



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.

№ 8

август

2010

Содержание

60-летие ОАО «Мособлгидропроект»

- Тарасов О. В.** К 60-летию ОАО «Мособлгидропроект» 2
- Паринов И. И., Мальнев А. В.** Расчеты последствий гидродинамических аварий на гидроузлах 4
- Брайцев В. М., Кондратьев В. Н., Паринов И. И.** Гидроэлектростанции головной части Кубань-Калаусской оросительно-обводнительной системы 10
- Александрова Ж. А.** Реконструкция Баксанской гидроэлектростанции 16
- Подвысоцкий А. А., Долгих А. П.** К вопросу назначения критериев безопасности по устойчивости откосов подпорных сооружений из грунтовых материалов. 20
- Долгих А. П., Подвысоцкий А. А.** Расчёт прочности массивных железобетонных элементов с использованием метода эквивалентных оболочек. 23
- Кондратьев В. Н., Кощева Л. М., Похожаев Е. А., Чернышев С. А.** Особенности гидротехнических и технологических решений в проекте технического водоснабжения АЭС «Белене» 27
- Фельдман Б. Н., Чернышев С. А.** Создание аккумулирующих электростанций на основе использования энергии сжатого воздуха 33

Расчеты, исследования, эксперименты

- Орехов В. В.** Математическая модель поведения скального массива, вмещающего камерные выработки Рогунской ГЭС. 36
- Бухарцев В. Н., Петриченко М. Р.** Аппроксимация кривой депрессии притока к совершенной траншее 41
- ### Из истории гидротехники
- Калустян Э. С.** Из истории высшего гидротехнического и мелиоративного образования в России 45
- ### Российские энергетики
- Г. П. Завриев** (к 100-летию со дня рождения) 54
- ### За рубежом
- Петухов Д. В., Кубасов А. П., Дынкин А. С.** Использование наплавных конструкций для системы технического водоснабжения атомной электростанции «Куданкулам» в Индии 55

К 60-летию ОАО “Мособлгидропроект”

Тарасов О. В., генеральный директор ОАО “Мособлгидропроект”

В сентябре 2010 г. проектный институт ОАО “Мособлгидропроект” отмечает свое 60-летие. Эта дата примечательна многим: и тем, что институт доказал многолетней интенсивной работой, что коллектив создателей-проектировщиков, влюбленных в свою работу, способен создать многое, и тем, что он способен гибко и оперативно реагировать на изменения конъюнктуры рынка и в качестве комплексной проектной организации давать выверенные, квалифицированные решения для строительства, реконструкции, технического перевооружения объектов гидроэнергетики, атомной энергетики, водохозяйственных систем и промышленно-гражданского строительства.

История института начинается в 1950 г., когда в соответствии с приказом Министерства внутренних дел СССР было образовано Особое конструкторское бюро (ОКБ) при институте “Гидропроект”, расположенное в г. Дедовске. Организация занималась разработкой проектно-сметной документации для строительства Куйбышевской и Сталинградской ГЭС, Волго-Донского судоходного канала.

В 1954 г. руководством института “Гидропроект” в ОКБ переводятся опытные работники из Гидропроекта, прошедшие школу канала Москва — Волга, Верхневолжских ГЭС и других гидротехнических строек страны. Пришли специалисты, которые провели реорганизацию производственной структуры ОКБ, привнесли в коллектив определенную школу проектирования, характеризуемую творческим подходом к решению задач, деловым коллективизмом, высокой ответственностью и дисциплиной. Сформировалась структура, обеспечивающая решение задач по всем направлениям проектирования.

Создание, по существу, новой организации шло столь успешно, что уже в 1954 г. позволило руководителям Гидропроекта принять ответственное решение о передаче ОКБ как генеральной проектной организации проекта канала Северский Донец — Донбасс. С этого момента ОКБ начинает выполнять роль генерального проектировщика ряда крупнейших комплексных водохозяйственных объектов. В конце 1958 — начале 1959 г. было завершено строительство канала Северский Донец — Донбасс. В ходе проектирования и строительства канала сформировался коллектив молодых инженеров ОКБ, который в дальнейшем разработал уникаль-

ные проекты каналов Днепр — Кривой Рог, Волга — Увель и др.

При проектировании крупнейшей системы водообеспечения г. Караганды институт разработал оригинальное конструктивное решение. На канале Иртыш — Караганда 22 насосные станции запроектированы с максимальной унификацией конструкций и оборудования, что позволило сократить стоимость и сроки строительства. Каждым из этих проектов решались острые проблемы водообеспечения крупных промышленных узлов, Донецкого и Карагандинского угольных бассейнов, освоения железорудных месторождений Криворожья.

В 1958 г. начинается новый этап в производственной жизни коллектива ОКБ. Ему поручается проектирование энергетического участка Большого Ставропольского канала на Северном Кавказе — каскада Кубанских ГЭС. Разрабатывается и практически сразу реализуется схема энергетического использования водных ресурсов бассейна Верхней Кубани. На основе разработанной институтом схемы была определена стратегия водохозяйственного и энергетического строительства на территории обширного региона, включающего Ставропольский и Краснодарский края, Карачаево-Черкесскую и Адыгейскую республики. Согласно этой схеме построен комплекс гидроэлектростанций на крупных обводнительных системах. В проектировании каскада Кубанских ГЭС принял участие практически весь коллектив ОКБ. Особенно следует назвать Новоженина В. Д., Н. А. Осмера, В. С. Конвиза, В. В. Бешенцева, В. М. Брайцева, А. Е. Асарина, В. В. Шубина, А. В. Аладинского, К. И. Рыжова, А. М. Иванова, В. Н. Кондратьева, Н. И. Золкину.

Институт внес определенный вклад в проектирование знаковых для страны объектов, таких как Куйбышевская, Братская и Усть-Илимская ГЭС, Загорская ГАЭС и др.

По проекту института построена Зеленчукская ГЭС мощностью 160 МВт с напором 234 м, первый агрегат которой введен в эксплуатацию в 1999 г. В настоящее время выполнен проект переустройства Зеленчукской ГЭС в ГАЭС, и вместе с предусмотренными проектами нижних ступеней каскада — Верхней и Нижней Красногорскими ГЭС — будет создан гидроэнергетический комплекс суммарной мощностью 440 МВт.

Гидротехника и гидроэнергетика — наиболее сложные и ответственные направления в области

строительства. Профессионалы, овладевшие опытом работы в этих областях, способны решать любые задачи, что подтверждает дальнейшая история Мособлгидропроекта (ОКБ), приступившего к проектному обеспечению строительства крупнейших атомных электростанций — Курской, Чернобыльской, Смоленской — в части разработки систем технического водоснабжения АЭС. Институтом разработана уникальная по техническим решениям система технического водоснабжения Курской АЭС, позволяющая при весьма ограниченных водных ресурсах р. Сейм создать условия охлаждения АЭС мощностью 6000 МВт.

С выходом страны на зарубежный рынок гидростроительства специалисты Мособлгидропроекта приняли участие в создании Асуанской ГЭС (Египет), гидроэлектростанций Табка (Сирия), Докан и Хадита (Ирак), Куданкулам (Индия).

В процессе развития Мособлгидропроекта сформировалась плеяда крупных профессионалов. Это Н. А. Осмер, Г. И. Павлов, В. А. Бурлаченко, Д. П. Крашенинников, В. С. Конвиз, В. Д. Новожевин.

И сегодня институт опирается на бесценный опыт ветеранов: В. М. Брайцева, В. Н. Кондратьева, Л. М. Кашеевой, В. П. Кравченко, А. Г. Овчинник, Л. М. Крыночкиной, М. П. Дежаткиной и многих других.

В 1991 г. решением Минэнерго СССР Особое конструкторское бюро было выведено из структуры института “Гидропроект” и преобразовано в самостоятельный проектно-изыскательский институт “Мособлгидропроект”.

В 1994 г. институт прошел процедуру акционирования и стал открытым акционерным обществом “Мособлгидропроект”.

Институт пережил трудные годы нескончаемых реформ. В 2002 г. полностью обновился его руководящий состав. Если раньше Мособлгидропроект подпитывал кадрами другие организации, то теперь в него пришли и продолжают приходить опытные управленцы, технические руководители и высокопрофессиональные специалисты. В состав института входит 21 отдел, они обеспечивают выпуск проектной продукции на должном уровне. Коллектив обогатился молодыми перспективными кадрами, среди которых есть и кандидаты наук.

С 2008 г. в связи с приобретением контрольного пакета акций ОАО “РусГидро” институт входит в структуру, подконтрольную этой организации.

Сегодня производственная стратегия института направлена на развитие бизнеса по самому широкому спектру деятельности. Институт занимается проектами дальнейшего развития Зеленчукского комплекса — это и реализация оригинальной идеи трансформации Зеленчукской ГЭС в ГАЭС, и строительство Верхнекрасногорской и Нижнекрасногорской ГЭС, а также возможное объединение этих станций. Прорабатываются идеи строительства рядом с Зеленчукской ГЭС высоконапорной ГАЭС. Завершена разработка получившего положительное заключение Госэкспертизы проекта “Красногорского водоподъемного гидроузла на р. Иртыш” и сейчас ведется выполнение рабочей документации. В 2009 г. прошел экспертизу НЭК Болгарии разработанный институтом технический проект “Техническое водоснабжение АЭС “Белене””. Ведется проектирование двух объектов социально-бытового назначения в пос. Богородское Сергиево-Посадского района Московской области для нужд ОАО “Загорская ГАЭС-2”: дома культуры на 500 мест и рекреационной зоны, включающей строительство спортивного комплекса. В рамках работ по реконструкции и техническому перевооружению институтом ведутся работы на Баксанской ГЭС: разработка рабочей документации на ремонтно-восстановительные работы по вводу в эксплуатацию наиболее сохранившегося после недавнего террористического акта гидроагрегата №3 и разработка проекта реконструкции всего комплекса сооружений ГЭС.

Институт располагает всеми профильными отделами, позволяющими решать весь комплекс задач многопрофильных проектов: архитектурно-строительным; гидротехническим; технологического оборудования; затворов и механизмов; электротехническим; инженерных систем; экологической безопасности; сметным; энерго-экономическим. В техническом отделе сосредоточены инженерно-геологическая служба и расчетное подразделение. Отдел информационных технологии внедряет в институте объемное проектирование.

Использование самых современных методов расчетов и проектирования с использованием компьютерной техники и технологии, нахождение оригинальных проектных решений в своей непростой деятельности — все это дает уверенность в дальнейшем успешном развитии института ОАО “Мособлгидропроект”.

Расчеты последствий гидродинамических аварий на гидроузлах

Паринов И. И., начальник отдела,
Мальнев А. В., инженер (ОАО “Мособлгидропроект”)

Рассказывается об опыте и перспективах проведения расчетов волн прорыва, зон затопления и вероятного вреда от возможных гидродинамических аварий на гидроузлах. На примере выполненной работы по Ивановскому гидроузлу и Сестринским дамбам канала им. Москвы демонстрируются методические и технические аспекты расчетов.

Ключевые слова: волна прорыва, зоны затопления; вероятный вред от гидродинамической аварии, программный комплекс “MIKE”.

Политика в области безопасности гидротехнических сооружений в Российской Федерации определена Федеральным законом “О безопасности гидротехнических сооружений” [1] и принимаемыми в соответствии с ним законами и иными нормативными правовыми актами.

Безопасность гидротехнических сооружений (ГТС), аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, подлежит обязательному декларированию [2]. Декларация безопасности гидротехнического сооружения выполняется собственником ГТС или эксплуатирующей организацией и обязательно проходит государственную экспертизу.

Декларация безопасности гидротехнического сооружения является основанием для занесения ГТС в Российский регистр гидротехнических сооружений. В настоящее время в Российском регистре гидротехнических сооружений состоит 4293 комплекса гидротехнических сооружений. В 258 из них присутствуют ГТС, находящиеся в плохом техническом состоянии, 1114 ГТС имеют неудовлетворительный и 388 ГТС опасный уровень безопасности [3].

Наиболее опасные аварии на гидротехнических сооружениях связаны с разрушением напорного фронта, особенно в том случае, когда затворы водопропуски сооружений по каким-либо причинам не могут быть открыты, в результате чего расходы и уровни воды в нижнем бьефе гидроузла низки. Разрушение напорного фронта сопровождается интенсивным изливом воды из верхнего бьефа в нижний с опорожнением водохранилища и затоплением территории ниже створа гидроузла. Расчёт волны прорыва, зон затопления и вероятного ущерба от гидродинамической аварии входит в состав декларации безопасности отдельным документом “Расчет вероятного вреда” [4].

При прорыве гидроузла возникает волна прорыва с резко выраженным фронтом в виде сосредоточенного перепада уровней. Высота фронта волны по мере его продвижения вниз по реке довольно быстро снижается, особенно при большой началь-

ной глубине потока перед фронтом волны, а затем практически вовсе исчезает. В момент прихода волны в какой-либо створ происходит резкий скачок уровней и расходов воды в этом створе, затем начинается плавное повышение уровня, а по истечении некоторого времени — плавное снижение уровня воды.

Такого рода режим движения воды описывается уравнениями Сен-Венана. Одномерное или двухмерное решение уравнений Сен-Венана реализуется в ряде программ, используемых для определения параметров волн прорыва и опасных паводков иного происхождения. Российскими учеными в данном направлении разработаны такие программы, как “Волна”, “SV 1”, “Flood”, “Бор”, “River”. Датским гидравлическим институтом (DHI) разработан программный комплекс “MIKE”, также основанный на решении уравнений Сен-Венана.

Программный комплекс “MIKE” имеет в своем составе программы для одномерного моделирования сетей водоснабжения и водоотведения (“MIKE URBAN”), рек и каналов (“MIKE 11”); программы для моделирования течений и волн в открытых водных пространствах, основанные на двухмерном и трёхмерном решениях уравнений Сен-Венана (“MIKE 21”, “MIKE 3”), модули для визуализации результатов, обработки информации геоинформационных систем (ГИС), интегрирования одномерных и двухмерных моделей (“MIKE FLOOD”).

ОАО “Мособлгидропроект” с 2009 г. применяет в своих работах программы “MIKE 11” и “MIKE FLOOD”. Первой работой, в которой использовались эти программы, был расчёт волн прорыва ГТС Ивановского гидроузла и Сестринских дамб канала им. Москвы. Работа в части моделирования в программе “MIKE FLOOD” проводилась совместно с ООО НКФ “Волга”.

Для моделирования использовались электронные топографические карты. На их основе создавались одномерная модель (“MIKE 11”) р. Волги от г. Твери до створа Угличского гидроузла с притоками, задаваемая поперечными сечениями рек и их взаимным расположением (рис. 1), и цифровая модель

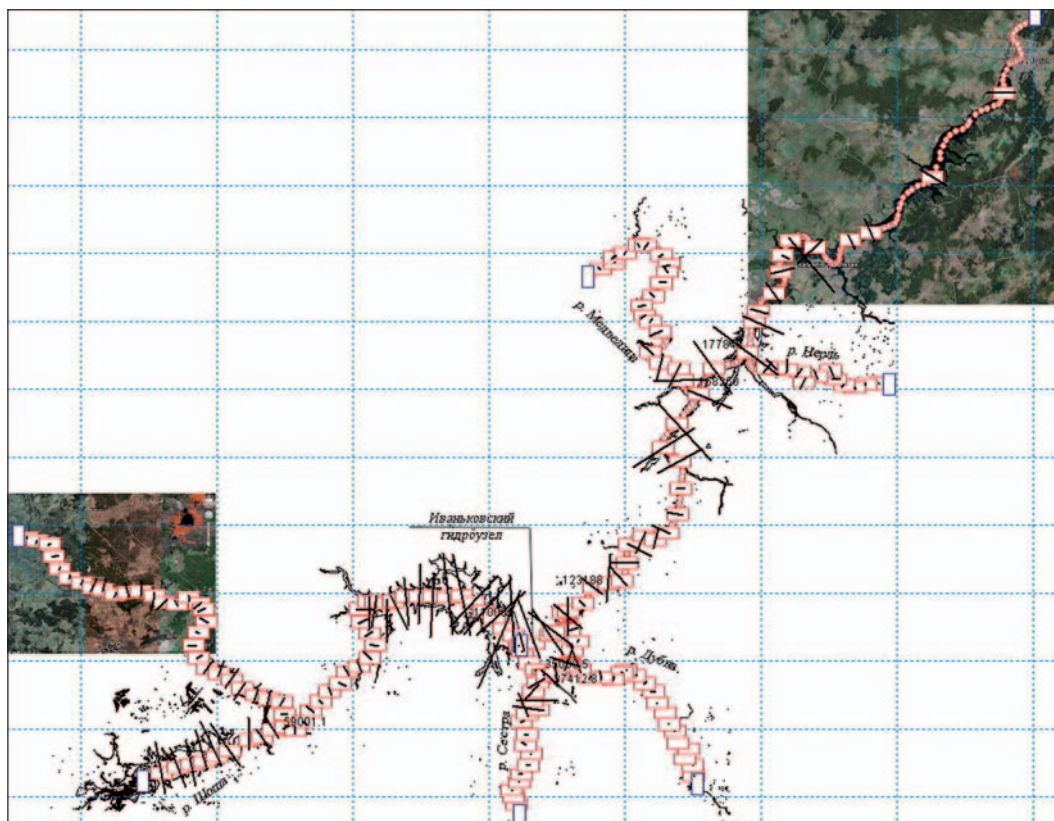


Рис. 1. Модель речной сети р. Волги от г. Твери до створа Угличского гидроузла с притоками

рельефа (“MIKE 21”) от створа Иваньковского гидроузла до створа ниже г. Кимры (рис. 2). Речная сеть, созданная в “MIKE 11”, дополнялась плотинной Иваньковского гидроузла с регулирующим сооружением; трубой № 170, по которой осуществляется пропуск стока р. Сестры под каналом им. Москвы; мостами через р. Волгу в г. Кимры и г. Калязин, ГТС Угличского гидроузла.

Динамические характеристики модели калибровались по фактическим данным (уровням и расходам воды в период наиболее высокого за период наблюдений весеннего половодья 1966 г.) и подбором шероховатостей в соответствии с СП 33-101-2003 с разделением поперечных сечений водохранилищ на три зоны по вертикали. Верификация проводилась по двум годам с высокими значениями средне-

Общая площадь затопления территорий по двум сценариям гидродинамической аварии, км²

Территория	Сценарий гидродинамической аварии	
	наиболее вероятный	наиболее тяжелый
Московская область	23,773	47,849
В том числе:		
г. Дубна	18,238	29,588
Талдомский район	4,068	10,445
Дмитровский район	1,468	7,816
Тверская область	28,712	78,662
В том числе:		
Кимрский район	26,865	75,555
Конаковский район	1,847	3,108
Всего	52,485	126,511

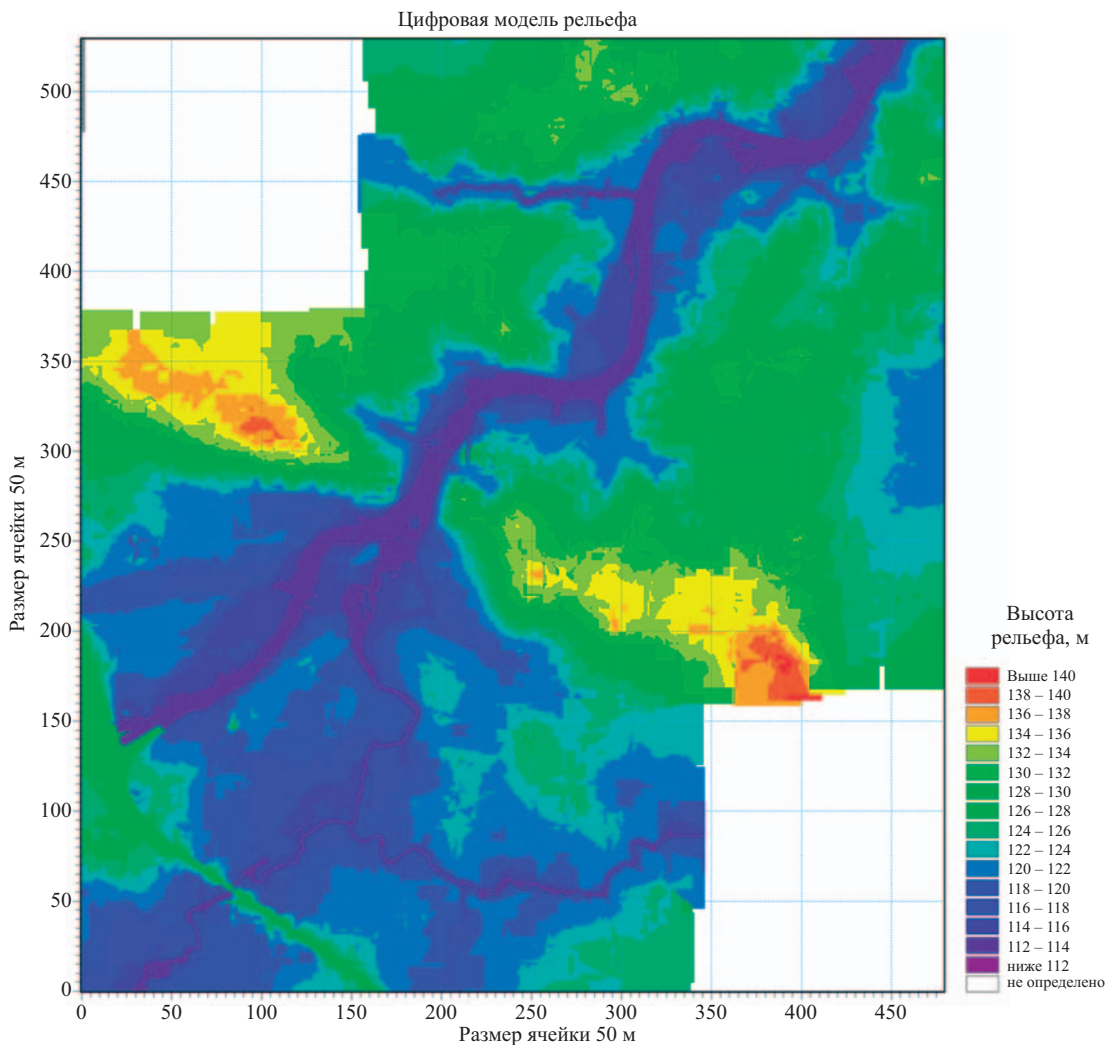


Рис. 2. Цифровая модель рельефа от створа Иваньковского гидроузла до створа ниже г. Кимры

го за половодье стока воды (1958 и 1970 гг.). Расхождение расчетных данных с фактическими по уровням воды Угличского водохранилища для 1958 г. в пик половодья не превысило 11 см (на рис. 3 линиями показаны модельные, метками — фактические данные). Модельные и фактические гидрографы 1970 г. в соответствующих створах

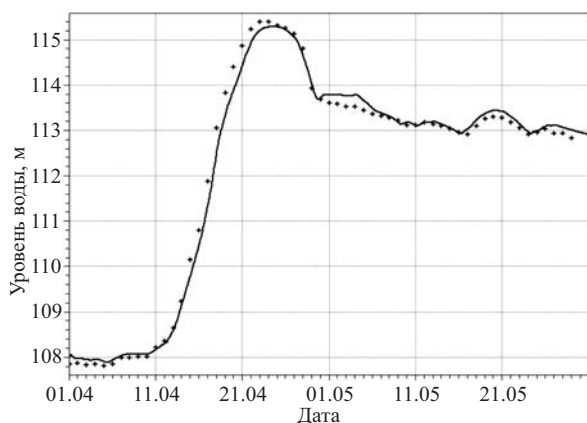


Рис. 3. Уровни воды в створе г. Кимры

имеют одинаковую форму и величину, в то время как уровни отличаются значительно. Анализ исходной информации показал, что данные по уровням воды в гидрологическом ежегоднике за 1970 г. оказались не соответствующими данным по расходам воды.

Прорыв подпорных сооружений рассчитывался с использованием модуля “Dambreak” программы “MIKE 11”. Рассматривался ряд стандартных сценариев гидродинамических аварий на всех сооружениях Иваньковского гидроузла и Сестринских дамбах. Расчет волны прорыва проводился для наиболее опасных и вероятных сценариев аварий, а именно: прорыв земляной плотины, разрушение ворот шлюза, разрушение затворов бетонной водосливной плотины Иваньковского гидроузла, прорыв Сестринских дамб.

Расчет вероятного вреда от гидродинамической аварии проводится для сценариев наиболее тяжелой и наиболее вероятной аварии. В соответствии с Методикой [5] наиболее тяжелой аварией на судходных гидротехнических сооружениях (СГТС)

Наиболее тяжелая авария на Ивановском гидроузле. Карта глубин затопления.

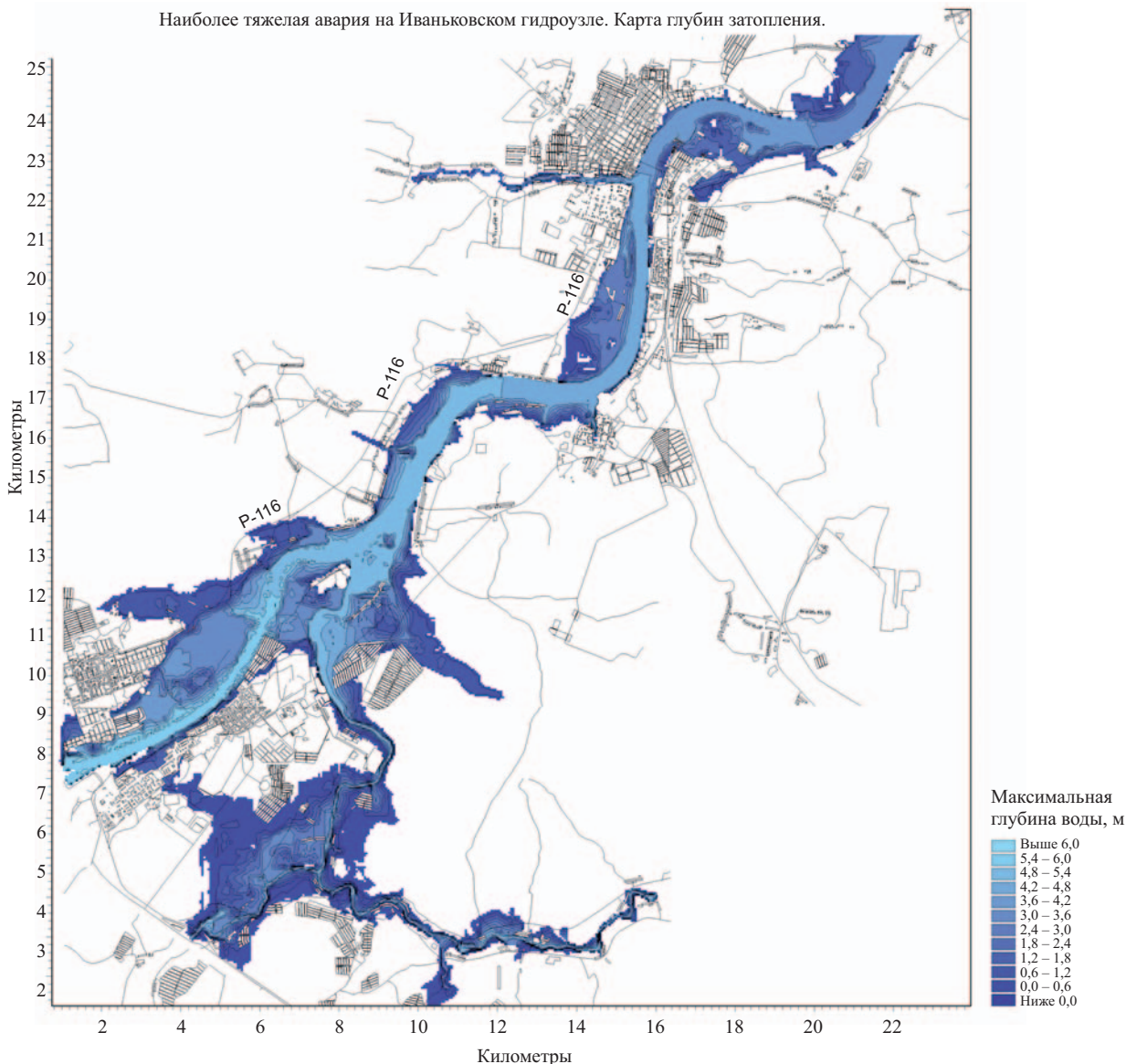


Рис. 4. Карта глубин затопления территории для сценария наиболее тяжелой аварии на Ивановском гидроузле

признается авария, сопровождающаяся причинением наибольшего вреда жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц; наиболее вероятной — авария, характеризующаяся наибольшим значением среднегодового вероятного вреда, определяемого как произведение среднегодовой частоты возникновения подобной аварии на величину вероятного вреда (максимального вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварии СГТС).

Значения среднегодовой частоты возникновения аварий по выше указанным сценариям составили:

Прорыв земляной плотины	$5 \cdot 10^{-3}$
Разрушение затворов водосбросной плотины	$1 \cdot 10^{-3}$
Разрушение верхних и нижних ворот шлюза	$1 \cdot 10^{-4}$

Таким образом, прорыв земляной плотины оказался наиболее вероятной аварией на Ивановском гидроузле.

Наиболее тяжелой аварией на Ивановском гидроузле также оказался прорыв земляной плотины, но с наложением волны прорыва на волну половодья 0,1 % обеспеченности. Площадь зоны затопления по сравнению с гидродинамической аварией в меженный период года при этом существенно увеличивается. Однако в данном случае имеет место неопределенность границ зоны катастрофического затопления, в пределах которой определяется размер вероятного вреда от гидродинамической аварии. Кроме того, в данном случае ущербы должны быть разделены: часть их следует отнести на стихийное бедствие, а часть — на собственника ГТС, допустившего аварию.

