок. Вопросы сотрудничества с зарубежными странами были возложены на Государственный комитет по экономическому сотрудничеству (ГКЭС), который осуществлял контрактно-финансовые операции, а Минэнерго СССР осуществляло все функциональные обязательства по проектированию и строительству энергетических объектов и вводу их в эксплуатацию. География энергетического строительства интенсивно расширялась. В сферу влияния советских энергетиков входили такие крупнейшие гидроузлы, как высотная Асуанская плотина на р. Ниле в Египте, ГЭС Джердап-Железные ворота на р. Дунае на границе Югославии и Румынии, Евфратский гидроузел и ГЭС Тишрин на р. Евфрате в Сирии, ГЭС Докан и ГЭС Хадита в Ираке, ГЭС Хоа Бинь и ГЭС Тхакба во Вьетнаме и многие другие, а также тепловые и атомные электростанции. Строительство многочисленных объектов в разных природно-климатических условиях, в странах со своими политическими и религиозно-этническими особенностями требовало от министра энергетики особого внимания. Несмотря на эти сложности, благодаря блестящему таланту инженера и организатора, Петр



Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного

Степанович Непорожный успешно решал поставленные государством задачи, что подтверждает надежная и безопасная работа всех объектов энергетики, запроектированных и построенных Советским Союзом в годы руководства энергетической отраслью П. С. Непорожным.

В 1970 – 1985 гг. Министерство энергетики СССР, кроме объектов энергетики, занималось строительством самых в то время крупных промышленных объектов: алюминиевых заводов, горно-рудных и обогатительных предприятий в Сибири. На Минэнерго СССР в те годы были возложены функции генеральной подрядной строительной-монтажной организации по строительству крупнейших в стране автомобильных заводов — АвтоВАЗа в г. Тольятти и КаМАЗа в г. Набережные Челны.

Перечень только одних наименований тепловых, гидравлических и атомных электростанций,

промышленных и гражданских объектов, построенных в период руководства Минэнерго СССР Петром Степановичем Непорожным на территории Советского Союза, в крупнейших странах мира таких, как Китай, Индия, Египет, Сирия, Иран, Вьетнам, Куба и многие другие потребовал бы издания специальной монографии. Своими трудом и талантом Петр Степанович оставил о себе самую добрую память как о создателе, превратившим Россию в ведущую мировую энергетическую державу.

Список литературы

1. *Непорожный П. С.* Энергетика страны глазами Министра. — М.: Энергоатомиздат, 2000.
2. *Единая энергетическая система России.* — М.: Энергоатомиздат, 1998.
3. *Twenty-Third International Congress, Brasilia, 2000 g.*

Электроэнергетика Украины: современное состояние и перспективы развития

Поташник С. И., Герой Украины, профессор,
председатель правления ОАО “Укрэнерго”

Петр Степанович Непорожний стоял у истоков стремительного развития гидроэнергетики СССР. Он работал на строительстве первенца ГОЭЛРО — Днепровской ГЭС, был вдохновителем и организатором строительства гидроэлектростанций на Волге, Енисее, Ангаре, в республиках Средней Азии. Петр Степанович Непорожний во главе Министерства энергетики и электрификации СССР руководил строительством крупных промышленных комплексов, таких, как Волжский автозавод, завод “Атоммаш”, предприятия химической промышленности в Саратове, Оренбурге и других городах. Самое главное — при нем была создана Единая энергетическая система СССР.

Работая в Украине в 1950-е гг., Петр Степанович был главным инженером Днепростроя, который строил Каховскую ГЭС. В конце 1954 г. первый секретарь ЦК КПСС Н. С. Хрущев посетил строительство Каховской ГЭС, где ознакомился с деятельностью П. С. Непорожного и предложил назначить его заместителем Председателя Совета министров Украины.

В 1954 г. Петр Степанович переходит работать заместителем, а затем министром энергетики СССР.

С молодых лет Петр Степанович Непорожний руководствовался мудрым высказыванием известного энергетика И. И. Кандалова: “Доверяя, проверяй и проверяй лично”. Уверен, это правило должно быть постоянно в памяти любого руководителя, тогда будет доверие, уважение и авторитет.

В 2006 г. в Украине принята стратегия развития энергетики до 2030 г. Формирование общей стратегии энергетики Украины вытекает из долгосрочных целей, стоящих перед отраслью:

обеспечение энергетической безопасности государства;

максимальное удовлетворение возрастающих потребностей населения;

получение прибыли от энергопроизводства;

минимизация влияния на природную и социальную среду.

Функционирование ГЭС и ГАЭС имеет стратегическую ценность для энергетики, обеспечивает устойчивую работу энергосистемы, качество электроэнергии при минимальном влиянии на окружающую среду и минимальных финансовых затратах благодаря целому ряду своих особенностей. В первую очередь это:

способность быстрого (1 – 2 мин) набора мощности, регулирование частоты в энергосистеме и реагирование на колебание нагрузки;

возобновляемость природных энергоресурсов, что способствует сохранению недр и окружающей среды в целом;

комплексность, которая дает возможность, решая важную задачу производства гидроэнергии, одновременно использовать гидроэнергетические узлы для промышленного и коммунального водоснабжения, водного транспорта, автодорожных и железнодорожных переходов, рыбоводства, рекреации и др.;

высокая освоенность технологии и автоматизация, которая определяет максимальную маневренность, минимальные эксплуатационные затраты и безопасные условия работы;

роль водохранилищ как фактора, который снижает отрицательное влияние на социальную среду таких стихийных явлений, как наводнения и регулирование годового стока.

В Украине функционируют мощные гидроэлектростанции Днепровского каскада: Киевская, Каневская, Кременчугская, Днепродзержинская, Днепровская, Каховская. На Днестре эксплуатируются Днестровские ГЭС-1 и ГЭС-2. В декабре 2009 г. в строй действующих вошла Днестровская ГАЭС (первый гидроагрегат мощностью 324/421 МВт). На Южном Буге работает Ташлыкская ГАЭС в составе двух гидроагрегатов. Установленная мощность больших ГЭС, которые входят в ОАО “Укрэнерго” — 4960 МВт. Эксплуатируются, кроме того, малые ГЭС общей мощностью 93 МВт. В целом в балансе мощности энергосистемы Украины гидроэлектростанции составляют до 8 %, что характеризует крайне неоптимальную структуру генерирующих мощностей (в мировой практике соответственно 15 – 20 %) и обуславливает дефицит как маневренных, так и регулирующих энергоисточников.

Исходя из анализа существующего состояния энергетики и гидроэнергетики, прогноза энергопотребления сформулированы следующие стратегические ориентиры развития гидроэнергетики: как можно больше наполнить энергосистему маневренными гидроэнергетическими мощностями с тем, чтобы практически в полном объеме выполнять регулирующие функции в энергосистеме и обеспечивать ее стабильную работу и наиболее эко-



Каневская ГЭС



Днепровская ГЭС

номичный режим работы оборудования ТЭС и АЭС. Для этого планируется, во-первых, обеспечить введение новых пиковых мощностей на гидрообъектах и, во-вторых, провести реконструкцию действующих гидроэлектростанций с целью продления их ресурса, мощностей и производства. Эти стратегические задачи гидроэнергетики планируется осуществлять поэтапно:

на первом этапе — решение проблем малой гидрогенерации в контексте локальных проблем энергообеспечения и водоснабжения;

на втором этапе — дальнейшее использование гидравлических источников энергии в западных регионах страны в комплексе с противопаводковыми мероприятиями, создавая предпосылки стабильной параллельной работы по энергообъединениям УСТЕ.

Главные цели реконструкции:

продление срока надежной и эффективной эксплуатации гидроэлектростанций на 30 – 40 лет;

введение 260 МВт дополнительной пиковой мощности и рост производства гидроэлектроэнергии на 235 млн. кВт · ч;

повышение надежности эксплуатации гидротехнических сооружений, безопасности плотин, создание автоматизированных систем контроля их состояния в режиме реального времени;

улучшение экологической ситуации в бассейне Днепра и качества воды в реке.

Реконструкция гидроэлектростанций Украины проводится с 1996 г. за счет собственных средств и кредитов Мирового банка реконструкции и развития. На протяжении 2010 – 2017 гг. планируется полностью завершить замену и модернизацию всего основного и вспомогательного оборудования на действующих ГЭС и ГАЭС.

Правительством Украины поставлена задача выполнить программу реконструкции действующих малых ГЭС и восстановления неработающих станций с общей мощностью 100 МВт.

Планируется строительство ГЭС на реках Тисе и Днестре с общей мощностью 1200 МВт.

В целом до 2030 г. суммарная мощность гидроэлектростанций Украины увеличится с 4960 до 10460 МВт (что будет составлять около 15 – 19 % от общей мощности ОЭС) и обеспечит необходимые регулирующие потребности в энергосистеме.

Наши планы реальны и базируются на взвешенных расчетах, как технических, так и финансовых. Мы имеем мощную производственную базу, высококвалифицированные кадры, большой научно-технический потенциал, мощные отечественные заводы-изготовители необходимого оборудования, проектные и строительные-монтажные организации, положительный опыт реализации масштабных проектов и поддержку со стороны государства.

Мои личные встречи с Непорожным П. С.

Торопов Л. Н., кандидат техн. наук, член Совета ветеранов энергетики

В своих воспоминаниях мне хотелось бы остановиться на личных встречах. Моя первая встреча с Петром Степановичем Непорожным состоялась, когда он работал рядовым инженером-гидротехником на одной из труднейших строительных гидротехнических сооружений, расположенных в районе Крайнего Севера. Отмечая столетний юбилей Петра Степановича, постоянно возвращаешься к мысли, что сама Судьба подарила нашей стране этого замечательного человека, который на протяжении четверти века руководил развитием электроэнергетики огромного государства.

П. С. Непорожный, стоя у руля развития электроэнергетики долгие годы, уделял огромное внимание аспектам ее развития — от подготовки кадров для электроэнергетики, от научно-исследовательских и проектных работ до строительства и грамотной эксплуатации энергетических объектов. Именно в годы его руководства отраслью получила развитие тепловая энергетика со сверхмощными агрегатами, начала реализовываться комплексная программа по строительству атомных электростанций, были сооружены многочисленные линии электропередач высокого и сверхвысокого напряжения. Особое внимание он уделял вопросам развития гидроэнергетики в различных регионах нашей страны.

Нет смысла повторять сказанное в статьях других авторов, но мне хотелось бы вспомнить о личных встречах с Петром Степановичем, которые не только характеризуют его как талантливого организатора, но и подчеркивают его человечность, теплое, какое-то отцовское отношение к своим подчиненным независимо от ранга и занимаемого служебного положения.

После окончания гидротехнического факультета Московского инженерно-строительного института я с группой молодых специалистов уехал на Крайний Север, в Якутию, где в начале 1960-х гг. разворачивались работы по созданию алмазодобывающей промышленности страны. Первоначально все работы — от добычи и переработки алмазосодержащей породы до выполнения всех строительномонтажных работ по строительству жилья, автомобильных дорог и соцкультбыта — выполнялись силами подрядных организаций Минцветмета СССР. Однако работы разворачивались медленно и был возможен срыв запланированных сроков. Учитывая крайне сложную транспортную схему этого региона, его экстремальные климатические условия и способности Минэнерго СССР успешно разворачивать строительство в таких условиях, Правительство СССР приняло решение поручить все ра-

боты по сооружению алмазодобывающих предприятий, включая строительство сопутствующих городов и поселков и обеспечение всего региона электроэнергией, Минэнерго СССР, возглавляемому П. С. Непорожным.

В неосвоенном районе, на месте маленького поселка Мухтуя, было начато строительство г. Ленска с объектами соцкультбыта, с базой стройиндустрии, с причальными сооружениями, позволяющими перегружать поступающие грузы с речного на автомобильный транспорт и энергопоезда. Одновременно с этим строители приступили к работе в 220 км от Мухтуи, на месте будущего г. Мирного, а также в 120 км севернее — в створе будущей гидроэлектростанции на р. Вилюй, которая должна была обеспечивать электроэнергией не только строящийся г. Мирный, но и растущую и энергоемкую алмазодобывающую промышленность.

П. С. Непорожный, понимая всю ответственность порученного Правительством дела, взял под свой личный контроль как формальную организацию специального строительномонтажного управления “Вилюйгэстрой”, так и его практическое становление. В соответствии с приказом министра начальником строительства был назначен опытный гидростроитель и прекрасный организатор Евгений Никандрович Батенчук (в будущем начальник строительства КаМАЗа и Герой Социалистического Труда), а главным инженером — вдумчивый и талантливый инженер Гавриил Федорович Биянов. Их совместными усилиями при непосредственной помощи П. С. Непорожного в течение короткого времени был создан многочисленный и работоспособный коллектив гидростроителей.

При сооружении объектов на вечномерзлых грунтах в экстремальных природно-климатических условиях строители столкнулись с очень серьезными трудностями. В первые годы своей работы (1961 – 1964) мне пришлось трудиться на строительстве плотины “мерзлотного типа” из грунтовых материалов на р. Крелях, одном из притоков р. Вилюй, предназначенной для водоснабжения г. Мирного и его алмазодобывающей промышленности. Как известно, на всех реках в районе распространения вечной мерзлоты в летний период идут большие строительные расходы, которые достаточно трудно пропускать через сооружения, а зимой, когда вынужденно приходится возводить земляные напорные сооружения (трудность доставки цемента из-за сложной транспортной схемы вынуждают принимать именно этот тип сооружений), работы существенно усложняются из-за суровых якутских морозов. В результате совместной работы проекти-

ровщиков Ленгидропроекта и строителей Виллой-гэсстроа был разработан и внедрен новый метод возведения плотины из грунтовых материалов, который позволил уже в 1964 г. создать для нужд алмазодобывающей промышленности водохранилище необходимой емкости.

Разработанную и успешно опробованную на Иреляхе технологию было решено перенести на строительство основной плотины Виллойского гидроузла, высота которой составляла 74 м. По гидрологическим условиям наклонный экран плотины приходилось возводить в период жестоких якутских морозов, достигающих временами до минус 45 – 50 °С. В 1964 – 1967 гг. я работал руководителем по сооружению экрана этой плотины, тогда и произошла моя первая встреча с П. С. Непорожним.

Как уже отмечалось, мы вынуждены были укладывать подготовленный талый суглинок, имевший температуру плюс 3 – 4 °С, в сильнейшие морозы. В целях предотвращения его замерзания до уплотнения использовалось тепло от реактивных двигателей, а также обработка слоев концентрированным подогретым раствором хлористого кальция. Все было бы ничего, но нахождение в валенках или унтах на засоленной карте укладки суглинистого грунта, а потом неизбежный заход в теплые помещения приводил к тому, что к середине дня ноги у мастеров, прорабов и рабочих становились мокрыми и это при 45 – 50° морозов. Такая обстановка приводила к многочисленным болезням персонала, работать становилось некому. Выход из положения мы искали долго и наконец нашли: на подошву валенок с помощью эпоксидной смолы наклеивались стельки, вырезанные из обрезков транспортной ленты с гравие-сортировочного хозяйства. Конструкция получилась некрасивая, достаточно тяжелая, но позволила существенно уменьшить простудные заболевания.

Однажды, незадолго до начала паводка, когда работы по укладке экрана были в разгаре, по стройке разнесся слух, что для ознакомления с ходом работ на строительство гидроэлектростанции и плотин прилетел сам министр — П. С. Непорожний. Естественно, что мы с некоторой бравадой ждали его появления в котловане. Через день или два поздно вечером в свете прожекторов я увидел вереницу автомашин, спускающихся в котлован. Начальник строительства и главный инженер сопровождали Петра Степановича и давали ему пояснения. Е. Н. Батенчук подозвал меня и представил министру как руководителя объекта. Я ответил на несколько технических вопросов П. С. Непорожного и затем уловил его удивленный взгляд, направленный на мои валенки нашей модификации. “А это что такое?” — спросил он. Сердце у меня ушло в пятки. Ну, думаю, сейчас будет серьезный нагоняй, хотя

мы использовали только обрезки ленты. Министр, обращая ко мне, попросил пояснить, что это за “ноу-хау”. Пришлось объяснить. Неожиданно вместо нахлобучки Петр Степанович сказал: “Молодцы, ребята! Значит, у кого-то из вас голова работает”. Эта была моя первая, запомнившаяся на всю жизнь встреча с П. С. Непорожним.

В 1973 г. я был отозван со строительства в Москву и назначен начальником технического отдела, заместителем главного инженера главного управления “Главвостокэнергогострой”. В то время в структуре аппарата Минэнерго СССР существовало два главных управления по строительству гидроэнергетических и промышленных объектов: “Главгидроэнергогострой”, которое сооружало такие объекты в европейской части страны, и “Главвостокэнергогострой”, в задачу которого входило строительство таких объектов за Уралом и в Средней Азии. В числе этих объектов были такие гиганты, как Братская и Усть-Илимская ГЭС с сопутствующими промышленными объектами Братско-Усть-Илимского гидроэнергетического комплекса, Нурекская ГЭС в Таджикистане, Токтогульская ГЭС в Киргизии, Колымская, Виллойская, Усть-Хантайская и Курейская ГЭС на Крайнем Севере и на Дальнем Востоке. Кроме того, строительные организации в системе Главка сооружали такие гиганты, как Таджикский алюминиевый завод, предприятия алмазодобывающей промышленности Якутии, Надеждинский свинцово-никелевый комбинат в Норильске и многие другие.

Практически все стройки были сложными, часто требовали оперативного вмешательства и рассмотрения возникающих вопросов с местными руководителями, поэтому высококвалифицированные руководители Главка Г. Ф. Масловский и В. Л. Куперман часто находились в командировках. После начала моей работы в аппарате Минэнерго меня как заместителя главного инженера, в отсутствие первых руководителей Главка, через референта министра Ф. Ф. Третьякова довольно часто вызывали к министру для доклада и информации по тем или иным вопросам. На первых порах я очень волновался, но постепенно это волнение незаметно отошло на второй план. Петр Степанович умел расположить к себе собеседника и выслушать его, даже если он не был удовлетворен ходом дела на той или иной стройке, то никогда внешне не показывал этого.

П. С. Непорожний обладал уникальной памятью, держал в голове многие особенности отдельных конструктивных элементов, помнил отметки водохранилищ, сроки их наполнения, готовность сооружений к паводкам и многое-многое другое. Зная его пунктуальность и нетерпимость к расплывчатым и неконкретным ответам на поставленные вопросы, я всегда старался тщательно готовиться к ответам Петру Степановичу и в какой-то сте-

пени предугадывать возможные вопросы. Нужно сказать, что за шесть лет работы в аппарате Главка таких встреч с министром было достаточно много и я незаметно стал воспринимать его не как очень большого руководителя, а как вдумчивого инженера и высококультурного и вежливого человека. Он всегда обращался к нам на вы, и я не помню, чтобы в разговоре он повышал голос.

В середине 1979 г. в одну из таких встреч Петр Степанович неожиданно обратился ко мне со словами: “Знаете, Лев Николаевич, я давно приглядываюсь к Вам и Вашей работе и честно скажу, что мне нравится Ваше отношение к делу. Я хочу предложить Вам перейти ко мне помощником по вопросам гидротехники. С вашим руководством Главка я договарюсь, пусть это Вас не беспокоит”. Услышав из уст министра такую оценку моей деятельности и такое предложение, я был озадачен крутым поворотом моей производственной деятельности и не знал, что ответить. Дело осложнялось тем, что как раз недели две назад я получил предложение перейти на работу в Госплан СССР на должность начальника подотдела гидроэнергетики и водного хозяйства. Выждав паузу, я поблагодарил Петра Степановича за столь лестное предложение, сказал, что считаю за честь работать его помощником, и признался о полученном предложении работать в Госплане СССР. Министр задумался. Я понимал, что крупные руководители не любят, когда подчиненные отказываются от их предложений. Молчание затягивалось. Наконец Петр Степанович снова обратился ко мне: “Знаете что, Лев Николаевич, пожалуйста, Вы правы. Вам лучше принять предложение о работе в Госплане СССР. Николай Константинович Байбаков (председатель Госплана СССР) — умнейший руководитель и с ним интересно работать, а для Министерства, наверное, полезно, чтобы планированием развития гидроэнергетики занимался человек, вышедший из недр Министерства и прошедший школу гидротехнических строок. Я не буду возражать Вашему переходу. Но Вы мне должны дать слово, что при любых обстоятельствах Вы во главу угла будете ставить интересы развития отрасли”. Естественно, что я не мог не согласиться с его позицией.

О рабочих контактах с Петром Степановичем Непорожним в период работы в Госплане СССР у меня сложились наилучшие впечатления. Мне приходилось встречаться с ним на различных заседаниях и совещаниях. Коснусь одной встречи.

При подготовке проекта постановления Правительства страны о развитии гидроэнергетики до 2000 г. министр решил лично возглавить группу ведущих специалистов из проектно-изыскательских институтов и руководителей крупнейших строок с

тем, чтобы на месте ознакомиться с обстановкой, состоянием проектно-изыскательских работ по намеченным к сооружению объектам и готовности строительно-монтажных организаций к освоению новых площадок. Это было неписанное правило Петра Степановича: прежде чем принимать ответственное решение, “пощупать” все своими руками, обсудить с исполнителями проблемы на месте, осмотреть и оценить все плюсы и минусы намеченных к освоению сроков с тем, чтобы уже с полным пониманием обсуждать их в “высших кабинетах”. В ту памятную поездку П. С. Непорожний на специально выделенном самолете Як-40, а где необходимо на вертолетах, с группой сопровождающих его специалистов (от Госплана СССР был командирован я) пролетел с посадками на местах, намеченных к строительству до 2000 г., ГЭС Ангаро-Енисейского каскада. В состав этих объектов входили региональная база гидроэнергетического строительства в г. Лесосибирске, Средне-Енисейская ГЭС с вариантами створов на Нижней Ангаре и непосредственно на Енисее, Осиновская ГЭС и крупнейшая из проектируемых Туруханская ГЭС на р. Нижняя Тунгуска (ныне переименованная в Эвенкийскую ГЭС). Поездка проходила в середине лета, по всему маршруту стояли “белые ночи”, времени для работы было много, а для сна и отдыха, к сожалению, мало. Группа специалистов, сопровождавшая министра, была достаточно мобильная и дружная. Петр Степанович поражал нас (в то время достаточно молодых людей) своей неумемной энергией, нескрываемым интересом перед предстоящей перспективой освоения этих малообжитых мест. Он умел сосредоточиться и использовать для дел каждую минуту. Садясь в Як-40, он, как правило, устраивался в первом ряду от кабины пилотов, на двигал на голову шляпу и практически сразу, не смотря на “белые ночи”, задремывал. Через 30 – 40 минут полета перед посадкой на следующую площадку уже отдохнувший был готов продолжать намеченную программой работу. Поездка завершилась в Норильске, где Петр Степанович уже обсуждал с руководством Минцветмета СССР проблемы строительства Надеждинского горно-металлургического комбината.

К сожалению, начавшаяся вскоре перестройка и дальнейшие события не позволили осуществить намеченную программу освоения богатств Енисея и его притоков, но личное общение с министром в неформальной обстановке еще раз показало, как нужно работать, как нужно любить электроэнергетику и прежде всего гидроэнергетику, которой отдал десятки лет своей яркой жизни. Человек с большой буквы — Петр Степанович Непорожний.

Коррозионное состояние железобетонных и каменных конструкций зданий Рыбинского гидроузла*

Розенталь Н. К., доктор техн. наук, зав. сектором коррозии бетона (НИИЖБ),
Чехний Г. В., кандидат техн. наук, ведущий научный сотрудник (НИИЖБ),
Базанов В. Е., начальник технического отдела ФГУП “Канал им. Москвы”,
Борисов Т. Ю., начальник Рыбинского гидроузла,
Шурухин Л. А., главный инженер проекта (ЗАО “Акватик”)

В процессе обследования зданий Рыбинского гидроузла определена прочность бетона неразрушающими методами. Данные, полученные ультразвуковым методом, корректировались по результатам определения прочности методом отрыва со скалыванием. Отмечены повреждения здания, образование трещин, указано на необходимость ремонтных работ.

Ключевые слова: гидроузел, фильтрация, дефекты бетонирования, кавитация, замораживание и оттаивание бетона, определение прочности бетона, коррозия стальной арматуры, техническое состояние конструкций.

