



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.

№ 3

март

2012

Содержание

Житников И. Ю. Современное состояние и перспектива развития возобновляемых источников энергии и их роль в энергосистеме. 2

Строительство и эксплуатация

Колосов М. А. Надежность направляющего аппарата турбины Саяно-Шушенской ГЭС 7

Савич А. И., Замахав А. М., Пудов К. О. Напряженное состояние массива пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС 11

Газиев Э. Г. Наклоны горизонтальных сечений Саяно-Шушенской арочно-гравитационной плотины 25

Вертопрахова Л. А., Соловьёва И. А., Климов В. Е., Скакун В. П., Афанасин В. А. Разработка технических условий и освоение производства умереннотермичного портландцемента для гидротехнических сооружений в ООО «Красноярский цемент». 29

Расчеты, исследования, эксперименты

Бухарцев В. Н., Петриченко М. Р. Решение задачи о фильтрации в однородном прямоугольном грунтовом массиве на основе вариационных принципов. 32

Сокуров В. В., Ермолаева А. Н., Матрошилина Т. В. Исследование субъективности границы раскатывания глинистых грунтов 38

Дискуссии

Скребков Г. П. Моделирование сбросных аэрированных потоков в комплексе с энергогасящими сооружениями 45

Хроника

Новости гидроэнергетики и гидротехники 50

Поздравление Н. Г. Савченкову 53

Беллендир Е. Н., Глаговский В. Б., Пак А. П. Современное состояние технического нормирования в области гидротехнических сооружений. 54

Аксенов П. В. Финансовые инструменты повышения конкурентоспособности энергетической компании. 56

На обложке – Саяно-Шушенская ГЭС

Современное состояние и перспектива развития возобновляемых источников энергии и их роль в энергосистеме

Житников И. Ю., специалист службы долгосрочного планирования энергетических режимов (ОАО “Системный оператор Единой энергетической системы” (ОАО “СО ЕЭС”))

Приводятся данные по выработке электроэнергии, производимой возобновляемыми источниками энергии, в России и за рубежом.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, выработка, мощность, гидроэнергетика, ветроэнергетика, геотермальная энергетика, ветровая энергия, биомасса, солнечная энергия.

Электричество является важнейшей составляющей экономического развития во всех странах. Выработка электричества в мире постоянно увеличивается. Начиная с 1999 г. в Восточной и Юго-Восточной Азии удельный среднегодовой прирост составил 6,2 %, в Северной Африке и на Ближнем Востоке — 4,9 и 3,8 % соответственно. На сегодняшний день Северная Америка является лидером по удельной выработке электричества (в среднем 13,948 кВт · ч на человека). Это более чем в 2 раза больше чем в Восточной Европе (в среднем 6,536 кВт · ч на человека), в 5 раз больше чем в Восточной и Юго-Восточной Азии (в среднем 2,785 кВт · ч на человека) и почти в 10 раз больше чем в Северной Африке (1,481 кВт · ч на человека) [1].

В последнее время политика многих стран рассчитана на использование уже имеющегося оборудования или на строительство небольших электростанций по региональному признаку. Строительство же новых крупных объектов (таких, как Бушер-

ская АЭС) ведет к значительным тратам и может негативно сказаться на дальнейшем развитии страны. Поэтому наиболее актуальным сейчас является вопрос развития и использования в ряде стран возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Развитие возобновляемых источников энергии в мире. Производство электричества на базе ВИЭ (включая гидроэлектростанции) в 2009 г. составило 3,810 ТВт · ч, или 19,1 % от общего мирового производства. Это больше, чем выработка электричества на базе атомных станций (13,5 % в 2009 г.), но намного меньше, чем на базе тепловых станций (67,2 %). Остальные 0,2 % были получены за счет сжигания отходов. Данные представлены в табл. 1 [1].

Гидроэнергетика. На сегодняшний день доля гидроэнергетики в составе ВИЭ составляет 84,3 %. Гидроэлектростанции успешно эксплуатируются практически во всех регионах мира. Основными странами по выработке электричества являются Китай — 17,8 %, Канада — 11,5 %, Бразилия — 11,2 %.

Т а б л и ц а 1

Мировое производство электричества на базе ВИЭ, ТВт · ч

ВИЭ	1999 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Геотермальная энергия	49,8	59,7	62,9	65,6	65,0
Ветровая энергия	21,2	131,2	171,8	219,7	268,2
Биомасса	126,2	202,6	218,7	231,3	241,2
Твердая биомасса	97,4	145,5	155,8	165,7	171,4
Биогаз	10,6	25	29,2	31,4	36,3
Жидкая биомасса	-	3,7	3,3	3,4	4,3
Городские отходы	18,3	28,4	30,4	30,7	29,2
Солнечная энергия	1	6,1	8,0	12,8	21,4
Солнечные батареи	0,5	5,5	7,3	11,9	20,5
Солнечные коллекторы	0,492	0,551	0,685	0,899	0,920
Гидравлическая энергия	2610,7	3080,5	3122,9	3244,1	3213,9
Всего	2809,6	3480,7	3584,8	3773,9	3810,3

В ближайшие годы доля Азии в производстве электроэнергии на базе гидроэлектростанций ещё больше возрастёт. Одним из последних проектов является станция Longtan Dam (6,4 ГВт) в Китае, которая сможет вырабатывать 18,7 ТВт · ч электроэнергии в год. Начиная с 2015 г. будет пущена в работу ещё одна станция — Xiluodu Dam (12,6 ГВт), которая будет второй по мощности в мире.

В последнее десятилетие значительное внимание уделяется маломощным ГЭС и бесплотинным (безнапорным) электростанциям проточного типа, которые не требуют больших капитальных затрат на строительство гидротехнических сооружений и оказывают минимальное воздействие на окружающую среду. Строительство таких пико- и микро-ГЭС установленной мощностью от долей киловатт до 10 МВт активно осуществляется в странах Западной Европы (табл. 2), Северной Америки и других регионах мира [2].

Ветроэнергетика. Суммарная установленная мощность всех ветроагрегатов составляет около 200 тыс. МВт, что вдвое больше по сравнению с 2006 г. Чуть меньше половины (48,9 %) вырабатываемой энергии приходится на Западную Европу. Другими крупными регионами являются Северная Америка (27,9 %), Восточная и Юго-Восточная Азия (12,2 %). В первую пятерку стран по числу агрегатов входят США, Германия, Испания Китай и Индия. Это примерно 71,4 % от общего мирового значения. Суммарные установленные мощности ветроагрегатов по странам на конец 2010 г. представлены в табл. 3 [3].

Рост выработки электроэнергии в данном секторе составил 22,1 % от прошлого года, что является вторым показателем после солнечной энергии. Наибольшего прогресса достигли Восточная и Юго-Восточная Азия (55,6 % от среднегодового значения), далее — Северная Америка (32 %), Южная Азия (26,7 %) и Западная Европа (24,8 %). Данные Всемирного совета по ветроэнергетике показывают, что в 2010 г. в одном только Китае установили ветроагрегатов суммарно мощностью

Т а б л и ц а 2

Выработка электроэнергии на базе малых ГЭС в странах Западной Европы, ГВт · ч

Страна	2008 г.	2009 г.
Италия	9160	10382
Германия	6783	6344
Франция	7073	6119
Австрия	4365	4632
Испания	3233	3770
Швеция	3789	3595

16,5 ГВт, доведя накопленный потенциал до 42,3 ГВт и тем самым опередив США (40,2 ГВт). Уровень установленной мощности в США был сопоставим с Европой, снизившись с 9849 МВт в 2009 г. до 5115 МВт в 2010 г. [1].

Ветроэнергетику начинают осваивать также в развивающихся странах, где данный сектор становится все более конкурентоспособным. По данным Всемирного совета установленная мощность ветроагрегатов в Индии составляет 2139 МВт, в Бразилии — 326 МВт, в Мексике — 316 МВт [3].

Геотермальная энергетика. Основой развития геотермальной энергии являются получение тепла и выработка электроэнергии за счет использования высокотемпературных подземных источников (вода, пар). Выделяют четыре основных региона сосредоточения запасов геотермальной энергии: Восточную и Юго-Восточную Азию (31,4 % от общемирового запаса), Северную Америку (25,4 %), Западную Европу (16,4 %), Центральную Америку и Карибский бассейн (15,5 %).

Ведущими странами по производству геотермальной энергии являются США, Филиппины, Индонезия, Мексика и Италия (70,7 %). Если к производству в этих странах добавить производство в Новой Зеландии, Исландии, Японии, Кении и Сальвадоре, то общая сумма от общего мирового производства составит порядка 94,5 %. В 2009 г. производство геотермальной энергии выросло до 65 млрд. кВт · ч, что составляет 0,3 % от общего мирового производства и 1,7 % от производства на базе ВИЭ. При этом установленная мощность электростанций

Т а б л и ц а 3

Суммарные установленные мощности ветроагрегатов по странам на конец 2010 г., МВт

Страна	2009 г.	2010 г.
Европейский Союз	75106,4	84399,0
Остальная Европа	1377,0	1874,0
Итого	76483,4	86213,0
США	35086,0	40180,0
Канада	3319,0	4009,0
Итого	38405,0	44189,0
Китай	25805,0	42287,0
Индия	10926,0	13065,0
Япония	2085,0	2304,0
Другие страны Азии	823,0	985,0
Итого	39639,0	58641,0
Остальной мир	4393,0	5484,0
Всего	158920,4	194527,0

тростанций составила 10,7 ГВт [1]. Выработка электроэнергии на базе геотермальных источников в 2009 г. представлена в табл. 4 [1].