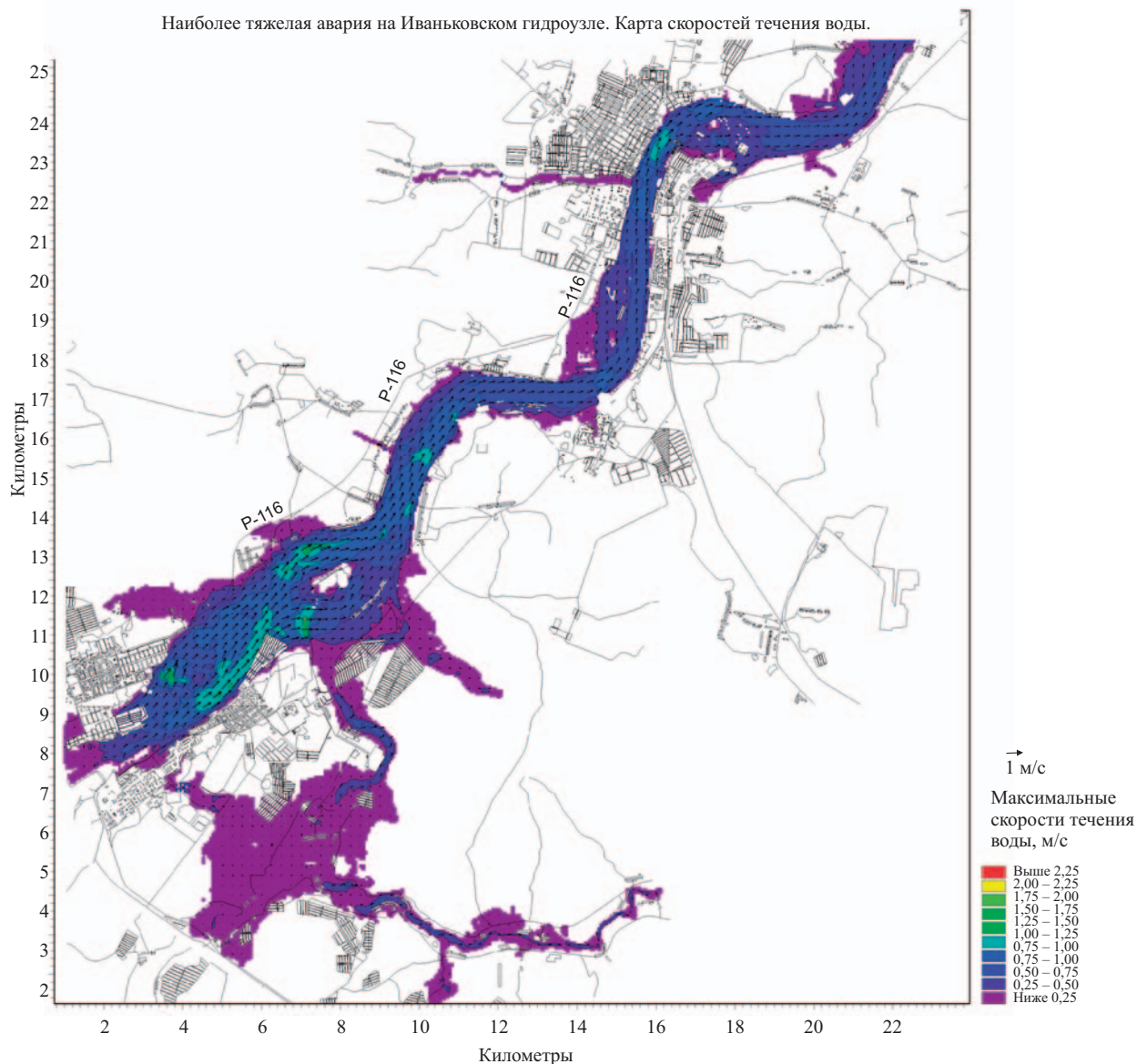


Рис. 5. Карта скоростей течения воды для сценария наиболее тяжелой аварии на Иваньковском гидроузле

Согласно [5] зона катастрофического затопления ограничивается сверху створом гидроузла, а снизу — створом с отметкой затопления, соответствующей паводку обеспеченностью 5 %. В меженных условиях такой створ может быть определен, тогда как в половодье обеспеченностью менее 5 % пересечения с уровнями 5 % обеспеченности по определению быть не должно. В данном случае зона катастрофического затопления для сценария наиболее тяжелой аварии ограничилась створом Угличского гидроузла при обоснованном допущении невозможности каскадной аварии и исходя из условий пропуска максимального расхода вероятностью превышения 0,1 % без форсировки уровней на гидроузле.

По результатам расчёта волны прорыва строятся карты глубин затопления, карты скоростей течения воды; вычисляются время добега волны

прорыва до определённых створов и продолжительность затопления. Вместе со статистическими и картографическими данными по району затопления они служат исходной информацией для определения вероятного вреда от гидродинамической аварии.

Карта глубин затопления и карта скоростей течения воды для сценария наиболее тяжелой аварии на Иваньковском гидроузле показаны на рис. 4 и 5 соответственно.

Денежные оценки вероятного вреда при гидродинамической аварии на Иваньковском гидроузле и Сестринских дамбах канала им. Москвы выполнялись исходя из общих площадей затопления, приведенных в таблице, и нормативно-правовых актов, действующих по состоянию на 01 июля 2009 г. Общий реальный ущерб при наиболее вероятном сценарии аварии на Иваньковском гидроузле может

составить 3,3 млрд. руб. в ценах 2009 г. Общий реальный ущерб при наиболее тяжелом сценарии аварии на Иваньковском гидроузле может составить 10,1 млрд. руб. в ценах 2009 г.

“Расчет волны прорыва, зон затопления и вероятного ущерба от гидродинамической аварии на Иваньковском гидроузле и Сестринских дамбах с трубой № 170” прошел экспертизу в ФГУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ).

Помимо расчетов волн прорыва программное обеспечение “МИКЕ” в ОАО “Мособлгидропроект” применяется для расчетов гидравлики каналов. В проекте Егорлыкской ГЭС-2 расчет гидравлики отводящего канала был проведен специалистами гидротехнического отдела аналитическим способом и продублирован в программе “МИКЕ 11”. Результаты вычислений совпали в пределах точности расчёта. “Расчет волны прорыва и вероятного вреда от гидродинамической аварии на гидротехнических сооружениях Егорлыкской ГЭС-2”, вошедший в декларацию безопасности Егорлыкской ГЭС-2, также был разработан с использованием программы “МИКЕ 11”.

Расчет волны прорыва требует от исполнителя высокой квалификации и большого объема знаний как в профильной сфере, так и в сфере геоинформационных систем и компьютерных технологий. Работа в программном комплексе “МИКЕ” требует знания английского языка, так как большинство его модулей не переведены на русский язык, поскольку пока не имеют широкого распространения в Российской Федерации. Подобного рода расчетами в России занимается узкий круг организаций, хотя необходимость их выполнения весьма высока.

Выводы

1. Результаты расчетов волн прорыва, режимов рек и каналов и других гидравлических расчетов с использованием программного обеспечения “МИКЕ” являются достаточно достоверными для использования их в расчетах вероятного вреда от гидродинамических аварий и при проектировании гидротехнических сооружений.

2. Методика [5] имеет ряд недостатков, в частности в описании расчётных сценариев аварий и учета гидрологической ситуации.

3. Дальнейшее, более глубокое освоение возможностей программного комплекса “МИКЕ” инженерами ОАО “Мособлгидропроект” повысит эффективность использования данного программного обеспечения в организации, создаст конкуренцию в сфере сложных гидравлических расчетов, таких, как расчет волны прорыва.

Список литературы

1. *О безопасности гидротехнических сооружений.* Федеральный закон от 21.07.1997 № 117-ФЗ.
2. *Об утверждении положения о декларировании безопасности гидротехнических сооружений.* Постановление Правительства Российской Федерации от 6.11.1998 № 1303.
3. <http://www.waterinfo.ru/gts/index.php>
4. *Дополнительные требования к содержанию деклараций безопасности гидротехнических сооружений и методика их составления, учитывающие особенности декларирования безопасности гидротехнических сооружений различных видов в зависимости от их назначения, класса, конструкции, условий эксплуатации и специальных требований безопасности:* Приложение к приказу Минприроды России от 15.12.2009 № 412.
5. *Методика определения размера вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварии судоходных гидротехнических сооружений:* Утв. приказом от 02.10.2007 МЧС России № 528, Минтранс России № 143.

Гидроэлектростанции головной части Кубань-Калаусской оросительно-обводнительной системы

Брайцев В. М., начальник отдела, Кондратьев В. Н., главный специалист,
Паринов И. И., начальник отдела (ОАО “Мособлгидропроект”)

Обобщен опыт проектирования одного из крупнейших объектов института — каскада Кубанских ГЭС в головной части Кубань-Калаусской оросительно-обводнительной системы. Основное внимание уделено рациональному использованию водных ресурсов Кубани, унификации компоновок и оборудования ГЭС.

Ключевые слова: Кубань-Калаусская оросительно-обводнительная система, реконструкция, каскад Кубанских ГЭС, гидроагрегаты, трубопроводы, водоприемники, водосбросы, затворы.

Водные ресурсы Верхней Кубани играют важнейшую роль в развитии всех отраслей экономики региона и используются в целях питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения населения, энергетики, сельскохозяйственного и промышленного водоснабжения, орошения и обводнения, рыбного хозяйства, рекреации и др.

Кубань берет начало от слияния рек Учкулан и Уллу-Кам, стекающих с западного склона горы Эльбрус. Водохозяйственной границей Верхней Кубани является створ у г. Невинномыска ниже устья р. Барсучки. На этом участке р. Кубань принимает три крупных (Теберда, Малый и Большой Зеленчуки) и ряд мелких притоков.

Сток р. Кубани формируется, в основном, в ледниках Главного Кавказского хребта и характеризуется большой внутригодовой неравномерностью: за четыре летних месяца по реке проходит в среднем 82 % объема годового стока, а за четыре зимних — лишь 5 %. Такой режим естественного стока реки благоприятен для орошаемого земледелия, где водопотребление в вегетационный период (май — сентябрь) составляет до 85 % годового объема. Однако равнинные плодородные земли Ставрополя расположены на значительном удалении от горных районов, где формируется практически весь сток р. Кубани, и общая протяженность магистральных каналов оросительно-обводнительных систем Верхней Кубани составляет около 1600 км. Подача воды на орошение в естественном режиме стока реки привела бы к необходимости существенного увеличения пропускной способности магистральных каналов и нерациональному ее использованию. Кроме того, равномерная подача воды по магистральным каналам обеспечивает питьевое и промышленное водоснабжение городов и курортов региона, крупных ГРЭС, а также дает возможность рационального использования существенного гидроэнергетического потенциала переброски стока на орошаемые массивы.

Для обеспечения наиболее рационального использования водных ресурсов Верхней Кубани в интересах всех водопользователей была принята схе-

ма строительства оросительно-обводнительных систем с водохранилищами сезонного регулирования на головных магистральных каналах.

Кубань-Егорлыкская оросительно-обводнительная система (КЕООС) с головным Невинномысским каналом начала достраиваться сразу после победы СССР в Великой Отечественной войне. Собственно Невинномысский канал со Свистухинской ГЭС, принятые в эксплуатацию в 1948 г., заканчивается разветвлением на деривационный канал Сенгилеевской ГЭС и концевой сброс в регулирующее Сенгилеевское водохранилище полезной емкостью 260 млн. м³, из которого осуществляется водоснабжение г. Ставрополя, а остальная вода по руслу р. Егорлык поступает в Егорлыкское водохранилище (бассейн суточного регулирования Егорлыкской ГЭС), где сливается с водой, прошедшей Сенгилеевскую ГЭС, и далее по руслу р. Егорлык подается в Новотроицкое водохранилище, служащее водоемом-охладителем крупнейшей на юге России Ставропольской ГРЭС и распределителем воды по каналам КЕООС.

Пропускная способность Невинномысского канала относительно невелика и составляет 75 м³/с. Суммарная установленная мощность Свистухинской, Сенгилеевской и Егорлыкской ГЭС, созданных по проектам института “Гидроэнергопроект”, составляет 58 МВт, при этом суточное регулирование мощности ведет только Егорлыкская ГЭС. В настоящее время на гидроузле буферного водохранилища-контррегулятора Егорлыкской ГЭС по проекту ОАО “Мособлгидропроект” завершается строительство Егорлыкской ГЭС-2 установленной мощностью 14,28 МВт.

Суммарная проектная выработка электроэнергии ГЭС КЕООС после ввода Егорлыкской ГЭС-2 составит 320 ГВт·ч, при этом гидроэнергетический потенциал Верхней Кубани оценивается в 1740 ГВт·ч, а годовое потребление электроэнергии Ставропольского края в настоящее время составляет 9000 ГВт·ч.

Годовой объем водоподдачи по Невинномысскому каналу составляет 1800 млн. м³ при среднемно-

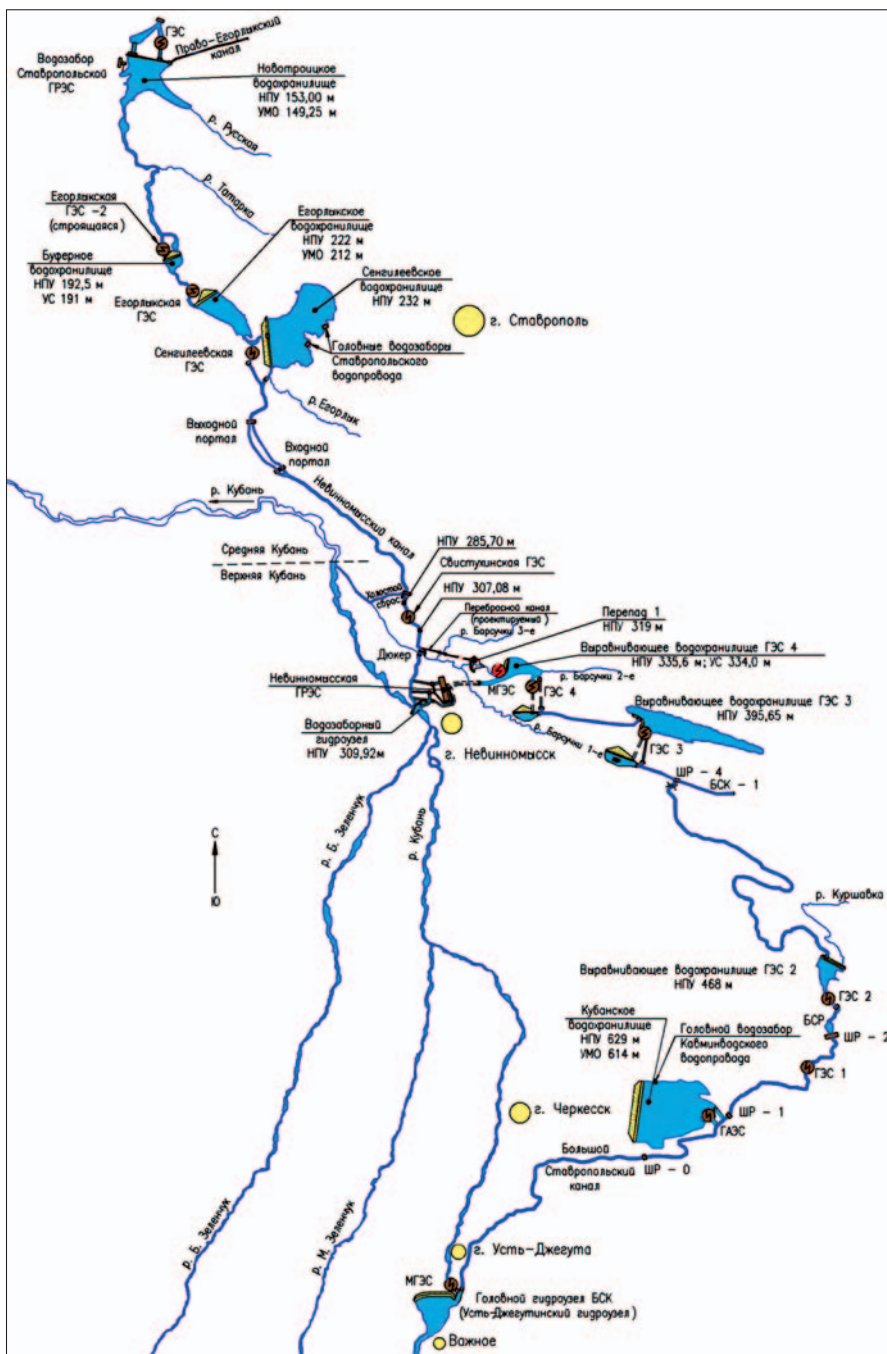


Схема Верхнекубанских каналов

голетнем объеме стока Верхней Кубани 4536 млн. м³, при этом обеспечиваются водоснабжение и орошение только западных районов Ставропольского края.

В целях дальнейшего освоения водных ресурсов и гидроэнергетического потенциала Верхней Кубани в 1954 – 1966 гг. при участии ОКБ института “Гидропроект” (ныне ОАО “Мособлгидропроект”) была разработана предпроектная и проектная документация на строительство Кубань-Калаусской оросительно-обводнительной системы (ККООС) с Большим Ставропольским каналом (БСК) и каскадом ГЭС. Строительство БСК было завершено в

1973 г., первый из гидроагрегатов начал выдавать электроэнергию в 1967 г.

Схема Верхнекубанских каналов показана на рисунке.

Пропускная способность головного участка БСК, берущего начало от Усть-Джегутинского гидроузла на р. Кубани, составляет 180 м³/с. Заканчивается головной участок канала шлюзом-регулятором № 1 и отводящим каналом, соединяющим БСК с ГАЭС и холостым водосбросом Кубанского водохранилища. В летний половодно-паводковый период большая часть воды следует напрямую через Кубанские ГЭС 1 и 2 (Куршавские) на орошаемые

земли центральных и северо-восточных районов Ставропольского края и через ГЭС 3 и 4 (Барсучковские) и ГРЭС — в Невинномысский канал и на Нижнюю Кубань. Другая часть воды через агрегаты ГАЭС, работающие в турбинном режиме, сбрасывается в Кубанское (Большое) водохранилище проектной полезной емкостью 500 млн. м³. Вода, накопленная летом в водохранилище, в зимний межженный период при работе ГАЭС в насосном режиме в необходимых объемах подается в БСК и через все Кубанские ГЭС поступает на Невинномысскую ГРЭС и другим водопользователям.

Годовой расчетный (обеспеченностью 75 %) объем водоподачи по БСК составляет в настоящее время 2014 млн. м³. С 1999 г. по проекту ОАО “Мособлгидропроект” осуществляется внутрибассейновая переброска части стока (около 800 млн. м³/год) рек Большой и Малый Зеленчуки через Зеленчукскую ГЭС в р. Кубань выше Усть-Джегутинского гидроузла. После завершения строительства каскада Зеленчукских ГЭС (Верхне- и Нижнекрасногорских ГЭС на р. Кубани) забор воды в БСК увеличится, что обеспечит до 230 ГВт · ч дополнительной выработки электроэнергии на каскаде Кубанских ГЭС. Дальнейшее развитие водохозяйственного комплекса Верхней Кубани связано со строительством регулирующего водохранилища на р. Аксаут (составляющая Малого Зеленчука) и увеличением полезного объема Кубанского водохранилища и пропускной способности головного участка БСК.

Основные характеристики каскада Кубанских ГЭС (ККГЭС) на современном этапе развития водохозяйственного комплекса Верхней Кубани приведены в табл. 1.

ГАЭС на Кубанском водохранилище стала объектом для проведения комплекса проектно-конструкторских и научно-исследовательских работ по использованию крупных насосных агрегатов для улучшения структуры энергетических систем. По

своему основному назначению (подача воды в магистральный канал) гидроагрегаты используются не более семи месяцев в году. С мая по сентябрь, при наполнении водохранилища, гидроагрегаты работают в турбинном режиме, обеспечивая выработку порядка 20 ГВт · ч экологически чистой электроэнергии.

Важным для исследований является и то обстоятельство, что напоры на гидроагрегатах в течение года меняются в довольно широком диапазоне — от 14,5 до 29,5 м.

За основу при проектировании обратимого гидроагрегата Кубанской ГАЭС был принят центробежный насос 8к-25. В целях сближения оптимальных зон работы агрегата в насосном и турбинном режимах вместо дорогостоящего двухскоростного двигатель-генератора было предложено использовать поворотные направляющие лопатки. Установка лопаток не приводит к принципиальному усложнению конструкции насоса и хотя на 1,0 – 1,5 % снижает максимальное значение КПД насоса в точке оптимального напора, но существенно, до 10 %, повышает КПД агрегата в турбинном режиме, особенно в зоне малых напоров.

Направляющие аппараты ГАЭС имеют шесть поворотных лопаток, служащих для регулирования режимов по напору. Изменение угла установки лопаток обеспечивается ручным механизмом поворота. Полный угол поворота лопаток составляет 17°.

На ГАЭС установлено шесть обратимых агрегатов 6ЗНТВ-30 завода “Уралгидромаш” с двигатель-генераторами ВГДС 260/64-20 завода “Уралэлектротяжмаш”. Весовые и стоимостные характеристики обратимого гидроагрегата отличаются от характеристик стандартного насосного агрегата в пределах 10 %.

Натурные испытания обратимых гидроагрегатов выполнены в 1969 – 1970 гг. кафедрой использования водной энергии МИСИ. Были детально исследованы переходные процессы при пусках и

Т а б л и ц а 1

Показатель	ГЭС-1	ГЭС-2	ГЭС-3	ГЭС-4	ККГЭС
Количество гидроагрегатов, шт.	2	4	3	3	12
Установленная мощность, МВт	41,2	184	87,0	75,6	387,8
Среднегодовая выработка электроэнергии, ГВт · ч	244	705	255	221	1425
Расчетный напор, м	47,48	118,36	59,2	53,7	278,7
Расход при расчетном напоре, м ³ /с	2 × 45	4 × 45	3 × 56,1	3 × 53,5	–
Диаметр рабочего колеса, м	2,5	2,5	2,5	2,5	–
Общий вес гидроагрегатов, т	621,3	1580,8	1081,5	1081,5	4365

остановках агрегатов, при сбросах нагрузки в турбинном режиме и при внезапном отключении от сети при работе в насосном режиме. На основании выполненных исследований была разработана методика расчета переходных режимов. Исследования показали также необходимость учета при расчетах прочности конструкции направляющего аппарата нагрузок, возникающих при потере привода в насосном режиме. По результатам исследований были даны рекомендации по безопасным режимам пуска и останова обратимых агрегатов в обоих режимах.

Агрегаты ГАЭС оборудованы дисковыми затворами. Водоприемник ГАЭС принят сифонного типа и оборудован клапанами срыва вакуума, которые срабатывают по команде диспетчера, а также автоматически от импульсов защиты (при отказе дискового затвора) и в случае потери питания собственных нужд. Напорные трубопроводы ГАЭС выполнены унифицированными для всего каскада — из сборных предварительно напряженных железобетонных труб диаметром 4 м, рассчитанных на напор 80 м.

ГАЭС оборудована двумя стандартными мостовыми кранами, один из которых располагается в закрытом помещении машзала, а другой — на открытой железобетонной эстакаде. Последний предназ-

начался для обслуживания монтажных и ремонтных работ с гидроагрегатами, а также для маневрирования решетками и ремонтными затворами отсасывающих труб. После аварийного затопления машзала решетки заменены на аварийно-ремонтные колесные затворы, которые постоянно находятся в подвешенном положении и удерживаются на тормозах стационарных канатных механизмов. Затворы рассчитаны на перекрытие отверстий в потоке под полным напором за счет собственного веса. Управление механизмами автоматическое и дистанционное.

При проектировании ККГЭС одним из основных принципов выбора гидросилового и механического оборудования явилась его унификация в возможных пределах. На всех ГЭС каскада установлены радиально-осевые турбины с одинаковым диаметром рабочего колеса 2,5 м. Это позволило применить гидрогенераторы с примерно одинаковыми наружными габаритами. Следствием этого явилась унификация размеров агрегатных блоков станций, напорных дериваций и водоприемников с их оборудованием.

Основные параметры агрегатов ККГЭС приведены в табл. 2.

Т а б л и ц а 2

Показатель	ГЭС-1	ГЭС-2	ГЭС-3	ГЭС-4
Турбина	РО-702-ВМ-250	РО-638-ВМ-250	РО-75/728 ^б -В-250	РО-75/728 ^б -В-250
Мощность номинальная, МВт	19,25	48,1	30	30
Напор расчетный, м	47,48	118,36	59,2	53,7
Расчетный расход, м ³ /с	45,0	45,0	56,1	53,35
Частота вращения, об/мин:				
номинальная	187,5	300	250	250
разгонная	370	600	500	480
Общий вес турбины, т	95,65	95,20	120,5	120,5
Регулятор	РС-К1	РС-К1	ЭГРМ-100	ЭГРМ-100
МНУ	МНУ-1-25	МНУ-1-25	МНУ-1,6-1/40	МНУ-1,6-1/40
Генератор	ВГС-525/119-32	ВГС-525/150-20	ВГС-527/110-24	ВГС-527/110-24
Мощность номинальная, МВА	20,6	51,0	32,25	32,25
Напряжение, кВ	10,5	10,5	10,5	10,5
Маховой момент ротора, т · м ²	1250	1500	1140	1140
Общий вес, т	215	300	240	240
Длина трубопроводов, м	2 × 723	4 × 1535	3 × 480	3 × 850

Проточная часть всех гидротурбин выполнена в виде металлической спиральной камеры круглого сечения с углом охвата 345° .

Конструкция гидротурбин ГЭС-1 и ГЭС-2 и всех ее узлов разработана заводом “Уралгидромаш”, гидротурбины ГЭС-3 и ГЭС-4 и дисковый предтурбинный затвор ГЭС-2 разработаны и изготовлены Харьковским турбинным заводом. В процессе эксплуатации рабочие колеса и крышки турбин ГЭС-1 и ГЭС-2 были заменены на изготовленные также Харьковским турбинным заводом. Все гидрогенераторы изготовлены заводом “Уралэлектротяжмаш”.

Большой объем исследований был выполнен к выбору режимов регулирования гидроагрегатов, так как практиковавшееся в то время жесткое ограничение времени закрытия направляющих аппаратов на ГЭС с длинными напорными трубопроводами приводит к возникновению в переходных режимах больших гидродинамических нагрузок. Это вызывает необходимость сооружения дорогостоящих уравнивающих резервуаров и устройства холостых водовыпусков. Однако с развитием энергосистем уменьшаются относительная величина колебаний нагрузки и связанные с этим отклонения частоты, а периодичность колебаний, на которые реагируют системы автоматического регулирования частоты, измеряется не секундами, как в изолированных системах, а минутами.

Определяющими надежность и безопасность работы оборудования и сооружений ГЭС в крупных энергосистемах являются режимы работы гидроагрегата при отрыве его от сети. При этом сбросы нагрузки не должны рассматриваться как аварийные и агрегаты после них должны быть готовы к незамедлительному повторному включению в сеть. Эти и целый ряд других вопросов, связанных с назначением режимов регулирования гидротурбин, впервые в отечественной практике были подробно и комплексно исследованы при проектировании Кубанских ГЭС. На основании проектных проработок и результатов исследований впервые в практике мирового гидростроительства было решено отказаться от сооружения уравнивающих резервуаров за счет применения специальных режимов регулирования гидротурбин, характеризующихся увеличением времени полного хода сервомоторов направляющего аппарата до 20 – 40 с (при обычных 5 – 7 с). Повышение частоты вращения при отключении агрегата от сети должно было достигать в соответствии с расчетами 80 – 90 % (против обычных 40 – 50 %). Надежность работы энергосистемы при этом не снижается, а экономия составила около 10 % общей стоимости станционных узлов ККГЭС.

Для обслуживания тяжеловесного оборудования гидроагрегатов ККГЭС применен козловой кран грузоподъемностью $200 + 30/10$ т специальной конструкции. Проект крана был разработан применительно к обслуживанию оборудования ГЭС-2, но в целях унификации этот проект со снижением грузоподъемности до $100 + 30/10$ т был применен и к ГЭС-1. Грузоподъемность механизма главного подъема была снижена путем уменьшения числа ниток полиспаста с восьми до четырех. Конструктивно кран имеет две консоли, на которые выбегает специальная грузовая тележка, снабженная двумя грузовыми подвесками г. п. 30 т и 10 т. Грузовая подвеска г. п. 10 т предназначена для маневрирования ремонтным затвором отсасывающих труб. Подвеска г. п. 30 т используется для обслуживания монтажных и ремонтных работ с дисковыми предтурбинными затворами ГЭС-2. Вертикальные грузотранспортные операции главной грузовой подвеской осуществляются через проемы в крыше машзала, перекрываемые железобетонными крышками.

ГЭС-1 и ГЭС-2 имеют пониженные машзалы, внутри которых для обслуживания монтажа и ремонта вспомогательного оборудования гидроагрегатов установлены мостовые краны грузоподъемностью 10 т. На ГЭС-3 и ГЭС-4, имеющих надземные закрытые машзалы, установлены стандартные мостовые электрические краны грузоподъемностью 125/20 тс, пролетом 13 м. Для маневрирования ремонтными затворами отсасывающих труб применены специальные козловые электрические краны г. п. 2×5 тс, пролетом 3 м.

Напорные трубопроводы на всех ГЭС каскада, кроме ГЭС-2, выполнены из сборных предварительно напряженных железобетонных труб диаметром 4 м, рассчитанных на напор 80 м. На ГЭС-1 трубопроводы уложены в две нитки, на ГЭС-3 и ГЭС-4 — в три.

На ГЭС-2 трубопроводы уложены в четыре нитки. Две нитки выполнены из металла и представляют собой открытые, свободно уложенные на опоры трубы диаметром 4 и 3,8 м. Другие две нитки представляют собой комбинированную конструкцию: верхние участки выполнены из сборных предварительно напряженных железобетонных труб диаметром 4 м, а нижние — из металлических, свободно уложенных труб диаметром 3,8 м. Металлические трубы в местах примыкания к зданию ГЭС рассчитаны на давление 147,0 м с учетом гидроудара.

Водоприемники деривационных ГЭС традиционно оборудуются быстропадающими плоскими аварийно-ремонтными затворами. При этом общеизвестно, что затворы водоприемников не всегда надежно перекрывают водопропускные пролеты в

результате перекосов в пазы или забивки пазов мусором и наносами. Кроме того, через уплотнения затворов наблюдаются протечки воды, что затрудняет эксплуатацию ГЭС.

При проектировании Кубанских ГЭС был разработан водоприемник другого типа, в котором функции аварийно-ремонтного затвора выполняет сифонный оголовок трубопроводов. От традиционного водоприемника в сифонном сохранились только пазы для установки сороудерживающих решеток и оборудование для маневрирования ими и очистки. Выполненные натурные испытания по самозарядке сифонов позволили отказаться и от установки на них вакуум-насосов. Водоприемники всех ГЭС унифицированы и отличаются только количеством водопропускных отверстий, соответствующих количеству ниток трубопроводов.

В составе гидросооружений ККГЭС имеются пять холостых водосбросов: на ГАЭС, ГЭС-1, ГЭС-3, ГЭС-4 и на выравнивающем водохранилище ГЭС-4. Компоновка оголовков всех водосбросов по составу и типу механического оборудования унифицирована и отличается только его количеством. В состав оборудования входят основные плоские колесные затворы, аварийно-ремонтные плоские колесные затворы и механизмы для маневрирования ими. Основные затворы предназначены для работы в автоматическом режиме.

Необходимо отметить, что с переводом Невинномысской ГРЭС на обратное водоснабжение и резким снижением ее потребностей в воде возникла необходимость увеличения пропускной способности холостого водосброса выравнивающего водохранилища ГЭС-4. Наиболее рациональным вариантом этого мероприятия является пристройка к гидроузлу на р. Барсучки малой ГЭС, через агрегаты которой в целях использования возобновляемого источника для производства электроэнергии будут пропускаться не только дополнительные водные ресурсы, освободившиеся при переводе ГРЭС на обратное водоснабжение, но и сбрасываемый вхолостую санитарный попуск и паводковый сток реки.

Регулирование расходов воды на отдельных участках магистрального канала в соответствии с

графиком подачи воды для ирригации и энергетики осуществляется шлюзами-регуляторами (ШР). ШР служат также для сопряжения канала с бассейнами суточного регулирования ГЭС.

Всего на участке сооружений ККГЭС расположено семь ШР, все, кроме ШР-0, унифицированы. Основные плоские колесные затворы перекрывают по три водопропускных пролета шириной 6 и высотой 3,8 м, рассчитанные на напор 6 м. Основные затворы предназначены для работы в автоматическом режиме регулирования расходов воды. Маневрирование затворами осуществляется стационарными канатными механизмами грузоподъемностью 2×15 т.

На случай аварии и для ремонта основных затворов каждый ШР оснащен по одному аварийно-ремонтному и ремонтному затвору. Аварийно-ремонтный плоский колесный затвор рассчитан на перекрытие со стороны верхнего бьефа любого пролета ШР в текущую воду под напором. Ремонтный затвор устанавливается в пазы с нижнего бьефа в спокойную воду. Маневрирование аварийно-ремонтным и ремонтным затворами осуществляется специальной катушкой лебедкой грузоподъемностью $2 \times 7,5/2 \times 7,5$ т.