В составе Рыбинского гидроузла имеются здания, возведенные в 1940 – 50-х гг. из железобетонных и каменных конструкций: здание водоприемника, здание перепуска, здание основного наполнения, башни № 1 – 4, помещения механизмов клапанных ворот № 1 – 4, помещения механизмов нижних двухстворчатых ворот № 1 – 4. Железобетонные и каменные конструкции зданий Рыбинского гидроузла подвергаются агрессивным и физико-механическим воздействиям, в том числе:

гидравлическому давлению воды, вызывающему фильтрацию в трещинах и дефектах бетонирования ограждающих элементов;

воздействию кавитации на конструкции каналов системы подачи воды;

периодическим увлажнению и высушиванию бетона, сопровождающимся набуханием и усадкой бетона;

выщелачивающему воздействию речной воды; агрессивному действию на бетон растворённых в подземных водах солей;

периодическим замораживанию и оттаиванию бетона в зоне переменного горизонта, замораживанию бетона в водонасыщенном состоянии при опорожнении камер шлюзов. Кроме того, опасность представляет оледенение поверхности конструкций, когда вода из пор и капилляров бетона не может испаряться и замораживание бетона происходит при высокой степени насыщения пор водой;

воздействию углекислого газа воздуха на бетон, что вызывает карбонизацию бетона и утрату защитного действия на стальную арматуру;

действию на бетон масел, поступающих из механического оборудования.

В процессе обследования зданий Рыбинского гидроузла определена прочность бетона неразрушающими методами: методом отрыва со скалыванием по ГОСТ 22690, методом ударного импульса по ГОСТ 22690, ультразвуковым методом по ГОСТ 17624–87. Данные, полученные ультразвуковым методом, корректировались по результатам определения прочности методом отрыва со скалыванием. Для значений, полученных ультразвуковым методом, введен понижающий коэффициент 0,95.

По данным выполненных в НИИЖБ исследований [1] установлено, что прочность бетона в водонасыщенном замороженном состоянии выше прочности аналогичного незамороженного бетона. Степень увеличения прочности зависит от пористости бетона и температуры замораживания. Для бетонов прочностью 20 и 30 МПа увеличение прочности при температуре – 10 °С составляет 30 и 5 %. Замороженный бетон исходной прочностью 50 МПа имеет прочность практически такую же, как при положительной температуре.

Определение прочности бетона ультразвуковым методом выполняли в период обследования при отрицательной температуре (– 6...8 °С). С учётом этого при корректировке прочности бетона, измеренной ультразвуковым методом в конструкциях в замороженном состоянии при температуре до – 10 °С, вводили понижающий общий коэффициент 0,67, который вычислен для случая полного насыщения бетона водой при замораживании. В действительности в ряде конструкций полное водонасыщение бетона отсутствует, таким образом, при-

* Продолжение. Начало см. в журнале “Гидротехническое строительство”, 2010, № 5.



Рис. 1. Здание водоприёмника. Разрушение защитного слоя бетона колонн в результате коррозии стальной арматуры. Коррозия слоистая, толщина слоя продуктов коррозии достигает 4 мм. Полная карбонизация защитного слоя бетона



Рис. 2. Здание водоприёмника. Вертикальные трещины в колоннах, образовавшиеся в результате коррозии стальной арматуры

нимаемая прочность имеет некоторый коэффициент запаса.

Здание водоприёмника. Здание водоприёмника имеет надземную двухэтажную часть, подземную часть и внешнюю зону, включающую подпорную стенку, шахты шандоров опорожнения и эстакаду подкрановых путей с колоннами. Конструкции здания до первого этажа выполнены из железобетона, колонны второго этажа и фермы покрытия стальные, стены кирпичные. Снаружи стены облицованы декоративной бетонной плиткой.

Надземная часть. Основные коррозионные повреждения в сборных и монолитных железобетонных конструкциях надземной части здания водоприёмника вызваны коррозией рабочей и вспомогательной арматуры, что вызывает разрушение защитного слоя бетона, появление отстрелов и трещин вдоль арматуры (рис. 1, 2).

Характерные признаки развития коррозии стальной арматуры в начальный период — «бухтение» защитного слоя бетона, затем образование трещин и отделение защитного слоя от конструкции.

Вскрытие бетона в колоннах показало, что штукатурный слой толщиной 3 – 5 мм и защитный слой 50 мм карбонизированы полностью. Вследствие этого стальная арматура корродирует. Коррозия слоистая, толщина слоя ржавчины до 4 мм, что означает уменьшение диаметра арматурных стержней на 3 – 4 мм.

Бетон на вскрытых участках железобетонных балок карбонизирован на глубину, превышающую толщину защитного слоя. Стальная арматура корродирует. Коррозия слоистая, толщина слоя ржавчины достигает 2 – 3 мм.

Основные повреждения монолитных участков перекрытий и стен представлены коррозией продольной арматуры вследствие малой толщины защит-

ного слоя бетона (менее 1 см), в результате чего происходят отстрелы бетона вдоль арматуры. На отдельных участках поперечная арматура оголена и интенсивно корродирует. Отмечено незначительное повреждение бетона вследствие размораживания на участках перекрытий, прилегающих к внешним стенам, и в верхней части стен, где в теплое время вероятен капиллярный подсос влаги.

На очищенных от штукатурного слоя участках прочность бетона в конструкциях определяли ультразвуковым методом и методом отрыва со скалыванием (табл. 1). Среднее отношение прочности бетона, измеренной в одних и тех же точках методом отрыва со скалыванием и ультразвуковым методом, равняется 0,95. Для условий определения прочности бетона в замороженном состоянии введен коэффициент 0,7. Общий коэффициент равен $0,95 \cdot 0,7 = 0,67$. Прочность бетона в колоннах равняется $42,3 \cdot 0,7 = 29,6$ МПа или $44,4 \cdot 0,67 = 29,6$ МПа. Далее для значений, полученных ультразвуковым методом, введен понижающий коэффициент 0,67.

Средняя прочность бетона в конструкциях цокольного этажа находится в пределах 28,2 – 29,6 МПа. По проекту прочность бетона для монолитных конструкций составляла 130 – 170 кг/см². На момент обследования фактическая прочность бетона превышала проектную. Однако средняя прочность бетона не характеризует полностью состояние железобетонных конструкций. Важными показателями являются наличие в бетоне дефектов в виде трещин, размораживание бетона, коррозия стальной арматуры.

В воздушно-влажных условиях основным видом повреждения конструкций является коррозия стальной арматуры, развивающаяся после карбонизации защитного слоя бетона. Под карбонизацией понимают процесс взаимодействия бетона с углекислым газом, в результате которого гидроксид ка-

льция цементного камня вступает в химическое взаимодействие с углекислым газом и образует карбонат кальция. Карбонизация сопровождается снижением рН жидкой фазы, разложением силикатов и алюминатов кальция, потерей пассивирующего действия бетона по отношению к стальной арматуре, развитием коррозии стальной арматуры, снижением несущей способности конструкций [2].

Подземная часть. Подземную часть здания водоприемника можно условно разделить на зоны в

зависимости от назначения и условий эксплуатации:

шахты противовесов механизмов опорожнения камер шлюза;

шахты затворов опорожнения камер;

шахты затворов вспомогательного наполнения камер;

шахты противовесов механизмов вспомогательного наполнения камер.

Характерные повреждения железобетонных стен шахт:

Т а б л и ц а 1

Результаты определения прочности бетона в колоннах, стенах и балках

Вид конструкции	Прочность бетона по методу отрыва со скалыванием, МПа	Ультразвуковой метод	
		Скорость прохождения ультразвука, м/с	Прочность бетона, МПа
Колонна	43,1	4510, 4440, 4670, 4170, 4260, 4730, 4540, 4620	44,5
Колонна	42,5	4500, 4420, 4630, 4270, 4170, 4610, 4530, 4590	44,1
Колонна	42,8	4540, 4290, 4490, 4560, 4660, 4190, 4320, 4340	43,4
Колонна	41,3	4380, 4590, 4290, 4560, 4760, 4790, 4600, 4540	45,8
Колонна	43,0	4240, 4340, 4660, 4670, 4200, 4330, 4540, 4620	43,8
Колонна	40,9	4560, 4120, 4340, 4670, 4350, 4430	43,2
Колонна	43,3	4770, 4680, 4550, 4250, 4640, 4470	45,7
Колонна	40,7	4220, 4570, 4520, 4310, 4190, 4300	42,3
Колонна	43,0	4790, 4650, 4810, 4480, 4400, 4710	46,9
Среднее значение прочности	42,3	–	44,4
Стена	–	4240, 4340, 4170, 4330, 4440, 4520	28,2
Стена	–	4040, 4510, 4330, 4120, 4190, 4250	27,1
Стена	–	4270, 4660, 4560, 4500, 4390, 4460	29,6
Стена	–	4390, 4140, 4090, 4060, 4460, 4380	27,4
Стена	–	4580, 4340, 4250, 4510, 4460, 4280	28,9
Стена	–	4500, 4320, 4190, 4270, 4210, 4440	28,0
Среднее значение прочности	–	–	28,2
Балка	–	4620, 4570, 4400, 4380, 4590, 4620, 4340, 4500	29,9
Балка	–	4530, 4320, 4410, 4550, 4390, 4420, 4650, 4450	29,5
Балка	–	4340, 4090, 4290, 4560, 4160, 4190, 4300, 4240	27,5
Балка	–	4140, 4100, 4340, 4090, 4500, 4200, 4270, 4330	27,1
Балка	–	4240, 4340, 4660, 4170, 4200, 4330, 4440, 4620	28,6
Среднее значение прочности	–	–	28,5
Средняя прочность бетона балок, стен и колонн			28,8

дефекты бетонирования — раковины, каверны, участки недоуплотнённого бетона глубиной до 3 – 4 см;

разрушение растворной части бетона с поверхности с оголением крупного заполнителя на глубину 3 – 5 мм, при этом степень повреждения увеличивается сверху вниз;

пропитка бетона стен маслом, вытекающим из механизмов, глубина проникания масла в бетон до 3 мм;

коррозия металлических балок механизмов глубиной до 5 – 7 мм, особенно в местах опирания на железобетонные стены;

коррозия рабочей арматуры вследствие малой толщины защитного слоя бетона (менее 1 см) в железобетонных балках;

вертикальные сквозные трещин в стенах со следами высолов и потеков шириной раскрытия до 2 мм.

В табл. 2 приведены результаты определения прочности бетона в стенках шахт. Среднее отношение прочности бетона, измеренной в одних и тех же точках методом отрыва со скалыванием и ультразвуковым методом, равняется 0,95. Для условий определения прочности бетона в замороженном состоянии введен коэффициент 0,7. Общий коэффициент равен $0,95 \cdot 0,7 = 0,67$. Прочность бетона в стенах шахт равняется $36,4 \cdot 0,7 = 25,5$ МПа или $38,5 \cdot 0,67 = 25,8$ МПа. Далее для значений, полученных ультразвуковым методом, введен понижающий коэффициент 0,67.

Средняя прочность бетона в стенах шахт подземного этажа находится в пределах 25,5 – 25,8 МПа. По проекту прочность бетона для монолитных конструкций составляла 130 – 170 кг/см². Таким образом, фактическая прочность бетона превышает проектную.

Полученные результаты показали, что бетон, загрязнённый с поверхности маслом, по прочности не отличается от бетона, не загрязнённого маслом, а глубина проникания масла в бетон не превышает нескольких миллиметров. Малое влияние масла на бетон связано с его высокой вязкостью, необходимой для удержания плёнки масла на цепях затворов и противовесов. На основании полученных результатов можно сделать вывод, что масляные пятна от используемой смазки не оказывают агрессивного воздействия на бетон и не влияют на его эксплуатационные качества.

Внешняя часть здания водоприемника. Внешнюю зону можно условно разделить на ряд основных конструкций:

подпорную стенку от отм. 96,0 м до отм. 107,0 м;

подпорную стенку от отм. 96,0 м до отм. 77,0 м; шахты шандоров опорожнения;

эстакаду подкрановых путей катушкой лебедки с колоннами;

внешнюю стену здания водоприемника по оси 5 с отм. 109,0 м и ниже.

Все конструкции выполнены из монолитного железобетона.

Т а б л и ц а 2

Результаты определения прочности бетона в стенах шахт методом отрыва со скалыванием и ультразвуковым методом

Камера, шахта	Прочность бетона по методу отрыва со скалыванием, МПа	Ультразвуковой метод		Глубина карбонизации, мм
		Скорость прохождения ультразвука, м/с	Прочность бетона, МПа	
Камера 11, шахта 5	35,2	3910, 4320, 4290, 4360, 3840, 4270	39,3	3 – 4
Камера 11, шахта 5	34,8	4390, 4460, 4110, 3790, 4410, 4190	40,3	5
Камера 12, шахта 15	36,3*	4210, 4310, 3890, 3990, 3820, 3970	37,2*	5 – 8
Камера 12, шахта 15	37,7	3970, 4290, 3790, 3670, 3770, 4010	35,3	8 – 10
Камера 11, шахта 5	38,9	4200, 4360, 4180, 4120, 4410	40,8	–
Камера 11, шахта 5	34,8	3880, 4010, 3920, 4160, 4210	37,3	3 – 4
Камера 11, шахта 5	37,1	3990, 4310, 4220, 4070, 4180	39,2	–
Камера 12, шахта 15	36,7	4040, 4200, 4170, 3890, 4110	38,0	–
Камера 12, шахта 15	35,8	4320, 4160, 4000, 3980, 4270	39,0	7 – 9
Среднее значение прочности	36,4	–	38,5	–

* Бетон пропитан маслом.



Рис. 3. Здание водоприёмника. Повреждение фасадов, вызванное увлажнением и размораживанием стен. Нарушено сцепление декоративной плитки со стенами, стальные анкеры корродируют

Подпорная стенка от отм. 96,0 м до отм. 107,0 м расположена над верхним уровнем шахт шандоров, консоль стены является опорой для рельса катушек лебедки, с внутренней стороны стены произведена засыпка грунтом до отм. 107,0 м. Подпорная стенка работает в условиях постоянного увлажнения и знакопеременных температур.

На стене степень повреждения бетона увеличивается сверху вниз, максимальная — на высоте до 2 м от площадки (отм. 96,0 м). Разрушение бетона представлено шелушением в результате морозной деструкции, выколами, сеткой трещин практически по всей поверхности стены. Имеются следы многочисленных ремонтов. Бетон на отремонтированных участках “бухтит” и легко скалывается, максимальная глубина сколов до 5–7 см. Металлический стержень диаметром 12 мм при забивке проникает на глубину до 10–12 см, что свидетельствует о глубоком разрушении бетона. На всей поверхности стены имеется множество вертикальных трещин со следами потеков максимальной шириной раскрытия более 2 мм.

Сотрудники гидроузла отмечают, что трещины по всей высоте стенки образовались еще во время строительства. В осенний и весенний периоды через них идет фильтрация воды из засыпки за стеной. Трещины неоднократно ремонтировали различными способами: цементацией через наклонные скважины, цементацией с добавкой жидкого стекла, заделкой эпоксидными компаундами. Все меры не дали положительных результатов.

Подпорная стенка от отм. 77,0 м до отм. 96,0 м. Минимальный уровень воды находится на отм. 84,5 м — на 0,5 м ниже направляющей поток воды стенки. На момент обследования

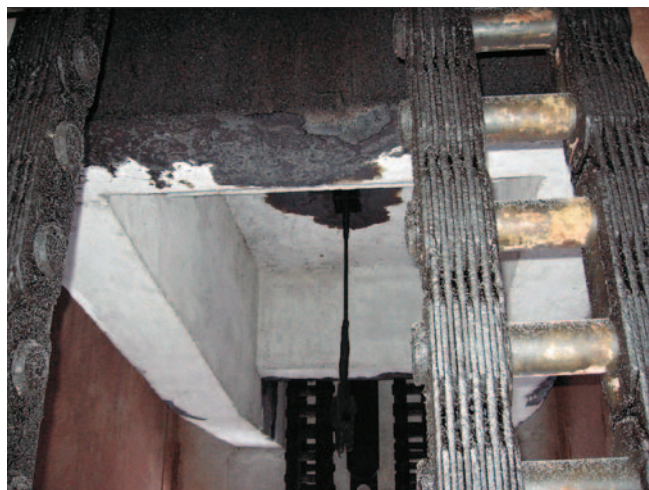


Рис. 4. Башни верхней головы. Бетон под механизмами аварийных затворов пропитан маслом

уровень воды находился приблизительно на отм. 86,0 м.

Этот участок подпорной стенки в зависимости от характера воздействия сред можно условно разбить на четыре основные зоны снизу вверх:

- 1) зона полного погружения;
- 2) зона переменного горизонта;
- 3) зона постоянного увлажнения;
- 4) зона затекания с площадки верхнего уровня шахт шандоров.

Зона 1 полностью находится под водой. Зона 2 — зона наибольшего повреждения бетона. Основные воздействия — периодическое увлажнение и высушивание в тёплое время года, в зимнее время — попеременные замораживание и оттаивание. Замораживание бетона происходит в водонасыщенном состоянии, что усиливает разрушение бетона от морозной деструкции. Кроме того, происходит вымывание растворной части бетона от выщелачивающего действия воды и кавитации, возникающей при сбросе воды. Глубина повреждений бетона составляет 3–4 см. На поверхности есть участки обрастания мхом или моллюском дрейсеней.

Зона 3 начинается от отметки максимального уровня воды на высоту около 8 м. Максимальные разрушения бетона отмечены в нижней части на высоте 1,5–2 м от уровня воды. Как и в зоне 2, основные воздействия — периодическое увлажнение и высушивание в тёплое время года, в зимнее время — замораживание-оттаивание, при этом степень воздействия деструктивных процессов выше. Глубина повреждения бетона достигает 5–6 см. Выше степень повреждения бетона значительно меньше, так как замораживание бетона происходит здесь при его невысокой влажности, что снижает опасность морозной деструкции. В этой зоне отмечен ряд вертикальных трещин с высолами и потеками извести. Увлажнение и потеки извести имеют



Рис. 5. Башни верхней головы. Облицовочная плитка, не покрытая инеем, не имеет сцепления со стеной



Рис. 6. Башни верхней головы. Ввиду опасности обрушения удалена облицовочная плитка и угловые камни

ся также вдоль температурного шва в средней части стены.

Зона 4 расположена на высоте ниже 2 м площадки верхнего уровня шахт шандоров. Здесь происходит интенсивное затекание воды с площадки, вследствие чего происходят постоянное увлажнение стены и развитие деструктивных процессов в бетоне. Глубина повреждения бетона под колоннами достигает 3 – 4 см. Отмечены сколы ребер стены, продольные горизонтальные трещины вдоль ребра, участки обрастания мхом в верхней части. Происходит разрушение бетона в зоне температурного шва под колонной, отмечены участки дефектного бетонирования под другими колоннами.

Для всех зон характерно наличие участков плохо уплотненного бетона, раковин и каверн.

Шахты шандоров опорожнения. Основные разрушения вертикальных стен шахт шандоров опорожнения обусловлены морозной деструкцией бетона. Повреждения расположены преимущественно в верхней части стен. Местами оголена продольная арматура. Глубина разрушения бетона достигает 5 – 20 см.

Ранее выполнялся ремонт верхней части стен шахт. Однако новый бетон был уложен без должной подготовки основания: не был удален поврежденный бетон, вследствие этого большая часть ремонтного слоя обрушилась.

Эстакада подкрановых путей катушей лебедки и колонны. Эстакада является 4-пролётной подкрановой балкой, по верху которой на отм. 107,0 м проходит рельс катушей лебедки. Эстакада и колонны работают в условиях воздействия динамических нагрузок.

Для колонн характерными повреждениями являются коррозия рабочей и вспомогательной арма-

туры и некачественно выполненное бетонирование стыка колонн с балкой. При вскрытии защитный слой бетона (толщиной 5 см) легко отделяется, стальная арматура интенсивно корродирует, ржавчина слоистая, слой продуктов коррозии достигает 5 мм.

Для железобетонной балки основные повреждения представлены размораживанием бетона на глубину 20 – 25 см (в верхней части), наличием отстрелов бетона на нижней поверхности и дефектных участков бетонирования.

Внешняя стена здания водоприемника со стороны дамбы 43. Засыпка грунтом с внешней стороны здания водоприемника имеет уклон в сторону реки, поэтому стена открыта на различную высоту. Основной вид повреждений — вертикальные трещины, зачастую по всей высоте, со следами высолов и потеков, сетка более мелких и микротрещин с потеками извести. Имеются участки с увлажненной поверхностью бетона, обрастанием мхом и следами выветривания.

Фасады. Наружные стены в надземной части здания водоприемника оштукатурены с рустом и окрашены. На высоту 2,5 м от уровня грунта стены облицованы декоративной бетонной плиткой толщиной 5 см, удерживаемой стальными петлями из стержней диаметром 6 – 8 мм. В последние годы плиты закреплены дополнительно стальными анкерами.

Дефекты на фасадах вызваны увлажнением и размораживанием стен в результате увлажнения с кровли и с карнизов либо в результате капиллярного подсоса влаги из грунта. Происходят размораживание и отделение штукатурного слоя, размораживание облицовочных плит. Имеются вертикальные трещины, вызванные неравномерной просадкой стен.



Рис. 7. Башни верхней головы. Разморожен кладочный раствор, нарушено сцепление облицовочной плитки со стеной

Нарушение сцепления декоративных плит со штукатурным раствором приводит к локальному отделению плитки от стен и к коррозии стальных анкеров (рис. 3). Диаметр петли анкера уменьшился с 6 – 8 мм до 3 мм. Раствор в кирпичной кладке локально разморожен. Средняя прочность кирпича составляет 7,5 МПа.

По данным сотрудников гидроузла при установке дополнительных анкеров обнаружены участки размораживания стен, что затрудняет установку, снижает прочность закрепления анкеров в стенах. Необходимы полное удаление плитки и ревизия состояния кирпичной кладки.

Здание основного наполнения. Здание основного наполнения имеет надземную и подземную части. Надземная часть здания возведена в 1960 г., т.е. значительно позже подземной основной части здания. Здание неотапливаемое, оснащено мостовым краном. Здание имеет первый этаж, цокольный этаж и подземную часть — шахты затворов основного наполнения камер. В цокольной и подземной частях несущие конструкции (перекрытия, колонны, стены) выполнены из монолитного железобетона.

Основным видом повреждения колонн являются вертикальные трещины максимальной шириной раскрытия до 2 мм, образовавшиеся в результате коррозии рабочей арматуры. Штукатурный и защитный слой бетона “бухтит” примерно на 1/3 всех колонн. Вскрытиями установлено, что толщина штукатурного слоя равняется 7 – 12 мм, толщина защитного слоя бетона изменяется от 10 до 50 мм. При простукивании указанные слои легко отделяются с оголением арматуры. Коррозия арматуры слоистая, слой продуктов коррозии составляет 2 – 3 мм. Бетон карбонизирован на всю толщину защитного слоя бетона. Средняя прочность бетона в колоннах 27,0 МПа.



Рис. 8. Башни верхней головы. Локальное разрушение штукатурного слоя

К наиболее характерным повреждениям стен цокольного этажа относятся горизонтальные, вертикальные и диагональные трещины шириной раскрытия до 1 – 2 мм и размораживание бетона стен в верхней части ближе к перекрытию. В этой зоне с внешней стороны стены находится поверхность грунта. На этих же участках — повреждения от капиллярного подсоса влаги, следы высолов, потеков. Средняя прочность бетона в стенах 24,8 МПа.

Основные повреждения балок — трещины шириной раскрытия до 2 мм. При простукивании ремонтный слой легко отделяется с обнажением рабочей арматуры и хомутов. На поверхности арматуры исходным диаметром 25 мм слой продуктов коррозии 2 – 3 мм, бетон плохо уплотнен.

Монолитные участки перекрытий, расположенные в местах примыкания к стенам, имеют характерные повреждения в виде отслоения штукатурного слоя, шелушения бетона по поверхности, отслоения бетона вдоль арматуры при малой величине защитного слоя, частичного размораживания бетона и коррозии стальной арматуры.

Обследование шахт затворов основного наполнения (стен) выполнено до площадки на отм. 90,0 м. Характерные повреждения бетона стен шахт представлены разрушением растворной части бетона с поверхности с оголением крупного заполнителя на глубину 3 – 5 мм, наличием участков плохо уплотнённого бетона глубиной до 3 – 4 см без оголения арматуры с раковинами и кавернами. В верхней части стен (по высоте 3 – 5 м) замасливание бетона протечками масла из механизмов и с цепей затворов. В стенах шахт прочность бетона 24,8 МПа.

Фасады. Наружные стены здания основного наполнения выполнены из кирпича, оштукатурены с рустом и окрашены. На наружных стенах имеются два карниза. Верхний карниз и цоколь частично об-



Рис. 9. Помещения механизмов нижних двухстворчатых ворот. Стоки с проезжей части моста увлажняют стены, усиливают морозную деструкцию штукатурного слоя

лицованы декоративной бетонной плиткой. К основному зданию примыкает пристройка, стены которой облицованы декоративной бетонной плиткой.

Наиболее характерные повреждения фасадов:

локальное разрушение карниза, в том числе на участке увлажнения, до обнажения кирпича. Из-за малого уклона на кровле и на втором карнизе накапливается снег и увлажняет стены;

вертикальные трещины в кирпичной кладке шириной раскрытия до 5 мм вдоль внутренних металлических колонн;

горизонтальные трещины в кирпичной кладке вдоль внутренних металлических подкрановых балок;

следы капиллярного всасывания влаги из грунта в нижней части стен с размораживанием штукатурного слоя на глубину до 5 см или облицовочной плитки до выпирания;

грибковое поражение стен с локальным отделением окрасочного слоя;

“бухтение” облицовочных плит в цоколе и в стенах пристройки, отдельные плитки отделяются от стены. Наличие свободного пространства за плитами, определяемого простукиванием, создаёт условия для коррозии стальных анкеров.