Наибольший вклад в развитие геотермальной энергии внесла Западная Европа. В 2009 г. в Италии построено две новые станции, что позволило увеличить суммарную установленную мощность геотермальных станций до 843 МВт. Кроме того, компания “Enel Green Power” планирует в ближайшие несколько лет дополнительно ввести 112 МВт (четыре новые станции в Larderello/Travale и по одной в Vagnore и Piancastagnaio).

В Португалии геотермальные ресурсы используются на острове San Miguel, в вулканической части архипелага Азорских островов. По данным Департамента энергетики и геологии установленная мощность электростанций составляет около 25 МВт. Выработка в 2009 г. составила 184 ГВт · ч. В дальнейшем планируют удвоить установленную мощность электростанций за счет новых высокотемпературных (234 °С) месторождений на острове Terceira.

Можно выделить две крупные электростанции, расположенные в Гваделупе, их суммарная установленная мощность составляет 16 МВт. Во Франции есть опытный завод (мощностью 1,5 МВт), который использует геотермальные ресурсы из трещин в сухих породах. В 2008 г. этот завод был подключен к энергосистеме г. Страсбурга [2].

Биомасса. Понятие биомасса можно подразделить на четыре категории: твердую биомассу (древесина, древесные отходы, отходы сельского хозяйства и животноводства), биогаз (промышленные

или сельскохозяйственные отходы), твердые возобновляемые бытовых отходы и жидкую биомассу (биоэтанол, биодизельное топливо, растительное масло и т.д.). Четвертая категория наиболее популярна для производства электроэнергии. По этому показателю биомасса в 2009 г. догнала ветроэнергетику и вошла в тройку возобновляемых источников энергии, составив 1,2 % (241,2 млрд. кВт · ч) от общего количества произведенной электроэнергии в мире или 6,3 % от доли всех ВИЭ (табл. 5).

Основная часть электроэнергии вырабатывается путем сжигания твердой биомассы (71 %), что во много раз больше, чем за счет сжигания биогаза (15 %), и твердых возобновляемых бытовых отходов (12,1 %). Остальное приходится на долю жидкой биомассы (1,8 %) [1].

Западная Европа наиболее широко использует биомассу для производства электроэнергии (41,7 %). Это больше, чем в Северной Америке (26,3 %), Южной Америке (13,9 %), Восточной и Юго-Восточной Азии (9,8 %). В первую четверку стран-производителей входят США, которые производят 55,6 ТВт · ч электроэнергии (23 % от общего мирового производства), Германия (33,8 ТВт · ч), Бразилия (27,1 ТВт · ч) и Япония (11,8 ТВт · ч).

Рост производства электроэнергии на базе биомассы должен продолжиться и в последующие годы, прежде всего за счет оптимизации режима работы ТЭЦ при одновременном производстве электричества и тепла. Технологический прогресс в области газификации биомассы может предложить новые возможности в развитии производства электроэнергии на базе биомассы. Преимущества за-

Таблица 4

Выработка электроэнергии на базе геотермальных источников по странам в 2009 г.

Страна	ТВт · ч	%
США	16,5	25,4
Филиппины	10,3	15,9
Индонезия	7,0	10,8
Мексика	6,7	10,4
Италия	5,3	8,2
Новая Зеландия	4,8	7,4
Исландия	4,6	7,0
Япония	2,9	4,5
Кения	1,7	2,6
Сальвадор	1,5	2,3
Остальной мир	3,6	5,5
Всего	65,0	100,0

Таблица 5

Выработка электроэнергии на базе биомассы по странам в 2009 г.

Страна	ТВт · ч	%
США	55,6	23,0
Германия	33,8	14,0
Бразилия	27,1	11,2
Япония	11,8	4,9
Швеция	11,1	4,6
Англия	10,8	4,5
Финляндия	8,7	3,6
Канада	7,9	3,3
Италия	6,3	2,6
Франция	4,1	1,7
Остальной мир	64,0	26,5
Всего	241,2	100,0

ключаются в повышении качества чистоты сгорания (уменьшение выбросов пепла и смолы), в возможности достижения более высокой производительности за счет более высокой температуры сгорания и т.д. [4].

Солнечная энергетика. В современной солнечной энергетике существует два основных направления: фотоэлектрические преобразователи, т.е. выработка электроэнергии с помощью солнечных элементов, и теплоэнергетика (получение тепловой энергии за счет использования солнечных коллекторов).

Производство энергии на базе солнечных батарей развивается не столь стремительно, как хотелось бы (0,6 % от общей выработки энергии на базе ВИЭ в 2009 г.) и составляет 21,4 ТВт · ч (на долю фотоэлектрических преобразователей приходится 20,5 ТВт · ч, а на долю теплоэнергетики — 920 ГВт · ч).

Фотоэлектрическая промышленность сегодня поддерживается на государственном уровне такими программами, как создание “солнечных” крыш в США, Японии и Германии.

По прогнозам, доля теплоэнергетики в ближайшее время должна существенно возрасти (в Северной Америке, на юге Европы, в Северной Африке, на Ближнем Востоке и в Океании). Из недавно построенных станций можно выделить станцию в Неваде (64 МВт), комплекс станций в США и Испании (11 и 20 МВт соответственно), Andasol-1 (50 МВт), Andasol-2 (50 МВт) и Enerstar (50 МВт). В 2009 г. производство электроэнергии было сконцентрировано в трех основных регионах: Восточной Европе (68,4 %), Восточной и Юго-Восточной Азии (17 %) и Северной Америке (11,6 %). При этом большая часть вырабатываемой электроэнергии сосредоточена в нескольких странах: Испании (6,9 ТВт · ч), Германии (6,2 ТВт · ч), Японии (2,9 ТВт · ч) и США (2,4 ТВт · ч) — и составляет 85,7 % от общего количества произведенной энергии в мире.

За последние годы темпы роста в данном секторе впечатляют. В период с 2007 по 2008 г. он составил 62,4 %, а с 2008 по 2009 г. — 68 %. Особенно значительный рост производства в 2009 г. был зафиксирован в Западной Европе (94,7 %, или 7,1 ТВт · ч), на Востоке и в Юго-Восточной Азии (33,9 %, или 0,9 ТВт · ч), в Северной Америке (23,3 % или 0,5 ТВт · ч) [1].

Развитие возобновляемых источников энергии в России. Началом развития возобновляемых источников энергии в России (без учета гидроэнергетики) можно считать вступление в силу Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ “Об электроэнергетике”, в котором установлены основные принципы поддержки развития ВИЭ и особенности

участия генерирующего оборудования ВИЭ в рынке электрической энергии. В дальнейшем во исполнение этого закона были приняты следующие нормативные акты, регламентирующие особенности производства и реализации электроэнергии, выработанной с использованием ВИЭ:

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 3 июня 2008 г. № 426 “О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии”

Для квалификации генерирующего объекта как функционирующего на основе использования ВИЭ Постановлением определены следующие критерии:

генерирующий объект функционирует на основе использования исключительно возобновляемых источников энергии или в режиме комбинированного использования возобновляемых и иных источников энергии;

генерирующий объект находится в эксплуатации (введен в эксплуатацию и не выведен в ремонт или из эксплуатации);

генерирующий объект в установленном порядке присоединен к электрическим сетям сетевой организации и оснащен средствами измерений, соответствующими требованиям законодательства Российской Федерации об электроэнергетике;

с помощью использования генерирующего объекта обеспечивается выполнение целевых показателей.

2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-п “Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электро-

Т а б л и ц а 6
Производство электроэнергии на базе ВИЭ в России, ТВт · ч

ВИЭ	1999 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Геотермальная энергия	0,028	0,463	0,485	0,485	0,485
Ветровая энергия	–	0,013	0,013	0,015	0,015
Биомасса	0,03	0,044	0,014	0,015	0,016
Твердая биомасса	0,03	0,044	0,014	0,015	0,016
Биогаз	–	–	–	–	–
Жидкая биомасса	–	–	–	–	–
Городские отходы	–	–	–	–	–
Солнечная энергия	–	–	–	–	–
Гидравлическая энергия	147,6	164,4	167,9	156,6	165,8
Всего	147,7	164,9	168,4	157,1	166,3

Структура установленной мощности и выработки электроэнергии гидроэлектростанциями ЭЭС России

Показатель	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Установленная мощность, ГВт	40,9	40,9	43,9	44,3	44,4
Удельный вес по мощности, %	20,7	20,6	20,9	21,1	21,1
Выработка электроэнергии, млрд. кВт · ч	164,1	164,4	167,9	156,6	165,8
Удельный вес по выработке, %	17,7	16,8	17,2	15,6	16,9

энергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года”.

Распоряжение содержит значения целевых показателей объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии (кроме гидроэлектростанций установленной мощностью более 25 МВт):

- в 2010 г. — 1,5 %;
- в 2015 г. — 2,5 %;
- в 2020 г. — 4,5 %.

3. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 187 “О порядке ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии”.

Приказ дает определение сертификата, подтверждающего объем производства электрической энергии, выработанной с использованием ВИЭ, устанавливает порядок ведения реестра выдачи и погашения сертификатов [5].

Согласно анализу статистических данных, проведенному независимой международной организацией “Observ’ER”, к концу 2009 г. производство электроэнергии на базе ВИЭ практически полностью осуществлялось на гидроэлектростанциях. Суммарная выработка электроэнергии составила 166,3 ТВт · ч, что на 9,2 ТВт · ч больше, чем в 2008 г. (табл. 6).