Выводы

Более чем 40-летний опыт эксплуатации ГЭС Кубанского каскада подтвердил правильность принятых в свое время проектных решений и выявил некоторые недостатки, подлежащие устранению в ходе подготовки проектной документации к планируемой на ближайшие годы комплексной полномасштабной реконструкции ККГЭС.

Особое внимание при реконструкции ККГЭС, являющейся пионерным проектом ОАО "РусГидро" в каскадном принципе организации работ, предполагается уделить дальнейшей унификации компоновок и оборудования, а также организации централизованного, максимально автоматизированного мониторинга состояния и управления работой всего комплекса сооружений и оборудования.

Реконструкция Баксанской гидроэлектростанции

Александрова Ж. А., начальник отдела экологической безопасности
(ОАО “Мособлгидропроект”)

Рассказывается об истории создания Баксанской ГЭС, о эксплуатации, современном состоянии оборудования и строительных конструкций.

Ключевые слова: Баксанская ГЭС, реконструкция сооружений, строительство, эксплуатация.

Дореволюционный уровень электроэнергетики Ставропольского края и Кабардино-Балкарии был крайне низок. В городах существовали мелкие дизельные установки частных предпринимателей.

Для подъема народного хозяйства, разработки разведанных месторождений вольфрамо-молибденовых руд в районе г. Тырнауза нужна была мощная энергетическая база. Такой базой и основой для будущих энергосистем Кабардино-Балкарии и Ставропольского края стала Баксанская гидроэлектростанция, расположенная на р. Баксан (рис. 1).

Первые упоминания о возможности использования р. Баксан для выработки электроэнергии относятся к началу XX в. В 1911 г. инженер Ляпушинский впервые представил эскизный проект использования р. Баксан, текущей с ледников горы Эльбрус и Главного Кавказского хребта, для электрификации Владикавказской железной дороги.

В 1918 г. по приказу Комиссариата Кавминвод была организована первая экспедиция в верховьях рек Баксан, Кубань и Малка для изыскательских работ по сооружению мощной по тем временам гидроэлектростанции. В 1928 г. было принято решение о строительстве Баксанской ГЭС. Титул на ее строительство в соответствии с планом ГОЭЛРО был утвержден 26 ноября 1929 г.

Баксанская ГЭС проектировалась в основном для электроснабжения потребителей Кабардино-Балкарии, кавминводских городов и железнодорожных веток Минводы – Кисловодск, Минводы – Железноводск.

Первоначальный проект станции дорабатывался специальной комиссией под председательством профессора Графова, одного из руководителей Волховстроя.

К апрелю 1930 г. развернулось строительство Баксанской ГЭС. Предстояло возвести головной



Рис. 1. Вид на Баксанскую ГЭС с нижнего бьефа

узел в с. Заюково, протянуть 10-километровый деривационный канал от Заюково до Кызбуруна-1 и построить стационарный узел от напорного бассейна до здания ГЭС с отводящим каналом и холостым водосбросом. Одновременно строились линии электропередач и подстанции. Руководитель строительства Евсей Григорьевич Вайнруб назвал комплекс сооружений Баксанской ГЭС “энциклопедией гидротехники”.

На стройке не хватало квалифицированных кадров. Большинство строителей, начавших сооружение ГЭС, были местные жители — бывшие земледельцы и чабаны, знавшие сельский труд, но не имевшие ни малейшего представления о технике, индустриальных методах работы. После завершения строительства, получив новые специальности, они остались работать на Баксанской ГЭС.

Стройке помогала вся страна. В ущелье Кавказа приехали высококвалифицированные слесари, токари, электромонтеры, монтажники, сварщики, сотни представителей других профессий, прошедшие школу на крупных стройках. ЦК ВЛКСМ направил на Баксанстрой 500 строителей Днепрогэса, 200 шахтопроходчиков Донбасса, метростроевцев Москвы, добровольцев Урала, Ростова, Ленинграда и других городов СССР.

Несмотря на примитивные строительные технику и технологию Баксанская ГЭС была построена в относительно короткие сроки. Спустя семь с половиной лет, в сентябре 1936 г., был пущен первый гидроагрегат мощностью 8,3 МВт, второй — в конце ноября. На проектную мощность 25 МВт Баксанская ГЭС вышла в 1938 г. К этому же времени коллектив Баксанстроя завершил строительство ВЛ-110 кВ. Кроме того, были построены ВЛ-35 кВ: Машук – Бештау – Минводы – ДЭС (дизельная электростанция в Минводах), Машук – Эссентуки – Минутка (Кисловодск), Машук – Пятигорск и подстанции 35 кВ Нальчик, Тырныауз, Пятигорск, Минводы, Эссентуки, Кисловодск, Бештау.

Ввод в эксплуатацию Баксанского гидроузла знаменовал собой начало развития энергетики в Северокавказском регионе. Баксанская ГЭС обеспечила энергией Кабардино-Балкарскую Республику и города-курорты Кавказских Минеральных Вод. По железнодорожным веткам Минводы – Кисловодск и Минводы – Железноводск были пущены электрички.

За предвоенные годы Баксанская ГЭС выработала миллионы киловатт-часов дешевой электроэнергии, ставшие достойным вкладом в дело индустриализации страны.

Великая Отечественная война нарушила мирный труд людей и подвергла их неимоверным испытаниям. Из-за стремительного продвижения немецких войск к Кавказскому хребту в 1942 г. не

было ни времени, ни средств, чтобы демонтировать и эвакуировать основное оборудование Баксанской ГЭС. По указанию Кабардино-Балкарского обкома ВКП(б) руководство Баксанского энергокомбината провело совещание с участием саперов Красной Армии, на котором был намечен план вывода из строя Баксанской ГЭС с таким расчетом, чтобы немцы не смогли воспользоваться энергией электростанции и чтобы ее можно было быстро восстановить после ухода фашистов. Когда враг был уже в г. Прохладном, руководители ГЭС в ночь на 30 августа 1942 г. с помощью военных вывели из строя плотину и напорные трубопроводы.

После поражения немцев под Сталинградом началось отступление немецких частей с Северного Кавказа. Они уничтожали все, что могло бы содействовать укреплению промышленности и военного потенциала СССР. Были взорваны каркас здания, все три агрегата, щит управления, ЗРУ, холостой водосброс, все оборудование открытой подстанции 110 кВ.

В феврале 1943 г. начались восстановительные работы на Баксанской ГЭС. По приказу Минэнерго СССР восстановление было поручено тресту “Храмгэсстрой”. Первый агрегат был включен в декабре 1943 г., второй и третий — в 1944 г. В конце 1944 г. от Баксанской ГЭС было подано напряжение на подстанции Нальчик, Машук и Тырныаузский комбинат. Полностью восстановительные работы завершились в 1946 г.

На этапе восстановления и в послевоенные годы была реконструирована автоматика Баксанской ГЭС. Внедрение автоматики и правильная организация труда позволили сократить численность работников гидроэлектростанции с 300 до 47 человек.

Современное состояние Баксанской ГЭС. Баксанская ГЭС проработала более 70 лет без замены оборудования. К настоящему времени основное и вспомогательное гидросиловое оборудование морально устарело и физически изношено.

В состав Баксанской ГЭС входят (рис. 2):

гидротехнические сооружения головного узла на р. Баксан — водосливная плотина, сифонный водосброс, отстойник, шлюз-регулятор и аванкамера;

гидротехнические сооружения, составляющие деривацию (открытую и закрытую части), — деривационный канал, туннель № 1, туннель № 2, туннельный комплекс № 3, акведуки № 1, 2, 3;

гидротехнические сооружения напорно-станционного узла — напорный бассейн, холостой водосброс, водоприемник ГЭС, турбинные водоводы, бассейн суточного регулирования (БСР), перепускной туннель между БСР и напорным бассейном со шлюзом, здание ГЭС, отводящий канал.

Схема Баксанской ГЭС

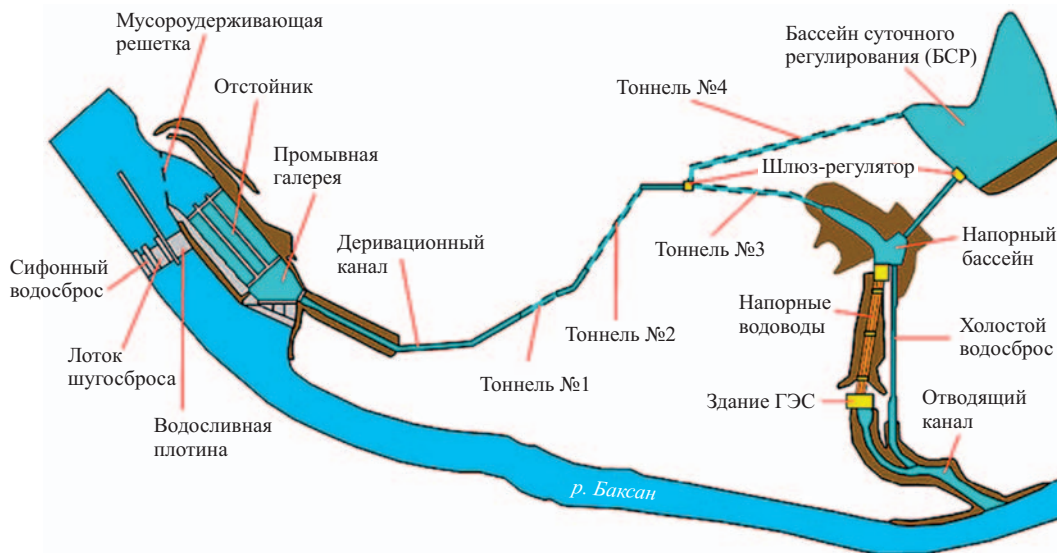


Рис. 2. Схема Баксанской ГЭС

На сооружениях головного и станционного узлов отмечаются признаки старения железобетонных и бутобетонных конструкций, образование трещин и локальных повреждений в зоне переменного уровня воды, а также повреждения бетона вследствие истирания поверхности наносами. За период эксплуатации произошло старение монолитного железобетона облицовки на деривационном канале. Имеются локальные просадки железобетонных плит крепления канала. Сооружения на канале (селедуки, боковые аварийные водосбросы, шугосборы) неработоспособны из-за разрушения отводящих трактов в р. Баксан.

Р. Баксан несет большое количество твердого стока. Существующий трехкамерный отстойник был рассчитан на осаждение частиц крупнее 0,2 – 0,25 мм. С этой задачей он успешно справлялся. Однако с пуском в 1958 г. Тырныаузского горно-обогатительного комбината к водозабору ГЭС стали поступать частицы мельче 0,2 мм, обладающие высокой твердостью. Это привело к быстрому износу лопастей турбин и проточной части ГЭС.

В зимний период р. Баксан несет большое количество шуги. Имеющиеся шугосбросы со своей задачей не справляются. Наибольшее негативное развитие процессы шугообразования получили в 1949 г., когда из-за образования ледяных пробок по всей трассе деривации до напорного бассейна Баксанскую ГЭС пришлось остановить. После очистки деривации и пуска ГЭС оставшийся битый лед вместе с движущейся водой вызвал подъем уровня воды в канале с переливом за земляную дамбу. Опасность аварии размыва была устранена путем уменьшения пуска воды в деривацию.

Водозаборный узел Баксанской ГЭС расположен на излучине реки. Это обстоятельство ведет к усиленному отложению наносов у правого берега. Наличие отмели способствует образованию затонов во время мощных шугоходов.

Напорные водоводы гидроэлектростанции расположены на склоне, который сложен слабосцементированными песчано-гравийно-галечными грунтами. Обследования положения трубопроводов, проведенные в 1978 – 1980 гг. институтом “Нальчикгражданпроект”, показали смещение анкерных опор водоводов.

За период эксплуатации металлические водоводы ГЭС истерлись, имеет место очаговая коррозия металла.

Проводимый в настоящее время контроль за состоянием гидротехнических сооружений Баксанской ГЭС не отвечает современным требованиям, предъявляемым к сооружениям III класса. Эксплуатационной службой проводится визуальный контроль за состоянием гидротехнических сооружений, инструментальный контроль не проводится.

В период проектирования и строительства Красноярской ГЭС один из энергоблоков Баксанской ГЭС был переоборудован для модельных исследований агрегатов Красноярской ГЭС. В этом состоянии он находится и сейчас.

В 1987 г. приказом Минэнерго СССР Баксанская ГЭС включена в перечень объектов, подлежащих реконструкции. В 1989 г. институт “Мособлгидропроект” составил ТЭР “Реконструкция и перевооружение Баксанской ГЭС”. В соответствии с заданием ТЭР были рассмотрены варианты с увеличением и без увеличения мощности гидроэлектростанции. В процессе проектирования выявлено,

что лимитирующим по пропускной способности участком деривации является концевой туннельный участок, увеличение водоподачи по нему приводит к переводу работы туннеля в напорный режим.

Технические решения ТЭР, разработанные в 1991 г., до настоящего времени не реализованы. За 20 лет ухудшилось состояние оборудования и отдельных гидротехнических сооружений (акведуки № 1, 2, 3 пришли в аварийное состояние).

Для принятия технических решений по реконструкции Баксанской ГЭС необходимо провести инженерно-изыскательские работы и обследование строительных конструкций.

Выполненные работы по ремонту гидротехнических сооружений и механического оборудования позволили на некоторое время улучшить эксплуатационные условия работы Баксанской ГЭС.

Комплексную реконструкцию Баксанской ГЭС предполагалось начать в 2014 г.

В ночь с 20 на 21 июля 2010 г. на Баксанской ГЭС был совершен террористический акт. Под три гидроагрегата были заложены взрывные устройства, два из которых сработали (гидроагрегаты № 1 и № 2). Взрывное устройство под третьим гидроагрегатом не сработало, его обезвредили.

В результате взрывов в машинном зале станции возник пожар, горело масло, которое вытекло из поврежденного оборудования.

Благодаря оперативным действиям сотрудников станции, ГЭС была остановлена, поток воды сбрасывался через холостой водосброс в реку.

Гидротехнические сооружения головного узла, деривационного канала и станционного узла не пострадали.

Правительство РФ приняло решение экстренно разработать план по неотложным восстановительным работам и комплексной реконструкции Баксанской ГЭС. По мнению ОАО «Русгидро» на вос-

становление и реконструкцию станции потребуется 2 – 2,5 года.

Для принятия технических решений по комплексной реконструкции станции необходимо будет провести инженерно-изыскательские работы и обследование строительных конструкций. Комплексная реконструкция Баксанской ГЭС будет проводиться в соответствии с действующей нормативной базой РФ в области строительства и безопасности гидротехнических сооружений.

Генеральным проектировщиком комплексной реконструкции Баксанской ГЭС назначено ОАО «Мособлгидропроект»

Создание Баксанской ГЭС и результаты ее работы показывают, что использование собственных, постоянно возобновляемых и экологически чистых ресурсов на Северном Кавказе, технический потенциал которых оценивается в 7 млрд. кВт · ч, является основным направлением дальнейшего наращивания электрогенерирующих мощностей в Кабардино-Балкарской Республике.

Выводы

1. Баксанская ГЭС проработала более 70 лет без замены оборудования. К настоящему времени основное и вспомогательное оборудование морально устарело и физически изнашивается. События, произошедшие в июле 2010 г. привели к невозможности дальнейшей эксплуатации ГЭС в качестве надежного источника электроэнергии.

2. В настоящее время отдельные гидротехнические сооружения Баксанской ГЭС находятся в предаварийном состоянии (акведуки № 1, 2, 3). Возможна их временная эксплуатация при условии разработки и осуществления проекта их реконструкции.

3. Осуществление комплексной реконструкции Баксанской ГЭС позволит в дальнейшем обеспечить её надежную и безопасную эксплуатацию.

К вопросу назначения критериев безопасности по устойчивости откосов подпорных сооружений из грунтовых материалов

Подвысоцкий А. А., кандидат технических наук,
Долгих А. П., инженер (ОАО “Мособлгидропроект”)

Рассмотрен вопрос определения критериальных значений $K1$ и $K2$ для ограждающей дамбы подводящего канала в зависимости от положения депрессионной кривой и сейсмического воздействия. Проведен анализ требований нормативных документов. Даны предложения по определению критериального значения $K2$ относительно устойчивости откосов искусственных насыпей.

Ключевые слова: критериальные значения $K1$ и $K2$, ограждающая дамба подводящего канала, депрессионная кривая, сейсмическое воздействие, устойчивость откосов.

По мере увеличения продолжительности эксплуатации гидросооружений, их модернизации, строительства в экстремальных по климатическим и геологическим условиям районах вопросы безопасности гидротехнических сооружений становятся все более актуальными и требуют их решения на современном уровне.

В настоящее время ввод в эксплуатацию нового гидроузла невозможен без предварительного утверждения декларации его безопасности. “Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений” [1] выделяет три эксплуатационных состояния сооружений: нормальное, при котором сооружение соответствует всем требованиям нормативных документов и проекта. При этом значения диагностических показателей состояния сооружения не превышают своих критериальных значений $K1$; потенциально опасное, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя стало больше своего первого уровня критериального значения $K1$; предаварийное, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя стало больше второго уровня критериальных значений $K2$.

Критериальные значения $K1$ и $K2$ назначаются отдельно для каждого эксплуатационного параметра, влияющего на безопасность эксплуатации сооружения в целом.

В Ставропольском крае близится к завершению строительство Егорлыкской ГЭС-2 по проекту ОАО “Мособлгидропроект”. Расчетной группой была

выполнена работа по определению критериев безопасности правобережной дамбы подводящего канала, входящего в состав сооружений гидроузла. Конечной целью являлось определение критериальных значений для оценки устойчивости низового откоса. За основу взят пример из Пособия [2], где в качестве фактора, влияющего на устойчивость откоса грунтовой насыпи, принимается положение поверхности депрессии. Дамба сложена глинистыми грунтами и имеет заложение откосов 1:3. На низовом откосе располагается наклонный дренаж. Высота дамбы по низовому откосу составляет 5,4 м. Сооружению присвоен второй класс. Поперечный разрез дамбы представлен на рис. 1.

Работа состояла из двух основных частей: проведения фильтрационных расчетов и определения коэффициентов устойчивости откоса дамбы для основного и особого сочетаний нагрузок. В итоге по результатам фильтрационного расчета определялись критериальные значения отметок уровней в пьезометрах, расположенных на гребне и низовом откосе дамбы. Расчеты проводились в программно-вычислительном комплексе “ANSYS/CivilFEM”.

В соответствии со СНиП [3] расчет необходимо проводить для основного и особого сочетания нагрузок, причем особой может быть только одна нагрузка. В нашем случае это либо гидростатическое давление воды при форсированном подпорном уровне, либо сейсмическое воздействие. Важно отметить, что расчетная балльность в районе расположения Егорлыкской ГЭС-2 составляет 8 баллов по шкале MSK-64. Из указаний Пособия [2] следует, что критерий $K1$ определяется для основного сочетания нагрузок при нормальном подпорном уровне, а критерий $K2$ — для особого сочетания нагрузок при форсированном подпорном уровне. Таким образом, при определении критерия $K2$, в соответствии с указаниями СНиП, учитывать сейсмическое воздействие не следует, поскольку особая нагрузка (уровень при ФПУ) уже участвует в расчете.

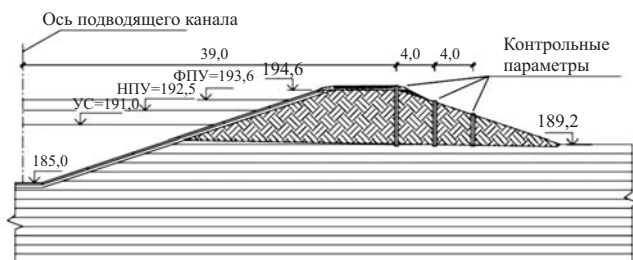


Рис. 1. Поперечный разрез дамбы подводящего канала

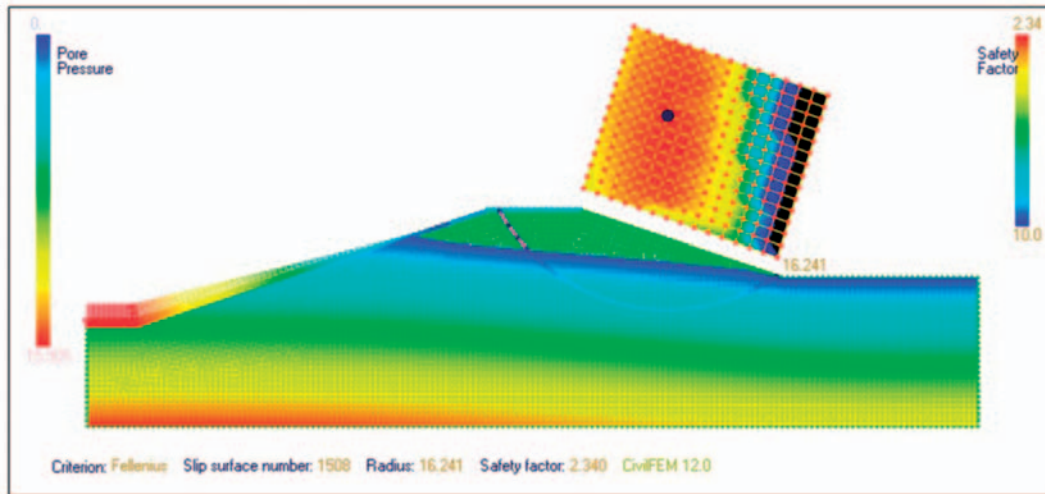


Рис. 2. Наиболее опасная поверхность скольжения низового откоса при нормальном подпорном уровне, коэффициент устойчивости откоса 2,34

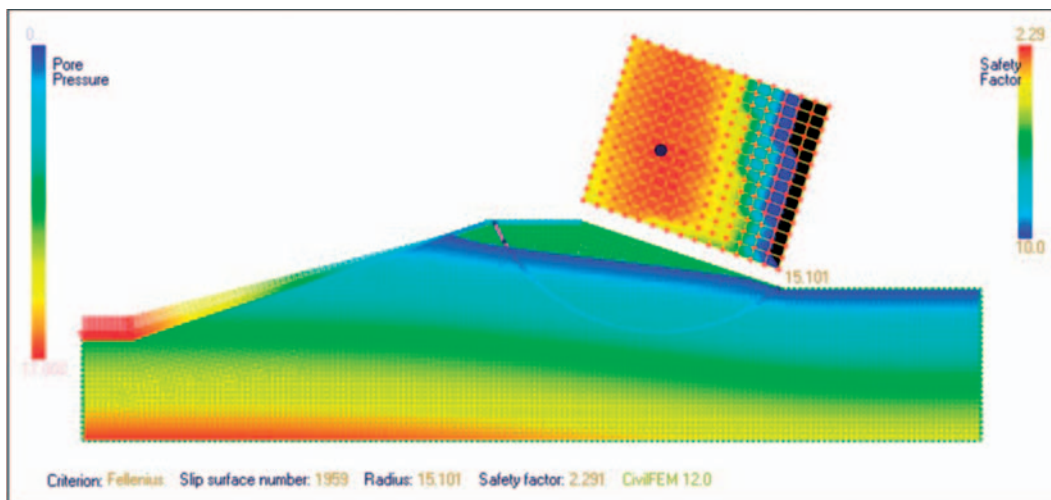


Рис. 3. Наиболее опасная поверхность скольжения низового откоса при форсированном подпорном уровне, коэффициент устойчивости откоса 2,29

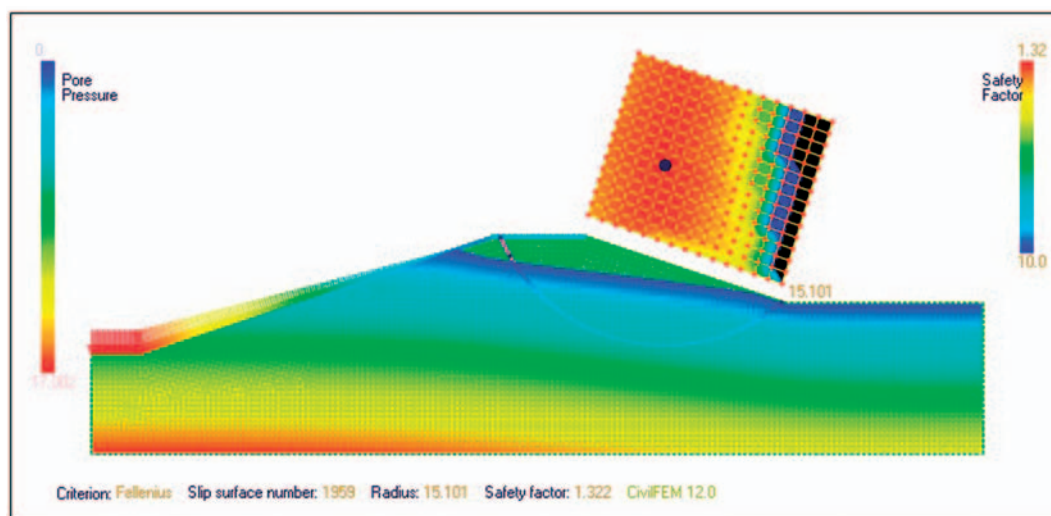


Рис. 4. Наиболее опасная поверхность скольжения низового откоса при форсированном подпорном уровне и сейсмическом воздействии, коэффициент устойчивости откоса 1,32

По результатам расчетов коэффициент запаса по устойчивости низового откоса при основном сочетании нагрузок составляет 2,34 (рис. 2). При особом сочетании нагрузок (только ФПУ) без учета сейсмического воздействия коэффициент запаса равен 2,29 (рис. 3). Столь незначительное изменение коэффициента запаса обусловлено близостью значений отметок нормального и форсированного подпорных уровней. При столь высоком значении коэффициента запаса в особом сочетании нагрузок согласно Методике [1] эксплуатационное состояние дамбы расценивается, как предаварийное. В то же время при одновременном учете форсированного подпорного уровня и сейсмического воздействия коэффициент запаса устойчивости низового откоса снижается до значения 1,32 (рис. 4), но данный случай не должен рассматриваться в связи с наличием двух особых нагрузок.

Как видно из представленных результатов, наибольшее влияние на устойчивость откоса оказывает именно учет сейсмического воздействия. Кроме того, форсированный подпорный уровень является расчетным уровнем при проектировании земляного подпорного сооружения и обязательно учитывается при определении минимально допустимого заложения откосов таким образом, чтобы коэффициент запаса по устойчивости откосов был не меньше, чем нормативный коэффициент надежности для данного класса сооружений.

По Методике [1] при наступлении потенциально опасного состояния, т.е. превышении хотя бы одним диагностируемым показателем значения $K1$, необходимо оповестить орган надзора и создать экспертную комиссию для уточнения уровня безопасности сооружения, а также принять оперативные меры по переводу сооружения в нормальное состояние. В случае превышения хотя бы одним диагностируемым показателем значения $K2$ наступает состояние, при котором дальнейшая эксплуатация сооружения в проектных режимах является нарушением федерального закона.

Таким образом, из [1] следует, что необходимость оповещения органов надзора возникает уже при превышении уровня воды в канале выше НПУ, в то время как это является расчетным режимом эксплуатации сооружения. Кроме того, в рассматриваемом случае достижение отметки воды в канале форсированного подпорного уровня не приведет к таким последствиям, как размывы, подтопления и т.д., требующим проведения восстановительных работ.

Вызывает вопрос и то обстоятельство, что главный критерий наступления предаварийного состоя-

ния сооружения $K2$, в данном случае обрушения низового откоса, напрямую не связан с численным значением коэффициента устойчивости, определенным для данных эксплуатационных условий. При проектировании грунтовых гидротехнических сооружений вероятен случай, когда вследствие особых условий компоновки заложение откоса может быть меньше требуемого расчетного, а соответствующий коэффициент запаса будет при этом существенно превосходить нормативный даже при повышенном уровне воды. Очевидно, что мероприятия по ограничению эксплуатации сооружения в таком случае не будут иметь должного обоснования и могут привести к значительным финансовым потерям.

Положение поверхности депрессии влияет на конструктивные параметры сооружения, а также на условия промерзания низового откоса. При определении параметров $K1$ и $K2$ для устойчивости откоса положение депрессионной поверхности является не единственным определяющим фактором. Выше было показано, что сейсмическое воздействие может оказать значительно большее влияние на устойчивость откоса, чем положение в верхнем бьефе. В данном случае имеет смысл назначения $K2$ в зависимости от коэффициента устойчивости откоса, т.е. $K2$ должен соответствовать такому уровню воды в канале, при котором коэффициент запаса по устойчивости откоса станет равным нормативному для данного класса сооружений. Если даже при максимально возможном уровне коэффициент устойчивости превышает нормативный, то в качестве его определяющего фактора положение поверхности депрессии использоваться не может.

Выводы

Из представленного материала следует, что существует необходимость разработки дополнительных рекомендаций в [2] по определению критериальных значений $K1$ и $K2$ отдельно для каждого диагностируемого показателя гидротехнических сооружений. Обоснованный анализ факторов, влияющих на безопасность гидросооружений, позволит более полно подходить к вопросу оптимизации их конструкций.

Список литературы

1. Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений. — М.: НИИЭС, 2001.
2. Пособие к методике определения критериев безопасности гидротехнических сооружений. — М.: НИИЭС, 2004.
3. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. — М., 2004.

Расчёт прочности массивных железобетонных элементов с использованием метода эквивалентных оболочек

Долгих А. П., инженер, Подвысоцкий А. А., кандидат техн. наук
(ОАО “Мособлгидропроект”)

Представлены предпосылки разработки метода перехода от напряжений в узлах объёмных конечных элементов к внутренним усилиям эквивалентных оболочечных элементов, приведены теоретические обоснования и пример практической реализации.

Ключевые слова: расчет армирования массивных железобетонных элементов, методика эквивалентных оболочек, определение расчетного армирования бетонных сечений.

Расчет прочности железобетонных конструкций методом конечных элементов в настоящее время распространен очень широко. Существующие программно-вычислительные комплексы позволяют с высокой точностью определять внутренние усилия в тонкостенных плитных и балочных элементах. Эти значения используются в дальнейшем для расчета требуемого армирования в соответствии с нормативными документами.

Проектирование железобетонных конструкций гидротехнических сооружений имеет ряд особенностей, связанных в первую очередь с их массивностью. Под массивностью обычно понимают соотношение длины рассматриваемого элемента к размеру его поперечного сечения, равное 3 и менее. При моделировании таких конструкций использование оболочечных или балочных конечных элементов может привести к значительным погрешностям. Создать расчетную схему, максимально приближенную к реальной конструкции, позволяет использование объемных элементов. Проблема такого метода заключается в том, что в качестве результатов расчета программами выдаются значения узловых напряжений, в то время как существующие методики расчета необходимого армирования требуют использования нормальных сил и изгибающих моментов.

В Пособии [1] рекомендуется определять расчетное армирование в коротких консолях по значениям главных растягивающих напряжений:

$$\gamma_{lc}\gamma_n b h \bar{\sigma}_{mt} \leq \gamma_s / R_s A_s, \quad (1)$$

где γ_{lc} — коэффициент сочетания нагрузок; γ_n — коэффициент надежности по классу сооружения; b — ширина конструкции; h — расстояние между узлами сетки МКЭ; $\bar{\sigma}_{mt}$ — среднее значение главных растягивающих напряжений на заданном отрезке сечения; γ_s — коэффициент условий работы арматуры; R_s — расчетное сопротивление арматуры для предельных состояний первой группы; A_s — площадь рабочей арматуры.