Таким образом, установлено наличие повреждений в железобетонных конструкциях надземной и подземной частях, основными причинами которых являются следующие:

карбонизация бетона. При толщине штукатурного слоя менее 1 см и недостаточной толщине защитного слоя бетон утратил свои защитные свойства по отношению к стальной арматуре. Арматура корродирует (слой ржавчины до 4 мм) с образованием трещин в бетоне и отделением фрагментов (или отстрелов) бетона. Более 20 % колонн имеет

вертикальные трещины в углах колонн максимальной шириной раскрытия 2 мм. Вертикальные и горизонтальные трещины отмечены на стенах в пролетах между колоннами и балках. При толщине штукатурного слоя 2 см и более глубина карбонизации бетона не превышает 5 мм. Бетон прочный и плотный;

локальное промораживание стен в верхней и нижней частях и монолитных перекрытий. Разрушение растворной части бетона происходит с поверхности на глубину 3 – 5 мм до оголения крупного заполнителя. Увлажнение бетона усиливает морозную деструкцию. На фасаде разрушаются карнизы и цокольная часть здания в результате капиллярного всасывания влаги из грунта. Штукатурный слой разморожен на глубину до 5 см, облицовочная плитка “бухтит” и частично отделяется от стен;

пропитка стен, балок, монолитных перекрытий маслом в результате протечек масла с механизмов и цепей затворов;

температурные деформации металлических колонн, встроенных в кирпичные стены первого этажа, приводящие к образованию вертикальных трещин шириной раскрытия до 5 мм вдоль колонн. Фасады как бы “разрезаны” вертикальными трещинами на фрагменты кирпичной кладки шириной 4 м.

Здание перепуска. Здание перепуска в настоящее время не эксплуатируется, состоит из подземной и надземной частей. Надземная часть здания перепуска одноэтажная. Основные несущие конструкции — колонны, балки, стены — выполнены из монолитного железобетона и оштукатурены.

Примерно 15 % колонн имеет видимые повреждения, связанные в основном с коррозией арматуры при малой толщине защитного слоя бетона (менее 1 см). Имеются колонны с вертикальными трещинами шириной раскрытия 1,5 – 2,0 мм. Отмечены дефекты бетонирования с пустотами размерами 10 × 30 см с оголенной корродирующей арматурой.

Бетон карбонизирован на всю толщину защитного слоя, коррозия арматуры слоистая толщиной до 5 мм. В отдельных случаях потеря сечения стальной арматуры составляет 20 %. Средняя прочность бетона в колоннах 28,3 МПа.

Состояние балок в основном удовлетворительное, видимых признаков коррозии бетона и арматуры не обнаружено.

На стенах имеются отстрелы бетона вдоль корродировавшей стальной арматуры при малой толщине защитного слоя (менее 1 см). Отмечены небольшие повреждения бетона и штукатурки стен в результате капиллярного всасывания влаги и размораживания на уровне отмостки, а также в зоне расположения окон, вентиляционных решеток и

под балками, расположенными по периметру. Средняя прочность бетона в стенах 28,3 МПа.

Подземная часть включает две вертикальные шахты с толщиной стен от 1,70 до 2,25 м и машинно-насосное отделение с толщиной стен от 2 до 2,25 м. Стены и перекрытия в подземной части выполнены из монолитного железобетона.

Из соображений безопасности спуск в вертикальные шахты на всю глубину не осуществляли, поэтому обследование выполнено до отм. 100,0 м. Стены шахт сухие, без масляных пятен, поверхность ровная, состояние бетона удовлетворительное, признаков коррозии арматуры не наблюдается.

Машинно-насосное отделение обследовано до отм. 77,5 м. Признаков коррозии бетона и арматуры не обнаружено. Стены шахты находятся в удовлетворительном состоянии. Отмечены небольшие следы протечек на стене на отм. 87,0 – 88,0 м и участки с дефектами бетонирования (раковины и каверны).

Средняя прочность бетона в стенах подземной части здания перепуска 24,4 МПа.

Наружные стены здания перепуска на высоту 2 м облицованы декоративной плиткой. Облицовочные плиты в результате размораживания бетона имеют локальные повреждения (растрескивание, отделение от стен).

Таким образом, основными причинами повреждения железобетонных конструкций здания являются карбонизация бетона, повышенная влажность воздуха и вызываемая ими коррозия стальной арматуры. Толщина защитного слоя бетона колеблется от 1 до 2 – 3 см, толщина штукатурного слоя — от 0,5 до 2 см. Глубина карбонизации бетона превышает толщину защитных слоев, т.е. за длительный срок эксплуатации бетон утратил свои защитные свойства по отношению к стальной арматуре. Вследствие этого стальная арматура в колоннах и стенах корродирует с нарушением сцепления с бетоном, образованием трещин максимальной шириной раскрытия 2 мм и отделением фрагментов бетона. В результате дефектов кровли имеются следы увлажнения и размораживания бетона на балках, колоннах, стенах.

Фасад имеет повреждения, характерные для всех зданий гидроузла. Увлажнение наружных стен сверху из-за неудовлетворительной работы капельников, в нижней части — в результате капиллярного всасывания влаги из грунта приводит к размораживанию облицовочной плитки до выпучивания и отделения от стен. Примерно 30 % облицовочной плитки “бухтит” в результате нарушения сцепления плитки с кладочным раствором.

Башни верхней головы (№ 1 – 4). В верховой части шлюза находятся четыре башни управления верхней головы, имеющие надземную и подземную

части. Башни соединены металлическими фермами, на которых устроены переходные мостики, состоящие из железобетонных плит, балок и металлических перил. Башни № 2 и № 3, расположенные на территории верхнего пирса, соединены между собой двумя арками и являются единым зданием со средней частью.

Основные несущие конструкции верховых башен (перекрытия, балки и колонны) выполнены из железобетона. Стены в надземной части кирпичные, в подземной части — из железобетона. Снаружи стены облицованы декоративной бетонной плиткой. Изначально декоративная плитка крепилась к стенам стальными крючками диаметром 8 – 10 мм. Ввиду возможного обрушения плитки были дополнительно закреплены стальными анкерами.

Обнаружены повреждения в несущих железобетонных конструкциях башен, в том числе:

протечки в покрытии (дефекты кровли);

трещины по контакту потолков и наружных стен шириной раскрытия 0,3 – 0,4 мм;

трещины в перекрытиях шириной раскрытия 0,2 – 0,3 мм;

трещины по контакту железобетонных колонн и кирпичных закладок, в том числе внутренних перегородок шириной раскрытия до 3 мм;

трещины по контакту наружных и внутренних стен, свидетельствующие о смещении внутренних стен относительно наружных, т.е. о деформировании здания (башня № 2);

трещины в штукатурном слое стен шириной раскрытия 0,3 – 0,4 мм;

коррозия стальной арматуры в колоннах с отделением защитного слоя бетона и наличием вертикальных трещин шириной раскрытия до 5 мм, особенно в нижней части;

участки увлажнения стен и промерзания (в результате затекания воды с карнизов, балконов, декоративных поясков) со следами поражения грибками, с шелушением и отделением окрасочного и штукатурного слоя на стенах;

пропитка маслом железобетонных рам, установленных под механизмами аварийных затворов (рис. 4).

Многочисленные следы ремонта в колоннах и стенах затрудняют оценку состояния конструкций.

Путем вскрытия защитного слоя бетона железобетонных колонн установлено, что стальная арматура корродирует. Толщина слоя ржавчины достигает 5 мм. Глубина карбонизации бетона превышает толщину защитного слоя.

Средняя прочность бетона в перекрытиях башен равняется 21,3 МПа, в колоннах — 21,4 МПа, в стенах — 19,0 МПа. Расчетная максимальная глу-

бина трещин в стене по ультразвуковым измерениям достигает 17,4 см.

Осмотр фасадов проведен при температуре наружного воздуха минус 3 – 5 °С (потепление). Поверхность стен башен, где помещения не отапливаются, локально покрыта инеем. Стены отапливаемых помещений налёта инея не имели.

При простукивании стен отмечено, что иней отсутствует там, где сцепление плитки со стеной нарушено (плитки “бухтят”). Инеем покрыты плитки, имеющие хорошее сцепление со стеной. Объясняется это явление тем, что отделившиеся от стен плитки быстрее приходят в температурное равновесие с окружающим воздухом, тогда как при наличии сцепления температура плиток ниже (массив стены прогревается медленнее). Примерно 40 % всех облицовочных плиток башен верхней головы не покрыто инеем, т.е. не имеет сцепления со стеной (рис. 5).

В результате размораживания кладочного раствора происходит повреждение облицовочных плиток и угловых камней до выпучивания отдельных плиток и разрушения межплиточных швов (рис. 6, 7). Локально разрушен штукатурный слой в стенах башен (рис. 8). При вскрытии декоративной плитки отмечено, что цементно-песчаный раствор под плиткой частично разморожен, что привело к нарушению сцепления плитки с раствором. Анкеры, которыми декоративная плитка крепится к стенам, корродировали, возможен обрыв анкеров. Имеются повреждения в виде потеков, высолов, следов размораживания в балконных плитах, подкосах, бортиках в нижней плоскости. Вызывает опасение возможность обрушения декоративных облицовочных плит, угловых камней, значительных фрагментов бетона. По углам башен (на расстоянии 10 – 20 см от угла) имеются вертикальные трещины со следами ремонта и продолжающимся раскрытием трещин.

Разрушается бетон в железобетонных балках и плитах пешеходных мостиков между башнями. Около 30 % балок имеет повреждения в виде трещин, коррозии стальной арматуры с отделением защитного слоя бетона, около 25 % железобетонных плит повреждено в результате размораживания бетона.

Асфальтовое покрытие пешеходных площадок вокруг башен имеет трещины и просадку, видны следы ремонта провалов. На период осмотра имеется провал грунта у башни № 3 со стороны камеры № 11 шлюза. Возможными причинами провалов может быть утечка из пожарного трубопровода (авария 2008 г., по данным гидроузла), а также трещины в водоводах, через которые грунт засыпки выносится вместе с водой при опорожнении камер.

Помещения клапанных ворот. Механизмы клапанных ворот находятся в четырех помещениях, расположенных в верхней голове шлюза. Помещения одноэтажные, частично заглублённые. Для осмотра доступны неотапливаемое помещение размерами 8,0 × 8,0 м и рядом расположенная отапливаемая бытовка и коридор.

Помещения механизмов клапанных ворот имеют надземную и подземную части. Основные несущие конструкции зданий (перекрытия, балки, подкрановые балки, колонны, стены) выполнены из монолитного железобетона. Снаружи стены облицованы декоративной бетонной плиткой. Помещения в конструктивном плане одинаковы.

Установлено наличие повреждений в несущих железобетонных конструкциях помещений, наиболее характерные из которых следующие:

увлажнение балок, колонн и стен из-за дефектов кровли и увлажнения колонн и стен в нижней части в результате капиллярного всасывания влаги из грунта с шелушением и отделением окрасочного слоя;

трещины в подкрановых балках максимальной шириной раскрытия до 0,5 мм;

коррозия стальной арматуры в балках с отделением защитного слоя бетона;

трещины различного направления в стенах шириной раскрытия до 1 мм.

Путем вскрытия железобетонной балки установлено, что глубина карбонизации бетона превышает толщину защитного слоя. Бетон утратил свои пассивирующие свойства по отношению к стальной арматуре. Стальная арматура корродирует. Толщина слоя ржавчины достигает 5 мм. Штукатурный слой отсутствует. Толщина защитного слоя бетона 2 см. Потеря сечения хомутов достигает 50 %.

Прочность бетона (средние значения), рассчитанная по результатам ультразвуковых измерений, в колоннах составляет 22,4 МПа, в балках — 20,3 МПа, в стенах — 19,2 МПа.

Основными причинами повреждения несущих конструкций помещений клапанных ворот являются протечки, повышенная влажность воздуха и карбонизация бетона. Толщина защитного слоя бетона колеблется до 2 – 3 см, штукатурный слой в основном отсутствует. Глубина карбонизации бетона превышает толщину защитного слоя, т.е. за длительный срок эксплуатации бетон утратил свои защитные свойства по отношению к стальной арматуре. Вследствие этого стальная арматура корродирует с образованием трещин и отделением фрагментов бетона.

Повреждения фасадов вызваны увлажнением стен сверху вследствие дефектов в кровле и неудовлетворительной работы капельников и в нижней части — в результате капиллярного всасывания

влаги из грунта и отсутствия качественной отмостки, а также размораживанием облицовочной плитки и кладочного раствора до нарушения сцепления декоративной плитки с кладочным раствором, выпучивания плитки и отделения от стен. Увлажнение стен усиливает морозную деструкцию бетона.

Помещения механизмов нижних двухстворчатых ворот. Механизмы двухстворчатых ворот находятся в четырёх помещениях моста, одновременно выполняющих функцию противовесов пролётных строений моста. Помещения неотапливаемые, одноэтажные. Основные несущие конструкции помещений (покрытия, подкрановые балки и колонны) выполнены из монолитного железобетона. Стены кирпичные, снаружи стены оштукатурены с рустом и окрашены. В помещениях установлено тяжелое оборудование — лебёдки для открытия и закрытия ворот нижней головы шлюза.

Основные повреждения в несущих железобетонных конструкциях помещений механизмов представлены протечками на потолке, стенах, колоннах (в видимой части выше подкрановых балок), подкрановых балках; локальным увлажнением стен; отделением защитного слоя бетона и наличием трещин в результате коррозии стальной арматуры в колоннах и покрытии. Средняя прочность бетона в колоннах 22,8 МПа, в балках — 20,8 МПа.

На фасаде отмечены следы многочисленных ремонтов. Стоки с проезжей части моста увлажняют стены, что усиливает морозную деструкцию (рис. 9). Штукатурный слой “бухтит” примерно на 30 % всей площади стен. Отмечена локальная просадка стен.

Выводы

Обобщая результаты обследования конструкций зданий Рыбинского гидроузла, можно отметить следующее:

1. Несмотря на низкие по современным представлениям проектные характеристики бетона (проектная прочность 130 – 170 кг/см²), здания гидроузла в целом успешно эксплуатировались в течение более 50 – 60 лет. За это время при благоприятных условиях бетон увеличил прочность примерно до 27 МПа.

2. Бетон указанной прочности, имея повышенную проницаемость, претерпел глубокую карбонизацию, которая вызвала коррозию стальной арматуры с поражением её на глубину до 2 мм (уменьшение диаметра на 4 мм), отторжение защитного слоя бетона, потерю сцепления арматуры с бетоном. Коррозии арматуры способствовала уменьшенная против проектных значений толщина защитного

слоя, а также наличие дефектов бетонирования — недостаточно уплотнённых участков. Трещины, вызванные коррозией арматуры, отмечены в большинстве несущих конструкций сооружений: стенах, колоннах, балках, перекрытиях.

3. Бетон указанного качества обладает невысокой морозостойкостью. В зонах периодического увлажнения установлена морозная деструкция бетона. В отдельных случаях глубина морозного повреждения бетона достигает 20 – 25 см.

4. В местах периодического увлажнения (при недостаточных свесах кровли, в зоне капиллярного всасывания воды из грунта) произошло размораживание кирпичной кладки стен.

5. Применяющаяся вязкая смазка цепей и подъёмного оборудования при попадании на железобетонные конструкции не вызвала существенного повреждения бетона. Глубина проникания смазки в бетон не превысила 3 см. Прочность промасленного бетона не понизилась.

6. Существенному повреждению подверглись фасады зданий. Отмечены следующие основные повреждения стен:

вертикальные трещины в кирпичной кладке в зоне расположения стальных колонн, их появление связано с различными температурными деформациями колонн и кирпичной кладки;

коррозия вплоть до обрыва стальных хомутов, крепящих декоративные плиты на фасадах зданий;

локальное размораживание стен.

7. Согласно СП 13-102-2003 выполнена оценка технического состояния конструкций обследованных зданий. Для большинства конструкций зданий водоприемника, основного наполнения, перепуска, башен верхней головы, помещений клапанных ворот, помещений механизмов нижних двухстворчатых ворот установлена категория состояния “ограниченно работоспособное”. Для отдельных конструкций (подкрановая балка и колонны эстакады здания водоприемника, фасады, отмостка, мостики башен верхней головы) категория состояния — “недопустимое”.

8. Для продления времени эксплуатации зданий следует выполнить ремонтные работы, применив современные материалы, а также предусмотреть защиту конструкций от увлажнения.

Список литературы

1. Гуркис В. В. Бетоны, стойкие в условиях воздействия солевых растворов при отрицательной температуре. Дис. ... канд. техн. наук / НИИЖБ. М., 1993.
2. Алексеев С. Н., Розенталь Н. К. Коррозионная стойкость железобетонных конструкций в агрессивной промышленной атмосфере. — М.: Стройиздат, 1985.

Состояние арочной плотины Чиркейской ГЭС по данным натуральных наблюдений за 2000 – 2010 гг.

Дурчева В. Н., кандидат техн. наук, Варламова Е. И., Пучкова С. М., инженеры (ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»)

Дана оценка состояния арочной плотины Чиркейской ГЭС по результатам комплексных натуральных наблюдений 2000 – 2010 гг. Определены температурные и силовые составляющие в напряжениях и перемещениях контролируемых секций. Плотина работает в квазистационарном режиме. Наблюдаемые незначительные необратимые изменения в геологической среде проявились в небольшом увеличении перемещений ключевой секции к левому берегу и арочных напряжений на низких отметках.

Ключевые слова: Чиркейская ГЭС, арочная плотина, натурные наблюдения 2000 – 2010 гг., фильтрационный режим, перемещения плотины, напряженно-деформированное состояние плотины.

По видам инструментальных наблюдений, номенклатуре и количеству установленной контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) комплексная система натуральных наблюдений, осуществленная на Чиркейской плотине, соответствует нормативным требованиям контроля за ее напряженно-деформированным состоянием (НДС), перемещениями, фильтрационным режимом плотины и основания.

На всех объектах контроля Чиркейского гидроузла (плотина, водовод, здание ГЭС, анкерное крепление левого берега, скальные массивы в зоне примыканий) осуществляются визуальные и инструментальные наблюдения с помощью дистанционной, фильтрационной и геодезической КИА [1].

Наблюдения по дистанционной КИА. В плотину Чиркейской ГЭС в ходе строительства к середине 1976 г. был установлен 2201 датчик эксплуатационного контроля. После проведения в январе — феврале 1999 г. контрольных замеров и исключения из наблюдений ненадежно работающих датчиков число действующей и достоверной КИА сократилось до 1135 штук (52 % от установленного количества). На май 2009 г. для мониторинга Чиркейской плотины использовалось 968 датчиков дистанционной КИА (44 % от установленного количества). Обработка и анализ измерений работающей в настоящее время дистанционной КИА обеспечивают достаточный объем информации для оценки состояния безопасной работы плотины.

Геодезические наблюдения. За последние 10 лет изменений в составе геодезических наблюдений, включающих измерения осадки, плановых перемещений основания и тела плотины, раскрытий радиальных швов на низовой грани, и в состоянии геодезической КИА (отвесы, марки, щелемеры) не произошло.

Фильтрационные наблюдения. Для постоянного контроля противодействия в основании и бортах плотины Чиркейской ГЭС проводятся наблюдения по 102 пьезометрам, установленным в 15 створах основания и береговых примыканий (шесть на правом берегу, пять — на левом и четыре в основании пробки). Устья пьезометров находятся в галереях

плотины и береговых штольнях, водоприемники расположены перед цементационной завесой, за ней и за дренажной завесой. В настоящее время в работоспособном состоянии находится 83 пьезометра. Имеется ряд пьезометров, требующих проверки достоверности их показаний, но в основном картина распределения фильтрационного давления в основании и берегах плотины достаточна для оценки работы ее противофильтрационного контура.

Фильтрационный режим в основании и берегах. Фильтрационный режим в основании и бортовых примыканиях плотины контролируется измерением расходов воды, фильтрующейся через дренажные скважины скальных массивов, отделку береговых цементационных штолен, отдельные локальные источники, и пьезометрических уровней (напоров), характеризующих одну из основных расчетных нагрузок — противодействие по контакту пробки плотины с основанием. Величины фильтрационных расходов и пьезометрических напоров определяются гидростатическим давлением, обусловленным изменением УВБ, и условиями разгрузки фильтрационного потока, зависящими от степени водопроницаемости пород основания.

Различная степень водопроницаемости берегов определила различие в их фильтрационном режиме. Основной фильтрационный поток (80 – 90 %) сосредоточен на четвертом горизонте правого берега, где расположены водопроводящие слои. Фильтрационное давление на плотину со стороны правого берега превышает противодействие со стороны левого берега (рис. 1).

Эффективность работы противофильтрационного контура в берегах и основании плотины определяется общим фильтрационным расходом через дренажную систему и пьезометрическими уровнями воды в пьезометрах, расположенных до цементационной завесы, за ней и за линией дренажа.

Фильтрационное сопротивление завесы по удельному водопоглощению (0,002 – 0,005 л/мин) значительно выше проектных и нормативных значений. Фактическая толщина цементационной завесы много больше принятой в расчетах. Верховые пье-

зометры, пробуренные в сторону верхнего бьефа, перед завесой уже показывают снижение напоров до 20 – 25 % от действующего гидростатического напора при НПУ. Пьезометрические уровни низовых пьезометров имеют небольшую амплитуду колебаний, свидетельствующую о высоком фильтрационном сопротивлении цементационной завесы. Высокие пьезометрические уровни, наблюдаемые в низовых пьезометрах, устья которых расположены в галереях четвертого горизонта на отг. 163,0 м, а водоприемник заглублен до отг. 50,0 м, обусловлены наличием водоупора в виде нижней глинистой прослойки мощностью 3,0 – 5,0 м.

Эффективность цементационной завесы определяется падением фильтрационного напора на ней. Измеренные напоры за завесой по показаниям практически всех низовых пьезометров изменяются в пределах $0,04 - 0,27H$ (H — действующий напор на сооружение).

Система дренажа подземного контура работает вполне удовлетворительно: измеренные остаточные напоры не превышают $0,08 - 0,20H$.

Общий контролируемый фильтрационный расход через дренажную систему основания, береговых примыканий и тела плотины, имеющий сезонные колебания, связанные с изменением УВБ, ниже допустимых предельных значений (60,0 л/с) и изменяется в течение 2005 – 2009 гг. от 15,0 до 42,0 л/с.

Общая картина развития пьезометрических напоров и фильтрационных расходов по данным наблюдений за 2000 – 2009 гг. не изменилась. Все ранее установленные многолетними натурными наблюдениями закономерности изменения параметров фильтрационного режима (сезонный характер изменения во времени, четкая связь с УВБ в большинстве верховых и низовых пьезометров, небольшая амплитуда колебаний пьезометрических уровней в низовых пьезометрах, различие в фильтрационном режиме правого и левого берегов) сохраняются и в настоящее время.

Плановые перемещения плотины. Под действием гидростатического напора происходит наклон арочной плотины в нижний бьеф с одновременным уменьшением кривизны арки, что приводит к увеличению ее распора в берега. Плотина перемещается в радиальном и тангенциальном направлениях. Неравномерное распределение сезонного изменения температуры по горизонтальным сечениям сопровождается температурными перемещениями в радиальном направлении, максимальными в ключевых секциях. В тангенциальном направлении максимальные перемещения наблюдаются в береговых секциях.

Сезонные перемещения верхних арок Чиркейской плотины в радиальном направлении не имеют необратимой составляющей. Силовые и температурные компоненты радиальных перемещений на-

ходятся в противофазе. При идентичности изменения радиальных перемещений на отг. 357,0 м (гребень) и 315,0 м существует различие в соотношениях их температурной и силовой составляющих. В береговых секциях сезонные температурные перемещения гребня значительно превышают перемещения от гидростатической нагрузки, тогда как в центральной секции это близкие величины. Размах температурной составляющей радиального перемещения гребня ключевой секции I составляет 25 мм при размахе силовой составляющей около 20 мм, в береговых секциях IX и X размах температурной составляющей изменяется в пределах 25 – 30 мм, а размах силовой составляющей не превышает 10 мм.

Тангенциальные перемещения (по оси плотины) зависят от состояния геологической среды, в которую вписана плотина.