Стоит отметить, что данные расчеты проводились без учета выработки электроэнергии частными лицами для собственных нужд [1].

Россия располагает одним из самых больших гидроэнергетических потенциалов, что определяет широкие возможности развития гидрогенерации. На территории Российской Федерации сосредоточено около 9 % мировых запасов гидроэнергии.

Общий валовой (теоретический) гидропотенциал России оценивается в 2800 млрд. кВт · ч годовой выработки электроэнергии, в том числе 400 млрд.

кВт · ч составляет потенциал малых ГЭС. Технически достижимый гидропотенциал без учета малых рек равен 1670 млрд. кВт · ч, а экономический потенциал как часть гидроресурсов, приемлемая для практического использования с учетом экономической целесообразности, условий хозяйственного освоения территорий и природоохранных факторов, примерно 852 млрд. кВт · ч. При этом по степени его освоения Россия в настоящее время значительно уступает развитым странам (Швейцария 99 %, Франция 89 %, США 82 %, Япония 81 %).

Производство электроэнергии на базе гидроэлектростанций в 2009 г. составило 99,7 % от общей выработки электроэнергии на базе ВИЭ, что, в свою очередь, составляет 17,6 % от общемировой выработки электроэнергии. Установленная мощность электростанций составила 44,4 ГВт, что позволило выработать 165,8 млрд. кВт · ч электроэнергии. Информация о мощности и выработке представлена в табл. 7 [6].

В настоящее время Правление крупнейшей гидрогенерирующей компании страны ОАО “РусГидро” отказалось от программ по вводу новых мощностей, намеченных своим предшественником, и заявило, что основную стратегию развития гидроэнергетики видит в реконструкции и модернизации уже существующих ГЭС, а также в строительстве малых станций, требующих значительно меньших капиталовложений.

Список литературы

1. Worldwide electricity production from renewable energy source / Twelfth edition 2010 <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/introduction.asp>; 2011.
2. 10th State of Renewable Energies in Europe. <http://www.eurobserv-er.org/pdf/barobilan10.pdf>; 2011.
3. Wind power barometer. <http://www.eurobserv-er.org/press.asp>; 2011.
4. Biofuels barometer. <http://www.eurobserv-er.org/press.asp>; 2011.
5. НП Совет Рынка. <http://www.np-sr.ru/norem/information/russianelectricity/>.
6. ОАО “СО ЕЭС”. <http://so-ups.ru/?id=disclosure>.

Надежность направляющего аппарата турбины Саяно-Шушенской ГЭС

Колосов М. А., профессор, доктор техн. наук

(Санкт-Петербургский государственный университет водных коммуникаций)

Предлагается рассмотреть в качестве основной причины повышенной вибрации отказ в работе направляющего аппарата турбины.

Ключевые слова: направляющий аппарат турбины, поток воды, лопасти турбины.

Авария на Саяно-Шушенской ГЭС поставила вопрос о надежности гидростанции. Для выявления причины аварии рассмотрим схему взаимодействия потока с элементами водопропускного тракта “водозабор — водовод — спиральная камера — направляющий аппарат — турбина”, чтобы выбрать тот элемент, который стал причиной аварии турбины (рис. 1).

На водоприемнике ГЭС стоит корзинообразная сороудерживающая решетка эркерного типа. Ее функция — защита водовода от попадания плавающего мусора (плавника). Так как водозабор заглублен ниже уровня верхнего бьефа, вероятность попадания плавника (кустарника, бревен) на решетку очень мала. Кроме того, конструкция решетки удерживает поступление крупных элементов плавника в водовод и в направляющий аппарат турбины. Затвор водоприемника поднят и не оказывает влияния на поток. Водовод со стальной облицовкой и спиральная камера турбины не вносят каких-либо кратковременных воздействий на поток.

Остается направляющий аппарат турбины, который, маневрируя лопатками, разделяет поток воды, поступающий из спиральной камеры на отдельные локальные струи, поступающие на лопасти турбины. Очень важно, чтобы эти струи были равными по расходу и подавали равный по круговому контуру удельный расход на рабочее колесо турбины.

Рассматривая причины аварии, Государственная комиссия отметила, что во втором агрегате ГЭС с

начала ввода в эксплуатацию (1980 г.) отмечались случаи боя вала турбины (таблица) [1].

Вибрация, вызванная боем вала турбины, отмечалась и накануне аварии. В 8 ч 13 мин 18 августа 2009 г. была отмечена вибрация амплитудой 840 мкм, что превышает нормативную величину примерно в 4 раза. Отсутствие на втором агрегате системы непрерывного виброконтроля не позволило оперативному персоналу остановить агрегат и предотвратить аварию.

Анализа причин повышения вибрации вала турбины в Акте [1] не приводится.

Направляющий аппарат турбины должен выполнять две функции:

обеспечить равномерную по круговому контуру подачу воды из спиральной камеры на рабочее колесо турбины;

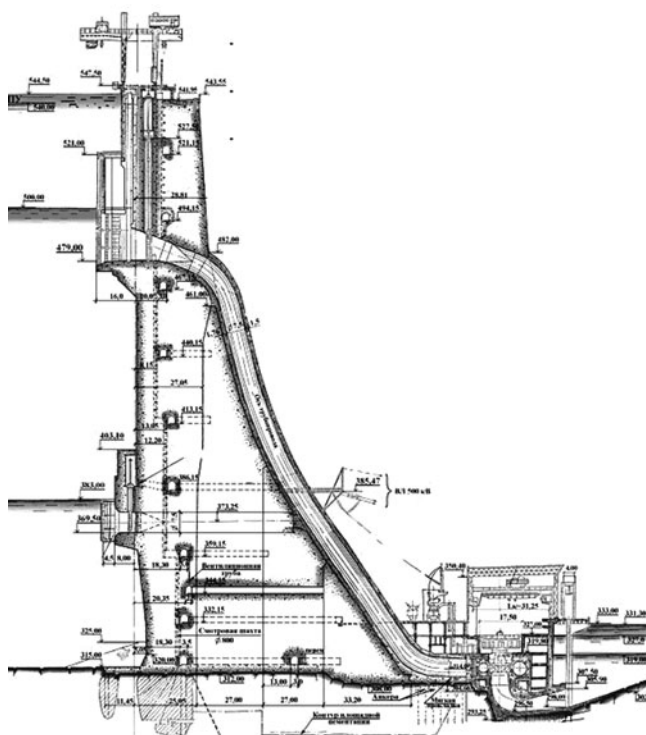


Рис. 1. Профиль ГЭС

Отказы в работе турбины ГА-2 в первые годы эксплуатации

Год	Общее число отказов	В том числе бой вала турбины
1980	5	1
1981	4	3
1982	15	11
1983	5	3

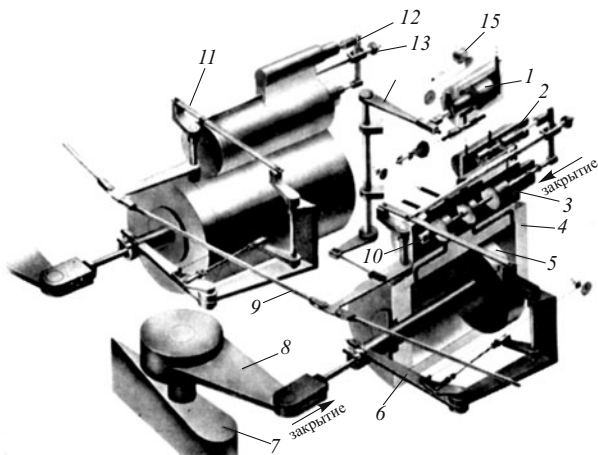


Рис. 2. Схема направляющего аппарата Саяно-Шушенской ГЭС: 1 — промежуточный сервомотор; 2 — игла побудительного золотника; 3 — золотник управления; 4 — сервомотор; 5 — поршень; 6 — рычажная передача обратной связи; 7 — лопатка; 8, 11, 12 — рычаги; 9 — синхронизирующая передача; 10 — подпятник; 13 — маховичок ручного управления; 14 — рычажная передача; 15 — датчик электрической обратной связи

регулировать расход воды, подаваемой на рабочее колесо турбины с изменением мощности, а также прекращать подачу воды на рабочее колесо для остановки турбины.

Обе эти функции направляющий аппарат выполняет синхронным поворотом лопаток. Синхронность поворота лопаток на существующих гидроэлектростанциях обеспечивается поворотом горизонтального регулирующего кольца, по ободу которого закреплены шарнирно приводные пальцы лопаток [2]. Поворот кольца обычно производится двумя сервомоторами, или электроприводом через редуктор. При попадании между лопаток плавника (бревно, доска) производится срезка пальцев, при

этом остальные лопатки остаются работать в синхронном режиме.

Направляющий аппарат турбин Саяно-Шушенской ГЭС выполнен по другому принципу [3]. Здесь 20 лопаток направляющего аппарата имеют в качестве привода поворота индивидуальный сервомотор. Для обеспечения синхронности работы лопаток каждый сервомотор лопатки управляется 20 золотниками. С помощью рычагов каждый золотник соединяется с одной стороны с синхронизирующей кинематической передачей, а с другой — с передачей связи своего сервомотора (рис. 2). Синхронизирующая передача представляет собою многозвенную систему в виде тяг, прикрепленных к опоре сервомоторов посредством рычагов.

Для повышения чувствительности системы управления каждый золотник снабжен гидроусилителем, состоящим из вспомогательного сервомотора, представляющего единое целое с телом золотника и побудительными золотниками.