Правомерность использования данной зависимости обуславливается практически полным совпадением направления главных растягивающих напряжений с фактической расстановкой стержней. Кроме того, принимается постоянство напряжений по ширине конструкции b , что соответствует расчетной схеме типа балка — стенка. В [2] зависимость (1) расширена возможностью учета схемы армирования элемента, а также работы арматуры на сдвиг (нагельный эффект).

В практике расчетов массивных гидротехнических сооружений нередки случаи, когда сложная геометрия и пространственная работа исключают возможность составления плоско-приведенной расчетной схемы и требуют исключительно трехмерной постановки. При этом напряженно-деформированное состояние расчетного элемента также принимает пространственный характер, что вызывает затруднения при выборе расчетных напряжений для использования по вышеизложенной методике.

В августе 2009 г. в модуле “CivilFEM”, являющемся приложением к программному комплексу “ANSYS”, появилась новая утилита, цель которой состоит в том, чтобы привести напряжения в объемных элементах к силам и моментам эквивалентной оболочки. Это позволяет рассчитывать требуемое армирование массивных элементов по традиционным нормативным методикам. Начальными данными для определения эквивалентной оболочки являются выделенные для расчета объемные элементы модели и узлы на внешней или внутренней поверхности объемных элементов. Для определения оболочки из железобетона также необходимо указать величину защитного слоя и материал для арматуры.

Используя полученную информацию, “CivilFEM” создает новые элементы оболочки, по которым и будут вычисляться внутренние усилия и армирование. Новые (фиктивные) элементы оболочки имеют геометрические и жесткостные свойства, определяемые “CivilFEM” в соответствии со свойствами объемных элементов. Важно подчеркнуть, что вновь созданные элементы не добавляются в

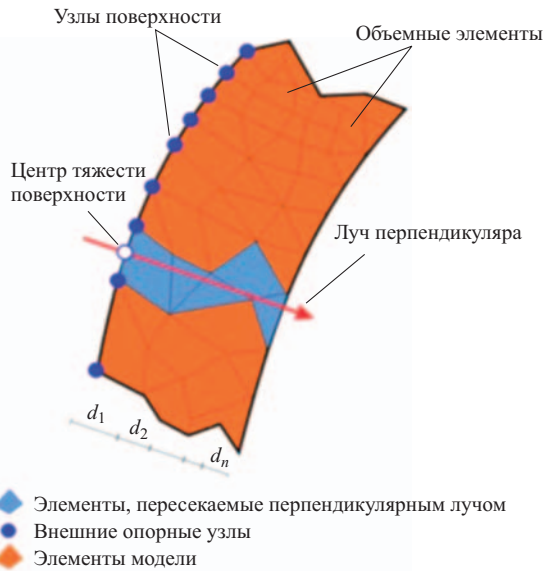


Рис. 1. Определение толщины эквивалентной оболочки

состав исходной конечно-элементной модели и никак не отражаются на ее расчетных свойствах. Новые элементы оболочки определяются на узлах, созданных независимо от существующей модели и имеющих ограничения по всем степеням свободы.

Определение толщины оболочки. Для определения толщины фиктивных элементов оболочки [3] “CivilFEM” откладывает лучи от центра тяжести поверхности внешних элементов. Эти лучи перпендикулярны поверхности и пересекают объемные элементы, как показано на рис. 1. Если луч не будет перпендикулярен наружной поверхности, то “CivilFEM” исправит направление луча так, чтобы его вектор был средней величиной перпендикулярных векторов к входным и выходным поверхностям. А если выход луча произойдет через боковую поверхность вместо противоположной, направление луча будет параллельно этой боковой поверхности.

Таким образом, толщина фиктивной оболочки определяется с учетом каждого объемного элемента, слагающего расчетное бетонное сечение. Тол-

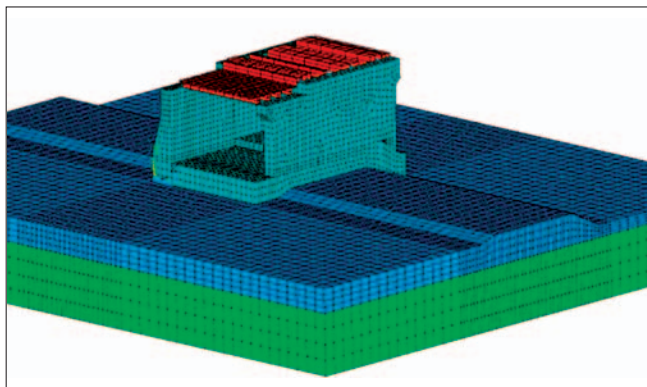


Рис. 2. Конечно-элементная модель сечения бетонной водосливной плотины с грунтовым основанием

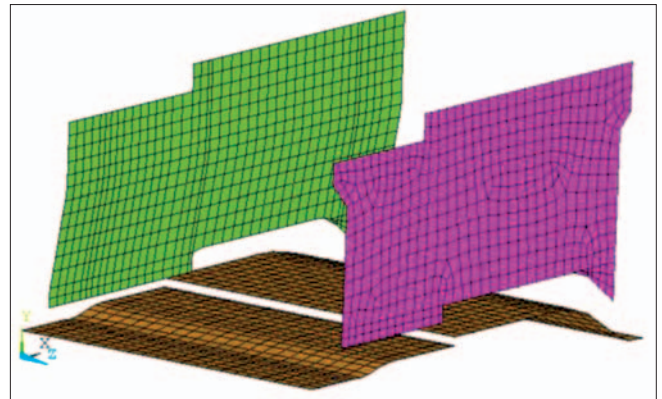


Рис. 3. Эквивалентная модель сечения бетонной водосливной плотины из фиктивных элементов оболочки

щина может быть округлена согласно предварительно заданному допуску или приведена к предварительно заданному значению.

После определения геометрических характеристик эквивалентных оболочек программа вычисляет значения внутренних усилий по узловым напряжениям объемных элементов.

Вычисление сил и моментов. Осевая сила в направлении x вычисляется по формуле

$$T_x = \int_d^1 \sigma_x dt \approx \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\sigma_{\xi} + \sigma_{\xi+1}}{2} |d_i - d_{i+1}| \quad (2)$$

где t — толщина конструкции в направлении оси x ; σ_x — нормальные напряжения в направлении оси x ; d_i — расстояние от точек вычисления до центра фиктивного элемента оболочки.

Аналогично для направления y .

$$T_y = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\sigma_{y_i} + \sigma_{y_{i+1}}}{2} |d_i - d_{i+1}| \quad (3)$$

В общем виде формулы для определения изгибающих моментов относительно осей x и y выглядят следующим образом:

$$M_x = \int_d^1 \sigma_x \xi dt; \quad (4)$$

$$M_y = \int_d^1 \sigma_y \xi dt; \quad (5)$$

где ξ — расстояние от каждой точки до центра.

Для вычисления моментов в программе используются следующие решения для выражений (4) и (5):

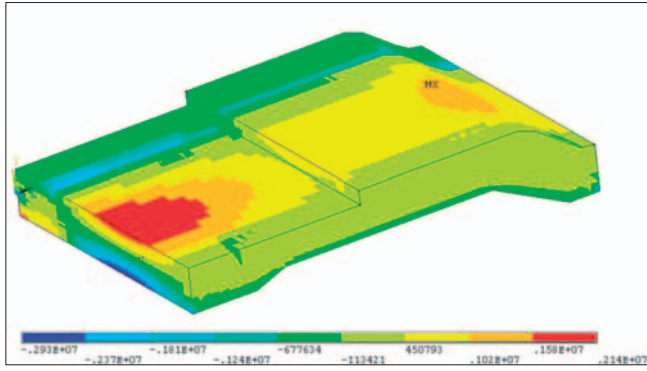


Рис. 4. Напряжения в направлении поперёк потока в фундаменте секции бетонной водосливной плотины из объёмных элементов

$$M_x = \sum_{i=2}^{n+1} \sigma_{\xi+1} |d_i - d_{i+1}| \left(d_{i+1} + \frac{d_i - d_{i+1}}{2} \right) + \frac{1}{2} (\sigma_{\xi} - \sigma_{\xi+1}) |d_i - d_{i+1}| \left(d_{i+1} + \frac{2(d_i - d_{i+1})}{3} \right); \quad (6)$$

$$M_y = -\sum_{i=2}^{n+1} \sigma_{\eta+1} |d_i - d_{i+1}| \left(d_{i+1} + \frac{d_i - d_{i+1}}{2} \right) + \frac{1}{2} (\sigma_{\eta} - \sigma_{\eta+1}) |d_i - d_{i+1}| \left(d_{i+1} + \frac{2(d_i - d_{i+1})}{3} \right). \quad (7)$$

Поперечные силы определяются интегрированием касательных напряжений τ_{zx} и τ_{zy} по толщине конструкции:

$$N_x = \int_d^1 \tau_{2x} dt = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\tau_{2xi} + \tau_{2xi+i}}{2} |d_i - d_{i+1}|; \quad (8)$$

$$N_x = \int_d^1 \tau_{2y} dt = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\tau_{2yi} + \tau_{2yi+i}}{2} |d_i - d_{i+1}|. \quad (9)$$

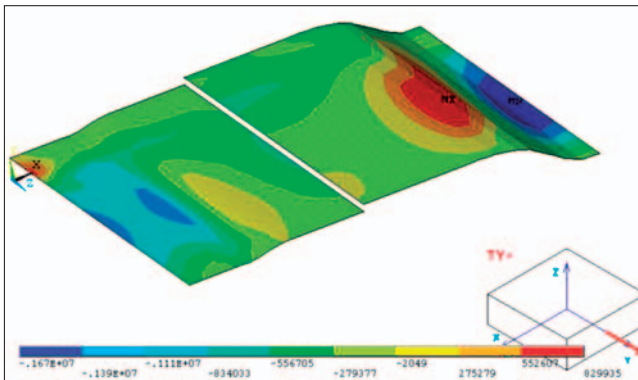


Рис. 5. Силы в направлении поперёк потока в фундаменте секции бетонной водосливной плотины из фиктивных элементов

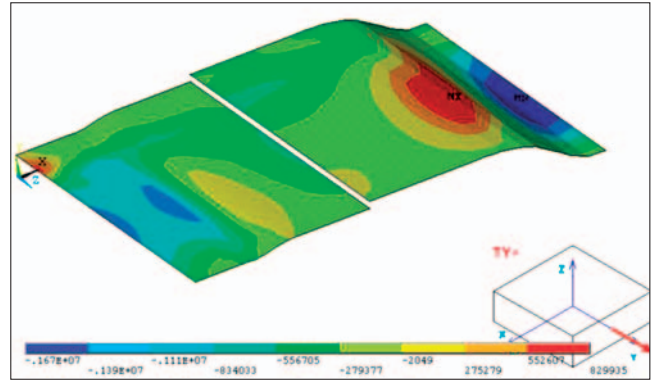


Рис. 6. Моменты в направлении поперёк потока в фундаменте секции бетонной водосливной плотины из фиктивных элементов

Крутящий момент вычисляется по формуле, аналогичной выражениям (6) и (7):

$$M_{xy} = -\sum_{i=2}^{n+1} \sigma_{\eta\gamma+1} |d_i - d_{i+1}| \left(d_{i+1} + \frac{d_i - d_{i+1}}{2} \right) + \frac{1}{2} (\sigma_{\eta\gamma} - \sigma_{\eta\gamma+1}) |d_i - d_{i+1}| \left(d_{i+1} + \frac{2(d_i - d_{i+1})}{3} \right). \quad (10)$$

Таким образом, на основе сложного напряженно-деформированного состояния объемных элементов вычисляются нормальные силы и моменты, необходимые для расчета требуемого армирования сечения в соответствии с выбранными нормативными документами.

Пример использования метода эквивалентных оболочек. На р. Иртыше в Омской области, в районе с. Красная Горка, по проекту ОАО “Мособлгидропроект” готовится к строительству Красногорский водоподъёмный гидроузел. В состав сооружений гидроузла входят две 6-секционные бетонные водосливные плотины, назначение которых пропуск бытовых и паводковых расходов, а также регулирование подпорных уровней. Регулирование уровней осуществляется в летний, осенний и зимний периоды эксплуатации. В весенний паводок регулирование уровней не осуществляется. Каждая секция

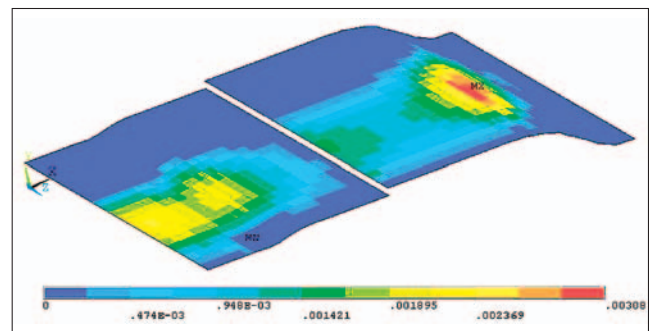


Рис. 7. Верхняя рабочая арматура поперёк потока в фундаменте секции бетонной водосливной плотины из фиктивных элементов

плотин отделена от соседних деформационными швами. Водосливные секции имеют следующие параметры: ширина водосливного пролета — 16,0 м, длина секции — 32,6 м, высота секции — от 15,7 м до 18,5 м; ширина бычка — 4,0 м; толщина фундаментной плиты — от 2,5 м (на участке размещения мостового переезда) до 3,6 м (щитовая и водосливная части).

При расчёте требуемого армирования бетонных водосливных секций в ОАО “Мособлгидропроект” впервые была применена методика построения эквивалентных оболочек по объёмным элементам. Конечно-элементная модель включала массив грунтового основания и бетонную водосливную секцию. Инженерно-геологическое основание левобережной бетонной водосливной плотины — песок средней крупности с расчётным модулем деформации $E_{\text{песка}} = 35$ МПа. Нижележащий слой представлен суглинками с расчётным модулем деформации $E_{\text{суглинок}} = 13$ МПа. Влияние соседних бетонных секций и земляной плотины учтено посредством приложения на поверхность грунтового основания распределённых нагрузок. Общее количество объёмных элементов в расчётной схеме 43 840 шт. Расчётная конечно-элементная схема приведена на рис. 2.

После проведения статического анализа в узлах объёмных элементов были получены параметры напряжённо-деформированного состояния.

Для получения внутренних усилий, возникающих в сечении фундаментной плиты и стенах, расчётная схема была приведена к эквивалентному виду, показанному на рис. 3. Разрывы между элементами стен и фундаментной плиты являются следствием приведения фактической толщины объёмных элементов к соответствующей жёсткости элементов оболочки. Поскольку эти элементы не входят в состав исходной расчётной схемы и не используются в анализе НДС, связывать их между собой не требуется.

Далее приводятся результаты расчётных этапов для определения верхней рабочей арматуры фундаментной плиты в направлении поперёк потока.

Изоповерхности распределения нормальных напряжений в фундаментной плите показаны на рис. 4. Как видно из рисунка, основная площадь плиты работает по схеме, близкой к чистому изгибу. Зона перемены знаков напряжений обусловлена работой боковой стены на восприятие давления обратной засыпки. На рис. 5 и 6 представлены изоповерхности продольных сил и изгибающих моментов, полученных в эквивалентных оболочках.

По представленным усилиям программными средствами “ANSYS”/“CivilFEM” выполнен расчёт армирования в соответствии с требованиями СП 52-101-2003. Изоповерхности требуемого верхнего армирования фундаментной плиты в направлении поперёк потока представлены на рис. 7.

Выводы

1. Проблема расчетного армирования массивных железобетонных конструкций очень актуальна при проектировании гидротехнических сооружений и их элементов.

2. Реализованная в программном комплексе “ANSYS”/“CivilFEM” методика эквивалентных оболочек позволяет обоснованно переходить от сложного напряженно-деформированного состояния объёмных конечных элементов к значениям приведенных внутренних усилий. Полученные таким образом усилия могут использоваться при определении расчетного армирования бетонных сечений в соответствии с нормативными документами.

3. В проектах ОАО “Мособлгидропроект” данная методика успешно применяется для расчёта массивных железобетонных конструкций.

Список литературы

1. *Пособие* по проектированию бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений (без предварительного напряжения) к СНиП 2.06.08-87. — Л.: ВНИИГ, 1991.
2. *Стандарт* организации ОАО РАО “ЕЭС России” СТО 17330282.27.140.002–2008.
3. *Documentation* CivilFEM release 12.0, Ingegiber, S. A.

Особенности гидротехнических и технологических решений в проекте технического водоснабжения АЭС “Белене”

Кондратьев В. Н., гл. специалист, Кощеева Л. М., начальник отдела,
Похожаев Е. А., инженер, Чернышев С. А., зав. группой,
кандидат техн. наук (ОАО “Мособлгидропроект”)

Отражены основные параметры энергоблока АЭС “Белене”, основанного на проекте нового поколения “АЭС-92” повышенной безопасности. Приведены особенности гидротехнических и технологических решений, примененных при проектировании системы основной охлаждающей воды, системы охлаждения неответственных потребителей и системы охлаждения ответственных потребителей АЭС с учетом требований заказчика, а также особенности расчета и функционирования системы охлаждения ответственных потребителей в режиме нормальной эксплуатации и во время преодоления аварии.

Ключевые слова: АЭС “Белене”, проект “АЭС-92”, техническое водоснабжение, система основной охлаждающей воды, система охлаждения неответственных потребителей, система охлаждения ответственных потребителей.

Проект АЭС “Белене” (Болгария) основан на применении энергоблока нового поколения (проект “АЭС-92”), который представляет собой эволюционную доработку существующих проектов АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами ВВЭР-1000. Проект “АЭС-92” характеризуется уникальным сочетанием активных и пассивных систем безопасности, обеспечивающих высокий уровень ядерной и радиационной безопасности, а также высокими экономическими показателями. Проект соответствует всем современным российским требованиям по безопасности, а также рекомендациям МАГАТЭ, международной консультативной группы по безопасности “INSAG” и др.

Основными отличиями проекта “АЭС-92” от существующих проектов АЭС с реакторами ВВЭР предыдущих поколений являются:

использование четырех независимых каналов активных систем безопасности;

обеспечение быстрого прекращения ядерной реакции в активной зоне за счёт действия двух полностью независимых друг от друга систем воздействия на реактивность;

обеспечение длительного отвода остаточного тепла и поддержания реактора в безопасном состоянии действием набора активных, а также не требующих вмешательства оператора и подачи энергии извне пассивных систем;

использование для локализации продуктов аварии двойной защитной оболочки: внутренней — преднапряженной и наружной — монолитной, рассчитанных на широкий спектр внешних и внутренних событий, воздействующих на безопасность;

использование устройства улавливания и удержания расплава активной зоны реактора;

увеличение срока службы незаменимого оборудования энергоблока до 60 лет.

Заказчиком — Национальной электрической компанией Болгарии — было дополнительно предъявлено требование по исключению затрат электроэнергии на собственные нужды из номинала электроэнергии, выдаваемой энергоблоком стан-

ции и составляющей по техническому заданию 1000 МВт. В соответствии с этим требованием гарантированная электрическая мощность на клеммах турбогенератора увеличена до 1060 МВт.

Техническое водоснабжение АЭС “Белене”. Техническое водоснабжение — один из ключевых аспектов в функционировании атомной станции. Гидротехническая часть любой атомной станции является неотъемлемой составляющей безопасного протекания ядерных реакций.

В 2009 г. ОАО “Мособлгидропроект” завершило разработку проекта технического водоснабжения АЭС “Белене”. Проектом предусмотрено сооружение двух блоков мощностью 1000 МВт, а в перспективе предусматривается создание еще четырех блоков. Проект успешно прошел международную экспертизу и утвержден Национальной электрической компанией Болгарии. В 2010 г. начнется разработка рабочей документации.

Промплощадка строительства первой очереди АЭС “Белене” (два блока по 1000 МВт) находится на севере Болгарии, на правом берегу Беленского рукава р. Дунай. Ближайшими крупными городами являются Плевен и Свиштов.

Процессы протекания ядерных реакций и процессы конденсации пара, являющегося рабочим телом, передающим энергию турбинам, сопровождаются выделением большого количества тепла, для отвода которого используется вода. На АЭС “Белене” реализуются следующие технологические циклы отвода тепла:

прямоточная система технического водоснабжения для охлаждения конденсаторов турбин и теплообменников неответственных потребителей (зданий турбин, здания переработки и хранения радиоактивных отходов, здания плазменной печи сжигания, компрессорной станции, здания холодильных машин нормальной эксплуатации, здания резервной дизельной электростанции нормальной эксплуатации, здания обессоливающей установки, здания азотно-кислородной станции);

оборотная система технического водоснабжения для охлаждения потребителей реакторного отделения, теплообменников комплекса холодообеспечения ответственных потребителей и резервных дизельных станций.

Система основной охлаждающей воды. Система основной охлаждающей воды является прямой и предназначена для подвода воды к конденсаторам турбины и отвода в Беленский рукав Дуная. Водозаборные сооружения системы рассчитаны из условия обеспечения требуемого расхода при максимальном уровне воды 0,01 % обеспеченности и минимальном уровне воды 97 % обеспеченности. Основные параметры функционирования системы:

максимальная температура воды 10 % обеспеченности составляет $+ 27,9^{\circ}\text{C}$;

минимальная температура речной воды с учётом подогрева составляет $+ 10,0^{\circ}\text{C}$;

номинальная (средняя) температура речной охлаждающей воды составляет $+ 13,3^{\circ}\text{C}$;

повышение температуры воды в р. Дунай в зоне полного перемешивания составляет не более 3°C .

Охлаждающая вода поступает из Беленского рукава в подводный канал, перегородиваемый сороудерживающим сооружением, после чего попадает в аванкамеру. Из аванкамеры вода забирается насосами основных насосных станций и подается потребителям основной охлаждающей воды первого и второго блоков по напорным подающим стальным трубопроводам. Нагретая после конденсаторов вода отводится по напорным сливным стальным трубопроводам через сооружения сливных колодцев по напорному сливному коллектору, через концевое сооружение в напорный закрытый сбросной канал и далее открытым отводящим каналом в сооружение, сопрягающее закрытый канал с рукавом р. Дунай.

Конденсаторы турбины и вспомогательные системы, связанные с выработкой электроэнергии, обеспечивают выдачу номинальной мощности турбины при температуре воды на входе в конденсатор не выше $+ 31^{\circ}\text{C}$ и не ниже $+ 10^{\circ}\text{C}$. Для обеспечения эффективной работы системы парового цикла турбоустановки и для исключения забивки шугой решёток сороудерживающего сооружения и водочистных вращающихся сеток основных насосных станций при температуре воды в р. Дунай меньше $+ 10^{\circ}\text{C}$ предусмотрена система подачи нагретой воды из напорного закрытого сбросного канала в подводный канал перед сороудерживающим сооружением.

Номинальный расход для охлаждения конденсаторов турбин при мощности турбогенератора 1000 МВт составляет $170\,000\text{ м}^3/\text{ч}$. При повышении мощности до 1060 МВт для компенсации потребления собственных нужд — $180\,200\text{ м}^3/\text{ч}$, а с учётом подачи на конденсаторы питательной турбоуста-

новки и воды для вакуумных эжекторных систем — $196\,250\text{ м}^3/\text{ч}$.

Размеры здания основной насосной станции в плане составляют $54,60 \times 36,85\text{ м}$, высота подземной части — $24,70\text{ м}$. Посадка здания насосной станции (отметка фундамента $5,20\text{ м}$) выбрана исходя из обеспечения безкавитационной работы насосов системы основной охлаждающей воды при минимальном уровне воды в Беленском рукаве, равном $15,60\text{ м}$. Ось рабочего колеса насоса имеет отметку $12,39\text{ м}$, что обеспечивает ее заглубление на $3,2\text{ м}$. Для очистки воды от мелкого мусора в насосной станции установлены вращающиеся сетки тонкой очистки.

В проекте приняты вертикальные диагональные поворотные-лопасные насосы, позволяющие изменять расход охлаждающей воды путем поворота лопастей. Пуск насоса при уровнях в реке выше $22,00\text{ м}$ производится с созданием предварительного вакуума в напорном трубопроводе. Создание вакуума обеспечивает подъём уровня в подводном водоводе до отметки $27,90\text{ м}$, что позволяет полностью заполнить напорные подающие стальные трубопроводы от насосной станции до здания турбин. Электродвигатели насосных агрегатов выбраны двухскоростные для получения более низких величин толчков электротока и моментов при пусках на низших частотах вращения. Переключение насоса на высокую частоту вращения происходит через 10 с после начала пуска. Время переключения составляет не более $0,1\text{ с}$.

Особенностью площадки являются довольно значительные колебания уровня воды в Беленском рукаве — от $15,60\text{ м}$ (97 % обеспеченности) до $27,50\text{ м}$ (0,01 % обеспеченности), таким образом, разница между максимальным и минимальным уровнями достигает почти 12 м . Это стало одной из трудностей для выбора насосного оборудования. Кроме того, по требованию заказчика основание электродвигателя насосов должно быть установлено на незатопляемую отметку. В процессе проектирования и консультаций с заводом-изготовителем было принято решение об установке электродвигателей насосов на отметке пола машзала насосной станции, т.е. на отм. $28,70\text{ м}$. Такое расположение электродвигателя привело к необходимости значительного увеличения длины вала насоса, для обеспечения работоспособности которого потребовалось использовать промежуточный подшипник.

Для снижения энергозатрат на охлаждение пара в конденсаторной установке предусмотрено постоянное поддержание необходимого вакуума в сливных камерах конденсаторов. Выполнение этого требования, с учетом значительных колебаний уровней в р. Дунай, обеспечивает концевое сооружение, оборудованное сегментными затворами и выполняющее роль регулятора уровня свободной поверхности воды перед сбросным каналом. Конструктивно концевое сооружение представляет собой

водосброс с тремя пролетами по 5 м, оборудованными сегментными затворами, постоянно поддерживающими уровень воды на отметке 30,00 м, при котором обеспечивается необходимое давление в сливных камерах конденсаторов. Уровень воды перед затворами контролируется поплавковыми реле, которые при отклонении уровня на ± 50 мм подают команду на механизмы затворов для открытия или закрытия последних. Маневрирование осуществляется всеми затворами одновременно, чем обеспечивается надежность в регулировании сбрасываемых расходов воды, даже в случае отказа в работе одного из затворов, так как конечное сооружение рассчитано на пропуск максимального расхода воды через два пролета без повышения уровня воды перед ним.

Параметры системы основной охлаждающей воды определяются требованиями, предъявляемыми конденсаторной установкой, обеспечивающей увеличение КПД парового цикла путем создания вакуума на выходе из цилиндров низкого давления паровой турбины. Условия, при которых поддерживается необходимая величина вакуума, определяют режим охлаждения конденсаторов — расход и температуру основной охлаждающей воды. При этом конструкция конденсаторной установки определяет схему подвода воды.

Конденсаторная установка турбины каждого энергоблока АЭС “Белене” состоит из четырех двухпоточных, одноходовых по охлаждающей воде корпусов конденсаторов, расположенных поперечно относительно оси турбины. Подвод охлаждающей воды к конденсаторам осуществляется по четырем подводящим трубопроводам, отвод нагретой в конденсаторах воды осуществляется по четырем отводящим трубопроводам.

Оптимальным техническим решением для системы основной охлаждающей воды в этом случае является применение блочной схемы “насос — подводящий трубопровод — конденсатор — отводящий трубопровод”. Такое решение применяется на многих существующих атомных станциях, оно обеспечивает простоту эксплуатации и высокую ремонтпригодность. Однако в первоначальный проект станции по решению заказчика было включено пять насосных агрегатов, один из которых являлся резервным. При такой схеме необходимо создание камеры переключения, позволяющей распределять подачу резервного насоса в любой из четырех подводящих трубопроводов, а также необходимо иметь холостые выпуски у каждого насоса для обеспечения возможности их запуска. Такое сооружение должно быть крупногабаритным, что определяется надобностью вмещать электроприводные затворы и трубопроводы с диаметром условного прохода 2000 мм. Кроме того, усложняется эксплуатация и снижается надежность системы в целом.

В связи с вышеперечисленными причинами в условиях сильной ограниченности свободного пространства на промплощадке АЭС “Белене” было принято решение применить блочную схему с четырьмя насосами, рекомендованную нормативными документами [1], и не создавать камеру переключения. Кроме того, были предложены решения, обеспечивающие более надежную работу насосов основной охлаждающей воды и более быстрое осуществление ремонта, а именно: установка необходимых датчиков, формирующих систему диагностики состояния насосов; поставка на склад полного комплекта резервного насоса для каждого блока; обеспечение соответствующей экипировкой для быстрого осуществления ремонта (подъемно-транспортные средства и т.п.).

Схема с четырьмя насосами была реализована в техническом проекте, однако заказчик потребовал выполнить дополнительное обоснование такого решения. С этой целью был проведен анализ режимов эксплуатации при выходе из строя одного из четырех насосов и влияния этих режимов на выработку станцией электрической энергии.

Создание разрежения в конденсаторе определяется тем, что в объеме аппарата устанавливается некоторое равновесное давление между паром и конденсатом, определяемое температурой в этом объеме. Эта зависимость для насыщенного пара однозначна, каждой температуре конденсирующегося насыщенного пара соответствует определенное значение давления. С понижением давления и температуры отработавшего в турбине пара уменьшается количество теплоты, передаваемой холодному источнику, что при неизменных параметрах свежего пара повышает мощность турбины и экономичность цикла в целом. При изменении давления за турбиной на 1 кПа экономичность паротурбинных установок АЭС изменяется на величину от 1,5 до 2,0 % [2].

Заводом-изготовителем подтверждается принципиальная расчетная возможность работы турбины и главного конденсатора АЭС на нагрузке от 80 до 100 % от номинальной при обеспечении максимальной подачи трех оставшихся насосов и температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы не выше 20 °С. При отключении одного из четырех насосов системы общий расход охлаждающей воды будет снижаться, конкретное его значение будет зависеть от режима работы оставшихся трех насосов. В зависимости от уровней в р. Дунай, у оставшихся насосов будет сохраняться запас по регулированию в сторону увеличения расхода (устанавливается максимальный угол поворота лопастей, составляющий + 2°). На рисунке представлено изменение суммарного расхода насосов для среднего по водности года, полученное на основе графика уровней в реке. Суммарный расход трех насосов изменяется в диапазоне от 81 до 88 % от номинального.

На основе обобщения статистических данных эксплуатации десяти АЭС был произведен вероятностный анализ возможности выхода из строя одного из насосов основной охлаждающей воды в течение года эксплуатации. Общее количество насосов на рассматриваемых станциях составляет 180, за 9 лет эксплуатации наблюдалось 23 отказа. Вероятность отказа одного из четырех насосов в течение года эксплуатации составила 5,7 %.

На основании полученных данных была рассчитана средняя потеря в выработке электроэнергии по причине выхода из строя одного из четырех насосов, которая составила около 950 МВт · ч в год. Проведенная оценка позволяет подтвердить целесообразность применения схемы с четырьмя насосами, так как экономические потери от невыработки электроэнергии за срок эксплуатации будут значительно ниже затрат на создание схемы с пятью насосами, с учетом необходимости расширения насосной станции и создания камеры переключения. Окончательное подтверждение обеспечения гарантийных показателей станции, представленных коэффициентом готовности и коэффициентом использования установленной мощности, выполнено на основании комплексного анализа технологического цикла выработки электроэнергии, с учетом вероятностной оценки выходов из строя оборудования основной охлаждающей воды, оборудования парового цикла, оборудования реакторного отделения и др., а также плановых ремонтов и остановок.