На рис. 2 представлены перемещения ключевой секции I в тангенциальном направлении. Ключевая секция, переместившаяся в сторону левого берега с самого начала наблюдений, оставалась в стабильном состоянии до лета 2008 г., когда произошло необратимое увеличение ее перемещений в сторону левого берега на всех отметках. Характеры изменения перемещений во времени совпадают между собой по фазе на отг. 315,0, 265,0, 242,0 и 220,0 м, тогда как перемещения гребня находятся по отношению к ним в противофазе. Максимальные значения сезонного перемещения гребня плотины в сторону левого берега наблюдаются при максимальном УВБ (в сентябре — октябре), а нижних отметок — в январе — феврале. Таким образом, можно предположить, что перемещение гребня определяется в основном силовым фактором.

Первоначальное смещение секций к левому берегу было обусловлено высоким фильтрационным давлением скальных массивов на правом берегу, а также наличием глиняной прослойки в основании левого берега. Небольшой наклон плотины в сторону левого берега подтверждается и разностью осадки основания ключевых секций, а также разницей в раскрытии радиальных швов плотины (при одинаковом изменении температуры и УВБ шов I – III со стороны левого берега раскрывается меньше, чем шов I – II со стороны правого берега).

Увеличение перемещения ключевой секции в сторону левого берега в 2008 г. определялось наименьшей величиной зимней сработки водохранилища, связанным с этим повышением гидростатического напора и, соответственно, фильтрационного противодавления со стороны правого берега.

Разный характер изменения тангенциальных перемещений береговых секций, также зависящий от гидростатического напора, обусловлен, кроме того, изменением жесткости скальных массивов береговых примыканий вследствие цементационных работ в берегах. Так, цементация основания левого

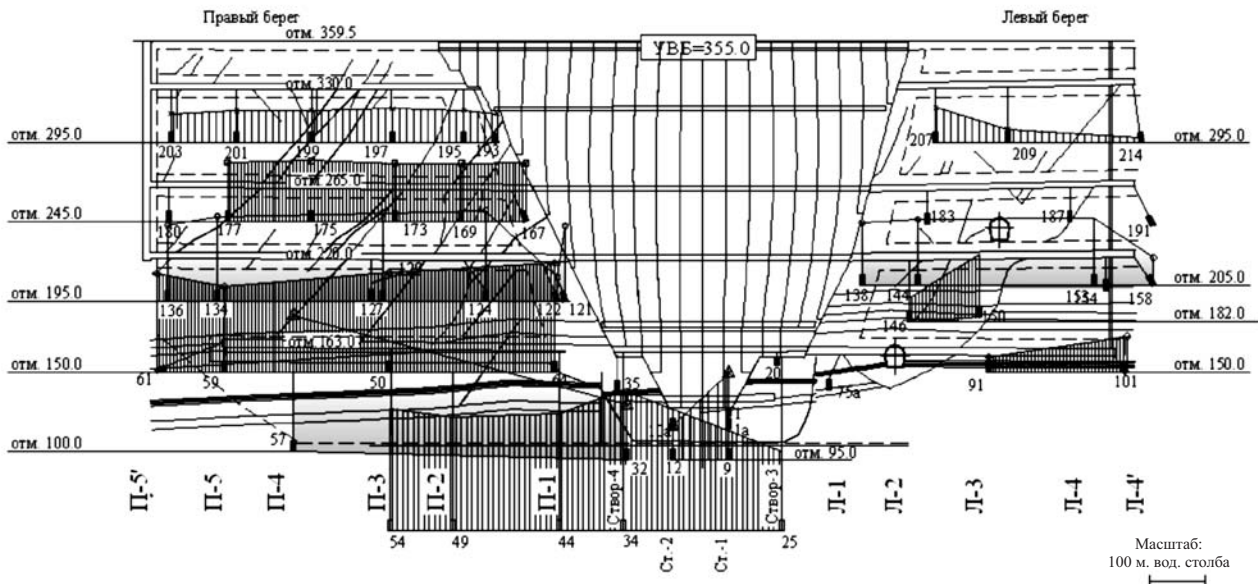


Рис. 1. Противодавление в основании и бортах плотины (по данным на 1 октября 2009 г.)

берега в отм. 145,0 – 197,0 м, проведенная в марте 2008 г., привела к уменьшению тангенциальных перемещений левобережной секции IX.

Таким образом, несмотря на практически законченную адаптацию плотины к геологической среде, наблюдается ее небольшое перемещение в сторону левого берега.

Напряженно-деформированное состояние плотины. НДС арочной плотины оценивается по изменениям напряжений в теле плотины и деформаций в зоне примыканий плотины к берегам. В настоящее время многие тензометры в пятах плотины и деформометры в бортах вышли из строя, но оставшиеся работоспособными показывают прежние закономерности сезонных изменений деформаций. Наличие зависимостей, связывающих деформации в скале и бетоне, подтверждает стабильность состояния сопряжения бетона береговых секций со скальными массивами бортов плотины.

Плотина Чиркейской ГЭС испытывает сезонно-меняющееся гидростатическое давление, фильтрационное давление на нижних отметках со стороны правого берега, давление наносов и сезонные температурные воздействия. За 2004 – 2009 гг. в характере и значениях силовых и температурных воздействий, обуславливающих НДС плотины, произошли следующие изменения. После теплых зим 2003 и 2004 гг. наблюдался небольшой разогрев всего тела плотины. УВБ в последние годы удерживался на максимальных значениях, близких или равных НПУ (355,0 м), продолжительное время (до трех месяцев), что изменило соотношение температурной и силовой составляющих, наблюдаемых в измеренных напряжениях плотины раньше.

В измеренном напряжении имеются составляющая, обусловленная сезонным изменением температуры, и составляющая, связанная с изменением

силовой нагрузки. Соотношение этих составляющих зависит от местоположения измерительных точек и направления площадок, по которым измеряются деформации. Для выделения из измеренных значений напряжений составляющих, обусловленных влиянием УВБ и температурным воздействием, использовался регрессионный метод анализа для рядов наблюдений на временном промежутке с 2000 по 2006 г. в 12 розетках плотины.

В результате анализа составляющих арочных напряжений, вызванных только гидростатической нагрузкой, можно сделать следующие выводы:

- гидростатическую нагрузку в пятах в основном воспринимает низовая грань. Сезонное увеличение УВБ вызывает приращения арочных напряжений сжатия на низовой грани плотины большие, чем на верховой (специфика работы арочных плотин);

- гидростатическое давление на высоких отметках в большей мере передается на левый берег;

- в зоне соединения арки с пробкой в секции X гидростатическая нагрузка вызывает уменьшение сжатия, что, возможно, имеет место и в других секциях (соответствует расчетным данным);

- наиболее напряженной от гидростатической нагрузки в арочном направлении является нижняя треть плотины.

Консольные напряжения от гидростатической нагрузки существенно меньше арочных. Подъем УВБ увеличивает консольные напряжения сжатия на низовой грани плотины и уменьшает на верховой.

Температурные напряжения в арочном и консольном направлениях были выделены в нескольких розетках. Они отличались знаком и коэффициентом влияния в зависимости от температуры.

В результате анализа температурных составляющих сезонных изменений арочных напряжений в

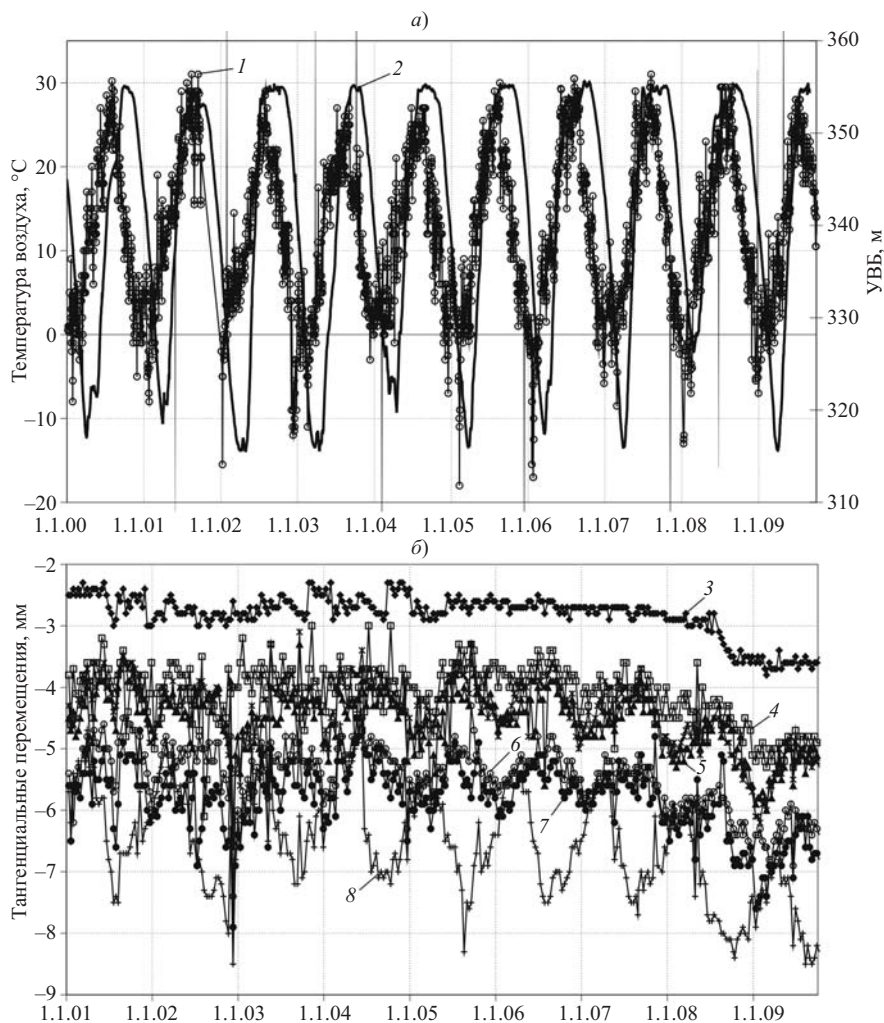


Рис. 2. Действующие факторы и тангенциальные перемещения сечения I:

1 — температура наружного воздуха; 2 — УВБ; 3, 4, 5, 6, 7, 8 — тангенциальные перемещения на отм. 163,0; 178,0; 220,0; 242,0; 265,0; 315,0; 357,0 м

контролируемых сечениях плотины было выявлено следующее:

в сечении на отм. 339,0 м напряжения в измерительных точках у верховой и низовой грани секций XVII и XVIII при разогреве бетона растягивающие;

в сечении на отметке 325,9 м растяжение в центре сечения (секция XVIII) со сжатием на периферии — типичное распределение самоуравновешенных температурных напряжений;

в сечении на отм. 216,25 м температурное сжатие на низовой грани в ключевой секции I резко уменьшается по мере удаления от нее, что совпадает с расчетными данными.

Для сезонных изменений температурной составляющей консольных напряжений характерно следующее:

в сечении на отм. 339,0 м при нагреве бетона в пятах плотины на верховой грани температурные напряжения сжимающие, а в центре — растягивающие, причем растяжение в правобережной пяте существенно выше, чем в левобережной;

на отм. 325,5 м в центре сечения секции IX в летний период напряжения растяжения доходят до 1,0 МПа;

в сечении на отм. 216,25 м в зоне низовой грани ключевой секции I нагрев бетона сопровождается сжатием, а на расстоянии 8,8 м от нее появляется растяжение;

в сечении на отм. 175,0 м температурные напряжения у верховой грани секции X близки к нулю.

Максимальная температурная составляющая арочных и консольных напряжений фиксируется на высоких отметках в береговых секциях.

В таблице приведены максимальные значения арочных и консольных напряжений в плотине Чиркейской ГЭС, а также средний размах их сезонных изменений за период наблюдений с 1 января 2003 г. по 1 октября 2009 г.

Бетон плотины находится в трехосном напряженном состоянии сжатия. Небольшие зоны консольных напряжений растяжения, оставшиеся во время первого наполнения водохранилища, наблюдаются в береговых секциях на высоких отметках

(325,0 и 339,0 м). Максимальное сжатие от гидростатической нагрузки в арочном направлении испытывает бетон секций I и IX на отм. 216,25 м.

Сезонные изменения напряжений в основном имеют обратимый характер, что свидетельствует об упругой работе бетона. По показаниям тензометров в некоторых розетках наблюдается небольшое накапливание необратимых напряжений сжатия. В розетках 131 и 132, расположенных на отм. 175,0 м у напорной грани и в центре секции IX соответственно, наличие необратимой составляющей по всем трем направлениям напряжений является следствием показаний тензометра в “конусе”. Очевидно, со стороны напорной грани существует нарушение монолитности, что приводит к водонасыщению бетона и его структурным изменениям.

Проявлением таких изменений являются небольшие необратимые деформации расширения в ненапряженном образце (“конусе”), которые в условиях монолитного бетона приводят к появлению необратимого сжатия.

В розетке 214, расположенной на расстоянии 8,8 м от низовой грани ключевой секции I, происходит небольшое необратимое увеличение арочных напряжений. Практически на этом же уровне наблюдается небольшое увеличение напряжений растяжения в металлической оболочке водовода. Оба эти явления, очевидно, связаны с тангенциальным перемещением ключевой секции в сторону левого берега (рис. 3).

Спецификой работы арочной плотины является небольшая сезонная немонолитность верхних арок

Измерительный створ				Напряжения, МПа			
				арочные		консольные	
секция	отметка, м	№ розетки	положение	размах	макс.	размах	макс.
I	216,25	211	1,25 м от ВГ	2,0	- 8,5	0,9	- 6,1
		214	8,8 м от НГ	0,8*	- 10,0	0,7	- 5,6
		215	2,9 м от НГ	2,6	- 9,3	2,0	- 3,7
	240,0	312	6,4 м от ВГ	1,1	- 6,9	1,2	- 2,0
		313	14,6 м от ВГ (Ц)	1,2	- 7,0	1,2	- 2,9
IX	175,75	131	1,0 м от ВГ	0,7*	1,8	1,3	- 4,4
		132	14,3 м от ВГ (Ц)	1,0*	1,8	0,8	- 4,0
	325,5	533	4,0 м от ВГ	3,3	- 8,0	1,6	- 3,2
		535	3,9 м от НГ	4,6	- 7,9	2,0	1,6
	175,75	122	9,95 м от ВГ	0,5	- 4,5	0,6	- 4,0
	216,25	221	0,95 м от ВГ	0,9	- 10,5	1,0	- 11,4
		222	13,5 м от ВГ (Ц)	0,8	- 7,4	-	-
	286,6	422	10,1 м от ВГ (Ц)	1,4	- 6,7	1,4	- 1,8
	325,5	527	1,0 м от НГ	3,8	- 8,5	1,7	- 4,4
XVII	339,0	651	1,0 м от ВГ	3,2	- 4,6	1,1	- 2,0
		652	4,6 м от ВГ	2,5	- 3,7	1,0	1,0
		653	1,5 м от НГ	2,9	- 3,7	0,6	1,0
XVIII	325,9	541	ВГ	1,9	- 2,6	-	-
		542	Ц	1,8	- 3,8	-	-
		544	НГ	2,6	1,2	-	-
	339,0	642	4,5 м от ВГ	3,0	- 4,8	1,8	1,4
		643	2,3 м от НГ	2,0	- 3,6	-	-

* Наблюдается необратимая составляющая.

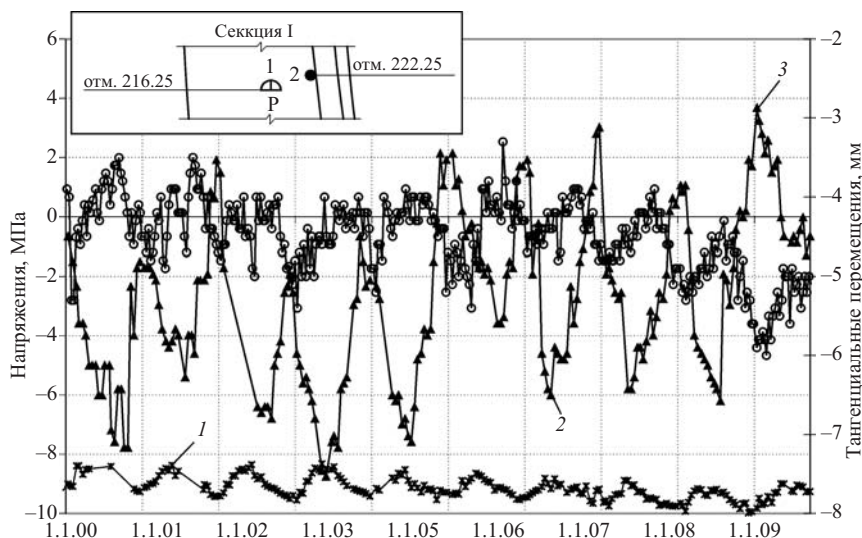


Рис. 3. Напряженно-деформированное состояние ключевой секции I:

1 — арочные напряжения в розетке (P) на отм. 216,25 м на расстоянии 8,8 м от низовой грани; 2 — напряжения в стальной оболочке водовода на отм. 222,25 м; 3 — тангенциальные перемещения на отм. 220,0 м

вследствие уменьшения сжатия от силовых нагрузок при сработке водохранилища. Такая немонолитность наблюдается в основном в верхней части плотины в пределах изменения УВБ и проявляется со стороны верховой грани, распространяясь до центра горизонтального сечения. Немонолитность со стороны низовой грани обусловлена сезонным остыванием бетона. Максимальное раскрытие радиальных швов со стороны верховой грани и центра сечения наблюдается в мае, а минимальное — в ноябре, что соответствует сезонным изменениям УВБ. Максимальное раскрытие радиальных швов со стороны низовой грани происходит в марте, что определяется влиянием температуры наружного воздуха. Величина сезонных изменений раскрытий радиальных швов колеблется в пределах 1,0 – 0,05 мм.

Выводы

1. Противофильтрационный контур плотины работает эффективно, снимая за цементационной завесой до 90 % действующего напора. Фильтрационное давление в скальном массиве правого берега значительно больше давления в левобережном примыкании. Суммарный фильтрационный расход через дренаж скального основания сезонно меняется в пределах от 15,0 до 42,0 л/с. Основная доля фильтрационного расхода сосредоточена в штольне четвертого горизонта правого берега на отм. 163,0 м.

2. Плотина Чиркейской ГЭС в основном работает в квазистационарном режиме, адекватно реагируя на сезонные изменения силовых нагрузок и температурных воздействий. Соотношение между силовыми и температурными составляющими в напряжениях и перемещениях тела плотины зависит от местоположения точек измерения. Максимальное влияние температурного фактора испытывают арочные пояса на верхних отметках. Наибольший уровень объемного сжатия (10,5 МПа) регистрируется в бетоне нижней части плотины на отм. 216,25 м.

3. Несмотря на закончившийся процесс адаптации плотины к геологической среде, обусловивший небольшой наклон ее к левому берегу, в последние годы, когда максимальный уровень воды водохранилища сохранялся продолжительное время, произошло некоторое увеличение наклона ключевой секции I в сторону левого берега. Это привело к возрастанию на 0,5 МПа напряжений сжатия в арочном направлении на нижних отметках.

Литература

1. Абакаров А. Р., Дурчева В. Н. Система автоматизированного контроля за состоянием бетонной плотины Чиркейской ГЭС по данным натурных наблюдений. СПб.: ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”, 2001.

Теоретическое обоснование внедрения гидромониторного грунтоприемника с принудительным подводом грунта

Арефьев Н. Н., кандидат техн. наук, главный специалист
по гидротехнике (ООО “Октябрьский ССРЗ”)

Предложена и теоретически обоснована новая концепция грунтозабора с диффузным гидрорыхлением грунта, которая заключается в установке на гидромониторе специальных насадок и размещении их впереди всасывающего зева в диффузной зоне с возможностью транспортирования ими грунта во всасывающую зону грунтоприемника. Рассмотрены возможности представленного способа.

Ключевые слова: гидромониторный грунтоприемник с принудительным подводом грунта, диффузное гидрорыхление, грунтовой насос земснаряда.

Исследованиями [1, 2, 3] установлено, что одним из главных направлений снижения энергозатрат при подводной разработке грунтов земснарядом является повышение концентрации засасываемой водогрунтовой смеси. Известно, что наибольшая концентрация при подводном грунтозаборе достигается при диффузионном гидрорыхлении грунта [4, 5]. При погружении насадки в грунт происходит размыв с образованием котлована, т.е. размывтый грунт выносится и откладывается за верхней бровкой котлована. Однако при погружении насадки ниже определенной глубины (критической глубины $h_{кр}$, согласно Г. Н. Сизову) процесс выноса грунта из зоны размыва прекращается и наступают взвешивание и перемешивание (гидравлическая диффузия) масс грунта с образованием диффузионной зоны. Согласно экспериментальным исследованиям [4], процентное содержание грунта в разных областях диффузионной зоны колеблется от 35 до 55 %. Всасывающий зев грунтоприемника в соответствии с теорией Г. Н. Сизова должен находиться в зоне диффузии. Однако обеспечить это практически оказалось очень сложно в связи с изменяющимися грунтовыми условиями, перемещениями земснаряда, деформациями зоны диффузии из-за течений. Поэтому при разработке грунтов земснарядом диффузионный метод гидравлического рыхления не нашел широкого распространения.

Для устранения указанных недостатков предлагается новая концепция процесса грунтозабора: в зоне диффузии располагать не всасывающий зев грунтоприемника, а специальные транспортирующие сопла, установленные впереди зева и направленные в его сторону. При этом транспортирующие сопла устанавливаются вместе с грунторыхлительными соплами, направленными в сторону массива грунта. Грунторыхлительные сопла создают зону диффузии, а транспортирующие сопла обеспечивают перемещение грунта из зоны диффузии в сторону всасывающего зева.

Рассмотрим теоретическую возможность перемещения грунта струями воды из зоны диффузии к

всасывающему зеву. Для этого изучим движение затолпленной несвободной струи.

При рассмотрении движения струи в среде с плотностью, отличной от плотности вещества струи, применим по аналогии со свободной струей [6] условие постоянства количества движения, которое с учетом исследований [7], запишем в виде

$$\rho_x u_x^2 d_x^2 = \rho_0 u_0^2 d_0^2, \quad (1)$$

где d_0 и d_x — диаметры струи соответственно на срезе и на расстоянии x от среза насадки; u_0 и u_x — средние скорости истечения струи соответственно на срезе и на расстоянии x от среза насадки; ρ_0 и ρ_x — средние по поперечному сечению струи плотности вещества соответственно на срезе и на расстоянии x от среза насадки.

Значение d_x определяется в соответствии с теорией струи [6] по выражению

$$d_x = d_0 \left(1 + \frac{cx}{d_0} \right), \quad (2)$$

где c — эмпирический коэффициент, значение которого зависит от угла конусности струи.

Из (1) после преобразований с учетом (2) получим

$$u_x = \frac{u_0}{1 + \frac{cx}{d_0}} \sqrt{\frac{\rho_0}{\rho_x}}. \quad (3)$$

Значение расхода струи на расстоянии x от среза насадки Q_x определим как произведение средней скорости по сечению их на площадь сечения, в результате чего с учетом (2) и (3) после преобразований получим

$$Q_x = Q_0 \left(1 + \frac{cx}{d_0} \right) \sqrt{\frac{\rho_0}{\rho_x}}, \quad (4)$$

где Q_0 — расход струи на срезе насадки.

Значение ρ_x отличается от ρ_0 вследствие подсыпания окружающей среды, плотность которой $\rho_{ср}$ отличается от плотности вещества струи. В результате вещество струи в любом сечении основно-

го участка представляет собой водогрунтовую смесь со средней по сечению плотностью ρ_x . Плотность водогрунтовой смеси можно определить по выражению [8]

$$\rho_x = \rho_0 + (\rho_{гр} - \rho_0)p_x(1 - \varepsilon), \quad (5)$$

где p_x — объемная концентрация, равная отношению объема грунта в естественном залегании (с порами) к объему гидросмеси; $\rho_{гр}$ — плотность материала частиц грунта; ε — пористость тела, определяется как доля объема, занимаемая в грунте естественного залегания пустотами, занимаемыми водой и воздухом (для среднезернистого песка можно принять $\varepsilon = 0,35$; для пластичных грунтов, таких, как ил, сапрпель, глина $\varepsilon = 0$).

С учетом (5) плотность окружающей среды $\rho_{ср}$, в которой движется струя, можно определить соответственно

$$\rho_{ср} = \rho_0 + (\rho_{гр} - \rho_0)p_{ср}(1 - \varepsilon), \quad (6)$$

где $p_{ср}$ — объемная концентрация среды по грунту, определяется аналогично p_x .

Если струя распространяется в среде, которая имеет объемную концентрацию по грунту $p_{ср}$, то для расчета p_x можно записать выражение

$$p_x = \frac{p_{ср}Q_{эж}}{Q_x} = \frac{p_{ср}(Q_x - Q_0)}{Q_x} = p_{ср} \left(1 - \frac{Q_0}{Q_x} \right), \quad (7)$$

где $Q_{эж}$ — расход подсасываемой струей окружающей среды.