Игла побудительного золотника и тело золотника соединены рычагом, который обеспечивает обратную связь от вспомогательного сервомотора к побудительному золотнику.

Функциональная схема регулирования гидротурбины приведены на рис. 3 [3].

Как функциональная схема регулирования турбины, так и привод поворота лопаток представляют собою многозвенную систему, элементы которой характеризуются соответствующим уровнем надежности.

Надежностью технической системы в теории надежности является способность установки выполнять заданные функции в течение заданного времени. В качестве основного количественного

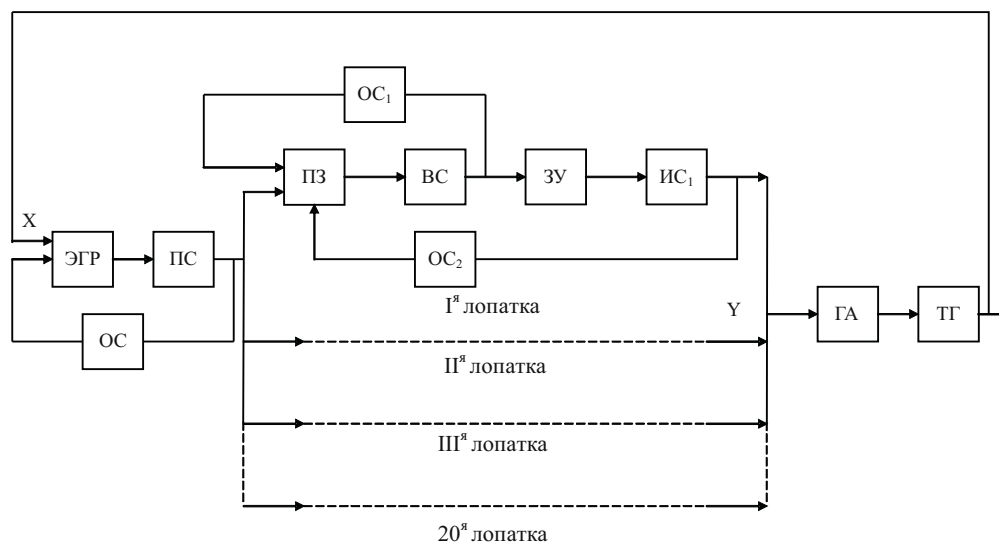


Рис. 3. Функциональная схема регулирования лопаток направляющего аппарата: ЭГР — электрогидравлический регулятор; ПС — промежуточный сервомотор; ОС, ОС₁, ОС₂ — жесткие обратные связи; ВС — вспомогательный сервомотор; ЗУ — золотник управления; ПЗ — побудительный золотник; ИС₁ — индивидуальный сервомотор; ГА — махогенератор; Y — относительное отключение хода сервомотора; X — относительное отключение частоты

показателя надежности применена величина вероятности безотказной работы системы в течение заданного времени. Выход из строя одного из звеньев системы элемента комплекса приводит в отказу всей системы. Нарушение синхронности работы лопаток направляющего аппарата может происходить при отказе одной из 20 систем, каждая из которых состоит из 6 элементов. Такими элементами могут быть сервомоторы — вспомогательный и исполнительный, золотники — побудительный и управления, а также рычажные системы обратной связи.

Изготовленная гидроаппаратура имеет следующие заводские гарантированные сроки эксплуатации [4]:

- сервомоторы — 2000 ч;
- золотники — 300 ч;
- масляные фильтры — 400 ч;
- гидроаппаратура, соединения — 10 000 ч;
- насосы — 3000 ч.

При малых гарантированных сроках высока вероятность отказов элементов, включенных в схему регулирования открытия лопаток.

Поскольку рычажные передачи обратной связи имеют многозвенную систему рычагов и шарниров (до 5 элементов в каждой связи), их надежность зависит от качества изготовления каждого элемента, качества сборки, а также от качества перемонтажа во время ремонтов.

Вибрационные нагрузки на шарнирно-рычажные системы, как показывает практика, способствуют проявлению необратимых деформаций в рычагах, а также, особенно, в шарнирах.

Так как, система “направляющей аппарат” должна обеспечивать синхронность открытия лопаток, то отказ любого последовательно расположенного звена, обеспечивающего функционирование каждой лопатки, должен быть включен в формулу надежности. При этом формулу надежности системы “направляющий аппарат” можно представить зависимостью

$$R_{НА}(\tau) = R_{ЭГР}(\tau) \cdot R_{ПС}(\tau) \cdot R_{ОС}(\tau) \cdot \prod_{i=1}^{i=20} R_{ПЗ}(\tau) \cdot \prod_{i=1}^{i=20} R_{ВС}(\tau) \cdot \prod_{i=1}^{i=20} R_{ЗУ}(\tau) \cdot \prod_{i=1}^{i=20} R_{ИС}(\tau) \cdot \prod_{i=1}^{i=20} R_{ОС1}(\tau) \cdot \prod_{i=1}^{i=20} R_{ОС2}(\tau),$$

где $R_{НА}(\tau)$ — надежность системы “направляющий аппарат”; $R_{ЭГР}(\tau)$; $R_{ПС}(\tau)$; $R_{ОС}(\tau)$ — надежность звеньев системы “электрогидравлический регулятор”, “промежуточный сервомотор”, “жесткая обратная связь”;

$$\prod_{i=1}^{i=20} R_{ПЗ}(\tau); \prod_{i=1}^{i=20} R_{ВС}(\tau); \prod_{i=1}^{i=20} R_{ЗУ}(\tau); \prod_{i=1}^{i=20} R_{ИС}(\tau); \prod_{i=1}^{i=20} R_{ОС1}(\tau); \prod_{i=1}^{i=20} R_{ОС2}(\tau)$$

– произведение надежности звеньев системы каждой лопатки, а именно: “побудительный золотник”, “вспомогательный сервомотор”, “золотник управления”, “индивидуальный сервомотор”, “жесткая обратная связь” первая и вторая.

Расчеты показывают, что если принять достаточно высокую надежность для каждого звена системы $R(\tau)=0,99$, то общая надежность всей системы “направляющий аппарат” $R_{НА}(\tau)$ составит 0,29, т.е. всего 29 %, при этом вероятность отказа составит 71 %.

Низкая надежность системы “направляющий аппарат” в турбинах Саяно-Шушенской ГЭС отмечалась при анализе причин аварии [5]. В ходе исследования технологических причин в работе [5] неоднократно высказывалось предположение, что повышенная вибрация и ее резкие скачки при открытии направляющего аппарата есть результат того, что “как минимум одна из лопаток остается в закрытом состоянии”. Далее автор исследования [5] заключает, что автоматическая система не проявила себя при наборах мощности, а это может быть следствием заклинивания лопаток направляющего аппарата и рассогласования их в работе на угол более 10 %. Очевидно, что рассогласование положения лопаток приводит к неравномерности воздействия потока воды на рабочее колесо турбины, к биению вала и вибрациям. С приведенными выводами автора [5] следует согласиться.

Ранее в период проведения гидравлических исследований было отмечено, что “лопатка”, потерявшая управление, сильно влияет на величину гидравлического момента соседних с ней лопаток, при этом на следующей лопатке гидравлический момент, действующий на закрытие в 5 – 6 раз превышает величину момента при согласованном положении лопаток [8]. Этот факт, полученный при гидравлических исследованиях, имел высокую вероятность реализации в действующем аппарате второго гидроагрегата.

Разрабатывая новую конструкцию направляющего аппарата для турбин Саяно-Шушенского гидроузла, конструкторы исходили из следующих соображений, которые, на наш взгляд, недостаточно обоснованы, чтобы вместо надежной и испытанной конструкции “поворотное регулирующее колесо” принять индивидуальную систему привода лопаток [3, 6, 7]:

1. “Направляющий аппарат с индивидуальными сервомоторами обеспечивает независимое друг от друга закрытие направляющих лопаток”.

Практика показала, что выполнение данного требования является не только ненужным, но и вредным, поскольку при отказе элементов система синхронизации не обеспечивает равномерную подачу воды на лопасти турбины.

2. “Применение индивидуальных сервомоторов обеспечивает плотное закрытие направляющего аппарата”.

Это требование не удалось реализовать. Как показала авария, при усилении вибрации автоматическое закрытие всех лопаток аппарата не произошло. Кроме того, утверждения авторов проекта о плотном закрытии направляющего аппарата послужило поводом об отмене шаровых или быстропадающих затворов в водоводах. Последствия такого решения известны.

3. “Применение индивидуальных сервомоторов исключает предохранительные срезные элементы”.

Предохранительные срезные элементы в существующих направляющих аппаратах [2] устанавливаются на случай попадания между лопатками топликов (бревно, доска и др.). При наличии на водоприемнике сороудерживающих решеток такие случаи бывают крайне редко. Однако в случае их попадания и срезке пальцев закрытие остальных лопаток аппарата происходит без аварийных ситуаций.

4. “Конструкция нового направляющего аппарата улучшает компоновку и интерьер шахты турбины”.

Этот довод можно оставить без комментариев, однако следует отметить, что на существующих ГЭС шахта турбины не является объектом экскурсионного наблюдения, поэтому забота об интерьере вряд ли необходима.

В заключение можно сделать вывод, что конструкция направляющего аппарата, принятая в турбинах Саяно-Шушенской ГЭС, не обеспечила управления работой рабочего колеса из-за рассогласования в работе лопаток, что и привело к вибрационным воздействиям и послужило причиной аварии.