Реализация системы основной охлаждающей воды по прямоточной схеме накладывает ограничения на возможность применения различных мероприятий по защите оборудования от коррозии, накипеобразования и биообрастания. Эти ограничения определяются значительными расходами забираемой из реки воды в системе (54,4 м³/с), а также недопустимостью вноса в р. Дунай веществ, способных повлиять на экологический баланс.

Для защиты конденсаторов применяются дополнительная очистка воды на фильтрах с постоянной промывкой части фильтрующих элементов и система шариковой очистки конденсаторов. Система шариковой очистки включает устройство введения упругих шариков в поток, которые очищают трубки конденсатора, проходя по ним с потоком воды, и шарикоулавливающее устройство, обеспечивающее задержку средства очистки в замкнутом контуре.

С целью защиты системы основной охлаждающей воды от биообрастания применяется режим течения со скоростями потока более 2,5 м/с [3] в соответствии с требованиями нормативных документов. Кроме того, рассматривается возможность установки устройств создания высокочастотных электромагнитных импульсов, воздействующих на микроорганизмы в потоке, проходящем через отрезок трубопровода с таким устройством.

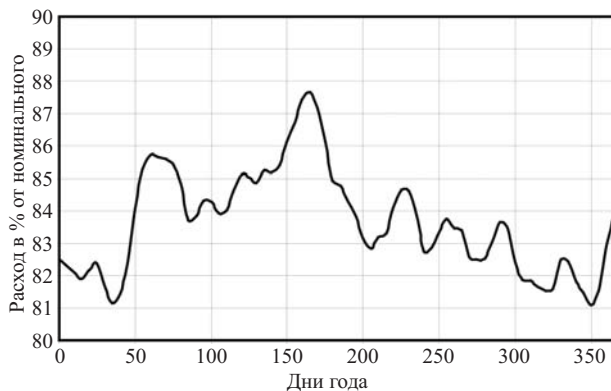
Возможность накипеобразования в системе оценивается по стабильности воды, т.е. по ее свойствам выделять растворенный карбонат кальция. Стабильность воды может быть определена на основе индекса насыщения и индекса стабильности. Расчеты для средних данных по качеству воды в р. Дунае позволяют сделать предварительный вывод о том, что в рассматриваемых по режиму условиях отложения карбоната кальция будут незначительными. Данные о стабильности воды подтверждаются на основании опыта эксплуатации.

Система охлаждающей воды ответственных потребителей. Система охлаждающей воды ответственных потребителей является обеспечивающей системой безопасности, совмещающей функции нормальной эксплуатации. Функция безопасности заключается в отводе остаточных тепловыделений от потребителей, участвующих в преодолении аварий. Функция нормальной эксплуатации заключается в отводе тепла от потребителей реакторного отделения при работе энергоблока на мощности, штатном разогреве, расхолаживании и перегрузке топлива.

Система охлаждающей воды ответственных потребителей в режимах нормальной эксплуатации обеспечивает отвод тепла от теплообменников промконтра реакторного отделения и комплекса холодообеспечения ответственных потребителей. При аварийном расхолаживании реакторного отделения система также обеспечивает отвод тепла от резервных дизельных станций.

Согласно правилам технологического проектирования атомных станций с реакторами ВВЭР, конечным поглотителем для отвода большого количества тепла является воздух, а промежуточным поглотителем — вода. Прямоточное охлаждение теплообменников ответственных потребителей непосредственно из р. Дунай или охлаждение с промежуточным контуром противоречит концепции ядерной безопасности [4, 5]. В связи с этим в проекте, в соответствии с требованиями к активным системам безопасности принята система из четырех независимых оборотных систем охлаждения на брызгальных бассейнах.

Конечным поглотителем тепла является атмосферный воздух, процесс теплообмена с которым происходит при разбрызгивании воды соплами брызгальных бассейнов. Охлажденная в брызгальных бассейнах вода самотечными водоводами через камеры переключений подводится к водоприёмникам насосных станций ответственных потребителей (по две на один энергоблок), проходит через вращающиеся водоочистные сетки и поступает на вход насосов. От насосных станций вода по подводящим водоводам подается к теплообменникам промконтуров ответственных потребителей в реакторном здании и к потребителям в зданиях резервных дизельных электростанций. Нагретая в теплообменниках вода отводится по отводящим во-



Расход в системе основной охлаждающей воды при работе трех насосов на пропеллерной характеристике + 2° для уровней в р. Дунае по среднему году водности

доводам через камеры переключения и подаётся к распределительным трубопроводам брызгальных бассейнов для охлаждения. Подводящие и отводящие трубопроводы прокладываются в туннелях.

Все сооружения системы охлаждающей воды ответственных потребителей рассчитаны на сейсмические воздействия, превышающие максимальное расчетное землетрясение на 40 %. Сейсмичность площадки строительства составляет 9 баллов.

Суммарный расход воды в системе охлаждения ответственных потребителей составляет 4200 м³/ч. Температура охлажденной на брызгальных бассейнах воды не должна превышать + 25 °С при нормальной эксплуатации и +31 °С при преодолении аварии, а также не должна быть ниже + 9 °С во всех режимах эксплуатации. Требуемые параметры охлаждающей воды должны сохраняться при наиболее неблагоприятных условиях, ухудшающих процесс передачи тепла конечному поглотителю. В качестве таких условий приняты метеоусловия наиболее жаркой пятидневки года 10 % обеспеченности.

При разбрызгивании воды соплами она охлаждается в результате конвективного и испарительного теплообмена, интенсивность которого зависит от конструкции сопла, давления воды перед соплом, разности температур воды и воздуха, влажности воздуха и скорости ветра. Интенсивность теплообмена характеризуется гидротермической характеристикой сопла

$$\Delta t_c = f(t_{1c}, q, H, \theta, \varphi, w), \quad (1)$$

где Δt_c — разность температуры воды на входе в сопло и температуры воды, поступающей в объем брызгального бассейна; t_{1c} — температура воды перед соплом; q — плотность орошения; H — избыточное давление перед соплом; θ — температура воздуха; φ — относительная влажность воздуха; w — скорость ветра.

Гидротермическая характеристика сопла с достаточной точностью аппроксимируется квадратичной функцией

$$\Delta t_c = nt_{1c}^2 + mt_{1c} + p, \quad (2)$$

где n , m и p — коэффициенты, определенные для заданных метеоусловий и конструкции сопла опытным путем.

Процесс теплообмена происходит в двух различных режимах в зависимости от характера тепловыделения в реакторном отделении. В режиме работы на мощности тепловыделение реакторного отделения постоянное, система охлаждения поглощает и отдает одинаковое количество тепла. В этом режиме при неизменных метеоусловиях сохраняется постоянный перепад температуры воды на брызгальных бассейнах, состояние системы определяется на основании решения уравнения теплового баланса

$$N = c\gamma Q_6 \Delta t_c, \quad (3)$$

где N — суммарное тепловыделение ответственных потребителей; c — удельная теплоемкость воды; γ — удельный вес воды; Q_6 — расход охлаждающей воды.

В режиме расхолаживания реактора тепловыделение достигает своего пикового значения в начальный момент, после чего плавно снижается в течение десятков часов. В этом режиме тепло в основном аккумулируется в объеме воды системы основной охлаждающей воды, так как теплоотдача брызгального бассейна значительно меньше, чем тепловыделение в реакторном отделении, следовательно, тепловой баланс системы является нестационарным:

$$N = c\gamma W \sum_i^{i+k} (t_i/k), \quad (4)$$

где W — объем воды в системе; t_i — температура на выходе из теплообменников ответственных потребителей в i -й момент времени; k — кратность водооборота в системе, $k = W/Q_6$.

В режиме расхолаживания на способность системы поддерживать требуемые параметры процесса охлаждения наибольшее влияние оказывает кратность водооборота. Кроме того, конструкция должна обеспечивать сохранение разделения слоев воды по температуре в объеме брызгального бассейна.

Охлаждение ответственных потребителей одного энергоблока обеспечивается двумя брызгальными бассейнами, каждый из которых разделен на две независимые части, относящиеся к разным каналам безопасности. Каждая часть бассейна отделена друг от друга антисейсмическим швом. Части бассейна, в свою очередь, разделены на четыре секции, что обеспечивает повышенную устойчивость брызгальных бассейнов к сейсмическим воздейст-

виям. Подача воды на охлаждение осуществляется по распределительным трубопроводам, на которых установлены сопла-распылители. Для регулирования температуры в зимний период предусмотрен подвод воды в каждую часть бассейна без разбрызгивания, при этом охлаждение воды осуществляется за счет пассивного теплообмена между водой в брызгальном бассейне и атмосферным воздухом.

По периметру каждой части бассейна находится отводящий коллектор, отделенный от основного объема. Перепуск воды из секций бассейна в коллектор происходит через придонные отверстия. Дно коллектора имеет уклон в сторону забора воды, что обеспечивает необходимую скорость движения воды, при которой сохраняется постоянное распределение температурных слоев воды по высоте бассейна.

В процессе охлаждения на брызгальных бассейнах происходят испарение и капельный унос воды. При испарении в оставшейся воде накапливаются растворенные вещества. Для поддержания водно-химического режима в оборотной системе охлаждения применяются подпитка свежей водой, добавление химических реагентов и продувка (сброс части воды из оборотной системы). На основе анализа природно-климатических условий площадки (влияющих на потери испарения и капельного уноса) и сопоставления с объемами продувки и подпитки был разработан оптимальный режим поддержания водно-химического режима, при котором достигается экономически выгодный баланс между добавлением химических реагентов и подпиткой.

Для компенсации потерь воды в системе предусматриваются подпитка частично химобессоленной водой от установок обратного осмоса, основная подпитка из р. Дунай и резервная подпитка от береговой скважины типа “Реней” с лучевыми дренами. Объем воды на подпитку составляет $1320 \text{ м}^3/\text{ч}$ на один энергоблок.

Помимо очистки основной подпиточной воды на сороудерживающем сооружении и ленточных вращающихся сетках, установленных в основной насосной станции, применяется дополнительная очистка воды от иловых фракций. Применение дополнительной фильтрации подпиточной воды позволит улучшить эксплуатационные качества системы и ее способность сохранения функциональных свойств по требуемым параметрам на протяжении срока эксплуатации. Повышение надежности системы, выполняющей функции безопасности, обеспечит увеличение безопасности АЭС в целом.

Дополнительная очистка от иловых фракций осуществляется в песчаных фильтрах, в которых вода очищается, проходя через песчаную загрузку. Песок, содержащий задержанные частицы, перекачивается из нижней части фильтра с помощью эр-

лифта в пескопромыватель и находится в медленном постоянном движении вниз навстречу воде. И очистка воды, и промывка песка происходят непрерывно, позволяя фильтру работать без отключения. Отсутствие в конструкции движущихся частей обеспечивает повышенную надежность фильтра. Содержание взвешенных веществ после фильтрации снижается с 50 – 70 до 2 – 5 мг/л.

Фильтры располагаются на специальном сооружении, конструктивно выполненном с учетом требований по их эксплуатации. Для разводки трубопроводов в этом сооружении создан замкнутый по контуру проходной туннель, в котором размещаются подводящие и отводящие трубопроводы подпиточной воды для системы охлаждения ответственных потребителей. Для организации подпитки в основной насосной станции установлены дополнительные насосы.

Выводы

1. Описанные гидротехнические и технологические решения, примененные при разработке проекта технического водоснабжения АЭС “Белене”, позволили выполнить проект АЭС в условиях ограниченного пространства на промплощадке станции, значительных колебаний уровней воды в р. Дунай, дополнительных требований заказчика, реализации прямоточной схемы системы основной охлаждающей воды и т.д.

2. Процесс проектирования был основан на всестороннем аналитическом подходе, применении вероятностных оценок, оптимизации и многовариантности проектных решений, широком анализе российского и международного опыта проектирования и эксплуатации референтных АЭС.

3. Проект обеспечивает удовлетворение всех требований и ограничений. Станция характеризуется высоким уровнем надежности, ядерной и радиационной безопасности, в частности на основе применения четырех активных каналов безопасности, обеспечивающих высокую надежность станции как в режимах нормальной эксплуатации, так и в случае преодоления аварии.

Список литературы

1. РД 210.006–90. Правила технологического проектирования атомных станций (с реакторами ВВЭР).
2. Бродов Ю. М., Савельев Р. З. Конденсационные установки паровых турбин: Учебн. пособие для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1994.
3. СТО 1.1.1.01.0678 – 2007. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций.
4. Тевлин С. А. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР-1000. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
5. NS-R-1. Безопасность атомных электростанций: проектирование.

Создание аккумулирующих электростанций на основе использования энергии сжатого воздуха

Фельдман Б. Н., главный инженер, Чернышев С. А.,
зав. группой, кандидат техн. наук (ОАО «Мособлгидропроект»)

Рассмотрена возможность аккумулирования энергии на основе использования энергии давления сжатого воздуха, показана перспективность такого способа аккумулирования. Приведен мировой опыт создания воздушно-аккумулирующих газотурбинных электростанций. Рассмотрены аспекты создания как самостоятельной воздушно-аккумулирующей станции, так и комплекса, в котором возможно широкое использование энергии давления воздуха, а также нагрева при сжатии воздуха и охлаждения при его расширении.

Ключевые слова: аккумулирование энергии, применение сжатого воздуха, воздушно-аккумулирующие электростанции.

В настоящее время парк электрогенерирующего оборудования отечественной энергосистемы состоит в основном из базовых маломаневренных паротурбинных установок, что определяет недостаток установленной мощности при покрытии пиков электрических нагрузок и значительный ее избыток при ночных минимумах. Одной из целей стратегии развития энергетики является увеличение доли атомных станций, которое приведет к еще большему снижению маневренности и отсутствию возможности эффективной компенсации неравномерности потребления электроэнергии.

Увеличение маневренности энергосистемы возможно на основе ввода дополнительных маневренных мощностей или развития технологий аккумулирования энергии. Источником маневренных мощностей могут служить газотурбинные электростанции. Однако такие электростанции являются потребителями углеводородного топлива, являющегося невозобновляемым, кроме того, продукты его сжигания негативно воздействуют на экологию.

Поэтому одной из важнейших задач развития современных электроэнергетических систем в условиях увеличения доли атомной энергетики является расширение использования аккумулирования энергии.

Одним из самых распространенных, наиболее освоенных и эффективных способов аккумулирования электроэнергии в настоящее время является создание гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Однако необходимость наличия благоприятного для создания ГАЭС ландшафта, связанные с большими объемами земельных работ капитальные затраты и необходимость отвода значительных территорий сдерживают развитие ГАЭС, особенно в густонаселенных районах, где аккумулирование наиболее востребовано. Таким образом, необходим поиск других перспективных способов аккумулирования электроэнергии.

Одним из таких способов является использование сжатого воздуха в качестве аккумулятора энергии. В периоды сниженных нагрузок в энергосисте-

ме электроэнергия преобразуется в энергию давления сжатого воздуха, а в периоды максимума нагрузок энергия давления снова преобразуется в электроэнергию, покрывающую пиковые нагрузки. Хранение сжатого воздуха может быть осуществлено в неиспользуемых выработках или в пластах-коллекторах, аналогично подземным хранилищам природного газа. Работающая по такому принципу воздушно-аккумулирующая электростанция (ВАЭС) может быть конкурентным аналогом ГАЭС, свободным от недостатков последней.

Воздушное аккумулирование энергии может осуществляться на основе следующих типов циклов:

сжатие воздуха и последующее его хранение в условиях отсутствия теплообмена с окружающей средой, т.е. отсутствия потерь тепла, вырабатываемого в процессе сжатия воздуха. При расширении на воздушной турбине воздух охлаждается до начальной температуры. Однако на практике невозможно избежать тепловых потерь в хранилище сжатого воздуха значительного объема, поэтому реализация цикла эффективна лишь при малых давлениях или объемах сжимаемого воздуха;

передача тепла внешнему потребителю или аккумулятору после сжатия воздуха и его отбор перед расширением при выработке электроэнергии. При реализации такого цикла необходимо обеспечить эффективный теплообмен между воздухом и аккумулятором тепла или потребителем и понижены тепловые потери аккумулятора. Кроме того, возможно комплексное использование как тепловой энергии, так и энергии сжатого воздуха. В настоящее время в исследованиях, посвященных аккумулированию энергии, электростанции, основанные на таком цикле, рассматриваются как высокоперспективные, однако до сих пор действующих станций такого типа нет;

подведение дополнительной энергии при расширении воздуха. Такой цикл может быть реализован на основе газотурбинных установок с разделенными компрессором и турбиной. Компрессор обес-

печивает сжатие воздуха в условиях избыточной мощности в энергосистеме. В периоды компенсации пиковых нагрузок сжатый воздух подается в безкомпрессорную газотурбинную установку, вырабатывающую электроэнергию. В настоящее время воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции (ВАГТЭ), использующие цикл с подводом энергии, действуют в нескольких странах мира.

ВАГТЭ “Huntorf” является первой в мире воздушно-аккумулирующей газотурбинной электростанцией. ВАГТЭ сооружена на северном побережье Германии в окрестностях г. Хунторф, с целью покрытия суточных пиковых электрических нагрузок и успешно эксплуатируется с 1978 г. [3]. ВАГТЭ “McIntosh” (Алабама, США) введена в действие в 1991 г. На этой станции впервые использована система рекуперации энергии, основанная на подогреве подводимого к турбине сжатого воздуха горячими выхлопными газами [2]. Экспериментальные ВАГТЭ также созданы в Италии, Израиле и других странах. В настоящее время проводятся исследования по использованию ВАГТЭ в комплексе с ветроэнергетическими установками [1]. В таблице приведена сравнительная характеристика ВАГТЭ “Huntorf” и “McIntosh” [2, 3]. На обеих ВАГТЭ в качестве хранилища сжатого воздуха применены каверны в соляных пластах, созданные путем закачки воды и последующего удаления рассола.

Однако воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции являются комбинированными станциями, в которых аккумуляция энергии используется лишь частично, а выработка электроэнергии происходит с потреблением дополнительного топлива.

С 1988 по 1993 г. в институте “Гидропроект” и ВНИИГАЗ по заказу Министерства топлива и энергетики СССР и Мосэнерго был проведен цикл исследований, показавший перспективность создания воздушно-аккумулирующей электростанции с воздушными турбинами без использования дополни-

тельного топлива. Выполненные работы получили одобрение Мосэнерго, однако не были продолжены в связи с тяжелой политико-экономической ситуацией в стране.

Проведенные исследования были посвящены созданию опытно-промышленной ВАЭС на площадке Загорской ГАЭС мощностью в режиме аккумуляции 100 МВт. В качестве хранилища сжатого воздуха было предложено использовать Щигровский водоносный горизонт с предварительным вытеснением воды и созданием буферного объема. Предложение было основано на опыте создания аналогичного хранилища природного газа в положогаляющем горизонтальном водоносном пласте, показавшем стабилизацию объемов закачки и отбора через несколько месяцев эксплуатации. Предварительные расчеты показали, что при продолжительности закачки 6 ч в сутки, а продолжительности отбора 4 ч и использовании аккумулятора тепла отдаваемая мощность составила бы около 70 МВт, а общий КПД станции составил бы около 50 %.

Однако предварительные исследования были основаны на анализе использования аккумуляции энергии в виде сжатого воздуха только для выработки электроэнергии на воздушной турбине. При расширенном подходе к использованию как самого сжатого воздуха, так и тепловой энергии при сжатии и холода при расширении воздуха могут быть предложены разнообразные варианты создания на основе ВАЭС энергетических, промышленных, коммунально-бытовых и смешанных комплексов. Кроме того, ВАЭС может использоваться как часть инфраструктуры крупных электрических станций.

Выделяющееся при сжатии воздуха тепло может быть использовано в различных промышленных циклах, в коммунальном хозяйстве или для обогрева таких элементов, как трубопроводы, водоводы, затворы и т.д., для защиты в зимний период.

При расширении воздух охлаждается, что может быть использовано в различных промышлен-

Сравнительная характеристика ВАГТЭ “Huntorf” и “McIntosh”

Станция	Huntorf, Германия	McIntosh, США
Хранилище сжатого воздуха	Две цилиндрические каверны в соляных пластах общим объемом 300 тыс. м ³ (глубина залегания от 600 до 800 м)	Каверна в соляных пластах объемом 538 тыс. м ³ (глубина залегания от 450 м до 750 м)
Давление сжатого воздуха	От 5,0 до 7,0 МПа	От 4,5 до 7,6 МПа
Выдаваемая мощность	290 МВт в течение 4 ч	110 МВт в течение 26 ч
Количество затрат на 1 кВт · ч выданной электроэнергии	0,8 кВт · ч электроэнергии	0,69 кВт · ч электроэнергии
	1,6 кВт · ч энергии сгорания природного газа	1,17 кВт · ч энергии сгорания природного газа

ных целях (например, при производстве сжиженных газов), для создания холодильных складов (промышленных и продовольственных), в коммунальном хозяйстве, для охлаждения оборудования (крупных электродвигателей, генераторов, трансформаторов и т.д.), для обеспечения температурного режима систем охлаждения, для создания спортивно-развлекательных комплексов (обеспечение работы катков и горнолыжных спусков в условиях положительных температур атмосферного воздуха) и т.п.

При создании ВАЭС в комплексе с тепловыми или атомными станциями, использующими паротурбинные энергоустановки, возможна реализация охлаждения основных конденсаторов, неотвеченных потребителей (таких, как дизельные станции), а также использование сжатого воздуха на атомных станциях в качестве конечного поглотителя тепла как в режиме нормальной эксплуатации, так и при авариях.

Энергия давления сжатого воздуха, помимо привода воздушных турбин с целью выработки электроэнергии, может быть использована для привода механизмов и машин различных промышленных назначений, привода исполнительных механизмов (например, для привода исполнительных механизмов трубопроводной арматуры). Использование сжатого воздуха возможно для привода различного оборудования, при этом вместо электродвигателей могут быть использованы пневмомоторы, которые обладают следующими преимуществами по сравнению с электродвигателями той же мощности: они компактнее, дешевле, не требуют охлаждения (охлаждаются расширяющимся воздухом), надежнее, защищены от перегрузок, имеют большой диапазон частот вращений (в том числе выше 3000 об/мин). Применение пневмомоторов позволяет обеспечить регулировку частоты вращения без дорогостоящих преобразователей частоты электрического тока. Возможно также применение воздушных эжекторов для транспорта жидкостей без использования дополнительного преобразования энергии. Кроме того, возможно отжатие жидкостей из резервуаров сжатым воздухом с целью подачи их потребителю.

Таким образом, очевидна возможность широкого спектра использования сжатого воздуха, помимо выработки электроэнергии на воздушных турбинах. Наличие дополнительного источника сжатого воздуха позволит обеспечить питание пневматических систем электростанций и расширить возмож-

ности по использованию сжатого воздуха в качестве источника энергии. Система пневмоаккумулирования, кроме того, создаст дополнительные источники тепловой энергии и поглотителя тепла.

Очевидна перспективность продолжения исследований в области аккумулирования энергии на основе сжатия воздуха, в частности исследований по оценке эффективности и разработке проекта опытно-промышленной воздушно-аккумулирующей электростанции (на базе существующих энергетических объектов). Такие исследования обеспечат развитие инновационных технологий аккумулирования энергии, чрезвычайно актуальных в условиях современных принципов построения энергосетей, будут способствовать развитию соответствующего оборудования, технологий и разработки научных аспектов эффективного использования такого вида энергии.

Выводы

1. Применение сжатого воздуха является перспективным способом аккумулирования энергии, позволяющим значительно повысить эффективность энергосистем. Аккумулирование энергии на основе энергии давления воздуха позволит использовать доступный и экологически чистый энергоноситель.

2. Большое количество возможностей дополнительного применения сжатого воздуха, а также его нагрев при сжатии и охлаждение при расширении воздуха определяют перспективность создания комплексов на основе систем воздушного аккумулирования.

3. Перспективно продолжение исследований в области аккумулирования энергии на основе сжатия воздуха, в том числе разработка проекта опытно-промышленной аккумулирующей станции, что обеспечит развитие инновационных технологий аккумулирования энергии.

Список литературы

1. *Cavallo A.* Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES). *Energy* 2007; 32: 120 – 127.
2. *Davis L., Schainker BR.* Compressed Air Energy Storage (CAES): Alabama Electric Cooperative McIntosh Plant — Overview and Operational History. Report prepared jointly by the Alabama Electric Cooperative and the Electric Power Research Institute (EPRI). EPRI; Palo Alto, CA 2006.
3. *Herbst H., Maas P.* Das 290-MW — Luftspeicher — Gasturbinen — Kraftwerk Huntorf // VGB Kraftwerkstechnik. 1980. № 3. S. 174 – 187.

Математическая модель поведения скального массива, вмещающего камерные выработки Рогунской ГЭС

Орехов В. В., доктор техн. наук (ОАО “Институт Гидропроект”)

Излагается методика оценки процессов, происходящих в скальном массиве при создании подземных выработок, и прогнозирования развития напряженно-деформированного состояния массива при дальнейшем развитии выработок, принятой при проектном обосновании достройки Рогунской ГЭС. Предложенная методика оценки развития деформации скального массива, вмещающего выработки, математическая интерпретация выделенных этапов развития деформаций могут быть приняты за основу и для других объектов.

Ключевые слова: Рогунская ГЭС, подземные выработки, деформация скального массива, математическое моделирование поведения скального массива, особенности формирования напряженно-деформированного состояния скального массива.

На современном этапе научное обоснование проектов подземных гидротехнических сооружений выполняется на основе расчетных исследований напряженно-деформированного состояния вмещающих скальных массивов с помощью специализированных геотехнических программ. При этом исследования работоспособности конструкций должны осуществляться с пониманием и учетом возможно большого числа природных и техногенных факторов [1].

Подземные выработки Рогунской ГЭС — машинный зал и помещение трансформаторов — располагаются на глубине порядка 350 м в скальном массиве, сложенном песчаниками и алевролитами [2]. Вмещающий массив характеризуется высоким уровнем естественных напряжений (горизонтальные — 18 МПа, вертикальные — 14 МПа), обусловленным современной тектонической деятельностью. Физико-механические характеристики скального массива, установленные в результате обобщения данных полевых и лабораторных исследований, представлены в табл. 1.

Разработка машинного зала была начата в 1986 г. и осуществлялась на всю его ширину ярусами глубиной 6 – 11 м. К началу 1990 г. был разработан IV ярус камеры машинного зала на глубину 36 м (помещение трансформаторов к этому времени было разработано на глубину 16 м), после чего разработка подземных камер была приостановлена.

Регулярные натурные наблюдения в машинном зале, начатые в 1989 г. (к этому моменту был разработан III ярус машинного зала), позволили установить следующие особенности поведения скального массива [3, 4]:

процесс разуплотнения массива вокруг выработок проявляется по-разному в песчаниках и алевролитах. В песчаниках происходит раскрытие существующих трещин, в алевролитах образуются но-

вые трещины, причем этот процесс продолжается и после раскрытия выработок;

формирование зоны разуплотнения вокруг выработки происходит в течение 130 – 150 дней в песчаниках и 250 – 300 дней в алевролитах;

после того как зона разуплотнения сформируется, начинается процесс ее регенерации, т.е. уплотнения, который завершается через 1600 – 1800 дней;

деформации массива в окрестности машинного зала разделяются на условно-мгновенные, которые проявляются непосредственно после раскрытия очередного яруса выработки, и долговременные (табл. 2).

Таким образом, деформации массива в окрестности подземных выработок условно можно разделить по времени протекания на три составляющие:

$$e = e_1 + e_2 + e_3, \quad (1)$$

где e_1 — условно-мгновенные упругопластические деформации, обусловленные изменением напряженного состояния вокруг выработок; e_2 — долговременные упругопластические деформации, обусловленные раскрытием существующих и образованием новых трещин в скальном массиве вокруг выработок; e_3 — долговременные упругопластические деформации, обусловленные восстановлением уровня естественных напряжений на периферии зоны разуплотнения массива.

В настоящее время для описания развития “мгновенных” упругопластических деформаций e_1 при численных расчетах используются различные математические модели, сформулированные в рамках теории пластического течения [5]. Простейшие из них — идеально-упругопластические модели Мора — Кулона и Друккера — Прагера — предполагают, что развитие пластических деформаций в материале происходит только после перехода его в

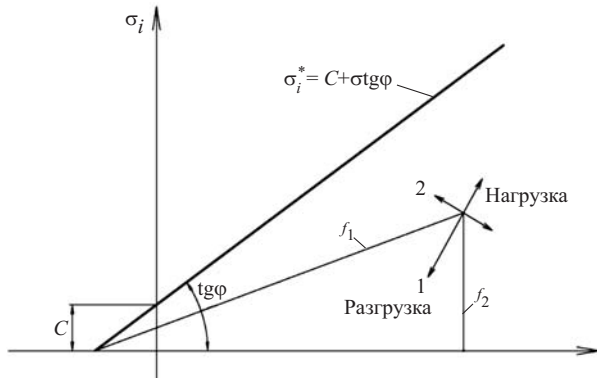


Рис. 1. Текущее положение поверхности нагружения

предельное состояние, а до предельного состояния развиваются только упругие деформации. Для приближения результатов математического прогноза с применением таких моделей к результатам наблюдений используют ряд искусственных приемов: в допредельной стадии деформирования используются модули общей деформации, а не модули упругости; в расчетной схеме вокруг выработок вводятся “зоны разгрузки” с пониженными значениями характеристик породы; выполняется “калибровка” расчетной модели и т.д., что не гарантирует, в общем случае, достоверность последующего математического прогноза.

Вообще, при математическом моделировании поведения скальных массивов с использованием соотношений теории пластического течения целесообразно использовать не горно-геологическую терминологию, а терминологию теории пластического течения, где даются определения нагрузки, нейтрального нагружения и разгрузки [5]. Так, если приращение напряжений сопровождается приращением пластических деформаций, то подобный процесс называется нагружением. При этом вблизи разрабатываемых выработок происходит именно нагружение материала, сопровождающееся развитием пластических деформаций на фоне снижения нормальных и увеличения сдвигающих напряжений (траектория 2 на рис. 1), а на некотором удалении от выработок происходит разгрузка материала (траектория 1 на рис. 1), сопровождающаяся только уменьшением величины упругих деформаций материала на фоне снижения всех компонент тензора напряжений.

Все грунты, скальные породы и частично конструкционные материалы (бетон), при нагружении характеризуются нелинейностью деформирования еще в допредельной стадии, что приводит к развитию пластических деформаций и перераспределению напряжений в массиве задолго до наступления предельного состояния. Для учета этого фактора обычно используются упругопластические модели с упрочнением, и, как показывает практика [6], ре-

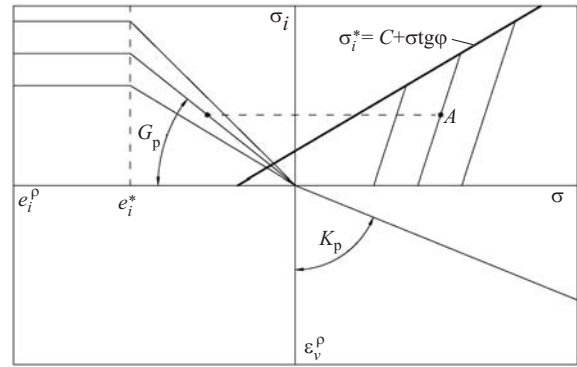


Рис. 2. Паспорт деформирования скального массива

зультаты расчетных исследований в этом случае гораздо лучше соответствуют данным натурных наблюдений, чем при использовании идеальных моделей.