Из (7) с учетом (4) после преобразований получим

$$p_x = p_{ср} \left[1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{cx}{d_0} \right) \sqrt{\frac{\rho_0}{\rho_x}}} \right]. \quad (8)$$

В результате подстановки (8) в (5) и преобразований с учетом (6) находим выражение для определения средней по поперечному сечению струи плотности ρ_x на расстоянии x от среза насадки

$$\rho_x = \rho_{ср} - (\rho_{ср} - \rho_0) \frac{\sqrt{\frac{\rho_x}{\rho_0}}}{1 + \frac{cx}{d_0}}. \quad (9)$$

При транспортировании грунта к месту всасывания решается следующая задача. Необходимо с помощью струи, истекающей из насадки 1 (рис. 1), захватить из окружающего пространства часть среды и переместить ее к всасывающему зеву 2. Средняя скорость потока в поперечном сечении струи у всасывающего зева должна быть равна скорости всасывания $u_{вс}$. Расстояние от среза насадки до вса-

сывающего зева обозначим S . Для решения поставленной задачи воспользуемся выражением (3) и запишем условие: при $x = S$, $u_x = u_S = u_{вс}$; $\rho_x = \rho_S$. Откуда получим

$$u_S = \frac{u_0}{1 + \frac{cS}{d_0}} \sqrt{\frac{\rho_0}{\rho_S}} = u_{вс}. \quad (10)$$

Из (10) после преобразований напишем выражение для определения S

$$S = \frac{d_0}{c} \left(\frac{u_0}{u_{вс}} \sqrt{\frac{\rho_0}{\rho_S}} - 1 \right). \quad (11)$$

Значение ρ_S определяется по (9) при $x = S$, где в качестве S подставляется выражение (11), откуда получим

$$\rho_S = \frac{\rho_{ср}}{1 + \frac{u_{вс}}{u_0} \left(\frac{\rho_{ср}}{\rho_0} - 1 \right)}. \quad (12)$$

Значение средней объемной концентрации в поперечном сечении струи перед всасывающим зевом грунтоприемника p_S определим по (8) с учетом (11)

$$p_S = p_{ср} \left(1 - \frac{u_{вс}}{u_0} \frac{\rho_S}{\rho_0} \right). \quad (13)$$

Рассмотрим возможности представленного способа грунтозабора. При добыче песка средней крупности можно принять следующие параметры: $u_{вс} = 2$ м/с; $u_0 = 20$ м/с; $\rho_0 = 1000$ кг/м³; $\rho_{гр} = 2650$ кг/м³ [8]; $\varepsilon = 0,35$ [8]. С учетом исследований [4] значение средней плотности в зоне диффузии (которая является плотностью окружающей среды для транспортирующей струи) принимаем $p_{ср} = 0,45$. Подставляя принятые значения в (6), получим среднюю плотность среды в зоне диффузии $\rho_{ср} = 1483$ кг/м³. По (12) определим среднюю по поперечному сечению плотность водогрунтовой смеси в транспортирующей струе в сечении перед всасывающим зевом грунтоприемника $\rho_S = 1415$ кг/м³. Соответствующая средняя объемная концентрация водогрунтовой смеси струи перед всасывающим зевом рассчитывается по (13) и составляет $p_S = 0,387$ (38,7%). Необходимо отметить, что в процессе грунтозабора траншейным способом земснаряд движется вдоль траншеи в сторону зоны диффузии, т.е. всасывающий зев постоянно приближается к зоне диффузии. Благодаря этому объемная концентрация засасываемой водогрунтовой смеси может достигать значений выше 38,7%: среднего 45% или максимального 55% по зоне диффузии, что является высоким показателем в процессе грунтозабора.

Для реализации нового способа грунтозабора создана и внедрена в производство конструкция

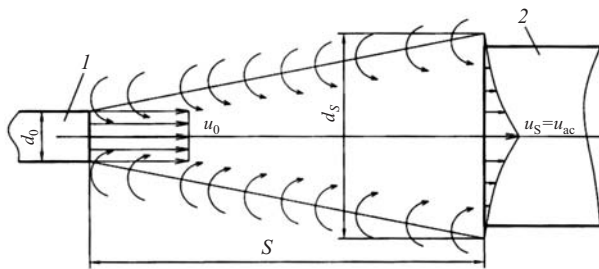


Рис. 1. Схема транспортирования грунта струей из окружающего пространства к всасывающему устройству:

1 — насадка; 2 — устройство всасывания

грунтозаборного устройства [9], которая включает грунтосборник 1 с всасывающим зевом 2 (рис. 2), ствол гидромонитора 3 с установленными на нем соплами 4 и 5, трубопровод подвода воды 6. Устройство работает следующим образом. По трубе 6 подводится вода к монитору 3, откуда она поступает в сопла. Вода, вытекающая из сопел 5, размывает грунт и создает диффузионную зону в массиве. Струи воды, вытекающие из сопел 4, транспортируют грунт во всасывающую зону грунтосборника 1 к зеву 2.

Конструкция грунтозаборного устройства проста и может быть изготовлена в условиях ремонтных мастерских. Разработана методика расчета нового грунтозаборного устройства, которая учитывает различные грунтовые условия, а также всасывающую и транспортирующую способности грунтового насоса земснаряда.

Новая конструкция внедрена на земснаряде проекта 1-516 (подача грунтового насоса по воде 3000 м³/ч). Изготовитель грунтосборника — Константиновские судоремонтные мастерские Нижне-Донского района гидросооружений. Грунтосборник (рис. 3) эксплуатировался в 2008 и 2009 гг. на земснаряде “Донской 607” в Азово-Донском ГБУПиС при выполнении капитальных работ и при транзитном дноуглублении. Земснаряды проектов 258.Г150 (грунтовой насос ГрУ800/40) в количестве 2 шт. и 258.Г80 (грунтовой насос ГрАУ400/20) (рис. 4) в количестве 2 шт. изготовлены с новыми грунтосборниками в ООО “Октябрьский ССРЗ”, эксплуатировались в 2008 и 2009 гг. при добыче песка на карьерах в Московской области в Малой Купавне (ООО “Горинжениринг”) и под Балашихой (ООО “СК Гарант”), в Нижегородской области на карьере в Ключищах (ООО “Ресурс”), а также при добыче сапропеля на оз. Усовское в Тюменской области (ООО “Сладковское товарное рыболовческое хозяйство”). Как показали испытания [10] и двухлетний опыт эксплуатации устройств в различных регионах России, объемная концентрация засасываемой водогрунтовой смеси стабильно поддерживается не менее 28 %. При этом длина “зоны активного всасывания” увеличивается по сравнению с

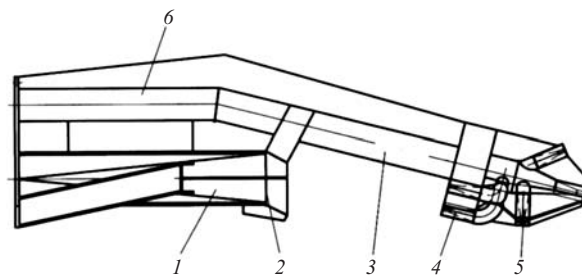


Рис. 2. Конструкция гидромониторного грунтосборника с принудительным подводом грунта

традиционными конструкциями в 4–8 раз, что обеспечивает стабильно высокое насыщение водогрунтовой смеси независимо от изменений условий грунтозабора. Это также снижает вероятность завала всасывающего зева при обвалах откосов грунта, а попавшие крупногабаритные включения (например, булыжники) проваливаются в этой зоне вниз и не попадают в зев, что увеличивает коэффициент использования земснаряда по времени. Отрыв частиц грунта от массива и разгон водогрунтовой смеси до скорости всасывания устройством гидрорыхления высвобождают часть всасывающей энергии грунтового насоса на засасывание смеси с более высокой концентрацией по сравнению с традиционными устройствами.

Выводы

1. Предложена и теоретически обоснована новая концепция грунтозабора с диффузионным гидрорыхлением грунта, которая заключается в установке на гидромониторе специальных насадок и размещении их впереди всасывающего зева в диффузионной зоне с возможностью транспортирования ими грунта во всасывающую зону грунтосборника.

2. Расчеты транспортирования грунта насадками из зоны диффузии в зону всасывания показали теоретическую возможность достижения объемной концентрации засасываемой водогрунтовой смеси 38–55 %.

3. Создана и внедрена в производство конструкция гидромониторного грунтосборника с принудительным подводом грунта в зону всасывания специальными насадками.

4. Испытания и эксплуатация новых грунтосборников в различных регионах России показали, что объемная концентрация засасываемой водогрунтовой смеси устойчиво поддерживается не менее 28 %.

5. Длина “зоны активного всасывания” увеличивается с новыми устройствами в 4–8 раз по сравнению с традиционными грунтосборниками, что снижает вероятность завала всасывающего зева при обвалах откосов грунта и попадания в зев крупных включений.



Рис. 3. Гидромониторный грунтоприемник с принудительным подводом грунта землесоса проекта 1-516



Рис. 4. Гидромониторный грунтоприемник с принудительным подводом грунта землесоса проекта 258.Г80

6. Новые грунтозаборные устройства достаточно просты в изготовлении и могут быть внедрены при добыче песка, гравия и других полезных ископаемых землесосными снарядами.

7. Разработана методика расчета нового грунтозаборного устройства для различных грунтовых условий с учетом всасывающих и транспортирующих возможностей грунтового насоса земснаряда.

Список литературы

1. *Кожевников Н. Н.* Об удельных энергозатратах при гидротранспорте гидросмесей повышенной концентрации // Гидротехническое строительство. 1993. № 1.
2. *Иванов С. А.* Эксплуатационные характеристики земснарядов с погружными грунтовыми насосами. — М.: Горная книга, 2007.
3. *Шкундин Б. М.* Землесосные снаряды. — М.: Энергия, 1973.
4. *Сизов Г. Н.* Струйные установки и их применение на речном транспорте. — М.: Транспорт, 1967.
5. *Аренс В. Ж., Бабичев Н. И., Башкатов А. Д., Гридин О. М., Хрулев А. С., Хчян Г. Х.* Сквжинная гидродобыча полезных ископаемых. — М.: Горная книга, 2007.
6. *Абрамович Г. Н.* Турбулентные свободные струи жидкостей и газов. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1948.
7. *Гольдин Э. Р.* Подводно-технические работы. Технология и средства механизации. — М.: Транспорт, 1987.
8. *Иванов В. А., Лукин Н. В., Разживин С. Н.* Суда технического флота. — М.: Транспорт, 1982.
9. *Пат. № 47394.* Грунтозаборное устройство землесосного снаряда // Арефьев Н. Н., Тарасова О. Н. // Бюллетень изобретений. 2004. № 34.
10. *Царенок Л. А., Арефьев Н. Н., Васягин В. К., Фунтов О. Н., Попов Н. Ф.* Испытания и эксплуатация грунтоприемника с принудительным подводом грунта на земснаряде “Донской -607”// Горный информационно-аналитический бюллетень. Гидро-механизация. — М.: МГГУ, 2009. Вып. 1 (отдельный).

Очистка водохранилищ и озер от органических отложений и их переработка

Дементьев В. А., кандидат технических наук,
президент ЗАО “ENT Engineering”

Описываются опытно-промышленная очистка озер Латвии и добыча сапропеля естественной влажности с помощью земснаряда с камерным пневматическим насосом итальянской фирмы “Pneuma”, а также новая технология получения товарного сапропеля.

Ключевые слова: очистка озер, водохранилища, переработка отложений, ил, земснаряд, сапропель, пневматический камерный насос.

Все реки интенсивно размывают, особенно в паводок, берега и грунты заливных пойм, которые часто содержат чернозем или плодородный ил. Перемещаясь вниз по течению эти плодородные органические частицы на спаде паводка откладываются на пойменных лугах. Ежегодно вносимый рекой органический ил и близость реки для полива позволяют снимать с этих лугов хорошие урожаи сельскохозяйственных культур без применения химических удобрений, получая таким образом “экологически чистые продукты”.

После строительства ГЭС и регулирования стока реки эти илистые частицы оседают на дне водохранилища. Многолетние отложения могут сократить объем регулирования водных запасов водохранилища и повлиять на эффективность работы ГЭС. Кроме этого, на ранее заливной пойме реки ниже плотины уже не откладывается плодородный ил.

Естественный процесс отложения плодородного ила на заливных землях особенно сильно нарушился в Египте, когда на р. Нил была возведена Высотная Асуанская плотина. Сельское хозяйство Египта в течение тысячелетий базировалось на органических удобрениях, приносимых рекой. После строительства плотины сельское хозяйство было переведено на химические удобрения.

Удаление плодородного ила из озер и водохранилищ и использование его для нужд сельского хозяйства в качестве естественного органического удобрения являются непростыми задачами. В частности, для Асуанского водохранилища глубина добычи ила может достигать до 50 – 100 м, а такая глубина недоступна для обычных земснарядов. Для складирования ила, подаваемого в виде пульпы низкой концентрации, требуются большие площади отстойников для осаживания мелких органических частиц. Много проблем связано с его переработкой.

В России много зарастающих и гибнущих мелких и крупных озер. Их расчистка полезна для пополнения водных запасов и сохранения экологии, а продукты извлечения ила являются отличным природным удобрением, повышающим урожайность огородных культур на 20 – 30 %. Очистка озер и добыча сапропеля в России выполнялись в небольших объемах с помощью земснарядов по чековой технологии [2], при которой пульпа с концентрацией около 10 % налива-

лась в мелкие гидротвалы — чеки, верхний слой воды сливался через нескольких суток после выпадения мелких частиц. После слива воды оставался водонасыщенный слой ила, который обезжизнялся до 50 % влажности только на следующий год после промораживания и оттаивания. И только спустя год после заливки чека сапропель можно было паковать или отгружать на автосамосвалы. Попытки искусственной тепловой сушки или отделения воды на фильтрах-прессах приводили к огромным затратам энергии, себестоимость продукта становилась неприемлемой.

Чековая технология увеличивает сроки окупаемости. По такой технологии процесс доведения сапропеля до товарного вида растягивается на 1 – 2 года. При этом сапропель во многом утрачивает свои полезные свойства в связи с гибелью живых микроорганизмов и засорением семенами вредных растений [2]. Самое главное, чековую технологию не везде можно применять из-за отсутствия свободной земли для организации чеков.

Совершенствование технологии получения товарного сапропеля сводится к его добыче с естественной влажностью (без разбавления его водой) и эффективному обезжизнению. В тресте “Энергогидромеханизация” проводились опытные работы по совершенствованию грунтозаборного устройства (ГЗУ) земснаряда (установка ковшевого и шнекового рыхлителя), по тепловой и микроволновой сушке сапропеля. Модернизация ГЗУ земснаряда несколько снизила разжижение сапропеля, а от его искусственной сушки пришлось отказаться в связи с огромным расходом энергии.

В 1998 – 1999 гг. латвийской фирмой ЗАО “ENT Engineering” проведены опытно-промышленные работы по совершенствованию добычи и обезжизнению сапропеля, которые успешно завершились производством гранулированного товарного сапропеля [3]. За основу добычного оборудования принят пневматический камерный насос итальянской фирмы “Pneuma” [1], позволяющий вести добычу сапропеля с естественной влажностью (90 – 95 %) без разбавления водой и транспортировать его на большие расстояния по напорному трубопроводу [4, 5].

Пневматические камерные насосы (ПКН) предназначены для высокоэффективной добычи песка,

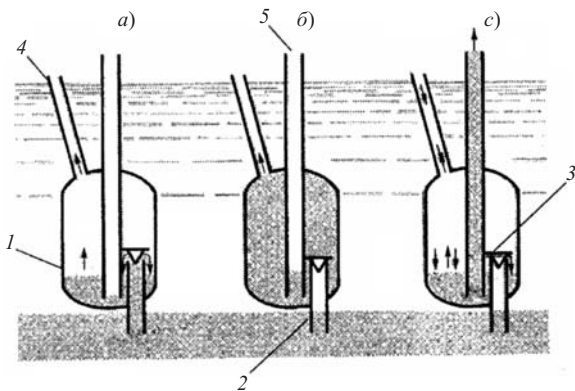


Рис. 1. Принцип работы погружного пневматического камерного насоса итальянской фирмы “Pneuma”: 1 — камеры; 2 — всасывающий патрубок; 3 — клапан; 4 — воздухопровод подачи и сброса сжатого воздуха; 5 — трубопровод подачи пульпы; а — стадия заполнения камеры сапропелем; б — камера, заполненная сапропелем; с — стадия вытеснения сапропеля из камеры

гравия, ила, для очистки водоемов, водохранилищ ГЭС и хвостохранилищ ГОКов от иловых осадков. Их можно отнести к классу гидростатических и пневматических насосов одновременно, так как всасывание гидросмеси в погружные камеры насоса происходит за счет внешнего гидростатического давления воды, а подача гидросмеси на поверхность происходит за счет вытеснения её из камер сжатым воздухом.

Поскольку ПКН в России не применяются, следует описать принцип их работы, показанный на рис. 1. Рабочий цикл насоса можно разделить на три фазы:

первая фаза — наполнение камеры гидросмесью. ПКН работают эффективно на глубинах от 1,5 до 200 м, обеспечивая подачу гидросмеси плотностью до 200 кг/м^3 . Камера 1 быстро заполняется гидросмесью под действием внешнего гидростатического давления при погруженной камере и соединении конца воздухопровода 4 с атмосферой. Как только камера заполняется, клапан 3 автоматически закрывается под действием силы тяжести набранного грунта;

вторая фаза — опустошение камеры и подача гидросмеси в пульпопровод 5. Когда камера наполнится гидросмесью, сжатый воздух, подающийся компрессором через распределитель воздуха (дистрибьютор) и шланги высокого давления в верхнюю часть камеры, начинает действовать как поршень и выдавливает гидросмесь через выгрузной клапан в вертикальный пульпопровод 5;

третья фаза — сброс сжатого воздуха из опорожненной камеры в атмосферу и подготовка к первой фазе. Когда камера освобождена от гидросмеси, дистрибьютор сбрасывает воздух в атмосферу. После выхода воздуха из камеры в ней восстанавливается атмосферное давление. После этого открывается входной клапан 3 и гидросмесь начинает опять поступать в камеру, как описано в первой фазе.

Для обеспечения непрерывности процесса всасывания и подачи гидросмеси дистрибьютор воздуха работает поочередно с тремя камерами, производя до трех циклов в минуту.

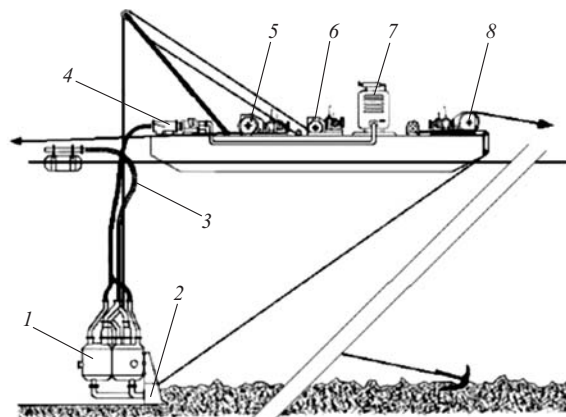


Рис. 2. Схема послойной разработки залежи сапропеля с помощью земснаряда с пневматическим камерным насосом на малых глубинах: 1 — погружные камеры; 2 — ковш грунтозаборного устройства; 3 — напорный пульпопровод; 4 — палубный распределитель воздуха; 5 — гидравлическая лебедка обратного хода; 6 — гидравлическая лебедка погружения насоса; 7 — компрессор; 8 — гидравлическая лебедка рабочего перемещения ковша и земснаряда

С ростом глубины погружения камер H_n растет и внешнее гидростатическое давление воды H_r , и перепад давления ΔH между H_r и атмосферным давлением $H_{\text{атм}}$ при наполнении камеры гидросмесью: $\Delta H = H_r - H_{\text{атм}}$. При этом чем больше глубина погружения камер, тем больше будет перепад давления ΔH и выше входная скорость всасывания $V_{\text{вс}}$ во всасывающий патрубок 2 ПКН. С учетом коэффициента местных потерь напора μ на вход в грунтозаборное устройство скорость всасывания в патрубок можно вычислить из выражения

$$V_{\text{вс}} = \mu(2g\Delta H)^{1/2}.$$

Если принять $\mu = 0,71$ (как для внутреннего цилиндрического насадка), то для $\Delta H = 10 \text{ м}$ скорость входа в патрубок будет 10 м/с , а для глубины погружения камер на 100 м — 32 м/с .

Для грунтового насоса с расположением на палубе земснаряда разрежение ΔH из-за кавитации не может быть выше 6 м вод. ст. , с учетом местных потерь на вход во всасывающий патрубок скорость входа жидкости в патрубок не может быть более $7,7 \text{ м/с}$. Из этого расчета видно существенное преимущество ПКН при погружении более 10 м . Повышенная скорость всасывания позволяет расширить зону всасывания грунта, увеличить концентрацию гидросмеси, уменьшить просор грунта и замутнение воды в водоеме. Однако при заглублении камер менее $2 - 3 \text{ м}$ гидростатического давления недостаточно для эффективного всасывания грунта и приходится создавать дополнительное разрежение в камерах с помощью эжектирования.

Другим важным достоинством ПКН является малый абразивный износ оборудования, кроме клапанов камер, от воздействия гидросмеси.



Рис. 3. Общий вид земснаряда DR60/10P с пневматическим камерным насосом

В 2009 г. латвийская фирма “ENT Engineering” для добычи сапропеля естественной влажности спроектировала и смонтировала земснаряд с пневматическим камерным насосом итальянской фирмы “Pneuma” с компрессорами, дизельной электростанцией, лебёдками для перемещения земснаряда и ковшевым грунтозаборным устройством. Проект был согласован с регистром Латвии. Земснаряду присвоено наименование DR60/10P. Его краткая техническая характеристика:

Земснаряд DR60/10P	Разборный,
.	дизель-электрический,
.	корпус из трех понтонов
Общее водоизмещение	37 т
Плавающий и береговой пульпопровод . . .	Полиэти-
.	леновый ПЭВП диаметром 315 мм
Перемещение земснаряда и ПКН	
.	Тросовое от гидравлических
.	регулируемых лебедок
Установленная мощность	
дизель-генератора	100 кВт
Часовая производительность	
по сапропелю естественной влажности . . .	60 м ³ /ч
Глубина разработки	1,5 – 9 м
Насос фирмы “Pneuma” ПКН 60/10-VS:	
напор	88 м вод. ст.
производительность по гидросмеси	80 м/ч
Эжектирующее устройство с компрессором для работы на глубине менее 4 м	

Устройство земснаряда и схема послойной разработки залежи сапропеля приведены на рис. 2.



Рис. 4. Камеры насоса ПКН 60/10P-VS и грунтозаборный ковш итальянской фирмы “Pneuma”

При послойной разработке грунтозаборное устройство насоса выполнено в виде цельного горизонтального ковша. Ковш снабжен стационарными вертикальными и горизонтальными ножами, выполненными в виде сетки, полностью закрывающей всю фронтальную плоскость ковша. Шаг сетки не превышает 1/3 диаметра всасывающих патрубков насоса для предотвращения попадания в насос крупных включений и образования пробок. На рис. 4 представлен насос ПКН 60/10-VS и грунтозаборный ковш фирмы “Pneuma”, на рис. 3 — земснаряд. Подача сапропеля к всасывающему патрубку происходит за счет поступательного внедрения в сапропель грунтозаборного ковша, который вырезает полосу породы из массива толщиной до 1,2 м и перемещает разрезанные на сетке мелкие полосы сапропеля к всасывающему патрубку. Экспериментальными исследованиями было установлено, что максимальная производительность земснаряда при минимальном замутнении воды в забое достигается при скорости перемещения ковша до 3 м/мин. Из камер ПКН сапропель естественной влажности вытесняется сжатым воздухом в напорный пульпопровод и поступает в бункер перерабатывающего цеха.

Впервые такой проект был разработан и осуществлен фирмой SIA “ENT Engineering” на оз. Пильвелю в Латвии. Параметры карьера и сапропеля:

Площадь озера	9,8 га
Объем залежи сапропеля	328 тыс. м ³
Глубина разработки	1 – 9 м
Длина напорного трубопровода	350 м
Превышение точки выгрузки	18 м
Естественная влажность	87 – 97 %
Напряжение сдвигу сапропеля	
(динамическое)	63,2 Па
Вязкость (динамическая)	0,07 Па · с

Зольность 17,6 %
 Производительность линии
 по готовому продукту 2000 т/мес

С целью экономии денежных средств земснаряд под систему “Pneuma” выполнен из трех старых понтонов, на которых размещено оборудование для горизонтально-послойной разработки сапропелевой залежи. После удачных опытно-промышленных испытаний на оз. Пильвелю аналогичный комплекс добычи и переработки сапропеля был смонтирован и введен в действие в августе 2009 г. на оз. Веверу (Латвия).