Применение объемного многозвенного привода, каковым является система направляющего аппарата, известно. Это судовозная камера Красноярского судоподъемника [4] или автотрейлеры для перевозки и погрузки на суда тяжеловесов *. В этих систе-

мах объемный гидропривод применяется как для транспортировки грузов (суда, тяжеловесы), так и для обеспечения равномерного опирания ходовых тележек с приводом на судовозные пути. В известных системах привода передвижения и в системах опирания тележек каждое звено дублирует другое. При отказе отдельного звена система продолжает работать, например, перемещать судно в судоподъемнике или поднимать и перевозить грузы на трейлере.

Система маневрирования лопатками направляющего аппарата турбин Саяно-Шушенской ГЭС перестает функционировать при отказе системы привода любой лопатки, поскольку отсутствуют необходимые элементы дублирования.

Список литературы

1. Акт технического расследования причин аварии, произошедшей 17 августа 2009 г. в филиале Открытого Акционерного Общества “РусГидро” — Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного”.
2. Справочник по гидротурбинам / Под ред. чл.-корр. Н. Н. Ковалева. — Л.: Машиностроение, 1984.
3. Клевин Л. А., Шелопугин Б. Н. Система управления направляющим аппаратом с индивидуальным сервомотором // Научные исследования для Саяно-Шушенской ГЭС: Материалы научно-технической конференции 1977 г. — Л.: Энергия, 1978. С. 192 – 196.
4. Гук Ю. Б., Семенов Г. И. Оценка надежности систем привода судовозной камеры судоподъемника Красноярского гидроузла // Труды координационных совещаний по гидротехнике. М.-Л.: Энергия, 1966. Вып. 30.
5. Зеленохат Н. И. Технологические причины аварии на Саяно-Шушенской ГЭС // Вестник МЭИ. 2010. № 1.
6. Гамус И. М. Прогрессивные проектные решения в гидромеханической части Саяно-Шушенской ГЭС // Научные исследования для Саяно-Шушенской ГЭС: Материал научно-технической конференции 1977 г. — Л.: Энергия, 1978. С. 149 – 158.
7. Белов В. С., Кондратьев Ю. С., Скрылев И. К., Слынько В. С. Гидротурбинное оборудование для Саяно-Шушенской ГЭС // Научные исследования для Саяно-Шушенской ГЭС: Материал научно-технической конференции 1977 г. — Л.: Энергия, 1978. С. 159 – 164.
8. Кузминский С. С., Невский Д. Ю., Пылев И. М., Писанов Б. Н., Ивлев А. Г., Бухалев Н. С. Результаты исследований по отработке проточной части турбины и исследование нагрузок на лопатки направляющего аппарата // Научные исследования для Саяно-Шушенской ГЭС: Материал научно-технической конференции 1977 г. — Л.: Энергия, 1978. С. 165 – 171.

* Колосов М. А., Кузнецов А. Ю. Причалы для погрузки-выгрузки тяжеловесов // Гидротехника-XXI век. 2010. № 2.

Напряженное состояние массива пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Савич А. И., доктор физ.-мат. наук, Замахаев А. М., кандидат физ.-мат. наук,
Пудов К. О., инженер (ЦСГНЭО)

Оценка изменений поля естественных напряжений в массиве основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС при эксплуатации гидроузла

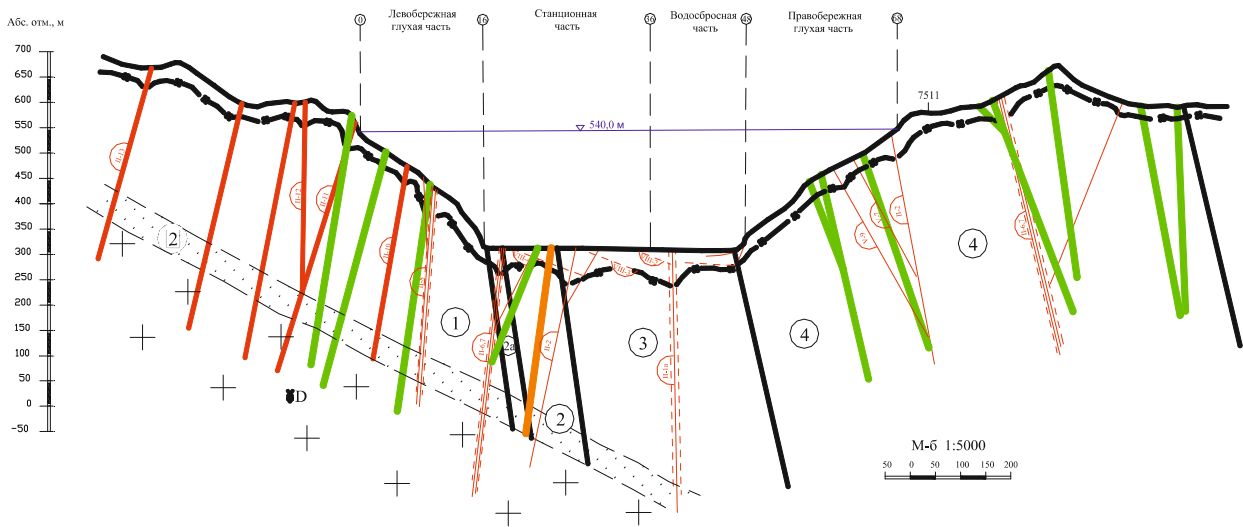
Ключевые слова: массив пород, основание плотины.

Арочно-гравитационная плотина Саяно-Шушенской ГЭС высотой 242 м расположена в верхнем течении р. Енисей, на северной окраинной части Западного Саяна, где Енисей пересекает горные цепи почти вкрест их простирания. Долина реки на участке створа плотины асимметричная и имеет ширину по низу 350 – 360 м, на уровне гребня плотины — 950 м и глубину вреза в 500 – 700 м [1] при абсолютных отметках хребтов на уровне 750 – 1000 м. В тектоническом отношении этот участок относится к ядру джебашского антиклинория, сложенного протерозойскими метаморфическими сланцами, которые “собраны в крутые изоклинальные складки северо-восточного, почти широтного простирания” [2]. Толща сланцев в районе створа прорезана разновозрастными дайками разного состава и прорвана девонскими интрузиями гранитов. Основные черты современного рельефа района ГЭС сформировались в результате сводово-глыбовых поднятий Западного Саяна, продолжавшихся до плейстоцена. В четвертичное время тектонические движения в данном районе носили прерывистый характер, а общая амплитуда вреза долины р. Енисей за этот период составила 100 – 120 м [3]. Указанные особенности геотектонического развития района обусловили современный характер напряженно-деформированного состояния (НДС) массива пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС, что нашло свое отражение как в структуре и свойствах зоны поверхностной разгрузки, так и в динамике деформационных процессов и явлений [4, 5]. Учитывая влияние, которое оказывает существующее в массиве поле естественных напряжений на показатели физико-механических свойств и трещиноватость пород “*in situ*”, в процессе инженерных изысканий было уделено значительное внимание изучению напряженного состояния массива на участке строящейся плотины. Основные результаты этих исследований, изложенные в статье В. М. Кутепова [6], получены методом разгрузки с измерением деформаций упругого восстановления на торцах скважин в трех штольнях, расположенных в районе створа плотины на разных берегах и различных гипсомет-

рических отметках. Судя по этим данным, величина вертикальной компоненты поля напряжений в приповерхностной части массива изменяется от 4,8 до 18,5 МПа, а значение суммарной горизонтальной компоненты $\sigma_r = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2}$ находится в пределах от 2,0 до 12,5 МПа [6]. По результатам исследований установлены наличие зон пониженных и повышенных напряжений вблизи склонов долины и значительное превышение измеренных значений вертикальных и горизонтальных компонент по сравнению с аналогичными величинами геостатического поля. Эти работы во многом носили пионерный характер, но их результаты, к сожалению, не нашли должного отражения при разработке проекта Саяно-Шушенской ГЭС.

За прошедшие после проведения указанных исследований четыре десятилетия построена и длительное время эксплуатируется арочно-гравитационная плотина Саяно-Шушенской ГЭС. При анализе надежности ее работы возникает необходимость более полно и достоверно учитывать свойства и состояние вмещающего сооружение массива горных пород и, в частности, его естественное напряженное состояние (НС). Последнее невозможно сделать без создания пространственной модели НС массива на участке створа плотины и выявления факторов, существенно влияющих на исходное поле естественных напряжений. В настоящей работе излагаются результаты приближенного решения указанной задачи, которые получены на основании имеющихся локальных инструментальных определений величин естественных напряжений в массиве пород на участке створа плотины Саяно-Шушенской ГЭС и соответствующих численных расчетов.