В простейшем случае (при отсутствии экспериментальных зависимостей) диаграммы упругопластического деформирования материала, характеризующие нелинейную зависимость между инвариантами девиатора напряжений и девиатора пластических деформаций, можно представить в виде кусочно-линейных кривых, учитывающих зависимость деформаций сдвига от всестороннего давления и упрочнение материала. При этом поверхность нагружения модели состоит из двух линейных участков f_1 и f_2 (рис. 1):

$$f_1 = \sigma_i - \sigma_i^* \Phi(e_i^p) = 0;$$

$$f_2 = \sigma - P^*(\epsilon_v^p) = 0, \quad (2)$$

а функции упрочнения могут быть заданы в виде следующих соотношений [7]:

$$\Phi(e_i^p) = \frac{\sigma_i}{\sigma_i^*} = \frac{e_i^p}{(1-B)e_i^* + Be_i^p}; \quad (3)$$

$$P^*(\epsilon_v^p) = K^p \epsilon_v^p, \quad (4)$$

где $\sigma_i^* = c + tg \phi \sigma$ — условие прочности материала; σ — среднее напряжение; σ_i — интенсивность касательных напряжений; ϵ_v^p — объемная пластическая деформация; e_i^p — интенсивность пластических деформаций сдвига; e_i^* — предельное значение интенсивности пластических деформаций; B — постоянный параметр; $K^p = \text{const}$ — модуль объемной пластической деформации.

Паспорт прочности и деформируемости скального массива для этой модели представлен на рис. 2. Параметры модели определяются исходя из

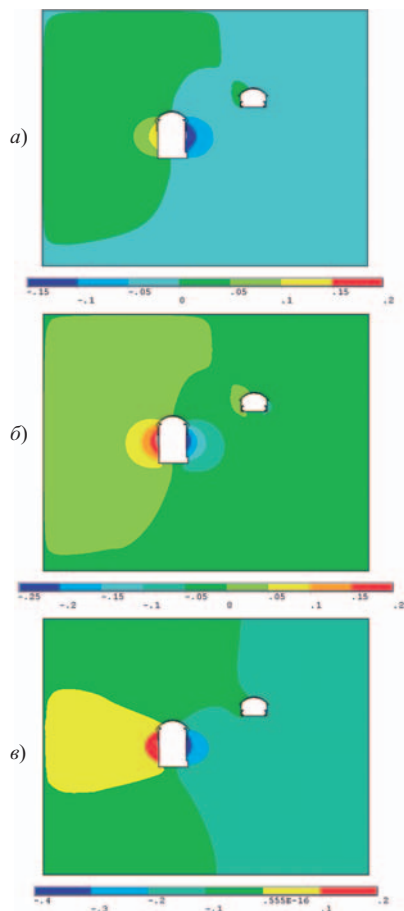


Рис. 3. Распределение горизонтальных перемещений U_x в алевролитах:

a — после разработки IV яруса; *b* — после понижения прочностных параметров в зоне пластических деформаций; *v* — после восстановления природных напряжений на контуре расчетной модели

геотехнических характеристик (табл. 1) в предположении, что значение пластического модуля сдвига G^p соответствует естественному напряженному состоянию массива (точка *A* на рис. 2), определенному в результате натурных измерений напряжений в районе сводовой части машинного зала. При этом параметр e_i^* определяется из условия

$$e_i^* = \frac{\sigma_i^*}{G^p}. \quad (5)$$

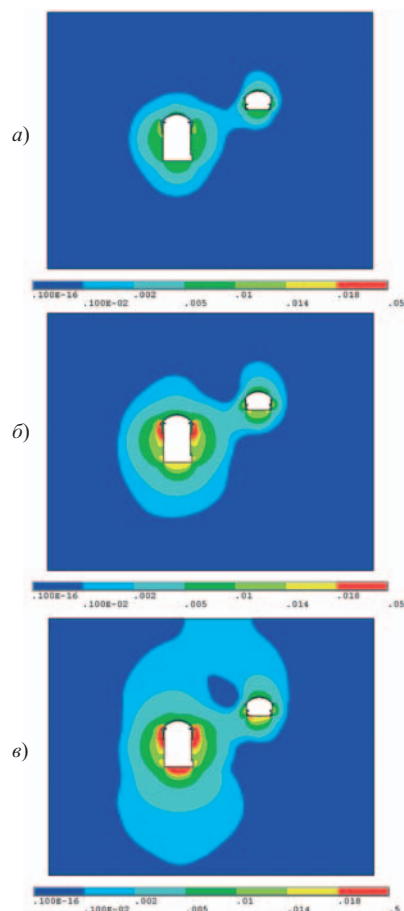


Рис. 4. Распределение интенсивности пластических деформаций e_i в алевролитах:

a — после разработки IV яруса; *b* — после понижения прочностных параметров в зоне пластических деформаций; *v* — после восстановления природных напряжений на контуре расчетной модели

Развитие долговременных упругопластических деформаций e_2 , обусловленных раскрытием существующих и образованием новых трещин в скальном массиве вокруг выработок, также, очевидно, происходит в зонах нагрузки породы и может быть учтено в расчетах снижением во времени прочностных параметров в части скального массива, ограниченной зоной развития пластических деформаций.

Долговременные упругопластические деформации e_3 , очевидно состоят из деформаций первых двух типов и обусловлены постепенным восстанов-

Т а б л и ц а 1

Физико-механические характеристики скального массива

Порода	Параметры					
	плотность ρ , кН/м ³	модуль упругости E_e , МПа	модуль деформации E , МПа	коэффициент Пуассона	угол внутреннего трения, град	сцепление C , МПа
Песчаники	26,2	17 000	9000	0,28	55/45*	2
Алевролиты	27,0	10 000	5500	0,22	45/36*	1,2

* Длительное значение угла внутреннего трения.

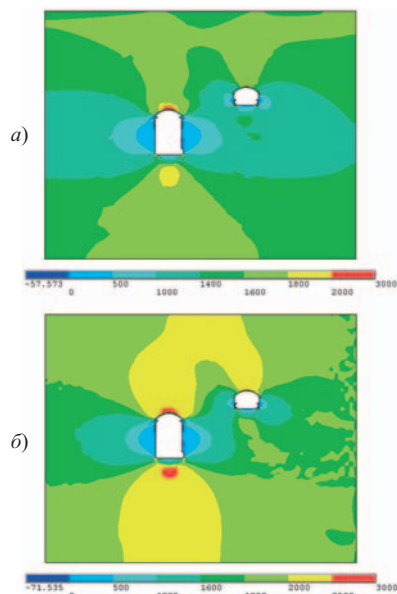


Рис. 5. Распределение горизонтальных напряжений S_x (МПа · 10²) в алевролитах:

a — после понижения прочностных параметров в зоне пластических деформаций; *b* — после восстановления природных напряжений на контуре модели

лением (регенерацией) уровня естественных напряжений на периферии зоны разуплотнения массива, которое также может быть учтено в расчетной модели. Для условий Рогунской ГЭС данный процесс в первую очередь, очевидно, обусловлен действием постоянного тектонического давления.

Изложенная выше математическая модель поведения скального массива была реализована в вычислительной программе “Земля” [8], реализующей метод конечных элементов, и верифицирована на примере расчета его напряженно-деформированного состояния (НДС) для двух поперечных сечений машинного зала, расположенных в алевролитах и песчаниках. При расчетах учитывались природное напряженное состояние скального массива, поэтапность раскрытия выработок, крепление свода и стен машинного зала и помещения трансфор-

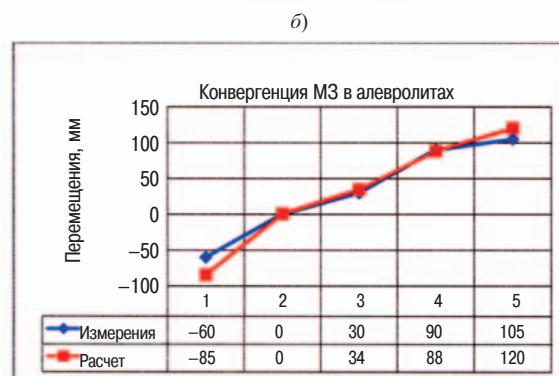


Рис. 6. Верификация расчетной модели: *a* — для алевролитов; *b* — для песчаников; 2 — разработка III яруса (1989 г.); 3 — разработка IV яруса (1990 г.); 4 — 1993 г. (понижение прочностных параметров в зоне пластических деформаций); 5 — 2005 г. (восстановление природных напряжений на контуре расчетной области)

маторов бетоном, уменьшение параметров прочности в зонах развития пластических деформаций и восстановление природных напряжений на контуре расчетной области (рис. 3 – 5). Установленные анкеры в расчетах не учитывались, так как они не оказывают существенного влияния на НДС скального массива и служат лишь для крепления стен выработок от возможного вывала фрагментов трещиноватой породы. Также, ввиду сложных и неопределенных зависимостей изменения во времени и в пространстве прочностных параметров породы и регенерации естественного напряженного состоя-

Т а б л и ц а 2

Конвергенция стен машинного зала в районе подкрановых путей

Этап измерения	Этап строительства	Временной период	Конвергенция, мм	
			в песчаниках	в алевролитах
До начала наблюдений (по аналогам)	Разработка III яруса	Октябрь 1988 – октябрь 1989 гг.	60	150
В период строительства	Разработка IV яруса	Октябрь 1989 – май 1990 гг.	30	85
В период строительства	Установка анкеров	Июнь 1990 – декабрь 1992 гг.	60	120
После прекращения работ	–	1993 – 2005 гг.	15	155
Всего			165	510

ния, в расчетах моделировались конечные результаты этих изменений без развития их во времени. Как показали результаты расчетов сечений скального массива в алевролитах и песчаниках, использование предложенной методики, учитывающей особенности формирования НДС скального массива при раскрытии выработок, позволяет получать достаточно хорошее (как качественное, так и количественное) совпадение результатов численного прогноза и натуральных измерений (рис. 6).

Выводы

1. Расчетное обоснование проектов подземных гидротехнических сооружений должно осуществляться с пониманием и учетом возможно большого числа природных и техногенных факторов. К таким факторам в первую очередь относятся: природное напряженное состояние скального массива; поэтапность раскрытия выработок; крепление свода и стен выработок; нелинейность деформационных свойств скальных пород в допредельной стадии деформирования; уменьшение параметров прочности в зонах развития пластических деформаций, обусловленное долговременным раскрытием существующих и образованием новых трещин в скальном массиве вокруг выработок; долговременное восстановление уровня естественных напряжений на периферии зоны разуплотнения массива.

2. Предложенная математическая модель поведения скального массива, учитывающая эти факторы, позволяет получать достаточно хорошее совпа-

дение результатов численного прогноза и натуральных измерений и может быть использована для последующего расчетного моделирования в объемной постановке и обоснования безопасности конструкций подземных сооружений при достройке Рогунской ГЭС.

Список литературы

1. *Зерцалов М. Г., Юфин С. А.* Научное обоснование проектов подземных сооружений на современном этапе // Гидротехническое строительство. 2000. № 11.
2. *Зерцалов М. Г., Устинов Д. В., Юфин С. А., Бронштейн В. И., Жуков В. Н.* Состояние подземных камерных выработок Рогунской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2008. № 9.
3. *Количко А. В.* Современное состояние подземного машзала Рогунской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2000. № 4.
4. *Количко А. В.* Сравнительная характеристика инженерно-геологического прогноза и реальных условий строительства Рогунской ГЭС // Гидротехническое строительство. 1992. № 3.
5. *Качанов Л. М.* Основы теории пластичности. — М.: Наука, 1969.
6. *Орехов В. В., Зарецкий Ю. К., Финк А. К.* Исследование напряженно-деформированного состояния скального массива, вмещающего камерные выработки ГЭС Тери, на основе прогнозного математического моделирования // Гидротехническое строительство. 2003. № 8.
7. *Зарецкий Ю. К.* Вязко-пластичность грунтов и расчеты сооружений. — М.: Стройиздат, 1988.
8. *Орехов В. В.* Комплекс вычислительных программ “Земля-89” // Исследования и разработки по компьютерному проектированию фундаментов и оснований: Межвузовский сборник. — Новочеркасск, 1990.

Аппроксимация кривой депрессии притока к совершенной траншее

Бухарцев В. Н., Петриченко М. Р., доктора техн. наук (Санкт-Петербургский государственный политехнический университет)

Построение кривой депрессии в условиях плоской задачи фильтрации в однородных грунтах необходимо при решении многих инженерных задач гидротехнического строительства, например при организации поверхностного водопонижения или поддержания перепада уровней фильтрующей насыпью и т.д. Решая эти задачи, важно иметь представление о реальном положении депрессионной поверхности для оценки устойчивости грунтовых массивов, подверженных фильтрационному воздействию.

Определение положения депрессионной кривой основано на использовании гипотезы Дюпюи для средней скорости фильтрации и интегральной формулы для расхода через однородный грунтовой массив. Но решения, основанные на формулах Дюпюи, выполняются только в условиях равномерного движения. В противном случае необходимо использовать так называемые точные гидромеханические решения.

Возможно ли расширение гидравлической теории Дюпюи до резко изменяющихся неравномерных движений? Ниже демонстрируется пример расширения гидравлических элементов фильтрационного потока из ультрасильной топологии традиционной теории до слабой топологии гидравлических элементов, не удовлетворяющих условию медленного изменения вдоль потока.

Уравнение неравномерного фильтрационного движения связано с неотрицательным функционалом, достигающим неотрицательного минимума в действительном движении:

$$F(h) = \int_0^X \left\{ \left(\frac{dh}{dx} \right)^2 + (i - i_f)^2 \right\} dx \geq 0,$$

где X — длина области фильтрации (конечная или бесконечная).

Легко доказывается, что уравнение неравномерного движения представляет необходимое условие минимума для $F(h)$ (в равномерном движении $F(h) = 0$). Иначе, значение $F(h)$ в действительном неравномерном движении не больше, чем в любом допустимом кинематикой неравномерном движении. Равномерное движение наилучшее: значение функционала $F(h)$ достигает точной нижней границы и не может быть уменьшено [1].

В известных решениях уравнения неравномерного фильтрационного движения депрессионная кривая для притока воды к траншее нигде вдоль по-

тока не допускает вертикальных живых сечений, что приводит к конечной области фильтрации — области питания траншеи. Среди функций, доставляющих минимум функционалу $F(h)$, существуют отличные от решений уравнения Дюпюи.

Прямой метод минимизации главной функции. Будем минимизировать $F(h)$ непосредственно, не решая уравнения Эйлера — Лагранжа. Пусть $i = 0$, т.е. водоупор горизонтален, а область фильтрации бесконечна. Примем распределение глубины и уклона трения по длине фильтрационного потока в виде

$$\begin{aligned} h &= H - (H - h') \exp(-\alpha x), \\ i_f &= i'_f \exp(-\alpha x), \quad 0 \leq x < \infty, \end{aligned} \quad (1)$$

где α — искомый параметр, H — напор грунтовой воды вне области влияния траншеи относительно водоупора (возвышение горизонтальной асимптоты первого выражения (1) над плоскостью сравнения, совпадающей с водоупором — дном траншеи). Штрихом обозначены значения гидравлических переменных в створе $x = 0$, совпадающем со стенкой траншеи (рис. 1). Так, $h' = h_0 + \Delta$ — напор в сечении $x = 0$; h_0 — глубина воды в траншее; Δ — высота участка высачивания; $i'_f = i_f(0)$.

Тогда:

$$F(h) \text{ достигает минимума, если } \alpha = \frac{i'_f}{H - h'};$$

распределение глубины потока определяется выражением

$$h(\xi) = H - (H - h') \exp\left(-\frac{\xi(H^2 - h_0^2)}{2h'(H - h')} \right). \quad (2)$$

Здесь использованы: для расчета уклона трения — тождество $i'_f = \frac{q}{kh'}$; для определения расхода по Дюпюи — выражение $q = \frac{k}{2L}(H^2 - h_0^2)$, где k — коэффициент фильтрации; L — длина области фильтрации (зоны влияния траншеи); $\xi = \frac{x}{L}, 0 \leq \xi < \infty$.

Использование формулы Дюпюи для вычисления удельного фильтрационного расхода (на единицу длины траншеи) вполне оправдано, поскольку экспериментально установлено, что эта формула интегрально дает приемлемый результат [2]. Име-

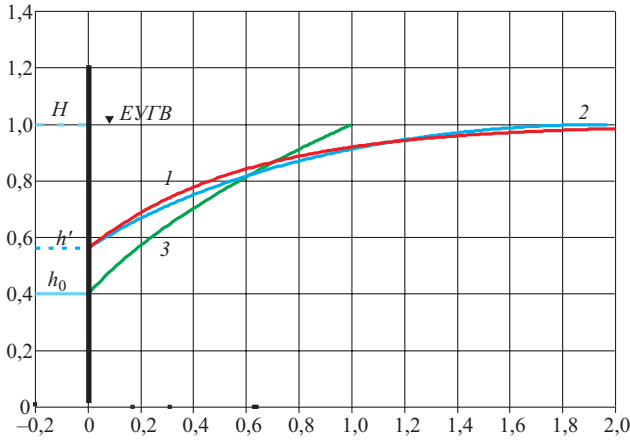


Рис. 1. Расчетная схема области влияния траншеи. Кривые депрессии:

1 — по зависимости (2'); 2 — по зависимости (12'); 3 — по Дюпюи

ются также эмпирические оценки для вычисления L . Распределение глубины фильтрационного потока по Дюпюи определяется выражением

$$h(\xi) = \sqrt{h_0^2 + (H^2 - h_0^2)\xi}, \quad 0 \leq \xi \leq 1. \quad (3)$$

В относительных величинах функции, описывающие положение кривой депрессии, имеют вид:

$$\eta = 1 - (1 - \eta') \exp\left(-\frac{\xi(1 - \eta_0^2)}{2\eta'(1 - \eta')}\right), \quad (2')$$

$$\eta' := \frac{h'}{H}, \quad \eta_0 := \frac{h_0}{H};$$

$$\eta_D = \sqrt{\eta_0^2 + (1 - \eta_0^2)\xi}, \quad 0 \leq \xi \leq 1. \quad (3')$$

Наряду с безразмерными глубинами фильтрационного потока $\eta = \eta(\xi)$ и $\eta_D = \eta_D(\xi)$ введем их дополнения до единицы, т.е. безразмерные перепады в области фильтрации, соответственно

$$\vartheta := 1 - \eta = (1 - \eta') \exp\left(-\frac{\xi}{2} \frac{1 - \eta_0^2}{\eta'(1 - \eta')}\right) \quad (4)$$

и

$$\vartheta_D := 1 - \eta_D = 1 - \sqrt{\eta_0^2 + (1 - \eta_0^2)\xi}. \quad (5)$$

Анализируя выражение (4), видим, что длина зоны влияния траншеи L определяется мерой близости безразмерного перепада ϑ к нулю. Например,

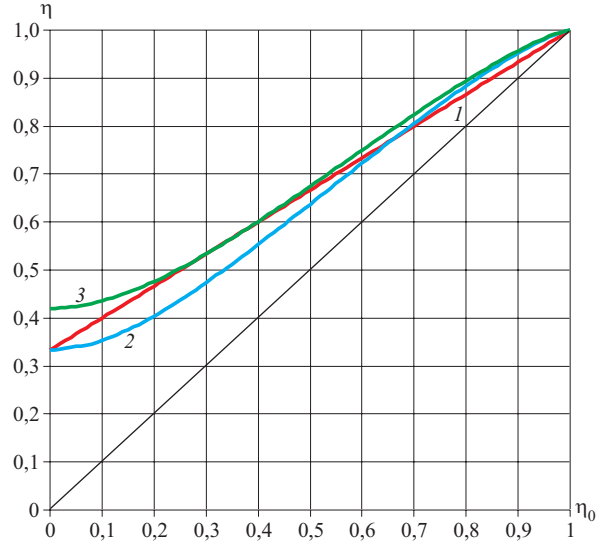


Рис. 2. Зависимость относительной высоты выклинивания депрессионной кривой η' от относительной глубины воды в траншее η_0 :

1 — по зависимости (7'); 2, 3 — по зависимости (16)

пусть $\varepsilon > 0$ — некоторая калибровка безразмерного перепада. Тогда $\vartheta < \varepsilon$, если

$$\xi > 2 \frac{\eta'(1 - \eta')}{1 - \eta_0^2} \ln \frac{1}{\varepsilon(1 - \eta')}.$$

Асимптотическое сближение депрессионной кривой по выражению (2') с естественным уровнем грунтовых вод (ЕУГВ) продемонстрировано на рис. 1. Так, при $\xi \geq 2$ эта депрессионная кривая почти неотличима от асимптоты $\eta = 1$.

Очевидно, площадь под кривой депрессии Дюпюи по выражению (3') минимальна: кривая депрессии по Дюпюи имеет минимальную длину и наибольшие уклоны свободной поверхности. Поэтому выполняется неравенство

$$\int_0^1 \eta_D d\xi \leq \int_0^1 \eta d\xi. \quad (6)$$

Можно предположить, что площади

$$S = \int_0^1 \vartheta d\xi = \frac{2\eta'(1 - \eta')^2}{1 - \eta_0^2}$$

и

$$S = \int_0^1 \vartheta_D d\xi = \frac{(1 - \eta_0)^2(1 + 2\eta_0)}{3(1 - \eta_0^2)}$$

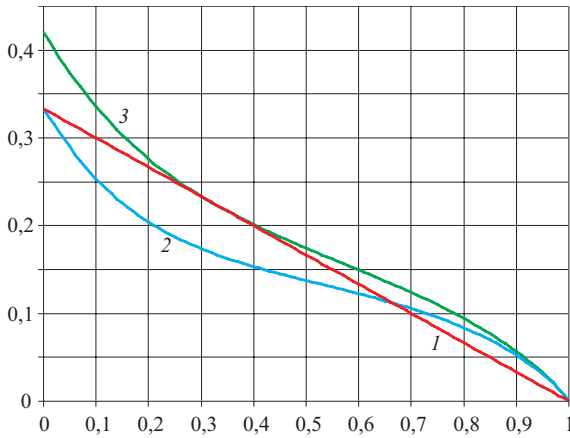


Рис. 3. Зависимость относительной высоты участка высачивания η от относительной глубины воды в траншее η_0 :

1 — по зависимости (7'); 2, 3 — по зависимости (16)

отражают объемы жидкости, поступающей из области фильтрации на единицу ширины траншеи (рис. 1). Очевидно, в силу неравенства (6), $S \leq S_D$.

Предположим, что на всем интервале $\eta_0 \in (0; 1)$ выполняется соотношение $S = KS_D$, где K — числовой коэффициент. Тогда получим выражение для установления соотношения между величинами η_0 и η' :

$$\eta'(1 - \eta)^2 = \frac{K}{6}(1 - \eta_0)^2(1 + 2\eta_0). \quad (7)$$

Величины η_0 и η' в уравнении (7) можно представить в параметрическом виде, если положить $1 - \eta' = t(1 - \eta_0)$, где переменная t выполняет роль параметра:

$$\eta_0 = \frac{6t^2(1-t) - K}{2(K - 3t^3)}; \quad \eta' = \frac{K(2 - 3t)}{2(K - 3t^3)}.$$

Очевидно, что относительный участок высачивания $\bar{\Delta} = \eta' - \eta_0$ является убывающей функцией переменной η_0 . Предельно максимальное значение этой функции соответствует экстремуму при $\eta_0 = 0$. Значения параметра t и коэффициента K определяются системой уравнений:

$$K = 6t^2(1 - t);$$

$$\left. \frac{d\bar{\Delta}}{d\eta_0} \right|_{\eta_0=0} = 0:$$

$$K(6t^3 - 9t^2 + 4t + K) - 6t^4 = 0,$$

из которой получается единственное нетривиальное решение $t = 2/3$, $K = 8/9$. Подставляя это значение K в выражение (7), получим

$$\eta'(1 - \eta)^2 = \frac{4}{27}(1 - \eta_0)^2(1 + 2\eta_0). \quad (7')$$

Равенство (7') можно рассматривать как кубическое уравнение для определения $\eta'(\eta_0)$. Корень этого уравнения, отвечающий физическому смыслу, и соответствующий ему участок высачивания определяются выражениями

$$\eta' = \frac{1}{3}(1 + 2\eta_0); \quad \bar{\Delta} = \frac{1}{3}(1 - \eta_0). \quad (8)$$

Графики этих функций, отмеченные цифрой 1, изображены на рис. 2 и 3.

Как показано, использование прямой минимизации $F(h)$ позволяет решить основные задачи фильтрационного расчета траншеи, явно не прибегая к теории Дюпюи и не используя аппарата теории фуксовых групп точного гидромеханического расчета.

Использование уравнения Лагранжа второго рода. Плотность лагранжиана (главной функции) имеет вид

$$\Lambda(h, h_1) := h_1^2 + \frac{q^2}{(kh)^2}; \quad h_1 := \frac{dh}{dx}. \quad (9)$$

Необходимое условие минимума главной функции $F(h)$ записывается в виде уравнения Лагранжа второго рода [3]:

$$\frac{d}{dx} \frac{\partial \Lambda}{\partial h_1} = \frac{\partial \Lambda}{\partial h}.$$

Для главной функции (9) уравнение Лагранжа принимает вид

$$2h_2 = -\frac{2q^2}{k^2h^3}, \quad h_2 := \frac{d^2h}{dx^2}. \quad (10)$$

Граничные условия для уравнения (10): $h(0) = h'$; $h_1(H) = 0$.

С учетом граничных условий получим:

$$h_1 = \frac{q\sqrt{1 - \eta^2}}{kH\eta}; \quad (11)$$

$$\sqrt{1-\eta'^2} - \sqrt{1-\eta^2} = \frac{qR}{kH^2} \zeta, \quad (12)$$

где

$$\zeta := \frac{x}{R} \in [0, 1], \quad \eta := \frac{h}{H} \in [\eta := \frac{h}{H}; 1]$$

В отличие от решения Дюпюи, предлагаемое решение изображает кривую депрессии, касающуюся естественного горизонта воды в сечении $x = R$, на удалении от траншеи, равном длине влияния фильтрации. При $\eta = 1$

$$\sqrt{1-\eta'^2} = \frac{qR}{kH^2}. \quad (13)$$

Откуда, учитывая, что удельный фильтрационный расход, как и в предыдущей задаче, определяется по Дюпюи, получим

$$\frac{R}{L} = 2 \frac{\sqrt{1-\eta'^2}}{1-\eta_0^2} < \frac{2}{\sqrt{1-\eta_0^2}}, \quad (14)$$

где, как и прежде, L — длина влияния траншеи в задаче Дюпюи.

Таким образом, в этой задаче зона влияния фильтрации — величина переменная: при ненулевых значениях η_0 зона влияния фильтрации ограничена, при $\eta_0 \rightarrow 1$ зона влияния фильтрации, как и в первой задаче, становится бесконечной.

Выражая в (9) и (10) расход по Дюпюи, получим

$$h_1 = \frac{H}{2L} (1-\eta_0^2) \frac{\sqrt{1-\eta^2}}{\eta}; \quad (11^*)$$

$$\eta = \sqrt{1 - \left[\sqrt{1-\eta'^2} - \frac{(1-\eta_0^2)R}{2L} \zeta \right]^2}. \quad (12^*)$$

С учетом (14) безразмерный перепад в этой задаче

$$\theta = 1 - \eta = 1 - \sqrt{1 - (1-\eta'^2)(1-\zeta)^2}. \quad (15)$$

Устанавливая, как в предыдущей задаче, связь между приведенными площадями $S = \int_0^1 \vartheta d\zeta$,

$$S_D = \int_0^1 \vartheta_D d\zeta, \text{ с помощью коэффициента } K, \text{ предва-}$$

рительно приведя выражения к одному аргументу, получим зависимость для определения соотношения η' и η_0 в рассматриваемой постановке:

$$\frac{1}{2} \left[(2-\eta')\sqrt{1-\eta'^2} - \arcsin \sqrt{1-\eta'^2} \right] = \frac{K}{6} (1-\eta_0)^2 (1+2\eta_0). \quad (16)$$

Графики зависимостей $\eta'(\eta_0)$ по выражению (16) и $\bar{\Delta}(\eta_0)$ представлены на рис. 2 и 3 для двух значений K : $K = 1,021167$ соответствует относительной глубине в створе выклинивания кривой депрессии $\eta'(0) = 1/3$ (отмечены цифрой 2), такой же, что и при среднеквадратичной аппроксимации; $K = 8/9$ соответствует такому же соотношению условных областей питания траншеи, что и в предыдущей задаче (отмечены цифрой 3).

Полученные результаты близки со среднеквадратичной аппроксимацией, хотя в основу решений положены, на первый взгляд, разные соображения.

Изложенный прием может быть распространен на случай совершенного колодца. При этом плоская задача заменяется осесимметричной.

Выводы

1. Использование среднеквадратичной аппроксимации и вариационного подхода дает близкие результаты, что позволяет считать полученный результат правдоподобным, не прибегая к верификации.

2. Для определения глубины выклинивания и участка высачивания можно пользоваться линейными зависимостями (8).

3. Предлагаемые подходы аппроксимации можно распространить и на другие схемы движения фильтрационного потока (необязательно Дюпюи), в том числе и на получаемые экспериментально.

Список литературы

1. *Петриченко М. Р.* Среднеквадратичное приближение кривой свободной поверхности в призматическом русле // Сб. научн. трудов СПбГТУ. 1998, № 475. С. 140 – 144.
2. *Полубаринова-Кочина П. Я.* Теория движения грунтовых вод. — М.: Наука, 1977.
3. *Уиттекер Е. Т.* Аналитическая динамика: Пер. с англ. И. Г. Малкина (ОНТИ, 1935) — Ижевск: Хаотическая и регулярная динамика, 1999. Вып. 9.

Из истории высшего гидротехнического и мелиоративного образования в России

Калустян Э. С., доктор техн. наук

Вода — важнейший источник жизнедеятельности человеческого общества на всех этапах его существования, поэтому люди селились около рек, которые не только обеспечивали их питьевой водой, но и служили средством транспортного сообщения. Одним из достижений человечества является строительство плотин и дамб, при помощи которых устраивались пруды на реках для накопления запасов воды. Если история строительства плотин насчитывает более чем пять тысяч лет, то использование энергии текущей воды для выработки электрической энергии началось с XIX века. При этом к концу XX века во всём мире было построено более 50 тысяч высоких плотин и использовано примерно 19 % энергии речного стока.

По мере развития потребностей в водных ресурсах разрабатывались научные основы использования речного стока. В России, обладающей значительными природными водными ресурсами, развитие науки об их использовании насчитывает не одну сотню лет. Оно тесно связано с историей становления высшего образования в стране.

В 1865 г. в Москве, в Петровско-Разумовском, была создана Петровская земледельческая и лесная академия, призванная решать проблемы подготовки специалистов отечественного земледелия. Позднее при Петровской академии было организовано Инженерное отделение, причиной чему послужила грандиозная природная катастрофа — засуха 1891 г., в результате которой почти полностью погиб урожай зерновых культур в 17 южных губерниях России. Число человеческих жертв этой катастрофы, сопровождавшейся эпидемией холеры, было настолько велико, что опубликованные в открытой печати данные на этот счёт нами не обнаружены до настоящего времени. Подтверждением грандиозности засухи 1891 г., охватившей 1/3 территории России, служит информация о срочном выделении правительством 60 млн. руб. на помощь голодающим и ещё 10 млн. руб. на выполнение общественных работ в 23 губерниях. По самым осторожным нашим подсчётам число жертв засухи 1891 г. могло быть существенно большим, чем в результате катастрофического цунами в странах Южной и Юго-восточной Азии 26 декабря 2004 г. и сильнейшего за последнее столетие землетрясения в том же

регионе силой 8,7 балла по шкале Рихтера 28 марта 2005 г.