Из накопительного стального бункера, в который от земснаряда поступает сапропель с влажностью около 95 %, в цехе обработки сапропеля получают продукт удобрения с влажностью до 65 % путем дозированной добавки адсорбента (поглотителя воды) из сухой торфяной муки. При этом сохраняется первоначальная вода, находящаяся в залежи сапропеля, содержащая растворенные органические и биологические включения, усиливающие свойства удобрения. После достижения необходимой влажности смеси сапропеля с торфяной мукой продукт гранулируют, упаковывают в полиэтиленовые мешки, складывают и отгружают потребителю. При этом весь процесс в цехе автоматизирован — от поступления сапропеля в бункер до отгрузки потребителю. Таким образом, впервые процесс добычи и переработки сапропеля становится непрерывным, что влияет на срок оборачивания вложенных средств, сократив его до полугода, уменьшая стоимость конечного продукта. Технико-экономические показатели проекта (для Латвии):

общий размер инвестиций 1 650 000 евро
 В том числе:
 научно-проектные работы 220 000 евро
 стоимость лицензии по патенту 160 000 евро
 строительно-монтажные работы 380 000 евро
 стоимость оборудования 890 000 евро
 Себестоимость 1 т готового
 продукта (EXW) 102 евро
 Срок реализации проекта от начала
 проектных работ до начала
 эксплуатации 24 мес
 Срок окупаемости проекта 6 рабочих месяцев
 Размер цеха под оборудование 12 × 20 × 6 м
 Энергоемкость производства
 (без земснаряда) 460 kWa
 Земснаряд Пневматический DR60/10P
 с дизель-генератором 100 кВт
 Общее количество рабочих 10

Выпускаемое гранулированное сапропеле-торфяное удобрение называется “Organic Soil Revitalizer” (органическая почва Revitalizer). Оно пользуется большим спросом в Латвии, и фирма SIA “EHT Engineering” намерена расширить добычу сапропеля.

Выводы

Внедрение нового способа добычи сапропеля и его переработки позволило решить следующие задачи:

вести выемку сапропеля с минимальным негативным воздействием на экологию как самого озера, так и прилегающей береговой зоны;

получить сапропель с влажностью, близкой к естественной, снизив тем самым затраты на его обезвоживания, осветление воды, устройство чехов-отстойников;

сократить до минимума срок между выемкой сырого сапропеля и отгрузкой готовой продукции (65 % влажности), доведя производительность добывающего комплекса до 2000 т в месяц по готовому продукту;

обеспечить самые высокие качественные показатели готового продукта, сохранив в нем питательную влагу, азот и исключив его сезонное загрязнение;

получить сапропелевое удобрение, которое в отличие от чистого (непромороженного) сапропеля не боится высыхания и может долго сохранять свои питательные свойства.

Опытно-промышленная очистка озера от ила и технология переработки сапропеля, разработанная и осуществленная латвийской фирмой SIA “EHT Engineering”, могут служить прототипом для очистки водоемов и водохранилищ ГЭС в России и других странах с учетом местных условий.

Список литературы

1. Каталог Pneuma system. Фирма “Pneuma”. S.r. I. Италия, 2004.2.
2. Штин С. М. Озерные сапропели и их комплексное освоение. — М.: МГГУ, 2005.
3. Ялтанец И. М., Дементьев В. А. Установка глубоководной разработки несвязных полезных ископаемых, Горный информационно-аналитический бюллетень. Гидромеханизация. — М.: Горная книга, 2009.
4. Дементьев В. А., Кожевников Н. Н. Устройства земснаряда для очистки водоемов от илистых отложений и применение пневматических грунтовых насосов // Гидротехническое строительство. 2005. № 1.
5. Ялтанец И. М., Фалли Д., Дементьев В. А., Леванов Н. И. Повышение глубины разработки при добыче несвязных полезных ископаемых земснарядами с применением пневматических камерных насосов фирмы “Pneuma” // Горный информационно-аналитический бюллетень. Гидромеханизация. М.: Горная книга, 2006.

Саморегулирование в сфере проектирования и капитального строительства объектов энергетики

Ан Л. С., кандидат эк. наук, исполнительный директор
СРО НП “Энергопроект” и СРО НП “Энергострой”

Создание и развитие структур саморегулирования в электроэнергетике являются логическим продолжением комплекса мер по либерализации энергетического рынка. Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 148-ФЗ внесены поправки в Градостроительный кодекс РФ и отдельные законодательные акты РФ, предусматривающие механизм создания саморегулируемых организаций и перехода от лицензирования к саморегулированию в области строительной деятельности.

Появление в электроэнергетике отраслевых саморегулируемых организаций (СРО) в области строительства и проектирования энергетических объектов позволило объединить профессиональные кадры строителей, монтажников, наладчиков, проектировщиков. Конечно, еще требуется разработка механизмов их взаимодействия между собой, с формируемыми федеральными органами СРО, с властью и с отраслевыми производственными структурами. Но в настоящее время решена главная задача — создан и функционирует новый, законодательно определенный механизм допуска на энергетический рынок проектных и строительных организаций.

Переход к саморегулированию в сфере строительства, проектирования и инженерных изысканий совпал с кризисными явлениями в мировой и отечественной экономике. Это сильно усложнило реформирование отрасли. В условиях наступившей финансовой и экономической нестабильности строительное сообщество оказалось наиболее уязвимым, так как строительный бизнес ключевым образом связан с инвестиционной сферой, где и наблюдался наибольший системный кризис. Под угрозой разорения оказалось множество строительных организаций и предприятий.

Государство принимает все меры по стабилизации ситуации в экономике и поддержке основных энергетических предприятий, в том числе энергостроительного сектора. Будучи нацелено на выполнение намеченных инвестпрограмм, правительство РФ привлекает финансовые ресурсы в отрасль для обеспечения планомерной работы по наращиванию энергетического потенциала страны. Шаги, предпринятые в данном направлении, привели к стабилизации ситуации и дали возможность в целом успешно ввести в действие механизмы саморегулирования в строительной отрасли.

Интенсивная работа по переводу строительного комплекса страны в новые условия функционирования велась в течение всего 2009 г. Действие лицензий,

выданных Федеральным лицензионным центром, прекращалось с 1 января 2010 г., и к этому сроку государственную систему регулирования строительного бизнеса должен был заменить механизм саморегулирования. Теперь право выдачи разрешений (по-новому они называются свидетельствами о допуске к выполнению работ, оказывающих влияние на безопасность объектов капитального строительства) перешло к саморегулируемым организациям, созданным в форме некоммерческих партнерств.

Градостроительным кодексом допускается приобретение некоммерческими организациями, созданными в форме некоммерческих партнерств, статуса саморегулируемых организаций следующих видов:

саморегулируемые организации, основанные на членстве лиц, выполняющих инженерные изыскания;

саморегулируемые организации, основанные на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации;

саморегулируемые организации, основанные на членстве лиц, осуществляющих строительство.

Перечень видов работ, влияющих на безопасность объектов капитального строительства, утвержден Министерством регионального развития и включает 58 видов работ, в том числе:

6 видов работ по инженерно-строительным изысканиям;

14 видов работ по подготовке проектной документации;

38 видов работ по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов.

Необходимо иметь в виду, что каждый вид работ включает обширный перечень конкретных работ на объекте. Например, 29-й вид работ из утвержденного перечня “Работы по монтажу технологического оборудования” включает 530 наименований работ. Поэтому первичной задачей СРО является выдача разрешений своим членам на выполнение работ, оказывающих влияние на безопасность объектов капитального строительства, при условии, что компания подтвердит свою организационно-правовую, техническую и квалификационную готовность осуществлять заявленные виды работ. Для этого Закон предусматривает, что члены СРО самостоятельно утверждают правила и стандарты саморегулирования. Основным стандартом, на основании которого осуществляется экспертиза компании, являются требования к выдаче свиде-

тельств о допуске на выполнение работ, оказывающих влияние на безопасность объектов капитального строительства, правила контроля в СРО и меры дисциплинарного воздействия к членам СРО.

В настоящее время все организации, вступившие в СРО, на основании представленных документов, подтверждающих возможность выполнять заявленные виды работ, получили свидетельства о допуске к работам, оказывающим влияние на безопасность объектов капитального строительства. На сегодня в области проектирования действуют 152 СРО, а в области капитального строительства, реконструкции и капитального ремонта — 212 СРО.

Нужно отметить, что Градостроительный кодекс устанавливает только минимально необходимые требования к выдаче свидетельств о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства. В то же время для объектов, относимых Градостроительным кодексом к категории особо опасных, технически сложных и уникальных, требования устанавливает Правительство РФ. К таким объектам относятся объекты энергетики, которые характеризуются длительным циклом их проектирования и строительства, единством нормативной базы инженерных изысканий, проектирования, строительства; требуют осуществления непрерывного мониторинга за проектированием, строительством и эксплуатацией объектов; выдвигают особые требования к специальной подготовке персонала на всех этапах создания объектов. Особо опасными, технически сложными и уникальными объектами в области электроэнергетики являются:

гидротехнические сооружения первого и второго классов, устанавливаемые в соответствии с законодательством о безопасности гидротехнических сооружений;

линии электропередачи и иные объекты электросетевого хозяйства напряжением 330 кВ и более;

тепловые электростанции мощностью 150 МВт и более.

К уникальным объектам относятся объекты капитального строительства, в проектной документации которых предусмотрена хотя бы одна из следующих характеристик:

высота более 100 м;

пролеты более 100 м;

консоли более 20 м;

заглубление подземной части (полностью или частично) ниже планировочной отметки земли более 10 м;

наличие конструкций и конструктивных систем, в отношении которых применяются нестандартные методы расчета с учетом физических или геометрических нелинейных свойств либо разрабатываются специальные методы расчета.

Особенности строительства, реконструкции и капитального ремонта энергетических объектов выдвигают дополнительные серьезные требования к профессиональной деятельности энергостроительных компаний, что нашло отражение в создании отраслевых саморегулируемых организаций. Созданные в отрасли СРО выдают свидетельства о допуске для работ как на обычных объектах энергетики, так и на особо опасных, технически сложных и уникальных. Так, в СРО НП “Энергострой” из выданных 452 свидетельств о допуске лишь 124 организациям разрешено работать на объектах, относимых к этой категории.

Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 148-ФЗ предусмотрено, что для учреждения СРО в строительстве необходимо не менее 100 организаций, а в проектировании и изысканиях — не менее 50. В связи с этим при создании СРО в электроэнергетике наблюдалась внутриотраслевая конкуренция за потенциальных членов этих организаций. Сейчас в отрасли действуют четыре СРО, общие данные по которым представлены в таблице.

Созданные в электроэнергетической отрасли СРО охватывают в основном проектные и строительные организации, занятые в сфере гидротехнического и сетевого строительства. Совсем небольшая доля организаций, работающих в тепловой энергетике. Однако, по нашим оценкам, рынок проектных и строительных организаций в электроэнергетике гораздо шире и составляет в области проектирования, строительства и капитального ремонта свыше 2 тыс. организаций. На сегодняшний день мы имеем менее 1 тыс. организаций. Не вошедшие в отраслевые СРО организации распределились следующим образом: часть организаций заняла выжидательную позицию, это в основном малые предприя-

СРО	Количество членов	Область саморегулирования
Объединение организаций, осуществляющих подготовку проектной документации энергетических объектов, сетей и подстанций, Энергопроект	217	14 видов работ
Объединение проектных организаций — Энергетическое сетевое проектирование (НП “Э. С. П.”)	97	14 видов работ
Объединение организаций, осуществляющих строительство, реконструкцию и капитальный ремонт энергетических объектов, сетей и подстанций, Энергострой	452	38 видов работ
Объединение энергостроителей	115	38 видов работ

тия; часть организаций вступила в региональные СРО, а часть — в СРО атомной отрасли; часть организаций вступила в коммерческие СРО (где действуют самые льготные требования по вступлению).

Итак, в настоящее время в целом сформирована и достаточно эффективно функционирует система саморегулирования в сфере строительства, проектирования и инженерных изысканий. Накопленный фактический материал позволяет подвести промежуточные итоги и осуществить анализ дальнейшего становления механизмов саморегулирования, в том числе в сфере энергетического строительства и проектирования.

При доказанной прогрессивности системы саморегулирования в строительстве необходимо отметить, что на современном этапе существует ряд нерешенных вопросов организационно-правового и методического плана, а также присутствуют определенные негативные тенденции. Анализ проведенной работы по переходу строительной отрасли на саморегулирование показывает, что строительное сообщество недостаточно информировано о сути саморегулирования. Не вникая в новые взаимоотношения в строительной отрасли, понимают под саморегулированием только изменение порядка лицензирования строительной деятельности. Поэтому необходима более активная работа по разъяснению механизмов саморегулирования, так как незнание законодательства может отрицательно повлиять и на социальную обстановку в строительном комплексе, когда будут разоряться малые и средние предприятия, не успевшие отреагировать на изменение законодательства. Если в регионах методическую работу по созданию СРО взяли на себя администрации субъектов Российской Федерации, то с отраслевыми сообществами строителей активная работа не проводилась. Эту обязанность в электроэнергетике взял на себя Комитет Государственной Думы РФ по энергетике, при котором функционирует рабочая группа, в задачи которой входит деятельность по совершенствованию нормативно-правовой базы в области саморегулирования с целью повышения эффективности работы организаций, осуществляющих строительство объектов электроэнергетики в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. Активную работу в этом направлении проводят также заказчики-застройщики — ОАО «ФСК РФ», ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «РусГидро». Именно по инициативе этих организаций процесс саморегулирования в отрасли сдвинулся с мертвой точки и получил правильное направление.

Логика развития отрасли подсказывала, что в электроэнергетике целесообразно создание трех саморегулируемых организаций: по энергетическому строительству, по проектированию и по инженерным изысканиям. Каждая из этих СРО должна

была создать свои правила и стандарты саморегулирования в отведенном сегменте рынка, исходя из единства энергетической отрасли, систему контроля за их соблюдением и систему адекватных санкций при их нарушении. Это могло дать возможность реализовать на одинаковых базисных основаниях функции регулирования, переходящие от государства в отраслевые СРО.

Реальное развитие саморегулирования в энергостроительной сфере не привело к созданию подобной системы. Таким образом, нельзя исключить доминирование отдельных СРО на рынке строительных услуг в электроэнергетике, присутствие в правилах и стандартах саморегулирования дискриминационных по отношению к средним и мелким компаниям положений. Не является позитивным и фактическое отсутствие единства в системе стандартов саморегулирования в энергостроительном сегменте.

В то же время имевшиеся опасения, что складывающаяся модель саморегулирования может привести к жесткому переделу рынка строительных услуг в энергетической отрасли, когда в качестве подрядчиков на соответствующих энергетических объектах будут присутствовать только члены собственных СРО, не оправдались.

Энергетическое строительство в рамках общего развития строительного комплекса страны движется к созданию устойчивых, самодостаточных структур. Речь здесь идет об укрупнении строительных организаций, о развитии сети этих организаций как в России, так и за рубежом. Естественный процесс укрупнения организаций, безусловно, тяжело отразится на малом и среднем бизнесе в электроэнергетике, вместе с тем состоять в профессиональном сообществе с организациями, одно название которых является лучшей гарантией качества, весьма престижно. Малые и средние строительные организации имеют свою коммерческую нишу и могут, не теряя самостоятельности, образовывать профессиональные СРО по видам работ (строительные, монтажные, наладочные, сервисные компании и пр.), что потребует безусловного выхода из СРО, но такой путь также возможен.

Анализ современных реалий в области создания, развития и функционирования саморегулируемых организаций в строительстве позволяет прийти к заключению, что механизм саморегулирования в основном создан. Сформированы организационные структуры, разработаны стандарты, апробированы процедуры экспертизы и контроля. Система саморегулирования продолжает развиваться и еще не раз будет проверена на устойчивость. Перед институтом саморегулирования поставлены масштабные задачи, для решения которых потребуются не один год работы.

Поздравление Семёну Израйлевичу Поташнику

25 мая 2010 г. исполнилось 80 лет выдающемуся советскому и украинскому гидроэнергетику, Герою Украины, кандидату технических наук, академику Украинских академий инженерных наук, экономической кибернетики и наук, национального прогресса, председателю Правления ОАО “Укрэнерго” Семёну Израйлевичу Поташнику.

Семён Израйлевич Поташник родился на Украине в г. Олевске Житомирской области. После окончания в 1952 г. Киевского политехнического института он начал работать в Казахстане на Усть-Каменогорской ГЭС, где прошел путь от инженера до руководителя группы электротехнической электролаборатории. С 1956 г. его дальнейшая трудовая деятельность связана с гидроэнергетикой Украины и практически со строительством и вводом в эксплуатацию всего каскада Днепровских ГЭС: в 1956 – 1962 гг. – начальник технического отдела, начальник электромашинного цеха и главный инженер Кременчугской ГЭС, в 1963 – 1965 гг. – начальник электромашинного цеха и главный инженер дирекции строящейся Киевской ГЭС, в 1966 – 1974 гг. – главный инженер каскада Киевских ГЭС и ГАЭС, в 1975 – 1993 гг. – главный инженер-заместитель директора каскада Среднеднепровских ГЭС, генеральный директор государственной акционерной гидроэнергогенерирующей компании “Днепрэнерго”, в настоящее время председатель Правления ОАО “Укрэнерго”, в которое входят все днепровские гидроэлектростанции и каскад Днестровских ГЭС. Под его руководством и непосредственном участии были разработаны, смонтированы и освоены эксплуатация капсульных горизонтальных гидроагрегатов Киевской и Каневской ГЭС, обратимые гидроагрегаты первой крупной Киевской ГАЭС с крупными обратимыми гидроагрегатами, Днестровская ГАЭС с са-



мыми мощными обратимыми гидроагрегатами в Европе. По его инициативе и под его руководством проводится крупномасштабная модернизация гидроэнергетического оборудования на всех гидроэлектростанциях Украины, целью которой является повышение мощности энергосистемы, ресурса оборудования, безопасности гидроэнергетики и энергетической безопасности государства. Семен Израйлевич Поташник внёс большой вклад в развитие гидроэнергетики Украины и как один из руководителей энергетической отрасли страны,

определяет пути её развития.

Семён Израйлевич – самый известный украинский гидроэнергетик в России, СНГ и за рубежом. Широко известна его общественная деятельность. Он депутат Киевского областного Совета народных депутатов. Его труд высоко оценён правительствами СССР и Украины. Он лауреат Государственной премии СССР и Государственной премии Украины, премии Академии наук СССР имени академика Б. Е. Веденеева. Награждён орденами Трудового Красного Знамени, “За заслуги” II и III степени, орденом Святого равноапостольного князя Владимира. Он удостоен международных наград – медалью Платона и медалью Международного Кембриджского биографического центра “За достижения XX столетия”. В 2002 г. Семёну Израйлевичу было присвоено высокое звание Героя Украины.

Он автор более 60 научных статей, книги “Каскад Среднеднепровских ГЭС. Опыт и эксплуатация”, в соавторстве учебника для вузов “Гидротехнические сооружения”.

Гидротехническая общественность России, друзья и коллеги сердечно поздравляют Семёна Израйлевича с заслуженным юбилеем и желают ему крепкого здоровья, семейного счастья и новых достижений в работе на благо отечества.

Опыт применения новых технических средств контроля температурного состояния грунтовых плотин Вилюйской ГЭС-3

Старшинов С. Н., кандидат техн. наук, Сахаров Г. Г., Дружинин А. Ю. инженеры (СибНИИГ Красноярского филиала ОАО “СибЭНТЦ”),
Рженецкий А. О., Кирсанов В. Г. инженеры (ООО “ОБЕРОН-К”),
Макаренко Е. А., инженер (ОАО “Вилюйская ГЭС-3”)

Рассматривается опыт применения на Вилюйской ГЭС-3 новых технических средств контроля температуры — термоплетей ТВИ-Ц на базе серийных цифровых термометров. Их эксплуатация на протяжении полутора лет подтвердила высокую оперативность, надёжность и удобство выполнения контроля сооружений с применением разработанного технического комплекса и его программного обеспечения. Термоплети ТВИ-Ц могут быть рекомендованы к применению и на других гидротехнических сооружениях, в первую очередь для условий Крайнего Севера.

Ключевые слова: Вилюйская ГЭС-3, грунтовые плотины, контроль температуры, цифровые термометры, термоплети ТВИ-Ц, программное обеспечение.

В условиях Крайнего Севера возводятся и эксплуатируются различные гидротехнические сооружения из грунтовых материалов (плотины ГЭС и водохранилищ водоснабжения, дамбы хвостохранилищ и т.п.). Обеспечение безопасной эксплуатации грунтовых сооружений в этих сложнейших инженерно-геологических и климатических условиях требует мониторинга их состояния [1, 2].

Одним из основных показателей состояния гидротехнических сооружений из грунтовых материалов, особенно в условиях Крайнего Севера, является их температурный режим [1, 3, 4]. Контроль температуры важен не только сам по себе: по его результатам можно оценивать фильтрационное состояние и тела плотин, и её основания. Так, в 2005 – 2007 гг. на Вилюйской ГЭС-3 по результатам наблюдений за сезонными изменениями температуры основания одной из грунтовых плотин были выявлены участки цементационной завесы с повышенной водопроницаемостью. По результатам натурных наблюдений и проходки контрольных скважин было принято решение о повторной цементации основания, которая и была выполнена в 2008 г.

При проведении температурного контроля плотин, их оснований и береговых массивов широкое распространение получили наблюдения в скважинах, оснащаемых термоплетьями (термогирляндами) из датчиков температур. Для сооружений в зонах вечной мерзлоты данные натурных наблюдений должны гарантированно обеспечивать возможность точной оценки их температурного состояния с допустимой абсолютной погрешностью не более $\pm (0,1 \dots 0,3)^\circ \text{C}$ в диапазоне температур $-30 \dots +20^\circ \text{C}$ [2, 5].

Из выпускаемой отечественной дистанционной КИА для точных измерений рекомендуются преобразователи температуры струнные прецизионные

(ПТСП), две модификации которых, согласно паспортным данным, обеспечивают измерения в диапазонах температур $0 \dots 10$ и $11 \dots 21^\circ \text{C}$ с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,1^\circ \text{C}$. Однако в связи с ограничением применения областью только положительных температур, в связи с существенными габаритами, весом и достаточно высокой стоимостью такие преобразователи имеют малое распространение. А в составе термогирлянд их применение технически ограничено: необходимы скважины большого диаметра, высокий расход двужильного кабеля, невозможно достаточно частое расположение преобразователей и т.д.

В термоплетьях наибольшее распространение получили медные и полупроводниковые терморезисторы вследствие низкой стоимости и простоты их монтажа. Термоплети (ТП) отечественной промышленностью централизованно не выпускаются и изготавливаются чаще всего собственными силами в различном исполнении научно-исследовательскими, изыскательскими и эксплуатирующими организациями как нестандартизованные средства измерений. Возможность калибровки с требуемой точностью в таких условиях, как правило, отсутствует из-за высокой стоимости необходимого оборудования, специальных требований к помещениям и несоответствия методик требованиям правил метрологии. Используются термоплети в виде переносных или стационарных измерительных устройств и опускаются в скважины достаточно большого диаметра, обычно 75 – 105 мм. Из импортной КИА для гидротехнических сооружений известны термисторные датчики, а также гирлянды из них с погрешностью измерения $\pm 0,5^\circ \text{C}$ в диапазоне $-20 \dots +80^\circ \text{C}$. Такая точность измерения недостаточна для условий Крайнего Севера и многолетнемерзлых грунтов.



Рис. 1. Термоплеть



Рис. 2. Блок переноса информации с термоплетей

Принципиальной особенностью средств контроля температуры, построенных на базе медных и полупроводниковых терморезисторов, является включение в измерительную цепь ряда звеньев: самого датчика, соединительной линии и измерительного прибора (обычно цифрового омметра), что приводит к суммированию их погрешностей. Несложный расчёт, выполненный для типовых условий (класс точности омметра 0,2 %, погрешность градуировки $\pm 0,1$ °С, влияние линии не учтено), показывает, что абсолютная погрешность измере-

ний при применении медных и полупроводниковых терморезисторов составит не менее $\pm 0,6$ °С и $\pm 0,2$ °С соответственно. Кроме того, на практике на точность измерений температуры в этих случаях существенное влияние оказывает нестабильность параметров соединительной цепи, обусловленная ухудшением состояния контактов и электрическими утечками (окисление, конденсат, загрязнение, влага). Эти влияния не поддаются контролю, поэтому при долговременной эксплуатации в натуральных условиях и при массовых измерениях расчётная по-

Т а б л и ц а 1

Технические характеристики термоплетей

Показатели	Характеристики	
	изготовленных ТВИ-Ц	потенциально возможные
Назначение	Работа в сухих скважинах	Работа в сухих и водозаполненных скважинах
Схема передачи информации	Термоплеть — считывающий прибор — ПК	Включение в автоматизированные системы опроса КИА
Длина, м	36 – 90	До 300
Количество датчиков	35 – 75	До 128
Тип интерфейса	USB 2.0	
Диапазон измерения, °С	от – 30 до плюс + 20	
Абсолютная погрешность, °С, в диапазоне температур:		
– 3...+ 3	$\pm 0,1$	
\pm (св. 3 до 10 включ.)	$\pm 0,2$	
– 10...– 30 и + 10...+ 20	$\pm 0,3$	
Условия развёртывания, °С	До – 20	До – 30
Параметры считывающего блока (БПИ):		
время хранения информации	Не ограничено	
условия эксплуатации, °С	От – 30 до + 40	
габариты, мм	134 × 70 × 24	
полная масса, не более, кг	0,4	
количество измерений (термометров) при заряженных аккумуляторах	1000	



Рис. 3. Щиток ВЦ-КИА

грешность, как правило, не обеспечивается и изменяется в сторону повышения, иногда весьма существенного.