Постановка задачи, исходные данные. В свете существующих на сегодняшний день требований к характеристике природных условий расположения особо ответственных объектов (к которым, безусловно, относится Саяно-Шушенская ГЭС) необходимо иметь модель поля естественных напряжений в массиве пород, вмещающем этот объект, и оценить возможные изменения напряженного состояния массива в период эксплуатации инженерного сооружения [7]. Учитывая ограниченный объем



У С Л О В Н Ы Е О Б О З Н А Ч Е Н И Я

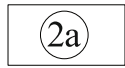
Протерозойская группа
Джебашская серия метаморфических пород - Pt₃-dg₂
Толща ортосланцев:



Сланцы эпидот-плаггио-актинолитовые с магнетитом и сфеном, магнетит-плаггио-актинолитовые и магнетит-плаггио-хлоритовые с послойной эпидотизацией, биотитизацией и гранатизацией



Сланцы магнетит-плаггио-хлоритовые с прослоями эпидот и магнетит-плаггио-актинолитовых ортосланцев и плаггио-биотит-кварцевых, эпидот-актинолит-плаггио-кварцевых парасланцев



Серицит-плаггио-кварцевые сланцы и кварциты

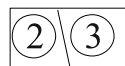
Толща парасланцев (карымовская):



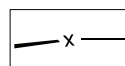
Эпидот-актинолит-плаггио-кварцевые сланцы с гранатом и пироксеном, с линзами и прослоями эпидот-кварцевых и амфибол-кварц-эпидотовых сланцев



Тонкое переслаивание биотит-кварцевых сланцев и эпидот-актинолит-плаггио-кварцевых сланцев с гранатом и пироксеном



Границы литологических пачек



Нижняя граница зоны разгрузки в естественных условиях

Послегранитная жильная серия (D₂)



Диабазы, габбро-диабазы, диабазовые порфириты

Догранитная жильная серия (O-S)

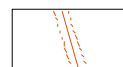


Фельзит-порфиры

Тектонические нарушения:



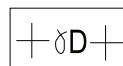
Разрывы IV порядка. Протяженность сотни и тысячи метров, мощность зоны сместителя до 2,0 м, зоны влияния до 10 м



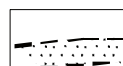
Крупные тектонические трещины (мелкие разрывы V порядка. Протяженность десятки и сотни метров. Мощность зоны сместителя - 0,2-0,5 м, зоны влияния - до 3-5 м



Средние тектонические трещины VI порядка. Протяженность - десятки метров, зона сместителя - до 0,2 м, зона влияния - 1-2 м



Граниты Джойской интрузии



Зона ороговикования

Рис. 1. Инженерно-геологический разрез по верхней грани плотины Саяно-Шушенской ГЭС

имеющихся на сегодняшний день экспериментальных данных о параметрах поля естественных напряжений в массиве пород основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС, было решено создать соответствующую модель НС путем объединения и согласования результатов численных расчетов напряженного состояния заданного массива и имеющихся унифицированных данных инструментальных определений.

На первом этапе исследований на основе детальной геомеханической модели исследуемого

массива по программе "Z Soil" (Zace Services Ltd) вычислялось исходное геостатическое поле напряжений. Полученные результаты сопоставлялись с данными натурных измерений и в результате этих сопоставлений определялся тип поля естественных напряжений, оценивались уровень остаточных напряжений σ_{v0} и тектоническая составляющая (σ_T), а также корректировались некоторые расчетные геомеханические параметры. На втором этапе численные расчеты выполнялись с учетом наличия на участке створа установленных остаточных σ_{v0} и текто-

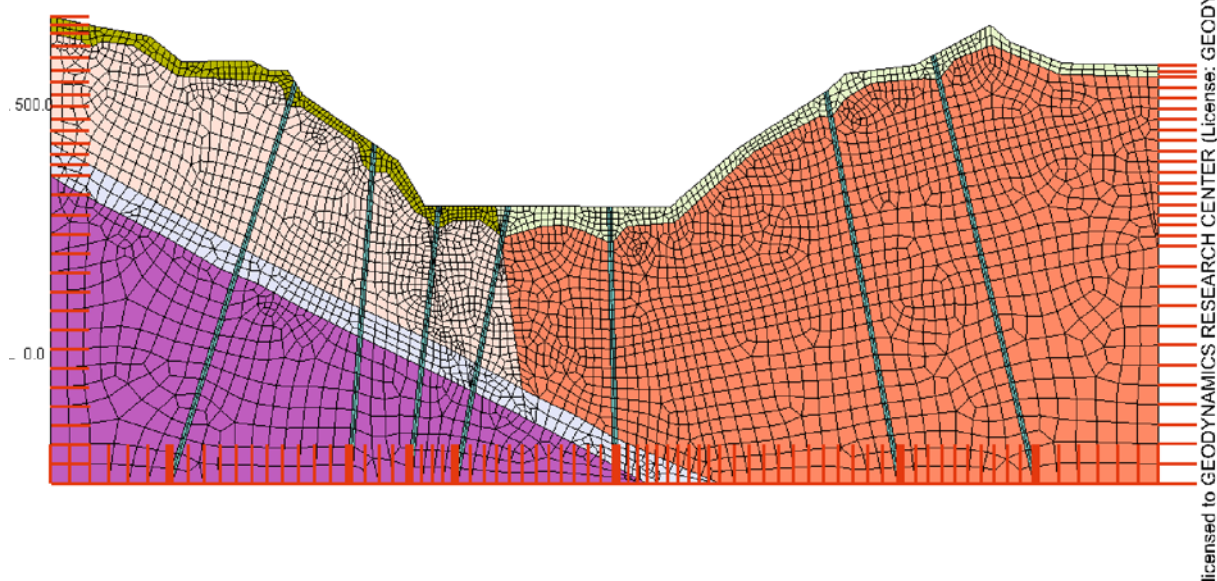


Рис 2. Расчётная геомеханическая модель

нических напряжений σ_T . В качестве расчетной модели использовалось сечение (разрез) по верховой грани плотины объемной геомеханической модели горного массива, вмещающего арочно-гравитационную плотину, в которой на основании обобщения комплексных изыскательских работ были выделены все существенные для поведения сооружения структурные элементы геологической среды (инженерно-геологические элементы — ИГЭ), а также охарактеризованы их упругие, деформационные, прочностные и плотностные свойства [8]. Фрагмент этой модели представлен на рис. 1.

В качестве исходных данных натуральных измерений естественных напряжений использовались упомянутые выше результаты исследований В. М. Кутепова [6], а также результаты более поздних определений напряжений методом гидроразрыва, полученные в 1995 г. специалистами Института горного дела (ИГД) СО РАН [10] и в 2002 г. сотрудниками ЦСГНЭО [9]. Поскольку данные В. М. Кутепова и результаты определений методом гидроразрыва соответствуют различным масштабным уровням*, то для их согласования они были приведены к одному масштабу, соответствующему масштабу метода гидроразрыва. Полученные в результате подобного пересчета значения различных компонент поля естественных напряжений из работы

* Масштаб единичных измерений методом разгрузки, используемым В. М. Кутеповым, равен $W \approx 10^{-3} - 10^{-4} \text{ м}^3$, при гидроразрыве $W \approx n \cdot 0,1 - 1,0 \text{ м}^3$.

[5], а также результаты более поздних исследований приведены в табл. 3.

Методика и результаты расчета поля геостатических напряжений. Для построения расчетной модели использовалось плоское сечение (разрез) объемной геомеханической модели, описанной в работе ЦСГНЭО [8]. В этой модели воспроизведены трещины 4-го и 5-го порядка в виде их зон влияния, границы пачек и зоны разгрузки, а также рельеф дневной поверхности.

Разбивка модели на конечные элементы и последующие расчёты производились в программе “Z Soil” (Zace Services Ltd.). Готовая конечно-элементная расчетная модель отображена на рис. 2.

Назначение показателей свойств пород “*in situ*” осуществлялось для каждого ИГЭ: для ортосланцев (пачки 1 – 3), парасланцев (пачки 4 и 5) и зон влияния трещин. Кроме этого каждый из указанных элементов был разбит по глубине на две зоны, различающихся по степени сохранности пород. Основные показатели упругих и прочностных свойств скального основания представлены в табл. 2.

В результате расчётов были получены параметры поля геостатических напряжений: значения вертикальных и горизонтальных компонент вектора напряжений поперёк и вдоль русла реки. Полученные данные представлены на рис. 3 и 4 соответственно, а также в табл. 3 и 4.

Исходные инструментальные данные. Для выполнения численных расчетов приведенные в табл. 1 экспериментально полученные значения σ_T

**Результаты инструментальных определений параметров поля естественных напряжений
в массиве пород основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС**

Номер точки	Участок измерений $H, X, м$	Измеренные величины σ , МПа						Время измерений
		σ_v	σ_r	$\sigma_{vmax}/\sigma_{vmin}$	$\sigma_{vmax}/\sigma_{vmin}$	$\sigma_{vmax}/\sigma_{vmin}$	$\sigma_{vmax}/\sigma_{vmin}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	П.б. $H = 460 X = 11$	18,5	12,5	–	–	–	–	До стр-ва 1963 – 1965 гг.
2	П.б. $H = 460 X = 48$	5,5	2,0	–	–	–	–	То же
3	П.б. $H = 37$ $X = 2$	10,5	10,5	–	–	–	–	–“-
4	П.б. $H = 372 X = 45$	4,8	3,2	–	–	–	–	–“-
5	П.б. $H = 361 X = 6$	13,6	10,0	–	–	–	–	–“-
12	Л.б. $H = 349 X = 7,5 м$	18,5	13,8	–	–	–	–	–“-
13	Л.б. $H = 349 X = 23$	7,0	5,6	–	–	–	–	–“-
6	Л.б. $H = 467 X = 15$	–	–	–	3,35/2,7	–	3,6/2,8	В период эксплуатации ГЭС, 2002 г.
7	Л.б. $H = 467 X = 25$	–	–	–	5,0/4,35	–	5,7/4,75	–“-
8	Л.б. $H = 467 X = 40$	–	–	3,7/3,25	4,3/3,82	4,45/3,27	4,85/3,28	–“-
9	Л.б. $H = 467 X = 60$	–	–	–	3,09/2,75	–	4,08/2,94	–“-
10	Л.б. $H = 467 X = 95$	–	–	6,2/5,5	5,9/4,2	2,27/5,57	6,3/4,2	–“-
11	Л.б. $H = 467 X = 100$	–	–	5,5/4,5	–	5,65/3,35	–	–“-

Примечания. 1. П.б. — правый берег; Л.б. – левый берег.