Преодоление последствий засухи 1891 г. требовали решения не только социальных и экономических проблем сельскохозяйственного производства, но и технических проблем с определением наличных объёмов водных ресурсов, изучением закономерностей распределения поверхностного стока, разработкой способов его регулирования на территории страны. Министр земледелия и государственных имуществ в 1894 – 1905 гг., почетный член Петровской академии, выдающийся государственный и общественный деятель России Александр Сергеевич Ермолов в те годы писал по этому поводу: “Главным фактором нашего южнорусского земледелия является вода... Совладаем мы с водой, и вопрос о поднятии производительности нашего ... земледелия ... будет решен”.

Однако 1 февраля 1894 г. правительство закрыло Петровскую Академию, на протяжении 28 лет готовившую специалистов для сельского хозяйства и лесного дела. А. С. Ермолову всё же удалось убедить императора Александра III в целесообразности сохранения и дальнейшего развития учебной базы Академии в Петровско-Разумовском с целью создания на её базе высшего учебного заведения по подготовке специалистов сельского хозяйства и инженеров по обеспечению земледелия водой и энергией. Уже 6 июня 1894 г. через четыре месяца после закрытия, Петровская академия, переименованная в Московский сельскохозяйственный институт (МСХИ), открывается вновь с двумя отделениями — Сельскохозяйственным и Инженерным. Перед высшим учебным заведением была поставлена цель “доставлять учащимся в нём высшее образование по сельскому хозяйству и по сельскохозяйственному инженерному искусству”. Интересно отметить, что созидательная деятельность А. С. Ермолова прослеживается и на юге России, где его ведомство и он сам принимал активное участие в становлении недавно присоединенной к России Черноморской губернии и развитии зарождавшегося города-курорта Сочи.

Практическая деятельность в области мелиорации в России получила развитие задолго до указанных выше событий в результате работы экспедиций генерал-лейтенанта Иосифа Ипполитовича Жилин-



Рис. 1. Большая Садовая плотина на речке Жабенке постройки конца XVIII века

ского. В 1894 – 1909 гг. И. И. Жилинский был управляющим Отдела земельных улучшений (ОЗУ) при Министерстве земледелия и государственных имуществ (МЗиГИ). Экспедиции И. И. Жилинского в различных регионах России выполняли работы по мелиорации земель и созданию водохранилищ. Как правило, этими работами занимались инженеры-путейцы, так как специалистов-гидротехников в России в тот период ещё не готовили.

В 1880 г. в ОЗУ была учреждена экспедиция по орошению на юге России. Эта экспедиция выполняла топогеодезическую съёмку территорий и расположенных на них речных бассейнов, систематизацию данных наблюдений за расходами рек, поиск источников воды для водоснабжения, орошения и обводнения; занималась проектированием и строительством прудов на реках и в балках для их последующего хозяйственного использования. В распоряжение экспедиции было передано восемь участков казенной земли общей площадью 35 545 га в Екатеринославской (Днепропетровской), Саратовской и Самарской губерниях. По мере проявления неблагоприятных последствий засухи, так называемого “недорода урожая”, в других районах империи её деятельность впоследствии была распространена на Таврическую (Крымскую), Астраханскую губернии и Калмыкские степи, а в 1890 г. — на земельные участки в бассейнах рек Терек, Кубань, Малка, Урал и Или.

Экспедиция И. И. Жилинского принимала участие в работах по осушению в Петровско-Разумовском. Интересно, что термин “сельскохозяйственные гидротехнические работы”, широко распространенный в отечественной литературе до 30 – 50-х гг. XX века, был впервые использован И. И. Жилинским при описании гидромелиоративных мероприятий на территории России. Материалы экспедиций И. И. Жилинского послужили основой для развертывания гидротехнических и мелиоративных работ в нашей стране уже в наше время.

Сегодня, по прошествии многих лет, создание на территории Академии высшего учебного заведения по подготовке специалистов водохозяйственного комплекса представляется чрезвычайно удачным, поскольку опыт работ по созданию прудов в Петровско-Разумовском уже насчитывал не одно столетие. Так, на плане, датированном 1670 г., в районе села Семчино на Фермском ручье был указан пруд, существующий до настоящего времени. Благодаря стараниям наших предшественников по Академии этот пруд сохранился, расположен он на участке понижения Лиственничной аллеи.

В 70-е гг. XVIII столетия в имении графа К. Г. Разумовского, президента Академии наук в Санкт Петербурге в 1746 – 1765 гг., на речке Жабенке в Москве была построена большая Садовая плотина, которая по тем временам была значительным гидротехническим сооружением: длина плотины по гребню составляла 450 м, а её высота достигала 10 м (рис. 1). Объём пруда, созданного этой плотинной, составляет примерно 0,5 млн. м³. Эти объекты, давно стали неотъемлемым элементом ландшафта и местом отдыха.

При обустройстве территории Академии большое значение придавалось сохранению естественного природного ландшафта местности и водных объектов. Председатель временного строительного комитета, а впоследствии первый ректор Академии Н. И. Железнов в период выполнения работ по реконструкции усадьбы в 1865 г. так обосновывал подобное решение: “... при проектировании сооружений ..., имеется в виду удовлетворение потребностей имения и по возможности устройства таких сооружений, которые могли бы служить образцами как для слушателей Академии, так и вообще для сельских хозяйств”.

В Академии необязательный курс “Инженерное строительное искусство” читался с 1870 г. Обязательный курс сельскохозяйственной гидротехники был введён после создания инженерного факульте-



Рис. 2. Василий Васильевич Подарев (1862 – 1936 гг.), профессор Московской Сельскохозяйственной академии

та. С 1898 г. курс гидротехнических сооружений вел В. В. Подарев.

Значительный вклад в становление Инженерного отделения, позднее преобразованного в факультет, а в 30-е гг. XX века — в самостоятельный институт, внес профессор Василий Васильевич Подарев. В 1897 г. 35 летний кандидат математических наук и инженер путей сообщений В. В. Подарев был приглашен на должность адъюнкт-профессора МСХИ (рис. 2).

В. В. Подарев родился 1 января 1862 г. в г. Николаеве Херсонской губернии, где в 1880 г. он закончил гимназию с золотой медалью. После окончания гимназии он поступил на физико-математический факультет Санкт-Петербургского университета, который окончил в 1884 г. со степенью кандидата математических наук. После небольшого перерыва в 1885 – 1889 гг., связанного с преподаванием математики и механики в Паневежском реальном училище в Литве, Василий Васильевич продолжил учёбу в Санкт-Петербургском институте путей сообщения. Закончив в 1893 г. второе высшее учебное заведение и получив звание инженера путей сообщений, он в том же году в качестве штатного инженера Министерства путей сообщений направляется в экспедицию И. И. Жилинского, которая выполняла гидротехнические и мелиоративные работы на юге России и на Кавказе. Его работа в экспедиции продолжалась до 1897 г. и окончательно определила его дальнейшую судьбу как специалиста в области гидротехники.

По удачному стечению обстоятельств этот период относился к началу становления Инженерного отделения МСХИ. Кафедра Инженерного отделения в этот период располагалась в главном корпусе МСХИ (нынешний главный корпус Академии имени К. А. Тимирязева), занимая площадь всего 182 м². Назначенный 7 октября 1897 г. заведующим кафедрой специального инженерного искусства

В. В. Подарев пробудет её бессменным руководителем вплоть до 1919 г., когда его в этой должности сменил И. П. Прокофьев.

С 1900 г. В. В. Подарев уже профессор МСХИ. В 1900 – 1905 гг. были изданы первые учебники, написанные В. В. Подаревым, по основным предметам курса Инженерного отделения — дорогам, мостам, плотинам, каналам, мелиорациям. Общий объём текстовой части этих материалов составлял 383 страницы и дополнялся альбомом из 239 чертежей. К сожалению, экземпляры этих учебников в связи с неоднократными переездами не сохранились ни в научной библиотеке МГУП, ни в музее книги МСХА.

В 1902 – 1906 гг. В. В. Подарев совмещал преподавание в МСХИ с чтением лекций в Константиновском Межевом институте, где в 1907 г. им издаётся учебник “Земляные плотины” (рис. 3), который представляется одним из первых учебников по курсу гидротехнических сооружений в России.

В 1900/1901 учебном году на Инженерном отделении обучалось всего восемь студентов. В 1904 г. окончившим инженерное отделение предоставлялось право производства строительных работ по зданиям и сооружениям. В 1906 г. специально для Инженерного отделения была учреждена стипендия имени И. И. Жилинского, которая предназначалась для ежемесячной выплаты одному из наиболее одаренных студентов, обучающихся гидротехнической специальности на Инженерном отделении Московского сельскохозяйственного института.

В 1905 г. в учебном плане МСХИ образуется кафедра “Гидротехнические сооружения и мелиорации”, которую возглавил профессор В. В. Подарев. В 1910 г. на этой кафедре ассистентом работал А. Д. Дубах, будущий академик АН Белоруссии, а со второго полугодия 1912 г. на кафедру в качестве ассистента приглашается выпускник МСХИ инженер-агроном А. Н. Костяков.

В. В. Подарев был активным членом Строительной комиссии МСХИ, занимавшейся вопросами строительства новых сооружений на территории Петровско-Разумовского. Он неоднократно замещал её председателя — ректора МСХИ профессора И. А. Иверонова во время его отсутствия в Москве.

Расположенный в отдалении от центра города, МСХИ в этот период был вынужден обустраиваться собственными хозяйственными службами и инфраструктурой на территории бывшей усадьбы президента Российской Академии наук в Санкт-Петербурге (1746 – 1765 гг.) графа К. Г. Разумовского. Эта усадьба, занимавшая площадь немногим более 700 га, с уникальным природным ландшафтом и ненарушенной в течение более 250 лет экосистемой была приобретена государством у её владельца



Рис. 3. Титульный лист учебника “Земляные плотины”, изданного в 1907 г.

в 1862 г. с целью создания на её территории высшего сельскохозяйственного учебного заведения. Такое решение диктовалось необходимостью создания отечественной школы собственников земли после отмены крепостного права в России. Большую роль в принятии такого решения сыграло удобное местоположение усадьбы относительно центра г. Москвы, а также наличие железнодорожного сообщения: через территорию усадьбы проходила дорога Москва — Санкт-Петербург.

В 1911 г. были проведены крупные работы по благоустройству территории Петровско-Разумовского, включавшие устройство канализации, водоснабжения, электрического освещения улиц, площадей и зданий. В разработке проектов сооружений непосредственное участие принимал профессорско-преподавательский состав Академии. В 1912 – 1913 гг. в МСХИ работало десять инженеров, окончивших институт и оставленных для подготовки к преподавательской работе. Одним из специалистов, окончивших Инженерное отделение в 1912 г., был А. Н. Костяков, который после завершения учёбы в МСХИ и получения звания инженера-агронома был назначен заведующим Гидромодульной частью ОЗУ МЗиГИ.

В 1913 – 1914 гг. по проекту профессора В. В. Подарева на участке Жабенского луга проводятся работы по устройству фашинного дренажа. Он принимал участие и в работах по закладке второй артезианской скважины для системы водоснабжения и канализации зданий на территории Академии.

В ОЗУ МЗиГИ уже в 1909 г. была образована Гидрометрическая часть для определения водных запасов. В 1912 г. там же для изучения норм и спо-

собов использования и регулирования водных ресурсов была организована Гидромодульная часть. В 1913 – 1920 гг. заведующим Гидрометрической частью ОЗУ был будущий член комиссии ГОЭЛРО, академик ВАСХНИЛ В. Г. Глушков. В 1916 – 1920 гг. В. Г. Глушков одновременно работал профессором и заведующим кафедрой гидрологии и гидрометрии инженерного факультета МСХИ.

К 1913 г. Инженерное отделение МСХИ имело сформированный учебный план, соответствовавший потребностям развития водного хозяйства в России. В ежегодных отчётах, опубликованных МСХИ, приведены планы обучения студентов на различных кафедрах, включающие теоретические и практические работы. Практическая часть включала расчёты каналов, плотин, акведуков и других гидротехнических сооружений, всего до 5 – 10 видов проектов, которые выполнялись студентами на третьем и четвертом курсах обучения. В состав проектов входили пояснительная записка с расчётами и текстовой частью, и чертежи.

К этому времени на Инженерном отделении, помимо уже существовавшей кафедры “Гидротехнические сооружения и мелиорация”, организуется ряд других специализированных кафедр, которые позже составят основу Института инженеров водного хозяйства. Это кафедры гидравлики, гидрологии, гидрометрии и регулирования стока, строительной механики, высшей математики, водоснабжения и ряд других.

Как отмечал в своём выступлении на Северном мелиорационном съезде в 1912 г. директор МСХИ профессор И. А. Иверонов, в 1912 г. Инженерное отделение получило штат из 12 профессоров, преподавателей и ассистентов, которые были заявлены ещё в 1902 г. Из числа заведующих кафедрами 12 профессоров, количество вакантных должностей составляло 4. В отделении к этому времени насчитывалось уже 285 студентов. В 1913 г. отделение было переведено в переоборудованное для этих целей здание бывшего общежития МСХИ (корпус № 15, ныне главный учебный корпус МГАУ), где оно заняло площадь 1820 м² на втором и третьем этажах.

Организация кафедр в Инженерном отделении и выбор их руководителей были адресными. Кафедры возглавляли крупнейшие инженеры и специалисты, обладавшие опытом практической работы в области водного хозяйства. Кафедру “Гидротехнические сооружения и мелиорация” до её разделения на кафедру “Гидротехнические сооружения” и кафедру “Сельскохозяйственные мелиорации” возглавлял профессор В. В. Подарев. Заведующим кафедрой строительной механики был крупный специалист в области мостостроения профессор

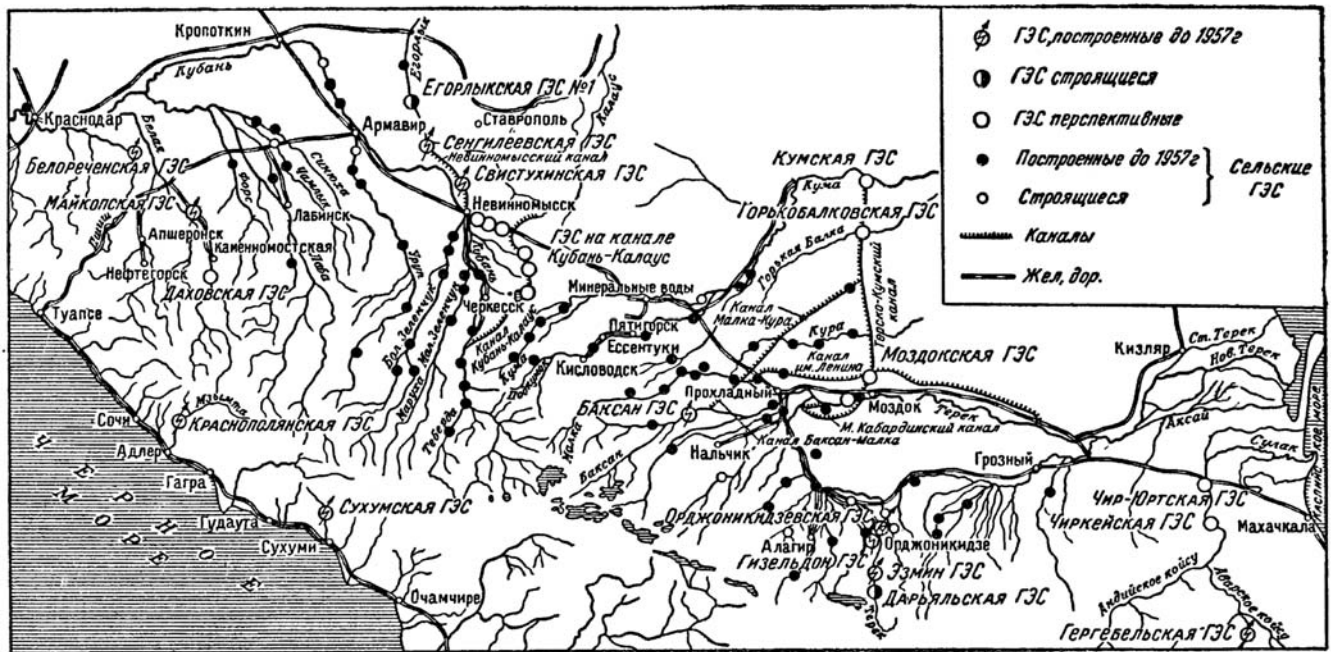


Рис. 4. Размещение гидроэлектростанций и каналов на Северном Кавказе до 1957 г.

И. П. Прокофьев. Кафедрой высшей математики заведовал профессор С. С. Бюшгенс, лекции которого довелось слушать и нам — выпускникам середины 60-х годов недавно закончившегося века. Кафедрой геодезии с 1894 по 1916 г. руководил ректор МСХИ профессор И. А. Иверонов. В результате проведенных преобразований сформировался основной состав кафедр по всем основным дисциплинам, необходимым для выполнения работ в области гидротехники и мелиорации. И. А. Иверонов, поддерживавший становление Инженерного отделения, работал в МСХИ адъюнкт-профессором с 1894 г. В 1909 г. он был избран директором института на три года, в 1912 г. переизбран на второй срок, а в 1915 г. переизбран на должность директора в третий раз.

Деятельность Инженерного отделения развивалась успешно и уже к 1914 г. встал вопрос о преобразовании отделения в факультет, а также о постройке для него нового здания. В 1914 г. отделение пополняется кафедрой геологии и гидрогеологии, которую возглавил профессор А. Н. Семихатов. В 1914 г. при активном участии В. В. Подарева начинается строительство здания инженерного факультета, которое ныне является первым корпусом МГМИ-МГУП.

Во второй половине 1916 г., после смерти И. А. Иверонова, В. В. Подарев исполнял обязанности директора МСХИ. Кафедрой мелиорации с момента её выделения в самостоятельную в 1919 г. руководил А. Н. Костяков, получивший для своего назначения профессором рекомендации руководителей МСХИ В. Р. Вильямса и В. В. Подарева. В 1929 – 1937 гг. А. Н. Костяков совмещал препода-

вание с работой во ВНИИГиМ, где был заместителем директора по научной работе.

С 1920 г. на инженерном факультете организуется кафедра гидравлики (до этого курс гидравлики в МСХИ вёл профессор А. И. Астров), которую до 1931 г. возглавлял профессор А. Я. Милович. В 1922 г. к гидромелиоративному факультету МСХИ, ставшему ведущим в области гидромелиорации в России, присоединяется мелиоративный факультет Межевого института со своими кафедрами, профессорско-преподавательским составом и студентами. С 1923 г. оборудовались кафедры и лаборатории в новом здании инженерного факультета. Вместе с председателем строительной комиссии и деканом инженерного факультета профессором И. П. Прокофьевым большое участие в этом принимали профессоры А. Н. Костяков, В. В. Подарев, П. С. Страхов. Профессор Петр Сергеевич Страхов, в течение длительного времени преподававший на Инженерном отделении МСХИ дисциплину “Архитектура”, являлся автором проекта большинства зданий этого периода на территории Академии, в том числе и нового здания Инженерного отделения.

С 1896 г. курс “Учение о двигателях” на инженерном факультете читал крупнейший специалист по механизации сельскохозяйственного производства профессор Василий Прохорович Горячкин, который в течение сорокалетней работы в МСХИ создал теорию сельскохозяйственных машин. После разделения Академии на ряд самостоятельных институтов Василий Прохорович был бессменным руководителем Московского института механизации и электрификации сельского хозяйства (МИМЭСХ),

ныне Московского государственного университета (МГАУ).

В дело развития Инженерного отделения В. В. Подарев вкладывал много труда и энергии. Это можно оценить только имея представление о состоянии Инженерного отделения в те годы. Часть должностей заведующих кафедр были вакантны, учебников не хватало. В. В. Подареву приходилось читать лекции по целому ряду специальных дисциплин одновременно: гидротехническим сооружениям, мелиорациям, дорогам, мостам и другим, часто оставаясь в институте на ночь. Однако в тесном взаимодействии с профессорами и передовыми студентами В. В. Подареву удавалось выполнять учебный план. В 1924 г. Инженерный факультет переводится во вновь построенное здание (нынешний корпус № 1 МГУП), которое в то время было крупнейшей академической постройкой в России, оборудованной лабораториями и учебными помещениями.

Большой интерес представляют учебники того периода, написанные профессором В. В. Подаревым. Эти учебники, единственно доступные для студентов 20-х гг., содержали чертежи наиболее интересных конструкций зарубежных плотин того периода, каналов и других гидротехнических сооружений, информация о которых публиковалась преимущественно в иностранной периодике. Чертежи сопровождалась краткими комментариями и расчётами по оценке их прочности и устойчивости. Эти учебники могли рассматриваться лишь как дополнение к лекционным записям, которые делали студенты во время лекций. В Большой Советской Энциклопедии издания 1933 г. при описании гидротехнических сооружений часто встречаются ссылки на учебники В. В. Подарева 20 – 30 гг. Для В. В. Подарева, являвшегося энциклопедистом в области мирового плотиностроения и свободно владевшего рядом иностранных языков, не представляло труда в сжатом виде комментировать специальную техническую информацию из зарубежной периодики.

В 1895 – 1906 гг. В. В. Подарев неоднократно выезжал в командировки в Европу — Германию, Францию, Голландию, Венгрию, Италию и Швейцарию — для знакомства с идеями использования “белого угля”, а также европейским опытом возведения гидротехнических сооружений. В 1903 г. он был командирован в Египет, где посетил старую Асуанскую плотину, а также познакомился с опытом орошения в условиях Северной Африки. Отчёты по этим командировкам в научной библиотеке института и в МСХИ не сохранились, однако в научной библиотеке МГУП сохранился экземпляр типографского издания отчёта профессора В. В. Подарева о командировке в Германию в

1927/28 гг. Этот отчёт, опубликованный в 1930 г., состоит из двух томов: собственно текста отчёта и второго тома с графическими приложениями к нему. Знакомясь с приведенными в отчете материалами, поражаешься тому огромному объёму и глубине знаний в области гидротехники и водного хозяйства, которыми обладал Василий Васильевич. В течение 90 дней командировки в Германию он осмотрел более 100 сооружений, разбросанных на реках практически по всей территории Германии, общался со многими ведущими германскими учеными-гидротехниками и преподавателями высших учебных заведений, представителями машиностроительных заводов, администрацией мелиоративных акционерных обществ и эксплуатационным персоналом немецких гидроэлектростанций. Публикация материалов этой командировки была заметным событием в жизни гидротехнической общественности нашей страны тех лет. В рецензии на отчёт (в рецензии он назван книгой), помещенной в журнале “Гидротехническое строительство” за 1931 г., отмечалось: “Труд В. В. Подарева представляет ... большой интерес и в том отношении, что автор касается небольших и довольно значительных водоёмов... Это ценно как для ирригатора, так и гидротехника, особенно для работающих в области утилизации водной энергии. Наша литература бедна такого рода пособиями и работа В. Подарева ... является значительной по своему удельному весу”.

В 1927 г. в Московском сельскохозяйственном институте торжественно отмечалось 35-летие научно-педагогической и общественной деятельности профессора В. В. Подарева, в связи с чем была организована юбилейная комиссия и выпущен специальный Адрес. Наиболее важное высказывание юбилейной комиссии в Адресе: “В. В. Подарев является основоположником Сельскохозяйственного Инженерного факультета ...”.

За время своей преподавательской деятельности с 1900 по 1927 гг. В. В. Подарев написал и издал 20 учебников по всем разделам гидротехники того времени. В период 1900 – 1904 гг. было выпущено восемь учебников общим объёмом более 500 стр. и чертежей. В 1907 г. был издан учебник по земляным плотинам (рис. 3), а также “Фашинные сооружения” и “Деревянные плотины”, в 1908 г. — учебник “Объём земляных насыпей и выемок”. Издание книг по специальности было продолжено в 1923 г. выпуском учебников по плотинам. Выпуск 1 — объём текста 80 стр. и чертежей 41 стр. В 1924 г. учебник “Гидротехнические сооружения (плотины)” был дополнен выпуском II (объём текста 164 стр. и чертежей 90 стр.). В 1925 г. было выпущено четыре учебника по гидротехническим сооружениям, посвященные плотинам и каналам. В 1926 г. был издан учебник “Гидротехнические сооружения

И. Плотины”, выпуск V (окончание) (объём текста 126 стр. и чертежей 150 стр.

В 1930 г. пять факультетов МСХИ становятся самостоятельными институтами, один из которых — Московский институт мелиорации и водного хозяйства (МИМВХ), переименованный позднее в МИИВХ-МГМИ (ныне МГУП). При образовании института в него вошли основные кафедры Инженерного факультета.

В 1930-е гг. в связи с развертыванием в стране гидротехнического строительства в журнале “Гидротехническое строительство” публиковались материалы, в которых рассматривались вопросы проектирования и строительства. При рассмотрении норм проектирования гравитационных плотин в части учёта величины противодавления редакция журнала обратилась к крупнейшим специалистам страны с просьбой высказать своё мнение по рассматриваемому вопросу. Приведём выдержку из журнала с перечнем имён этих ученых: “... акад. Винтер (Главгидроэнергострой), акад. Веденеев (Главгидроэнергострой), акад. Александров (Нижволгопроект), акад. Павловский (НИГИ), акад. Графтио (Свирьстрой), проф. Долгов (Главгидроэнергострой), проф. Чичинадзе (Гидроэлектропроект), проф. Фридман (Москва-Волгострой), проф. Герсевич (ВИОС), проф. Гришин (ВОДГЕО), проф. Галёркин, проф. Анисимов, проф. Кнорре (все из Гидроэлектропроекта), проф. Баумгартен (НИГИ), проф. Босенко (Тертерстрой), проф. Ахутин (Моск. Военно-инж. академия), проф. Подарев (Моск. инстит. водн. хозяйства), инж. Жук (Москва-Волгострой), инж. Журинов (Москва-Волгострой), инж. Вержбицкий (Бел. Балт.-комбинат), инж. Лаупман (Гидростройпроект), инж. Кандаков (Чирчикстрой), инж. Веселаго (Ярволгострой), инж. Тер-Аствацатурян (Армгидеп), инж. Рубин (Баксанстрой), инж. Спроге (ЛОГИДЕП), инж. Константинов (Пермстрой), инж. Омодео и Марчелло (оба из итальянской группы Гидроэлектропроекта)”. Из этих специалистов отечественной гидротехники, наряду с М. М. Гришиным, представлявшим в то время проектный институт ВОДГЭО, единственным профессором высшего образовательного учреждения был В. В. Подарев. Перечитывая приведенные выше фамилии специалистов, большинство из которых сегодня являются легендарными, становится ясно, на каком высоком уровне обеспечивалась надёжность строившихся в то время крупнейших водноэнергетических объектов России.

Ближайший помощник В. В. Подарева профессор кафедры гидротехнических сооружений с 1932 г., академик ВАСХНИЛ с 1948 г. Е. А. Замарин, заведовавший кафедрой после смерти В. В. Подарева, в учебнике “Гидротехнические сооружения” издания 1952 г. отмечал: “Основателем

мелиоративно-гидротехнического образования в России является Василий Васильевич Подарев”.

О личной жизни профессора В. В. Подарева известно мало. Он вел очень скромный образ жизни и был предан своему делу — преподаванию гидротехники. Жил он на территории Академии, в одном из деревянных домов, ныне не сохранившихся, семья у него не было. Василий Васильевич до конца своих дней выезжал на производственную практику вместе со студентами, чтобы лично на месте руководить их учебной практикой, направленной на закрепление знаний теоретического курса.

В 1936 г. производственная практика проходила на Северном Кавказе. В. В. Подарев со студентами выехал в Пятигорск, где в те годы находилась Терско-Кумская опытно-мелиоративная станция — научный мелиоративный центр. Пятигорск и Ессентуки в тот период были весьма крупными центрами по строительству объектов гидромелиорации. Так, в Ессентуках, недалеко от Пятигорска, ещё в 1903 г. была построена одна из первых в России и крупнейшая в те годы гидроэлектростанция “Белый уголь”. 19 сентября 1936 г., находясь на объекте гидротехнического строительства на р. Малка, около Пятигорска, В. В. Подарев скончался. Останки профессора В. В. Подарева были перевезены в Москву, где состоялось прощание с ним. Прах профессора В. В. Подарева покоится на Новодевичьем кладбище. В некрологе, помещенном в журнале “Гидротехническое строительство” за 1936г., отмечалось: “Педагогической работой и научными трудами В. В. Подарев вырастил численно большую школу учеников, многие представители которой являются профессорами, докторами наук, академиками, крупными производственниками. В. В. Подарев по праву признан родоначальником гидротехнического и гидромелиоративного образования в нашей стране”.

Сегодня можно с уверенностью сказать, что благородное дело создания сельских гидроэлектростанций и каналов, которому посвятил свою жизнь профессор В. В. Подарев, с честью продолжено его учениками. На рис. 4 приведена схема размещения сельских гидроэлектростанций (малых ГЭС, как их принято называть сегодня) на Северном Кавказе в 1955 г., созданию которых В. В. Подарев, его ученики и последователи посвятили свою жизнь.

Многие документы предвоенного времени (1930 – 1936 гг.) о деятельности В. В. Подарева в период его работы в МГМИ, к сожалению, найти не удалось. Это объясняется сложными общественными условиями в государстве, эвакуацией института в годы войны 1941 – 1945 гг.

Возвращаясь к теме работы, напомним, что засуха 1921 г., по имеющимся картографическим материалам, оказалась еще более сильной, чем в

1891 г. По некоторым данным, число жертв этой засухи составило 6 млн. человек. Необходимость предотвращения подобных губительных последствий “недорода урожая” привела к широкому развёртыванию в нашей стране водохозяйственного строительства. В 1921 г. была принята Государственная общероссийская программа развития электроэнергетики России (ГОЭЛРО). В разработке плана ГОЭЛРО по вопросам мелиорации принимали участие профессор А. Я. Милович и А. Н. Костяков. Хотя главной задачей этой программы было развитие электро- и теплоэнергетики, значительное место в ней уделялось также решению вопросов водного хозяйства, предотвращению катастрофических последствий засух в России.

В 1930 гг. в связи с сельскохозяйственным освоением степных безводных районов Северного Кавказа производилось строительство крупных каналов и ирригационных систем. В этот период были построены Алханчуртская, Малокабардинская и Терская оросительно-обводнительные системы. На перепадах каналов Малка — Кура и Баксан — Малка сооружались небольшие сельские гидроэлектростанции, работавшие на индивидуального потребителя. Только на каналах Терской оросительной системы было построено более 20 сельских (малых) гидроэлектростанций, мощность отдельных из них достигала 2 МВт. При строительстве Невинномысского канала длиной 49,2 км, рассчитанного на переброску $70 \text{ м}^3/\text{с}$ воды из р. Кубань в верховья р. Егорлык в 1937 г., учитывалась возможность комплексного использования стока, что в последующем позволило построить на нём Свистухинскую (1948 г.) и Сенгилеевскую (1952 г.) гидроэлектростанции. Устройство Невинномысского канала дало возможность оросить 120 т. га земель края, обеспечить устойчивое водоснабжение большинства населенных пунктов края, в т.ч. г. Ставрополя. В настоящее время обе гидроэлектростанции успешно эксплуатируются в составе каскада Кубанских ГЭС. Всего же в стране по данным профессора Ф. Ф. Губина, к 1951 г. насчитывалось более 50 тысяч сельских (малых) гидроэлектростанций.