Совершенствованию средств температурного контроля грунтовых сооружений способствовало появление на рынке импортных цифровых термометров, построенных с применением интерфейса “1-Wire” (Dallas Semiconductor, США). Эти компоненты нашли широкое применение в различных областях, что обусловлено доступной ценой, приемлемыми метрологическими характеристиками, удачным аппаратно-конструктивным решением и возможностью простого объединения в распределенную сеть. Интерфейс “1-Wire” признан в качестве международного стандарта и позволяет обеспечить управление до 250 устройств на удалении

до 300 м с использованием простейшей линии. Цифровые термометры поставляются с заводской калибровкой и имеют сертификат РФ как средство измерения. Они преобразуют температуру непосредственно в цифровой код, что замыкает всю метрологию непосредственно на термометре, т.е. исключается влияние на точность измерения остальных звеньев измерительной цепи.

По заданию ОАО “Виллойская ГЭС-3” на базе цифровых термометров СибНИИГом Красноярского филиала ОАО “СибЭНТЦ” и ООО “ОБЕРОН-К” разработаны термоплети с высокой точностью измерений (шифр ТВИ-Ц). Технические характеристики термоплетей приведены в табл. 1.

В 2008 – 2009 гг. в грунтовых плотинах Виллойской ГЭС-3 и на берегах было установлено 35 таких термоплетей с общим количеством цифровых термометров 2100 шт. Термоплети имеют индивидуальную длину — от 36 до 90 м. Учитывая очень сложное в инженерно-геологическом плане полускальное таломёрзлое основание сооружений, был назначен шаг размещения термометров 1 м с целью контроля возможного развития фильтрации по различным прослоям, трещинам и т.п.

Паспортный диапазон измерений применённых термометров составляет $-55...+125\text{ }^{\circ}\text{C}$, погрешность заводской калибровки в диапазоне температур $-10...85\text{ }^{\circ}\text{C}$ — не более $\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, разрешающая способность равна $0,06\text{ }^{\circ}\text{C}$. Требуемая погрешность $\pm (0,1...0,3)\text{ }^{\circ}\text{C}$ в заданных рабочих диапазонах измерений [5] достигается дополнительной градуировкой, выполняемой с применением прецизионной аппаратуры и специальных аппаратно-программных средств измерительного комплекса.

По конструкции термоплеть (рис. 1) представляет собой гирлянду цифровых термометров, каждый из которых размещен на печатной плате вместе

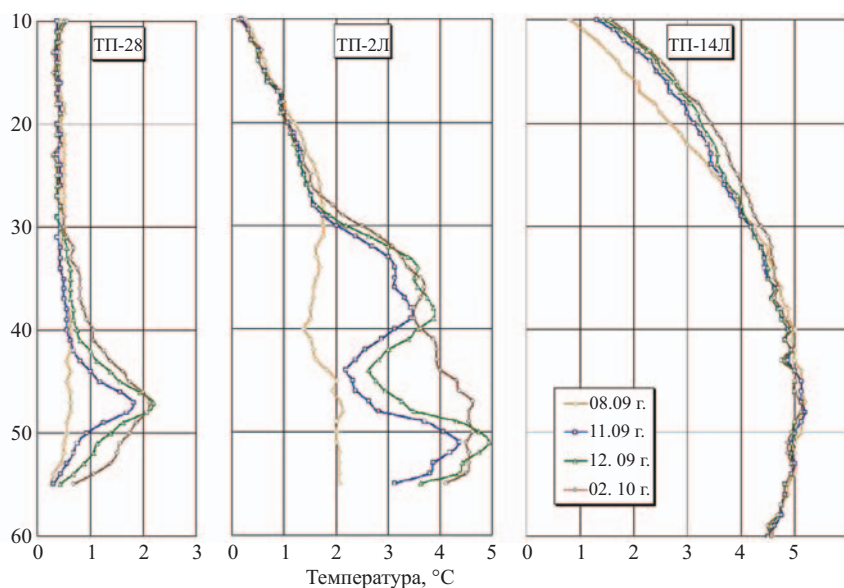


Рис. 4. Распределение температур по глубине скважин: ТП-28 и ТП-2Л с пересечением, ТП-14Л без пересечения фильтрующих горизонтов на нижних отметках

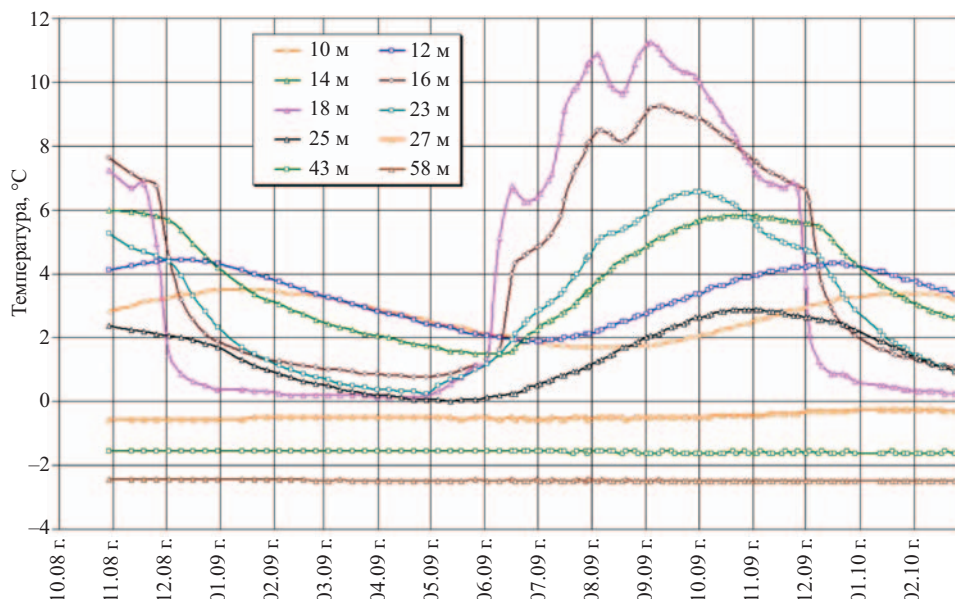


Рис. 5. Временная плотина, температура на разной глубине по показаниям Тпл-14Пр

с дополнительными элементами и подключен к общей четырехпроводной линии. Защитная оболочка выполнена из резиновой трубки, отвечающей требованиям по морозостойкости и воздействию агрессивной окружающей среды. Длина ТП, количество и шаг расположения термометров определены глубиной скважины размещения и оговариваются техническим заданием. Механическая разгрузка оболочки обеспечивается проходящим внутри трубки стальным тросиком, на концах которого закреплены карабины с защёлками. Верхний карабин служит для подвески термоплети к зацепу на оголовке скважины, нижний — для крепления дополнительного груза при погружении ТП в водонаполненные скважины. Верхний конец измерительной трубки заканчивается муфтой с запрессованным четырехконтактным разъёмом для подключения считывающего прибора — блока переноса информации (БПИ) (рис. 2). Наружный диаметр оболочки равен 14 мм и не зависит от количества цифровых термометров, что позволяет размещать термоплети в скважинах относительно малого диаметра (30 – 50 мм). При затруднённом доступе к оголовку скважины измерения выносятся в доступное место путём наращивания линии термоплети удлинительным кабелем до щитка ВЩ-КИА. При этом на па-

нели щитка при необходимости размещаются разъёмы от нескольких термоплетей или групп струнных датчиков (рис. 3). БПИ обеспечивает автоматическое считывание и занесение в память результатов измерений. В считываемой информации фиксируется номер термоплети, её параметры (длина, количество датчиков), дата, время и результаты измерений. Время считывания информации зависит от количества цифровых термометров в плети и составляет 2 – 10 с. БПИ обеспечивает хранение информации в течение неограниченного времени и последующую передачу её в компьютер. При подключении БПИ к компьютеру по команде запускается программа на считывание информации. Для вновь устанавливаемых термоплетей автоматически создаются новые файлы хранения показаний. Информация сохраняется в табличной форме (формат “Excel”) и используется другими программами для обработки и анализа.

Благодаря принятым в ТВИ-Ц техническим и организационным решениям достигается:

гарантированная, обусловленная только метрологическими характеристиками цифровых термометров точность измерения, которая не зависит от длины ТП, качества контактов и влияния электрических утечек, наводок и помех;

Т а б л и ц а 2

Температура воды водохранилища Вилойской ГЭС-3

Глубина, м	Температура воды, °С, на дату наблюдения (2009 г.)							
	15.04	15.05	30.06	15.07	14.08	14.09	15.10	30.11
5	0,2	3,0	7,6	11,1	12,3	10,9	6,3	0,1
10 – 27	0,2	3,0	7,6	11,0 – 10,7	11,5 – 10,6	10,9	6,3	0,1

включение датчиков по схеме “общая шина” (четырёхпроводная линия), что исключает применение коммутаторов, экономит кабельную продукцию, существенно упрощает конструкцию и методику снятия показаний;

возможность доведения количества датчиков в ТП до достаточного и даже избыточного в практических целях количества (128 шт.) без усложнения её конструкции и схемы коммутации;

последующее использование ТП в автоматизированных системах опроса [2] благодаря интерфейсу “1-Wire” цифровых термометров.

Результаты наблюдений за температурным режимом сооружений и их оснований на Виллойской ГЭС-3 по ряду термоскважин, оборудованных ТВИ-Ц, приведены на рис. 4 и 5. Время стабилизации температурного режима после погружения ТП в скважину не превышало 1 ч. Сезонное повышение температуры воды водохранилища, включая придонные слои (табл. 2, данные ФООА “Виллойская ГЭС-3” экспедиции № 13), позволяет по изменению температуры грунта качественно оценивать фильтрационное состояние оснований и сооружений Виллойской ГЭС-3. Наблюдения за температурным режимом ядра обеих плотин свидетельствуют о достаточно низкой водопроницаемости суглинка, ниже депрессионной кривой. Наличие в месте расположения Тпл-14Пр (рис. 4) на глубине 16 – 21,5 м водопроницаемого материала (галька и гравий с примесью песка) обеспечивает связь с водой водохранилища, что выразилось в сезонном подъёме температуры до + 11 °С с последующим её понижением зимой до 0,2...1 °С. Основание этого фрагмента плотины находится в мёрзлом состоянии, температура которого на глубинах более 28 м за период наблюдений практически не изменялась. Сезонное повышение температуры грунта на нижних горизонтах, фиксируемое термоплетями ТП-28 и ТП-2Л (рис. 5), свидетельствовало о развитии фильтрации соответственно по одному (глубина 44 – 49 м) и двум (32 – 41 и 48 – 53 м) известково-доломитовым прослоям, чего не отмечено ТП-14Л. При сопоставлении результатов температурных наблюдений и геологических разрезов выявлено достаточно точное совпадение полученного разными методами расположения каналов фильтрации.

Установлено, что в зонах заведомо стабильной температуры и отсутствия фильтрации колебания показаний 97 цифровых термометров за время эксплуатации термоплетей ТВИ-Ц не превышают $\pm 0,06$ °С, т.е. равны их разрешающей способности, что свидетельствует о высокой стабильности их метрологических характеристик.

Опыт эксплуатации термоплетей ТВИ-Ц на Виллойской ГЭС-3 подтвердил, что с применением разработанного технического комплекса и его программного обеспечения достигаются высокая опе-

ративность и удобство выполнения работ по контролю сооружений. Такие средства температурного контроля с учетом высокой точности, надежности, умеренной стоимости и полученных результатов эксплуатации могут быть рекомендованы для применения и на других гидротехнических сооружениях, особенно в условиях Крайнего Севера. В настоящее время ведутся подготовительные работы к испытаниям термоплетей ТВИ-Ц с целью утверждения типа и последующей сертификации.

Выводы

1. Безопасная эксплуатация гидротехнических сооружений из грунтовых материалов в условиях Крайнего Севера, особенно в зонах распространения вечной мерзлоты, в соответствии с нормативными документами, требует проведения точных температурных измерений с абсолютной погрешностью не более 0,1...0,3 °С в диапазоне температур – 30...+ 20 °С, что серийно выпускаемыми техническими средствами не обеспечивается. Нестандартизованные средства измерений на базе медных и полупроводниковых терморезисторов по ряду причин не могут гарантировать требуемую точность и стабильность результатов.

2. Построение термоплетей ТВИ-Ц на базе серийных цифровых термометров позволило существенно улучшить их метрологические, технические и эксплуатационные характеристики. Эксплуатация этих термоплетей в условиях массовых измерений на Виллойской ГЭС-3 подтвердила:

стабильность их метрологических характеристик;

возможность достижения требуемой точности и достоверности результатов контроля благодаря исключению влияния параметров линии и других действующих факторов на точность измерений;

высокую оперативность и удобство выполнения контроля сооружений с применением аппаратно-программного комплекса ТВИ-Ц.

Список литературы

1. СТО 17330282.27.140.003–2008. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
2. СТО 17330282.27.140.004–2008. Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования.
3. Старшинов С. Н., Шахов Н. А., Шалин В. И. Влияние первоначального подтопления на состояние грунтовых плотин Виллойской ГЭС-3 в строительный период // Гидротехническое строительство. 2005. № 2.
4. Мухетдинов Н. А., Шахов Н. А. Использование температурного режима каменно-земляных плотин как индикатора для наблюдений за их состоянием // Энергетическое строительство. 1990. № 11.
5. ГОСТ 25358–82. Грунты. Метод полевого определения температуры. — М.: Госстрой СССР, 1982.

О дополнениях к стандартам организации ОАО РАО “ЕЭС России”, введенным в действие в 2008 году

Расследование аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, произошедшей 17 августа 2009 года, показало, что авария носила системный характер, ее возникновение явилось следствием совокупности целого ряда причин, анализ которых должен способствовать последующей разработке мер по их предупреждению и минимизации рисков повторения в дальнейшем аналогичных событий на гидроэлектростанциях России.

К числу таких мер относится доработка существующей нормативной технической базы в сфере гидроэнергетики. Произошедшие события показали необходимость ускоренного обновления этой базы для всех жизненных циклов регулируемых ею объектов, перехода к созданию условий для ее постоянного развития с приданием новым документам статуса обязательных для применения на российских гидроэлектростанциях.

С целью организации работы в области нормативных документов в ОАО “РусГидро” была образована Рабочая группа для разработки предложений по внесению изменений в нормативные технические документы. В состав группы вошли представители научных, проектных и технологических организаций, высших учебных заведений, специалисты ОАО “РусГидро”. В подготовке предложений участвовали секции Научно-технического совета ОАО “РусГидро”.

На первом этапе работы из общего числа действующих стандартов были отобраны шесть стандартов, в которых сконцентрированы основные требования к проектированию и эксплуатации оборудования и гидротехнических сооружений гидроэлектростанций. Основными направлениями первоочередной доработки этих стандартов были приняты:

а) усиление требований и норм в области контроля основного оборудования, технологических процессов, элементов и деталей оборудования, которые послужили непосредственной причиной начала и развития аварии; среди них в первую очередь — контроль вибрационного состояния гидротурбины и гидрогенератора, контроль состояния крепежных деталей крышек гидротурбин;

б) усиление требований к технологическому состоянию оборудования, в том числе требования к немедленному выводу из работы гидроагрегатов, контролируемые технические показатели состояния которых выходят за пределы допустимых;

в) введение ранее отсутствовавших требований к ограничению участия гидроагрегатов, отработавших достаточно большой срок и вырабатывающих свой ресурс, в автоматическом регулировании частоты и мощности, задаваемом средствами системного оператора без учета индивидуальных характеристик конкретного оборудования;

г) усиление требований к резервированию электропитания важнейших потребителей собственных

нужд гидроэлектростанций, в том числе к электропитанию приводов аварийных и аварийно-ремонтных затворов гидротурбин;

д) введение требования о необходимости установки на гидроэлектростанциях специальных автоматических регистраторов аварийных событий, отсутствие которых в условиях произошедшей аварии затруднило анализ причин и выработку окончательных рекомендаций по предупреждению подобных аварий;

е) введение дополнительных требований и норм в сфере охраны труда и совершенствования правил безопасности на гидроэлектростанциях, в том числе для работников, находящихся в подводной части зданий гидроэлектростанций и гидротехнических сооружений.

Перечисленными выше позициями, естественно, не ограничен круг предложений, более глубокая разработка которых в настоящее время продолжается для введения требований в другие действующие и разрабатываемые стандарты.

Разработанный пакет дополнений был введен в действие приказом ОАО “РусГидро” и поэтому вводимые изменения являются пока обязательными для применения только в этой компании. Другие генерирующие компании также могут применить эти изменения в добровольном порядке. Работа по вводу требований в иные документы в сфере технического регулирования, имеющие статус обязательного применения, еще предстоит.

Перечень изъятий и изменений, подлежащих учету при применении стандартов организации ОАО РАО “ЕЭС России”

СТО 17330282.27.140.011-2008. Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования

В раздел 5.1 введен новый пункт:

5.1.5 При формировании требований к выбору состава и компоновки основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанции, в том числе при проектировании пусковых комплексов, необходимо предусматривать возможность работы оборудования в условиях принимаемых схем пропускания строительных и эксплуатационных расходов воды и гашения энергии сбросного потока в нижнем бьефе в условиях отрицательных температур.

В раздел 5.5 введены новые пункты:

5.5.3¹ Гидроагрегаты должны быть оснащены регистрирующими приборами контроля их состояния. По каждому каналу измерения контролируемых показателей должны быть выбраны уставки предупредительной и аварийной сигнализации.

5.5.9 Электропитание потребителей собственных нужд особой группы ответственности (по требованиям безопасности) должно обеспечиваться надежностью станционной системы питания собственных

нужд ГЭС и наличием дополнительного автономного (децентрализованного) резервного источника электропитания, автоматически вводимого в действие при потере питания от общей системы собственных нужд. В качестве таких источников могут быть применены воздушные и кабельные линии от внешних независимых источников, аккумуляторы, генераторы с ДВС, гидроагрегаты малой мощности и иные источники, отвечающие требованию их гарантированного запуска в аварийных условиях.

5.5.10 На гидроэлектростанциях должна быть реализована система мониторинга основного оборудования (гидротурбин, гидрогенераторов, силовых трансформаторов, автотрансформаторов), позволяющая фиксировать и сохранять параметры контролируемых показателей.

Раздел 5.6 дополнен пунктом:

5.6.1.8 Схема управления и система электроснабжения аварийных (аварийно-ремонтных) затворов гидротурбин должны обеспечивать их автоматическое закрытие при возникновении нештатных ситуаций; помимо автоматического закрытия действием противоаварийных защит должна быть предусмотрена возможность дистанционного закрытия затворов с агрегатного щита, центрального пульта управления ГЭС, со щита управления затвором на гребне плотины и вручную.

Раздел 6.2 дополнен пунктами:

6.2.3.2 Основные технологические помещения ГЭС и ГАЭС I и II классов (машинный зал, электропомещения, пункты размещения технических устройств автоматизированных систем управления и защит, площадка трансформаторов, ОРУ, ЗРУ, КРУЭ и другие) должны быть оборудованы системой видеонаблюдения с выводом информации на центральный пульт управления и с архивированием записей.

6.2.3.3 В составе АСУ ТП ГЭС должна быть предусмотрена подсистема регистрации и архивирования параметров безопасности и состояний исполнительных механизмов защит (“черный ящик”). Конструктивное исполнение и размещение регистратора должны предусматривать его функционирование и сохранность в условиях катастрофических аварий.

6.2.3.4 В системах АСУ ТП и противоаварийной защиты должна быть предусмотрена блокировка против несанкционированного отключения предупредительной сигнализации и аварийной защиты гидроагрегата. Автоматический пуск гидроагрегата при отключенных системах защиты должен блокироваться средствами автоматики, а факт отключения защит должен фиксироваться регистраторами системы защит (п. 6.2.3.3). Функциональные требования к системе блокировки следует принимать в соответствии с СТО 17330282.27.140.010–2008.

СТО 17330282.27.140.022–2008. Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования

Раздел 5.1 дополнен следующими пунктами:

5.1.3 Электропомещения в зданиях ГЭС и ГАЭС I и II классов должны быть отделены от машинного

зала стеной. Системы управления, связи и защиты должны устанавливаться на безопасных отметках или в помещениях, защищенных от затопления в аварийной ситуации; должно быть обеспечено автономное аварийное электроснабжение указанных систем.

5.1.4 Электроснабжение приводов затворов верхнего бьефа ГЭС и Г АЭС должно предусматривать аварийное резервное питание от автономных источников (аккумуляторных батарей, дизельных электростанций и иных источников), отвечающих требованию их гарантированного запуска в аварийных условиях. Автономные источники должны располагаться в безопасных с точки зрения затопления помещениях. Включение резервных источников должно осуществляться автоматически по факту отключения собственных нужд электростанции.

5.1.5 Количество ремонтных затворов для перекрытия выходных отверстий отсасывающих труб следует предусматривать равным числу этих отверстий.

5.1.6 Для эвакуационных выходов из галерей и помещений здания ГЭС, включая монтажную площадку, должна быть предусмотрена установка видимых при отключении основного освещения указателей с автономными источниками питания.

В п. 5.2.1 из перечня помещений для проектируемых зданий ГЭС исключены помещения служб эксплуатации (абзац 7) и служебные и бытовые помещения (абзац 8).

Пункт 5.2.1 дополнен тремя абзацами:

“На всех ГЭС административные, бытовые помещения и ремонтные мастерские с постоянным пребыванием персонала, как правило, не должны располагаться в помещениях агрегатной части и/или монтажной площадки, расположенных ниже уровня нижнего бьефа.

При невозможности или при крайней необходимости размещения таких помещений в здании ГЭС ниже уровня нижнего бьефа, эти помещения должны иметь запасные выходы на незатапливаемые отметки, позволяющие осуществить эвакуацию работников в случае угрозы затопления, а также должны быть оборудованы автономными установками жизнеобеспечения, способными защитить работников в случае затопления здания ГЭС.

Галереи в зданиях ГЭС и Г АЭС, расположенные ниже уровня нижнего бьефа, должны иметь не менее двух выходов. Все производственные помещения должны быть оборудованы самозакрывающимися дверями, открывающимися из помещения.

Раздел 5.3 дополнен пунктом:

5.3.4.4 На площадках в верхнем и нижнем бьефах зданий ГЭС и ГАЭС, расположенных в климатических зонах с продолжительным периодом минусовых температур, должны быть предусмотрены помещения, приспособленные для круглогодичного проведения ремонта сороудерживающих решеток, ремонтных и аварийно-ремонтных затворов и средств удаления сора.

СТО 17330282.27.140.002-2008. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования

Раздел 5.1 дополнен пунктом:

5.1.5.5 В составе сооружений гидроузлов I и II классов, расположенных в климатических зонах с продолжительным периодом минусовых температур, при соответствующем обосновании следует предусматривать водосбросы, приспособленные к работе в морозных условиях. На этих водосбросах должны быть приняты меры по исключению опасного оледенения элементов затворов, затворных камер, аэрационных отверстий, пазов, а также оледенения линий электропередачи, конструкций и оборудования, расположенных на здании ГЭС, плотине и берегах в зоне водовоздушного облака, образующегося при работе водосброса. Должны быть обеспечены условия для безотказной работы в этот период подъемных устройств, автоматики и электроснабжения затворов.

СТО 17330282.27.140.018-2008. Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования

В раздел 7 сразу после наименования раздела введен текст: “Завод-изготовитель должен обеспечить работу гидротурбины без каких-либо ограничений во всем диапазоне нагрузок. В случае невозможности выполнения этого условия завод-изготовитель (поставщик) оборудования обязан уведомить Заказчика и согласовать с ним не рекомендуемые диапазоны нагрузок и условия прохождения этих диапазонов”.

Этот же раздел дополнен пунктами:

7.2.5.12 Направляющий аппарат должен быть выполнен самозакрывающимся при исчезновении давления масла в системе регулирования и исчезновении электрического питания регулятора гидротурбины. Алгоритм закрытия должен исключить возможность возникновения гидроудара, превышающего его расчетное значение.

7.2.6.7 Завод-изготовитель должен выполнить 100-процентный контроль неразрушающими методами металла фланцевых соединений и их крепежных деталей и передать Заказчику формуляр выполненных проверок.