2. В графах 5 и 6 — данные, полученные при УВБ = 500,4 м, в графах 7 и 8 — при УВБ = 534 м.

и σ_r подвергались предварительной корректировке, которая заключалась в приведении полученных разномасштабных данных к одному масштабу измерений и к единой системе отображения результатов. При этом данные определения напряжений методом разгрузки (графы 3 и 4 табл. 1) приведены к масштабу измерений методом гидроразрыва путем их умножения на соответствующий поправочный масштабный коэффициент K_M . Величина K_M опре-

делялась исходя из различия средних значений модуля упругости исследуемых пород E_y , соответствующих масштабу ультразвуковых $E_y^{узк}$ и сейсмоакустических E_y^c измерений $K_M = \frac{E_y^c}{E_y^{узк}}$. В

результате обобщения и анализа имеющихся геофизических данных для зон массива, где проводились измерения напряжений методом разгрузки, ус-

Т а б л и ц а 2

Расчётные характеристики свойств скального основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Наименование пород	Плотность ρ , г/см ³	Модуль деформации E , МПа	Коэффициент Пуассона μ	Коэффициент трения $tg\phi$	Сцепление c , МПа
Ортосланцы (пачки 1, 2, 2а)	2,92/3,00	5000/12 000	0,30/0,25	1,20/1,45	2,00/4,40
Парасланцы (пачки 3, 4, 5)	2,78/2,86	7000/15000	0,22/0,20	1,30/1,55	1,80/4,00
Зона ороговикования	2,90	14 000	0,25	1,40	3,60
Граниты	2,70	19 000	0,27	1,60	7,40
Тектонические зоны	2,60/2,75	2000/5000	0,35/0,30	0,60/0,75	0,10/0,20

тановлено, что $K_M = \frac{250 \cdot 10^3 \text{ МПа}}{390 \cdot 10^3 \text{ МПа}} = 0,64$. Это зна-

чение коэффициента K_M и принималось при приведении результатов измерений величин естественных напряжений методом разгрузки к масштабу опытов гидроразрыва.

Необходимость приведения полученных данных к одной системе отображения обусловлена тем, что результаты исследований В. М. Кутепова представлены в виде вертикальных и средних горизонтальных компонент поля естественных напряжений, а данные работы [8] — в виде максимальных и минимальных напряжений по разным направлениям. Известно, что взаимосвязь между рассматриваемыми параметрами поля напряжений в горизонтальной плоскости определяется следующей системой уравнений (рис. 5):

$$\begin{cases} \sigma_x = \sigma_{\text{Гmin}} \cos \varphi - \sigma_{\text{Гmin}} \sin \varphi; \\ \sigma_y = \sigma_{\text{Гmax}} \sin \varphi + \sigma_{\text{Гmin}} \cos \varphi. \end{cases}$$

Следовательно:

$$\begin{aligned} \sigma_x^2 + \sigma_y^2 &= (\sigma_{\text{Гmax}} \cos \varphi - \sigma_{\text{Гmin}} \sin \varphi)^2 + \\ &+ (\sigma_{\text{Гmax}} \sin \varphi + \sigma_{\text{Гmin}} \cos \varphi)^2 = \sigma_{\text{Гmax}}^2 + \sigma_{\text{Гmin}}^2 \end{aligned}$$

и значит

$$\sigma_{\text{Г}} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2} = \sqrt{\sigma_{\text{Гmax}}^2 + \sigma_{\text{Гmin}}^2}. \quad (1)$$

С учетом изложенного, результаты измерений величин σ_{max} и σ_{min} , полученные при работах 2002 г., пересчитаны в соответствующие им значения $\sigma_{\text{Г}}$ и $\sigma_{\text{Г}}$, и эти данные приведены в графах 9 и 10 табл. 3.

Т а б л и ц а 3

Исходные значения $\sigma_{\text{Г}}^{\text{Р}}$, $\sigma_{\text{Г}}^{\text{ИЗМ}}$, $\sigma_{\text{Г}}^{\text{ИЗМ}}$ и $\sigma_{\text{Г}}^{\text{ИЗМ}}$

№	H, м	X, м	Расчетные значения $\sigma_{\text{Г}}^{\text{Р}}$ и $\sigma_{\text{Г}}^{\text{Р}}$, МПа				УВБ, м	Измеренные величины, МПа	
			σ_x	σ_y	$\sigma_{\text{Г}}^{\text{Р}}$	$\sigma_{\text{Г}}^{\text{Р}}$		$\sigma_{\text{Г}}^{\text{ИЗМ}}$	$\sigma_{\text{Г}}^{\text{ИЗМ}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	460	11	0,76	0,44	0,88	0,56	0	8,10	12,00
2	460	48	0,83	0,68	1,07	1,22	0	1,30	3,60
3	372	2	0,79	0,48	0,92	0,64	0	6,80	6,80
4	372	45	1,71	1,29	2,14	2,16	0	2,10	3,41
5	361	6	0,46	0,57	0,73	1,26	0	6,50	8,80
6	349	7,5	0,64	0,74	0,98	1,57	0	9,00	12,00
7	349	23	0,69	0,75	1,02	1,55	0	3,60	4,60
8	467	15	0,50	0,36	0,62	0,56	500	4,30	—
							534	4,56	—
9	467	25	0,52	0,43	0,67	0,78	500	6,63	—
							534	7,42	—
10	467	40	1,24	0,90	1,53	1,47	500	5,75	4,92
							534	5,85	5,52
11	467	60	1,28	1,06	1,66	1,89	500	4,77	—
							534	5,03	—
12	467	95	1,29	1,31	1,84	2,64	500	7,24	8,29
							534	7,57	6,46
13	467	100	1,29	1,34	1,86	2,74	500	—	7,11
							534	—	6,57

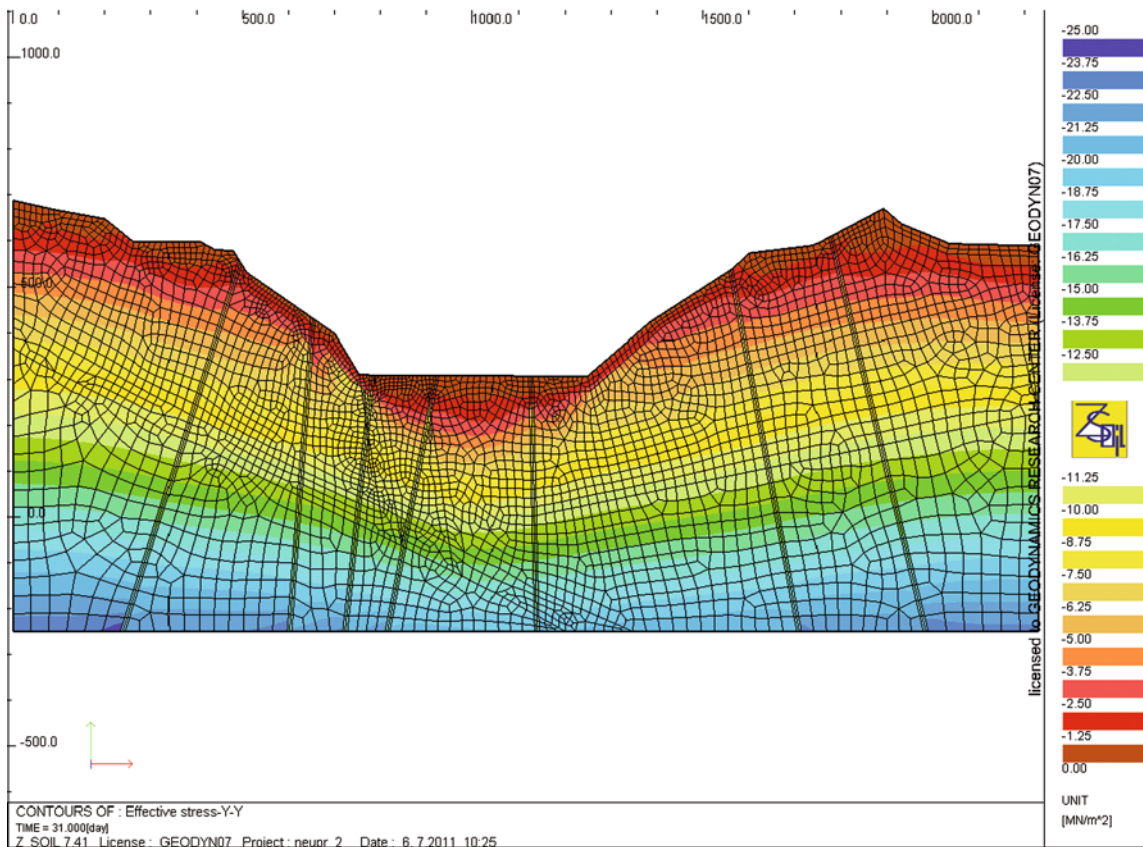


Рис. 3. Расчётное геостатическое поле величин σ_v

Т а б л и ц а 4

Значения параметров поля естественных напряжений, вычисленные по формулам (4) – (9)