Проблема комплексного использования стока рек для мелиоративных и гидроэнергетических целей в Ставрополье успешно решалась и в последующие годы. Так, в 1950 – 70-х гг. построен и эксплуатируется Егорлыкский гидроузел. На канале Кубань — Калаус в 1961 – 1971 гг. построены Барсучковские ГЭС № 3 и № 4 и Куршавские ГЭС № 1 и № 2. На Куршавской ГЭС 2, сорокалетие пуска которой торжественно отмечалось в 2007 г., производится управление работой всей группы Куршавских ГЭС. В настоящее время Куршавские ГЭС входят в состав Ставропольской электрической генерирующей компании (СЭГК). На Зеленчукском

гидроузле, строительство которого было начато в 1976 г., в 1999 г. введён первый из трех агрегатов станции. В 2004 г. на Свистухинской ГЭС введен в эксплуатацию новый холостой водосброс вместо вышедшего из строя в 2002 г. во время катастрофического наводнения на юге России. В 1992 – 1994 гг. на р. Черек, правом притоке р. Баксан, было начато строительство Аушигерского и Советского гидроузлов мощностью 60 и 63 МВт соответственно. Строительство Аушигерского гидроузла завершено в 2002 г., Советский гидроузел предполагалось ввести в 2008 г.

Лучшим памятником основателям инженерного факультета МСХИ является вклад его выпускников в создание водохозяйственных систем энергетического, сельскохозяйственного, транспортного, коммунального назначения в стране и за рубежом. Невозможно перечислить всех специалистов водного хозяйства нескольких поколений, участвовавших в создании крупных водохозяйственных объектов. Назовем имена некоторых выдающихся инженеров-гидротехников и гидростроителей первых поколений выпускников, ставших легендарными, и гидроузлы, на которых они применили свои знания по гидротехнике, полученные в период обучения в институте.

Андрей Ефимович Бочкин (1906 – 1979 гг.) — один из наиболее именитых гидротехников-строителей школы В. В. Подарева. В числе “тысячников” он был направлен на учёбу в Москву, в Институт водного хозяйства, а с четвертого курса был послан в Оренбуржье, где работал и одновременно учился. В 1933 г. он окончил гидротехнический факультет. А. Е. Бочкин руководил строительством Невинномысского канала в Ставрополье. Однако главной вехой в его биографии гидростроителя стала Сибирь. В 1950 г. он назначается начальником строительства Иркутской ГЭС на р. Ангаре (1950 – 1958 гг.), которая в те годы была третьей по мощности гидроэлектростанцией страны после Куйбышевской и Сталинградской. После завершения строительства Иркутской ГЭС А. Е. Бочкин руководил строительством Красноярской ГЭС на р. Енисее (1956 – 1972 гг.). В 1963 г. им были начаты подготовительные работы на новом енисейском створе, предназначенном для возведения Саяно-Шушенской ГЭС.

Главным инженером строительства Братской ГЭС на р. Ангаре (1956 – 1965 гг.) был легендарный инженер Арон Маркович Гиндин (1903 – 1981 гг.), — выпускник гидротехнического факультета МСХИ 1928 г., один из основателей треста “Грузгидроэнергострой”, подразделение которого — “Ингуригэсстрой” возводило на р. Ингури крупнейшую на Кавказе Ингурскую ГЭС с уникальной в мировой практике арочной плотиной вы-

сотой 271,5 м. Строительные университеты на этой гидроэлектростанции проходил и автор настоящей статьи.

А. Н. Семёнов, выпускник МГМИ 1952 г., в 1973 – 1977 гг. работал начальником Братскгэстроя. В 1977 г. А. Н. Семёнов назначается заместителем министра энергетики и электрификации. В 1986 г. он являлся одним из руководителей Правительственной комиссии по ликвидации последствий аварии на Чернобыльской АЭС. На протяжении многих лет А. Н. Семёнов был председателем общества “Чернобыльцы” Минтопэнерго, которое оказывает материальную, правовую и медицинскую помощь участникам ликвидации аварии на АЭС. С 1991 по 2008 г. возглавлял Российский национальный комитет по большим плотинам (РНКСИГБ), а в настоящее время — его почётный председатель. Александр Николаевич является председателем Совета ветеранов энергетики.

На Мамаканской ГЭС (1956 – 1963 гг.), первенце, возводившемся в суровых условиях Сибири за 60° северной широты, начальником строительства был выпускник института Борис Иванович Загородников. Здесь же начинал свою работу выпускник МИИВХ, будущий ректор университета А. А. Ваньков. На строительстве гидроузла Хоабинь во Вьетнаме Б. И. Загородников был главным экспертом.

Строительством Саратовской ГЭС на р. Волге в 1956 – 1963 гг. руководил один из учеников В. В. Подарева — Н. М. Иванцов, выпускник МИИВХ 1937 г. В 1959 – 1962 гг. Николай Максимович был директором института “Гидроэнергопроект”.

За время реализации государственных планов создания объектов гидроэнергетики и водного хозяйства в СССР была построена мощная энергетическая и водохозяйственная база государства. В марте 2010 г. исполнилось 90 лет со дня подписания “Положения о Государственной комиссии по электрификации России” (ГОЭЛРО).

В условиях развития негосударственных форм строительства этих важнейших для обеспечения развития экономики государства объектов темпы их создания и ввод мощностей сократились. Значительно сократились численность научных специалистов в отрасли и выпуск специалистов водохозяйственного профиля. Вместе с тем созданные ранее и находящиеся в эксплуатации объекты водохозяйственного комплекса требуют проведения своевременных ремонтов и модернизации. Важнейшей задачей является обеспечение достаточного уровня безопасности. Решать эти проблемы наиболее квалифицированно могут специалисты водохозяйственного профиля — гидротехники и мелиораторы. Выполнение функций по обеспечению безопасности непрофильными организациями, как показали катастрофические разрушения Киселёвской и Тирлянкой плотин в 1992 – 1994 гг. и катастрофическое разрушения здания Саяно-Шушенской ГЭС в 2008 г., не способствует обеспечению, а тем более повышению безопасности объектов водохозяйственного комплекса.

Список литературы

1. *Замарин Е. А., Попов К. В., Фандеев В. В.* Гидротехнические сооружения. — 2-е изд., перераб. М., 1952.
2. *Жилинский И. И.*, Очерк работ экспедиции по орошению на юге России и Кавказе, СПб., 1892.
3. *Иверонов И. А.* Современное состояние инженерного отделения Московского сельскохозяйственного института // Вестник сельского хозяйства. 1913. № 44.
4. *Калустян Э. С.* Подарев Василий Васильевич (1862 – 1936). Основоположник высшего гидротехнического и мелиоративного образования в России. — М.: МГУП, 2009.
5. *Подарев В. В.* Германские гидросооружения. Отчёт о командировке за границу в 1927 и 1928 гг. М., 1930.
6. *Румянцев И. С.* Страницы истории российской гидротехники. — М.: МГУП, 1999.
7. Андрей Ефимович Бочкин // Гидротехническое строительство. 2006. № 10.
8. *Профессор В. В. Подарев* // Гидротехническое строительство. 1936. № 11.

Гавриил Павлович Завриев (к 100-летию со дня рождения)

16 января 2010 г. исполнилось 100 лет со дня рождения известного ученого, заведующего Ереванской лабораторией туннелей ГрузНИИЭГС, доктора технических наук Гавриила Павловича Завриева.

В 1932 г. Г. П. Завриев окончил Грузинский политехнический институт и получил квалификацию инженера-строителя. С 1934 по 1960 г. он работал в Тбилисском научно-исследовательском институте сооружений и гидроэнергетики, где в 1944 г. защитил диссертацию и получил ученую степень кандидата технических наук.

В 1960 г. Г. П. Завриев переезжает в Армению и организует первую в системе Минэнерго СССР Ереванскую лабораторию туннелей, в которой в течение ряда лет он проводил теоретические и экспериментальные исследования статической и противофильтрационной работы туннельных сооружений и их взаимодействия с окружающей горной породой. В 1963 г. он защищает докторскую диссертацию. Г. П. Завриев являлся крупнейшим специалистом в области исследований, проектирования и строительства туннелей и других подземных сооружений. Предложенные и разработанные Г. П. Завриевым способы и устройства для исследования конструкций туннелей и свойств скальных пород нашли широкое применение и получили известность не только в нашей стране, но и за рубе-



жом. Разработанная им методика определения упругих свойств горных пород применялась на многих объектах Советского Союза, а также в Египте и Китае.

Результаты исследований, проведенных в лаборатории Г. П. Завриева, нашли применение на объектах энергетики Закавказья и Средней Азии, таких, как ГЭС Севано-Разданского каскада, Храм II и Ингури ГЭС, туннели Чарвакской и Нурекской ГЭС и др. Исследования по определению прочности и напряжений в туннельных обделках проводились на строи-

тельстве Краснопресненского радиуса Московского метрополитена, в туннелях Ангренского угольного разреза, Семеновского автодорожного перевального туннеля и др.

Одновременно с научной деятельностью Г. П. Завриев в течение ряда лет вел педагогическую работу в Тбилисском институте железнодорожного транспорта и в Ереванском политехническом институте.

За высокие достижения в труде Г. П. Завриев был удостоен многих правительственных и ведомственных наград и почетных званий.

Г. П. Завриев был человеком прекрасных душевных качеств, обладал широкой эрудицией и большим чувством долга, помогал всем, кто обращался к нему за консультацией.

Использование наплавных конструкций для системы технического водоснабжения атомной электростанции “Куданкулам” в Индии

Петухов Д. В., главный специалист (ОАО “Атомэнергопроект”),

Кубасов А. П., главный конструктор,

Дынкин А. С., ведущий инженер (ОАО “Институт Гидропроект”)

Атомная электростанция “Куданкулам” в Индии (в составе двух энергоблоков мощностью 1000 МВт каждый) расположена в 30 км от г. Куньякумари на берегу Манарского залива. Система технического водоснабжения предусматривает охлаждение энергоблоков атомной станции морской водой забираемой из акватории залива. Исходя из условий экологической безопасности и в соответствии с требованием индийской стороны гидротехническая часть системы охлаждения морской водой запроектирована таким образом, что превышение температуры в точке сброса в море над температурой забираемой воды с естественной температурой составляет не более 7 °С. Это требование определило объем забираемой воды на охлаждение всех потребителей в размере 566 270 м³/ч на два блока АЭС.

Система технического водоснабжения подразделяется на три системы охлаждения:

систему основной охлаждающей воды конденсаторов турбины с расходом 256 000 м³/ч на каждый блок;

систему технического водоснабжения неответственных потребителей вспомогательного оборудования турбины с расходом 11 050 м³/ч на каждый блок;

систему технического водоснабжения ответственных потребителей реакторного отделения, дизель-генератора и дизельной холодильной установки с расходом 16 760 м³/ч на каждый блок.

Технические решения забора воды основывались на следующих основных положениях:

обеспечении требуемого по условиям эксплуатации основного оборудования температурного режима воды на водозаборе;

сохранении экологически необходимого теплового режима вод Манарского залива при работе станции;

исключении попадания наносов в водозабор;

создании надежных устройств по защите строительных конструкций, оборудования, трубопроводов от обрастания и попадания биомассы в водозабор;

антикоррозионной защите бетона, трубопроводов, металлоконструкций;

защите береговой полосы от эрозии.

Состав сооружений системы технического водоснабжения (рис. 1). В состав сооружений, расположенных непосредственно в море, входят:

водозаборный трубопровод, расположенный в море на расстоянии 1100 м от берега;

водозаборное сооружение, расположенное в море на расстоянии 250 м от берега;

рыбозащитное сооружение, расположенное в море на расстоянии 250 м от берега.

Эти сооружения объединены в один комплекс и оконтурены защитной дамбой. Конструкция защитной дамбы позволяет исключить попадание в водозаборные сооружения наносов и “теплой” воды, сбрасываемой в море после охлаждения потребителей АЭС.

В состав сооружений, расположенных на берегу, входят:

насосные станции для подачи основной охлаждающей воды и воды для нужд ответственных и неответственных потребителей;

сооружения для отвода воды в море после потребителей АЭС — сифонные колодцы и отводящие каналы;

хлораторная установка для получения гипохлорита из морской воды, служащего для защиты систем охлаждающей воды от обрастания.

Водозаборный трубопровод. Проведенные исследования теплового режима забора и сброса технической воды и биообрастания сооружений и оборудования при эксплуатации системы технического водоснабжения показали, что наиболее эффективным решением будет забор воды с глубины 10 м на расстоянии от 1000 до 1200 м от берега. На этой глубине наблюдается стратификация температуры воды, кроме того, забор воды с этой глубины позволяет значительно уменьшить общее количество биомассы, попадающей в акваторию, огороженную защитными дамбами.

Определенное по результатам математического моделирования местоположение водозаборного трубопровода позволяет избежать влияния сброса отработавшей теплой воды от АЭС на температуру забираемой на охлаждение морской воды.

Выбор способа строительства и описание строительных конструкций. Строительство водозаборного и рыбозащитного сооружений, расположенных на расстоянии 250 м от берега, где глубина моря не превышает 4,5 – 5,0 м, осуществлялось на осушенной территории за ограждающей временной перемычкой. Такой способ широко распространен в практике строительства гидрозвузов. Осуществить строительство водозаборного трубопровода в назначенном месте за ограждающими перемычками на осушенной площадке или “пионерным” способом оказалось весьма затруднительным по следующим причинам. Дно моря в этом районе сложено из скальных трещиноватых и пористых пород с повышенной фильтрацией. Ограждающие перемычки при глубине

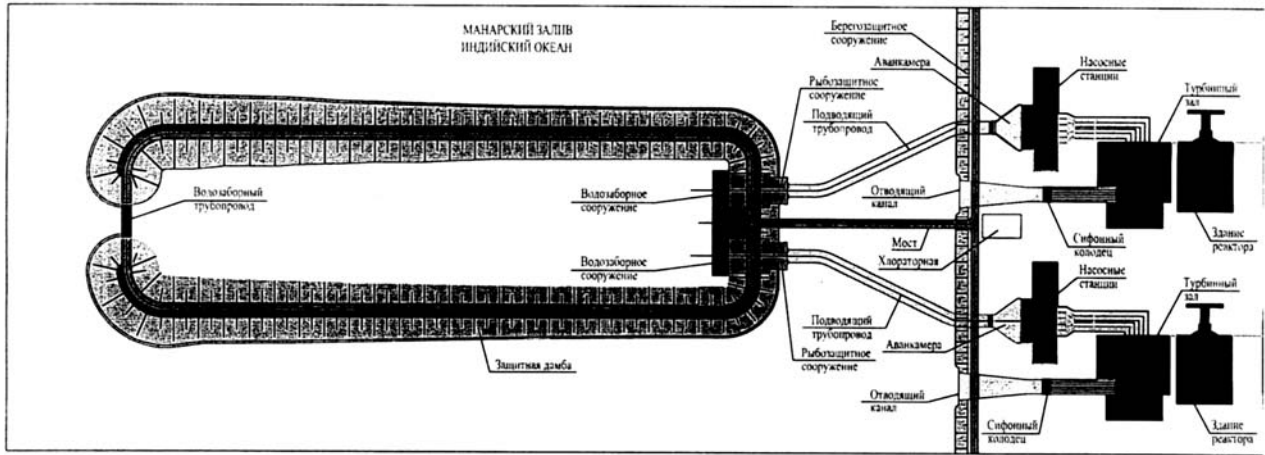


Рис. 1. План основных сооружений

моря 10 м должны быть оснащены противофильтрационной завесой, а для предотвращения просачивания воды через основание потребовалось бы устройство соответствующего водопонижения на весь срок строительства. Строительство же “пионерным” способом было бы ограничено сроком штилевого периода, который в данном районе в условиях открытого моря длится только с конца декабря до середины февраля.

Поэтому в результате технико-экономического сравнения способов строительства, а следовательно, и конструктивных вариантов был принят наплавной способ строительства водозаборного трубопровода. Этот способ предусматривает строительство в двух стадиях: строительство наплавных блоков на суше;

последующая их достройка после транспортировки на плаву и установки на месте.

Конструкция водозаборного трубопровода состоит из четырёх блоков: двух в водопропускных секциях и двух глухих примыкающих для сопряжения с защитной дамбой.

Наплавные блоки представляют собой тонкостенные коробчатые конструкции из монолитного железобетона, стойкого к воздействию морской воды, и рассчитаны на воздействие факторов, соответствующих условиям места строительства и эксплуатации. При разработке конструкций наплавных блоков проходная глубина фарватера в начальной части транспортировки была задана равной 5,0 м, что определило предельно допустимую осадку блоков, а следовательно, возможные толщины элементов

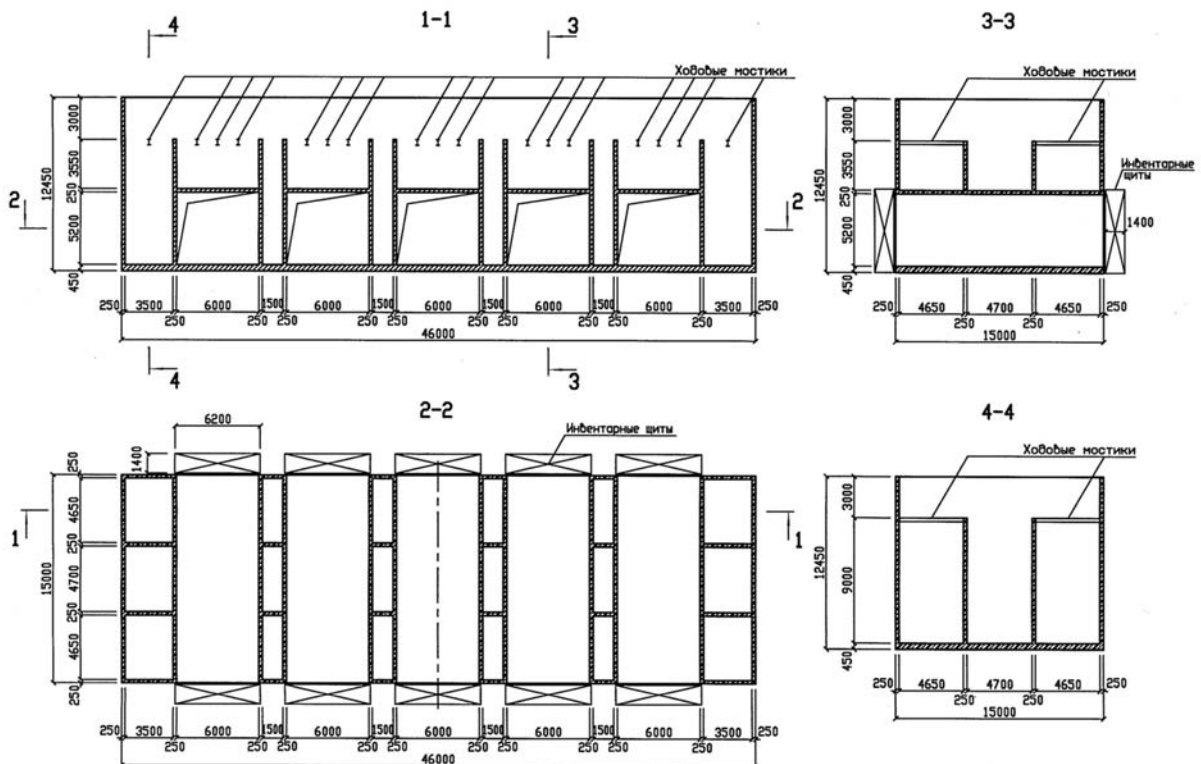


Рис. 2. Наплавной блок водопропускной секции

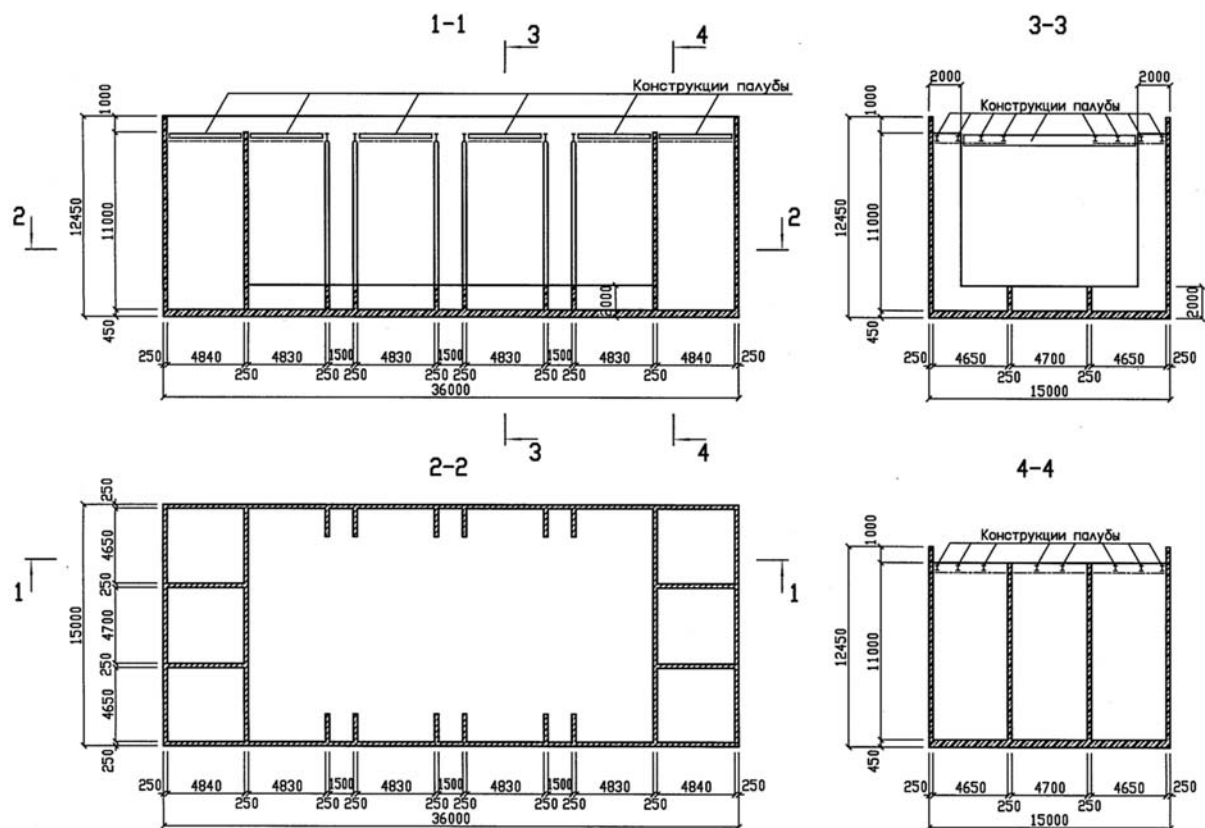


Рис. 3. Наплавной блок примыкающей секции



Рис. 4. Изготовление блоков на стапельном месте. Вид на наплавной блок водопропускной секции с установленными инвентарными щитами, за ним наплавной блок примыкающей секции

конструкций. Толщина стенок бортов и переборок определена в 25 см, а толщина днищевой плиты — в 45 см.

Наплавной блок водопропускной секции (рис. 2). Длина блока — 46,0 м, ширина вдоль пропуска воды — 15,0 м, высота борта — 12,5 м. Высота борта принята из

расчёта возвышения над водой после посадки блока на основание с отметкой минус 9,5 м для обеспечения возможности проведения работ по возведению надводной части. Блок имеет пять отверстий для пропуска воды. Ширина отверстий — 6,0 м, высота — 5,2 м. Габариты



Рис. 5. Затопление котлована и всплытие наплавных блоков



Рис. 6. Вывод из котлована наплавного блока через разобранную перемышку



Рис. 7. Транспортировка на плаву водопропускного блока

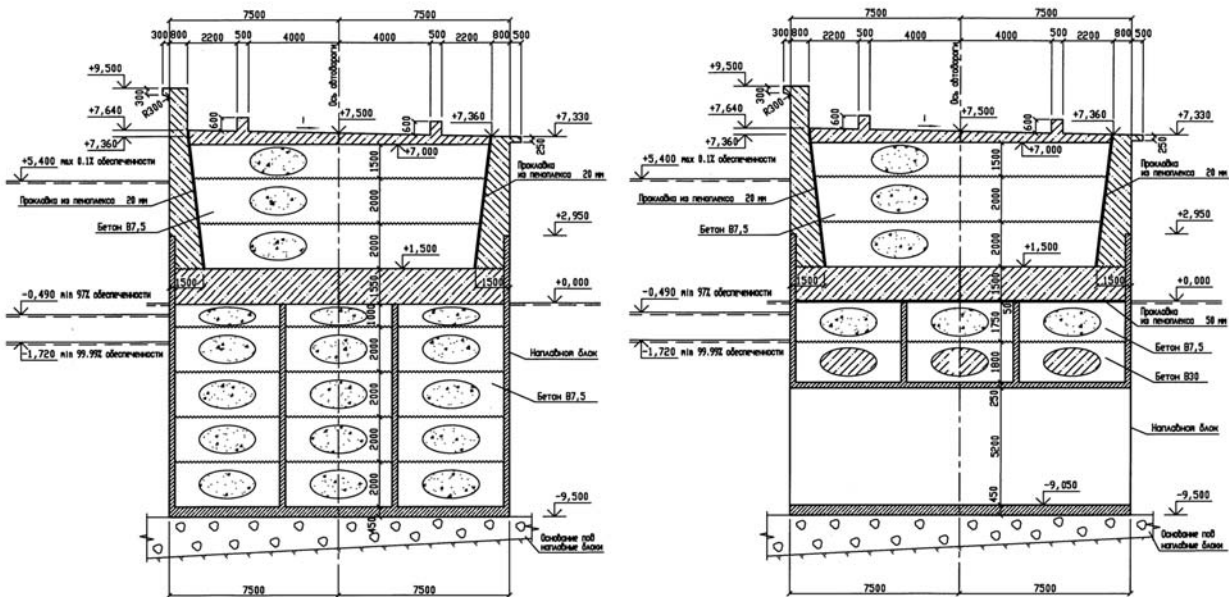


Рис. 8. Достройка в створе блока водопропускной секции: а — разрез по балластному отсеку; б — разрез по водопропускному отверстию

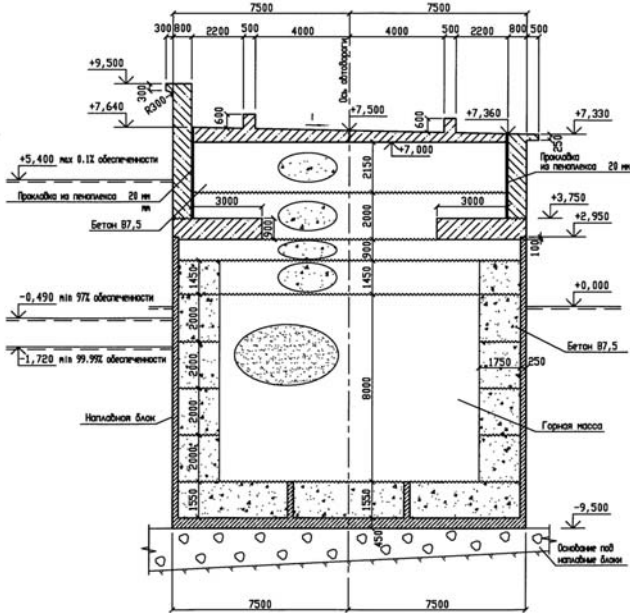


Рис. 9. Достройка в створе блока примыкающей секции

отверстий соответствуют расчётному пропуску воды при заборе.

Блок представляет собой коробчатую конструкцию, состоящую из днищевой плиты, оконтуренной бортами; ряда переборок, образующих балластные отсеки и создающих пространственную жёсткость; параллельной днищу плиты, ограничивающей сверху водопропускные отверстия. Для обеспечения плавучести блока водопропускные отверстия перекрывали инвентарными металлическими щитами, которые демонтировали после окончательной установки блока на месте. Щиты имели внутренние полости, создающие дополнительную плавучесть и остойчивость в процессе погружения блоков. Осадка блока на плаву 4,3 м.

Наплавной блок примыкающей секции (рис. 3). Длина блока — 36,0 м, ширина и высота такие же, как у блока водопропускной секции (15,0 и 12,5 м соответственно). Пространственная жёсткость обеспечивается глухими бортами, переборками балластных отсеков и технологической палубой в верхней части из перекрёстных металлических балок. Осадка блока на плаву 3,9 м.

Для соблюдения равномерного погружения блоков в горизонтальном положении была разработана балластно-осушительная система. Для обслуживания этой системы в верхней части водопропускных блоков были устроены ходовые мостики из металлоконструкций, а в примыкающих блоках обслуживание осуществлялось с технологической палубы.

Изготовление, транспортировка и установка конструкций в проектное положение. Наплавные блоки готовились на стапельном месте, оборудованном на части прибрежной акватории, ограждённой от моря временной перемышкой и используемой для строительства основных сооружений системы технического водоснабжения АЭС (рис. 4).

Вывод блоков, их транспортировка к месту установки производились после разбора временной перемышки и затопления котлована, внутри ковша, образованного защитными дамбами. Это позволило избежать негативного волнового и ветрового влияния и проводить морские операции в соответствии с нормативными требованиями параметров волнения и ветра (рис. 5, 6, 7). Принятые габариты и весовые параметры наплавных блоков обеспечили требуемую осадку на плаву, их остойчивость при транспортировке и посадке на место установки.

Блоки устанавливались на подготовку («постель») из гравийной массы при заполнении забортной водой балластных отсеков, образуемых переборками и бортами блоков. Размеры «постели» приняты исходя из возможности посадки блока на грунт с достаточным допуском по точности посадки. На «постель» по периметру осно-



Рис. 10. Вид на законченное строительство водозаборного трубопровода

вания наплавного блока укладывались мешки с бетонной смесью, и проводилась последующая цементация “постели” через закладные трубы, оставленные в конструкции наплавного блока. Эти мероприятия позволили избежать размыва “постели” донными волновыми скоростями и обеспечить надежное основание для водозаборного трубопровода.

После посадки наплавных блоков в проектное положение производились работы по их достройке, заключающиеся в замещении воды в отсеках тощим бетоном, наращивании бортов до проектной отметки, бетонировании передней стенки воспринимающей волновое воздействие до отм. +9,500 м и бетонировании верхней плиты на отм. +7,500 м под проезжую часть автодороги (рис. 8, 9).

Конструкции водозаборного трубопровода рассчитаны на следующие воздействия:

- а) в период транспортировки на плаву и установки их на месте:
 - на тяговое усилие от буксирных тросов и швартовки по $P = 36$ т на трос;
 - на гидростатическое давление 5 т/м²;
 - на действие волны высотой $1,0$ м;

- б) в стадии эксплуатации после достройки:
 - на ветровые воздействия при скорости ветра $43,4$ м/с (1% обеспеченности);

- на температурные воздействия при абсолютной максимальной температуре воздуха $+40$ °С и абсолютной минимальной температуре воздуха $+18$ °С;

- на воздействия волны обеспеченностью 1% — высота волны $6,9$ м, длина волны 93 м;

- на сейсмическое воздействие — 6 баллов.

Строительство водозаборного трубопровода наплавным способом закончено в 2009 г. (рис. 10). В настоящее время в наземной части АЭС “Куданкулам” ведутся пусконаладочные работы. Принятый способ строительства водозаборного трубопровода позволил завершить его в срок, не задерживая пуск в эксплуатацию АЭС, и позволил исключить затраты на работы, необходимые при строительстве такого сооружения за ограждающими перемычками.

Разработка конструкций водозаборного трубопровода и рабочей документации осуществлена ОАО “Институт Гидропроект”, а строительные работы велись индийской стороной.

Сдано в набор 25.06.2010. Подписано в печать 23.08.2010. 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”