7.2.7.4¹ Завод-изготовитель должен выполнить 100-процентный контроль неразрушающими методами металла опорных элементов турбинного подшипника и передать Заказчику формуляр выполненных проверок.

7.2.8.8 Завод-изготовитель должен выполнить 100-процентный контроль неразрушающими методами металла болтов спаривания гидротурбины с валом, вала гидротурбины со ступицей ротора, фланцев и фланцевых зон валов гидротурбины и гидрогенератора и передать Заказчику формуляр выполненных проверок.

В п. 7.2.11.1 первый абзац изложен в следующей редакции: “Вспомогательные механизмы турбины должны обеспечивать безопасную, надёжную работу

рабочих механизмов, быть ремонтпригодными и безопасными при эксплуатационном обслуживании. Вспомогательные механизмы должны быть защищены от любого случайного внешнего воздействия”.

СТО 17330282.27.140.015-2008 Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

Раздел 5.1 дополнен пунктами:

5.1.6¹ Допустимые режимы работы гидроагрегатов, установленные заводом-изготовителем оборудования и отраженные в конструкторской документации, должны быть включены в местные инструкции (стандарты), не противоречащие заводской документации. В целях обеспечения безопасной работы гидроэлектростанции собственник (эксплуатирующая организация) ГЭС не имеет права самостоятельно или по распоряжению соответствующего диспетчерского центра вносить изменения в режимы работы гидроагрегатов, установленные местной инструкцией (стандартом).

5.1.7¹ В целях максимальной защищенности работников в случае вероятной аварии, сопровождающейся затоплением подводной части действующих ГЭС, собственник (эксплуатирующая организация) ГЭС обязан:

5.1.7^{1.1} Обеспечить работников, выполняющих работы в помещениях, расположенных на отметках ниже уровня нижнего бьефа, средствами индивидуального спасения и обучить их правилам пользования этими средствами; нормы комплектации должны быть определены местными инструкциями;

5.1.7^{1.2} Помещения в подводной части здания ГЭС и других гидротехнических сооружений, в которых возможно длительное нахождение работников в периоды ремонта и реконструкции, должны быть укомплектованы средствами индивидуального спасения, а места возможного массового нахождения людей должны быть оборудованы устройствами коллективной защиты и эвакуации;

5.1.7^{1.3} На каждой гидроэлектростанции должны быть разработаны схемы и пути вывода работников из любой зоны, в которой возникает опасность чрезвычайной ситуации (затопление, обрушение грунта и др.), на отметки выше возможного затопления, оползня или других видов опасности;

5.1.7^{1.4} Эвакуационные выходы и вывешенные на видных местах планы эвакуации должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

5.1.16¹ Участие гидроагрегатов в автоматическом регулировании режимов энергосистемы допускается в соответствии с проектной документацией. Особенности участия каждого гидроагрегата в автоматическом регулировании режимов энергосистемы на стадии эксплуатации должны быть определены по результатам натурных испытаний, проведенных с участием завода-изготовителя, внесены в проектную и эксплуатационную документацию и учтены при опре-

делении режимов и алгоритмов работы станционных устройств группового регулирования активной и реактивной мощности.;

5.1.16² При участии электростанции в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности величина диапазона, предоставляемая электростанцией для регулирования, должна определяться исходя из фактического состояния оборудования.

5.1.19 В технологических помещениях здания ГЭС, на площадках трансформаторов, ОРУ и подстанциях, на гребнях плотин должны быть установлены системы видеонаблюдения и беспроводной связи с выводом информации на ЦПУ ГЭС и с резервным архивированием информации в пункте сбора, полностью защищенном от воздействий при авариях.

5.1.20 На каждой гидроэлектростанции должны быть установлены и введены в работу регистраторы аварийных состояний и событий по каждому гидроагрегату, функционирующие независимо от АСУ ТП ГЭС и систем защит. Регистраторы должны быть установлены в местах, наименее подверженных воздействиям от аварий.

5.1.21 В случае выявления угрозы возникновения нештатных режимов эксплуатации собственник (эксплуатирующая организация) ГЭС с привлечением проектной организации должен разработать мероприятия по обеспечению безопасности объекта.

5.1.22 Собственник (эксплуатирующая организация) ГЭС обязан организовать разработку и выполнение мероприятий по безопасной эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, а также по предотвращению и ликвидации последствий аварий.

Раздел 5.3 дополнен пунктом:

5.3.22 Запрещается допускать к работе работника, имеющего недостаточную квалификацию или не прошедшего в установленный срок проверку знаний (получившего неудовлетворительную оценку при проверке).

Раздел 5.4 дополнен пунктом:

5.4.4¹ Собственник (эксплуатирующая организация) ГЭС должен разработать и внедрить систему, обеспечивающую привлечение к выполнению исследовательских, проектных, строительно-монтажных, пуско-наладочных, ремонтных работ и поставок оборудования организаций, имеющих долговременный положительный опыт аналогичных работ.

В разделе 8.3 п. 8.3.5 дополнен абзацем:

“ - собственник (эксплуатирующая организация) ГЭС должен включать в технические задания на разработку проектов реконструкции и модернизации сооружений, оборудования, технических и автоматизированных систем условие проведения комплексного анализа всех ожидаемых изменений в конструкции объектов, режимах их работы, условиях выдачи мощ-

ности, взаимного воздействия реконструируемых и сохраняемых элементов, результаты которого должны подтвердить безопасность последующей эксплуатации гидроэлектростанции.”

СТО 17330282.27.140.005-2008. Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

В разделе 6.5 п. 6.5.1 (“гидроагрегат должен быть немедленно остановлен в случаях:...”) дополнен двумя абзацами:

“ - интенсивного роста с превышением допустимого уровня вибрации гидроагрегата, установленного заводом-изготовителем, СТО 17330282.27.140.001-2006 и СО 153-34.20.501-2003 для контрольных точек;

- появления интенсивных протечек воды через детали фланцевого соединения и крепежные детали крышек гидротурбин, уплотнения крышек люков в спиральных камерах и отсасывающих трубах, уплотнений вала турбины, угрожающих затоплению шахт гидротурбин и помещений ГЭС.”

Пункт 6.5.2 дополнен абзацем:

“При обнаружении повышенной вибрации должны быть предприняты немедленные меры по ее уменьшению (изменение режима работы, разгрузка гидроагрегата).”

Этот же раздел дополнен пунктами:

6.5.3 Проводить входной контроль в объеме:

100-процентная дефектация неразрушающими методами новых шпилек крепления крышки гидротурбины к верхнему поясу статора, болтов спаривания гидротурбины с валом, вала гидротурбины со ступицей ротора, фланцевые зоны валов; 100-процентная дефектация опорных элементов подпятника, турбинного и генераторного подшипников при монтаже новой гидротурбины.

6.5.4 Проводить периодический контроль ответственных узлов турбины в порядке, определенном инструкцией завода-изготовителя.

6.5.5 При каждом капитальном ремонте с разборкой гидроагрегата обеспечить:

- контроль чистоты посадочного места крышки гидротурбины;
- очередность и силу затяжки шпилек в соответствии с инструкцией завода-изготовителя (поставщика);
- оформление формуляров по результатам указанных выше проверок при монтаже крышки гидротурбины.

6.5.6 Обеспечить по согласованию с заводом-изготовителем применение стопорящих устройств для крепления фланцевых соединений в крышках гидротурбин.

Трансокеанский канал в Никарагуа — проект 21-го века

Левачев С. Н., кандидат техн. наук (МГСУ),

Асарин А. Е., доктор техн. наук (ОАО “Институт Гидропроект”)

В настоящее время кратчайшая связь между Атлантическим и Тихим океанами осуществляется по Панамскому каналу, построенному в 1913 г. Канал длиной 76 км с отметкой водораздела 26 м имеет три шлюза (трехкамерный, однокамерный, двухкамерный) с размерами камер $305 \times 33 \times 13,5$ м и предполагает пропуск судов максимальной грузоподъемностью до 70 тыс. т. Канал и шлюзы работают на пресной воде небольшой р. Чагерс и оз. Гатун. Пропускная способность канала (14 000 судов в год) исчерпана, суда подолгу стоят в ожидании шлюзования у Гатунского шлюза на Атлантическом склоне и у шлюза Мирафлорес на тихоокеанском склоне канала. Кроме того, крупнотоннажные суда грузоподъемностью больше 70 тыс. т вынуждены огибать Южную Америку у мыса Горн. Основные проблемы увеличения пропускной способности канала связаны с недостатком воды для шлюзования и необходимостью дорогостоящих мероприятий по её сбережению.

Разработанный проект строительства третьей нитки Панамского канала с камерами шлюзов, имеющими размеры $420 \times 55 \times 18,3$ м, предполагает возможность прохода через него судов грузоподъемностью до 170 тыс. т. Объем земляных работ — выемка грунта, в основном в скальных породах, оценивается в 1,0 млрд. м³. Завершение работ предполагается в 2015 г.

Потенциальным конкурентом Панамского канала является соединение Тихого и Атлантического океанов судоходным каналом через территорию Никарагуа.

Никарагуа — самая большая по территории страна Центральной Америки, (129 494 км²), имеющая выход как к Тихому океану, где протяженность ее береговой линии составляет около 320 км, так и к Карибскому морю, протяженность береговой линии 480 км. На севере Никарагуа граничит с Гондурасом (протяженность границы 309 км), на юге — с Коста-Рикой (протяженность границы 922 км); на западе омывается Тихим океаном, на востоке — Карибским морем, в котором Никарагуа принадлежит ряд мелких островов. Столица и главный город страны — Манагуа. Более 3/4 населения сконцентрировано в западной части Никарагуа (никарагуанской впадине), плодородные земли которой дают

основную часть сельскохозяйственной продукции страны.

На территории страны расположены обширные и глубокие озера. Самое крупное из них — оз. Никарагуа. Его длина — 167 км, наибольшая ширина — 72 км, максимальная глубина — 70 м, средняя глубина — 13 м. На озере есть острова с поднимающимися на них действующими и потухшими вулканами. Оз. Никарагуа — самое большое в Центральной Америке. Его площадь — 8430 км², объем — 108 км³, площадь водосбора — 23 844 км². Расположено в тектонической впадине на высоте 31 м (уровень колеблется в зависимости от сухого и влажного сезонов). В озеро впадают 15 малых рек и относительно крупная река Типитапа, вытекающая из оз. Манагуа. Сток из оз. Никарагуа осуществляется через р. Сан-Хуан в Карибское море в районе г. Грейтаун. Протяженность реки около 200 км, берега преимущественно низменные. Река имеет перепад высот 31 м со средним уклоном 0,15 м/км, расход воды около 900 м³/с. Озера Манагуа и Никарагуа с реками Сан-Хуан и Типитапа формируют водный бассейн, относящийся к Атлантике, площадью примерно 40 660 км², из которых 32 160 км² — в Никарагуа и 8500 км² — в Коста-Рике.

Первым европейцем, увидевшим берег Никарагуа в 1502 г., был Христофор Колумб. Прибыв на центральноамериканский перешеек, испанцы называли реку Сан-Хуан “сомнительным проливом”, подозревая, что посредством его можно добраться до Тихого океана. Они несильно ошибались. В дальнейшем вопрос о строительстве канала, соединяющего Тихий океан с Атлантическим, оказался причиной всякого рода удачных и неудачных войн и революций.

Перешеек на территории Никарагуа давно обратил на себя внимание удобством для соединения вод этих двух бассейнов. Еще в XVI в., по словам историка Гомара, король Испании Карл V наметил исследование перешейка с этой целью; в 1795 г. предполагали перерезать его каналом через оз. Никарагуа и р. Сан-Хуан. Первая попытка топографического исследования перешейка была сделана в 1830 г. по повелению голландского короля Вильгельма II. Затем разведку производили Эд. Барнет и Эд. Бельчер в 1837 г.; второй проект канала был



Рис. 1. Положение одной из намечаемых трасс канала через Никарагуа

разработан Бейли и принцем Луи Наполеоном, третий — американскими инженерами Чайльдсом в 1852 г., Томэ де Гамондом в 1858 г. В 1914 г. правительство Никарагуа подписало с правительством США этот документ, предоставлявший Соединенным Штатам право на строительство и эксплуатацию канала сроком на 90 лет, продлеваемых впоследствии еще на 90. В 1969 г. исследование актуальности строительства канала через Никарагуа, проведенное американцами, выявило отсутствие у США большого интереса к строительству канала, и договор был аннулирован.

Генерал Сандино, один из руководителей движения против диктатуры Сомосы, в одном из своих писем, посланных руководителям латиноамериканских стран, писал: “Цивилизация требует открытия канала через Никарагуа”.

В последние годы интерес к каналу, соединяющему Тихий и Атлантический океаны, возобновился. Власти Никарагуа рассчитывают, что канал будет загружен за счет растущего товарооборота между Китаем и странами Латинской Америки. Кроме того, учитывается и тот факт, что венесуэльский лидер Уго Чавес хочет переориентировать нефтяные экспортные потоки с США на Китай, который готов возить нефть из Венесуэлы гигантскими танкерами и может также вложить средства в строительство канала.

По мнению некоторых российских специалистов, наиболее перспективным является вариант сухоходного тракта с использованием долины р. Сан-Хуан и второго по величине в Америке (после

оз. Титикака) оз. Никарагуа, отделенного от Тихого океана перешейком Ривас, имеющим минимальную ширину 20 км, от озерного порта Ла-Вирхен до морского порта Сан-Хуан-дель-Сур на побережье Тихого океана.

Протяженность канала составит около 250 км, глубина — 26 м, ширина прямолинейных участков фарватера на уровне грузовой осадки — 200 м. Благодаря этим параметрам никарагуанским водным коридором смогут пользоваться крупнотоннажные морские суда грузоподъемностью до 250 тыс. т. По одному из вариантов на канале будет построено четыре шлюза, которые будут поднимать суда на 31 м над уровнем океана. Первый будет располагаться в пределах перешейка Ривас на тихоокеанском склоне, остальные три — на р. Сан-Хуан, впадающей в Карибское море.

Специалистами рассматривается также трасса канала с использованием р. Ойяте и с выходом в большую бухту порта Блуффилдс к югу от о. Эль-Венадо в Атлантическом океане. Длина канала по этому маршруту составит около 290 км, включая 80 км по оз. Никарагуа. Ориентировочная стоимость строительства — 18 млрд долл. США (в ценах 2006 г). Срок строительства 11 – 12 лет.

Суда большого размера в настоящее время следуют от берегов Венесуэлы к КНР маршрутом Кабо (Южная Африка) длиной 14 500 миль. Строительство канала в Никарагуа сократит это расстояние на 5500 морских миль.

Увеличатся объемы перевозок нефти с западного американского берега (Аляска) на восточный,

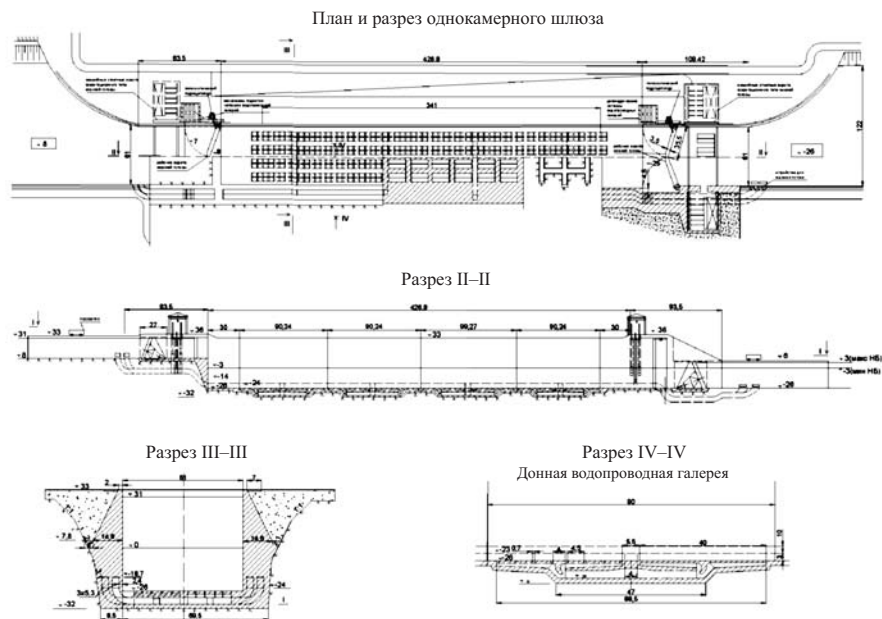


Рис. 2. Одно из возможных конструктивных решений шлюза

железной руды из Бразилии, зерна с восточных берегов Южной и Северной Америки на Восток, что приведет к увеличению грузооборота через канал до 400 млн. т уже в начале его функционирования. Объем этих перевозок, даже с учетом современных тарифов, обеспечивает эффективность строительства канала при его стоимости порядка 15 млрд. долл. США.

Новый канал по сравнению с Панамским будет иметь более высокую стоимость проводки судов из-за его большей длины (260 км против 76 км Панамского канала), а также из-за большего размера судов, которые составляют значительную часть современного флота. Например, флот “DOCSNAVE” навигационной компании, филиала компании “Vale do Rio Doce de Brasil”, крупнейшего экспортера железной руды в мире, имеет 60 % своих судов больше этого тоннажа, соответственно 82 % общего тоннажа флота — суда от 75 000 до 275 000 т. В современном флоте нефтяные танкеры еще больше.

Ряд экспертов, проанализировав сценарий, в котором принимается средний тоннаж судов, использующихся на новом канале, 75 000 т и 6000 пересечений в год, прогнозируют грузопропускную способность канала около 450 млн. т в год. Они считают, что если каждое судно в среднем сэкономит пробег в 3000 морских миль за год, то в международной торговле мировая экономия топлива в год, предоставленная новым каналом, составит около 810 млн. долл. В случае, если топливо составляет 40 % затрат на всей длине пути, общая экономия фрахтов была бы 2025 млн. долл. в год. При этом можно ожидать 3 % годового увеличения мирового грузооборота.

Правительство Никарагуа предполагает возможность передать управляющей компании “Большой канал” в концессию либо заключить с ней соглашение, которое предусматривало бы разработку проекта, строительство и эксплуатацию канала, включая работы по его поддержанию в эксплуатационном состоянии. Государство при этом будет осуществлять свои суверенные права на канал, а также заниматься вопросами общей безопасности, охраны окружающей среды и общего надзора. Большой канал должен быть общим, международным, нейтральным и постоянно действующим объектом.

С учетом приведенных выше экономических предпосылок авторами настоящей статьи для технических концептуальных проработок проекта были приняты во внимание следующие технико-экономические исходные данные по воднотранспортному соединению:

шлюзование на судоходном пути в оба направления: Атлантический — Тихий и Тихий — Атлантический океаны осуществляется по одной нитке шлюзов;

минимальная судопропускная способность — 7000 транзитов в год;

время наполнения-опорожнения системы шлюзов на каждом океаническом склоне — не более 30 мин;

проектируемое судно грузоподъемностью 250 000 т имеет размеры: 350 м в длину, 54 м в ширину, 28,6 м высота борта и 21 м максимальной осадки. Длина камеры каждого шлюза принята равной 430 м, ширина — 61 м, глубина на порогах — 26 м.

Геологическая структура региона имеет главным образом вулканическое происхождение и представлена множеством фаций. В районе строительства тектоническое движение имеет различные амплитуды. Сейсмичность достигает 9 баллов по шкале Рихтера, что на 1 балл выше сейсмичности в зоне Панамского канала.

Анализ геоморфологических и инженерно-геологических условий района позволил выделить следующие основные факторы:

на небольших глубинах по трассе канала залегают базальты, которые будут осложнять дноуглубительные работы, и встанет вопрос о применении специального дноуглубительного оборудования;

уровень грунтовых вод достаточно высокий, поэтому потребуются применение ограждений территории строительства и откачки воды;

климатические условия, характеризующиеся высокой температурой и влажностью воздуха, нельзя считать благоприятными для строительных работ.

Принципиальное положение трассы канала на тихоокеанском склоне было определено, исходя из анализа рельефа и освоенности территории (наличие городов, поселений), а также геологического строения водораздельных участков на линии La Virgin — San Juan Del Sur и La Virgen — Brito, который получил название “проект Брито”. Ориентировочный объем выемки грунта на этом участке составляет 85 млн. м³.

Первый шлюз будет располагаться на перешейке Ривас, ширина которого от Тихого океана до оз. Никарагуа, как указывалось выше, составляет всего 20 км. Для пропуска судов, имеющих осадку 21 м, запроектирован однокамерный шлюз на скальном основании с габаритами камеры 430 × 61 × 26 м. Учитывая геологическое строение, принята конструкция шлюза со стенами в виде облицовки скалы гравитационного типа.

Напор в шлюзе за счет разницы в уровнях воды в оз. Никарагуа и Тихом океане составляет 31 м. без учета приливно-отливных колебаний уровня океана в нижнем бьефе шлюза. Площадь камеры шлюза — около 30 тыс. м². Система питания — распределительная эквиинерционная с боковыми транспортными галереями.

При принятой системе питания, заданных габаритах судов и шлюзовых камер среднее время шлюзования, исходя из условия 25 % односторонних шлюзований и 75 % двусторонних шлюзований, определено в 58 мин. В этом случае судопропускная способность однокамерного шлюза составит около 8 тыс. судов в год. Расход воды, необходимой для пропуска судов на тихоокеанском склоне канала, составит 223 м³/с.

Ориентировочный расход воды, необходимой для пропуска судов на атлантическом склоне канала, составляет около 150 м³/с или 20 % расхода стока реки Сан-Хуан. Остальная часть стока может быть использована на ирригацию, производство электроэнергии и т.д.

Шлюзы на атлантическом склоне канала приняты низконапорными с максимальным напором на последнем шлюзе около 13 м с учетом приливно-отливных явлений в Карибском море. Камеры докового типа с распределительной системой питания должны иметь те же габаритные размеры, что и шлюзы на тихоокеанском склоне.

Заслуживает рассмотрения возможность выработки электрической энергии на сливной призме в процессе шлюзования путем установки в головах шлюзов малогабаритных турбин, подобных проектируемым для приливных ГЭС, а также строительство подпорных сооружений и ГЭС на обоих склонах водной системы трансокеанского соединения.

Положение одной из намечаемых трасс канала и одно из возможных конструктивных решений шлюза представлены на рис. 1 и 2.

Следует отметить, что сугубо ориентировочная оценка объемов земляных работ для разных вариантов трассы канала варьирует в широких пределах — от 1,3 до 2,7 млрд. м³, включая подводные разработки грунта в пределах оз. Никарагуа и концевые морские участки канала.

“Россия проявила большой интерес к возможности участия в строительстве трансокеанского канала на территории Никарагуа для крупнотоннажных судов”, — заявил министр иностранных дел Никарагуа Самуэль Сантос, добавив, что эта тема обсуждалась во время встречи президента Никарагуа Даниэля Ортеги с вице-премьером РФ Игорем Сечиным, который находился с визитом в этой центральноамериканской стране 17 сентября 2008 г. На встрече 18 января 2010 г., с участием заместителя министра транспорта РФ С. А. Аристова и заместителя министра иностранных дел Республики Никарагуа Мануэля Коронеля Каутца была подтверждена заинтересованность российской стороны в проекте создания Большого канала и принято решение о создании рабочей группы, включающей специалистов РФ различных направлений.

До строительства межокеанического соединения, по-видимому, еще далеко. Однако изучение этой проблемы, поиск рациональных технических решений могут вестись уже сегодня, и российский инженерный корпус, который уже участвовал в конкурсе на проектные работы по развитию Панамского канала, готов к этой работе.

Сдано в набор 25.04.2010. Подписано в печать 09.06.2010. Формат 60×84 1/8.
Печать офсетная. Печ. л. 7,5. 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”

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ

на журнал «Гидротехническое строительство»

Ежемесячный научно-технический журнал «Гидротехническое строительство» освещает отечественную и зарубежную практику по эксплуатации, проектированию и строительству гидротехнических сооружений, вопросы охраны окружающей среды, экологии, крупные водохозяйственные проблемы.

Целью издания журнала является также научно-техническое, методическое и информационно-справочное обеспечение организаций и специалистов, деятельность которых связана с проектированием, строительством, эксплуатацией, научным обслуживанием и надзором за безопасностью гидротехнических сооружений.

Журнал регулярно переводится на английский язык и распространяется по ведущим библиотекам мира.

В России подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи.

Условия подписки можно найти в Объединенном каталоге

«Пресса России. Подписка-2010»

(Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы)

70224 — индекс журнала «ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО»

Редакционная коллегия:

Лапин Г. Г. (гл. редактор), Абубакиров Ш. И., Александров А. Е., Альхименко А. И., Аргал Э. С., Баранов А. Е., Беликов В. В., Беллендир Е. Н., Бронштейн В. И., Воскресенский С. М., Золотов Л. А., Каганов Г. М., Кириллов В. М., Красильников М. Ф., 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., 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