№ п/п	Участок исследований	λ		σ_r , МПа							σ_{v0} , МПа		
		формула		формула (6)	формула (6а)			формула (8) при λ			формула (9) при λ		
		(4)	(5)		$\lambda = 0,45$	$\lambda = 0,5$	$\lambda = 0,6$	0,45	0,50	0,60	0,45	0,50	0,60
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Правый берег: $H = 460, x = 11$	14,46	1,58	7,22	25,42	22,88	19,07	3,534	3,305	2,955	8,191	7,83	7,108
2	Правый берег: $H = 460, x = 48$	1,07	10,35	0,27	5,29	4,76	3,97	-0,794	-0,903	-1,115	2,277	2,265	2,242
3	Правый берег: $H = 372, x = 2$	10,63	0,78	5,88	13,69	12,32	10,27	4,299	4,270	4,301	3,514	3,22	2,632
4	Правый берег: $H = 372, x = 45$	0,97	-31,25	-0,04	2,78	2,50	2,08	-0,611	-0,675	0,804	1,268	1,27	1,274
5	Правый берег: $H = 361, x = 6$	5,16	1,31	5,77	16,76	14,58	12,57	3,545	3,443	3,323	4,944	4,655	4,078
6	Левый берег: $H = 349, x = 7,5$	5,73	1,30	8,02	23,18	20,86	17,38	4,951	4,810	4,649	6,821	6,42	5,618
7	Левый берег: $H = 349, x = 23$	2,32	1,18	2,58	6,67	6,10	5,08	2,136	1,700	1,679	1,889	1,76	1,502
8	Левый берег: $H = 467, x = 100$	2,76	0,72	5,70	9,11	8,20	6,83	5,009	5,075	5,292	1,535	1,250	0,68

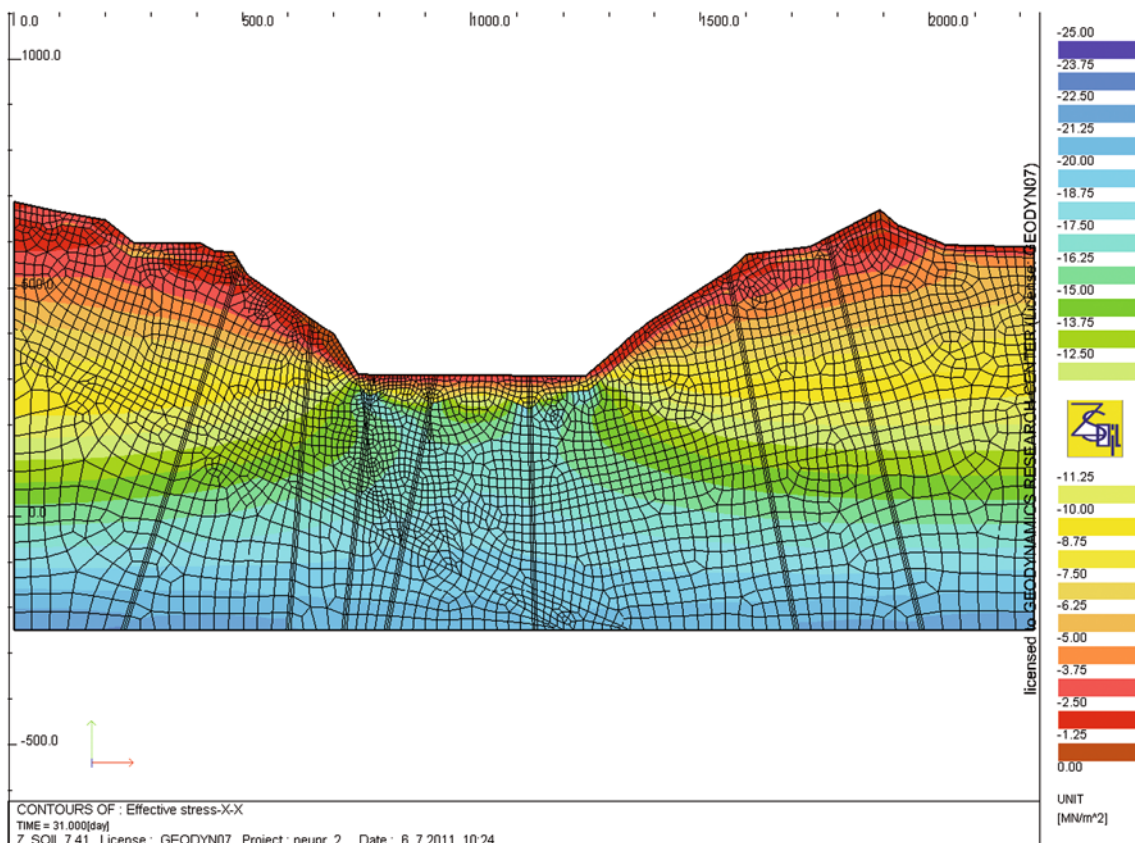


Рис. 4. Расчётное геостатическое поле величин σ_{gx} (ось X ориентирована по нормали к склону)

Параметры геостатического поля напряжений (графы 4 – 7 табл. 3) определялись по результатам численных расчетов, выполненных по методике, изложенной выше, для конкретных участков, где проводились инструментальные измерения напряжений.

Приведенные в табл. 3 значения $\sigma^{\text{изм}}$ и σ^p использованы в качестве исходных данных для анализа поля естественных напряжений на участке створа плотины Саяно-Шушенской ГЭС.

Анализ поля естественных напряжений и оценка его параметров. При анализе полученных материалов для исключения влияния техногенных факторов сначала использовались лишь данные, полученные до строительства Саяно-Шушенской ГЭС. При этом принималось, что измеренные величины вертикальной σ_v и горизонтальной σ_r компоненты поля естественных напряжений связаны соотношениями трех возможных типов:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_v &= \sigma_v^p, \\ \sigma_r &= \lambda \sigma_v^p; \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_v &= \sigma_v^p + \lambda \sigma_T, \\ \sigma_r &= \sigma_T + \sigma_r^p; \end{aligned} \right\} \quad (2a)$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_v &= \sigma_v^p + \sigma_{v0} + \lambda(\sigma_T + \sigma_{r0}), \\ \sigma_r &= \sigma_T + (\sigma_r^p + \sigma_{r0}). \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Здесь σ_v^p и σ_r^p — компоненты геостатического поля напряжений, определяемые в результате первого этапа численных расчетов; σ_{v0} и σ_{r0} — компоненты поля остаточных напряжений, обусловленного развитием (врезом) речной долины [6]; σ_T — тектоническая составляющая поля естественных напряжений; $\lambda = \frac{\mu}{1 - \mu}$, где μ — коэффициент Пуассона.

Если принять, что $\sigma_{r0} \approx \lambda \sigma_{v0}$, то выражения (3) преобразуются в следующую систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_v &= \sigma_v^p + \sigma_{v0}(1 + \lambda^2) + \lambda \sigma_T, \\ \sigma_r &= \sigma_r^p + (\sigma_T + \lambda \sigma_{v0}), \end{aligned} \right\} \quad (3a)$$

Уравнения первого типа описывают геостатическое поле напряжений, второго — поле геостатических и тектонических напряжений, а третьего — поле геостатических, тектонических и остаточных напряжений.

Используя данные, приведенные в табл. 3, определим, к какому из указанных типов относится современное поле естественных напряжений в массиве

ве пород основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Для этих целей вычислим параметры указанных полей λ , σ_{v0} и σ_T и на основе их анализа выявим тип исследуемого поля напряжений.

Для определения значений λ , σ_T и σ_{v0} для каждого из указанных типов полей использованы следующие выражения:

для полей напряжений первого типа

$$\lambda = \frac{\sigma_T}{\sigma_v^p}; \quad (4)$$

для полей напряжений второго типа

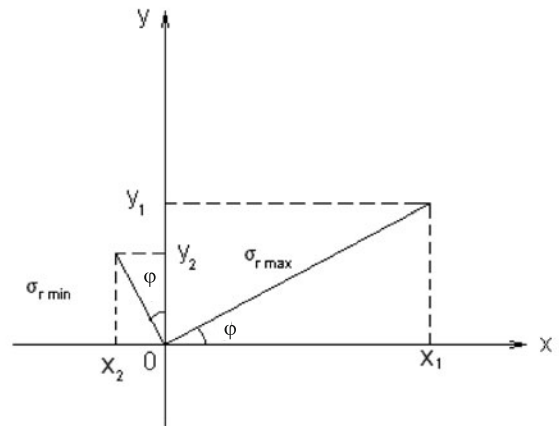
$$\lambda = \frac{\sigma_v - \sigma_v^p}{\sigma_T - \sigma_T^p}; \quad (5)$$

$$\sigma_T = \sigma_T - \sigma_T^p, \quad (6)$$

$$\sigma_T = \frac{\sigma_v - \sigma_v^p}{\lambda}; \quad (6a)$$

для полей напряжений третьего типа

$$\lambda = \frac{\sigma_v - \sigma_v^p - \sigma_{v0}^p}{\sigma_T - \sigma_T^p}; \quad (7)$$



$$\begin{aligned} x_1 &= \sigma_{rmax} \cdot \cos \varphi & y_1 &= \sigma_{rmax} \cdot \sin \varphi & \sigma_x &= x_1 - x_2 \\ x_2 &= \sigma_{rmin} \cdot \sin \varphi & y_2 &= \sigma_{rmin} \cdot \cos \varphi & \sigma_y &= y_1 - y_2 \end{aligned}$$

Рис. 5. Взаимосвязь между различными параметрами поля напряжений:

σ_{rmin} , σ_{rmax} – минимальная и максимальная величина горизонтальной компоненты поля напряжений; σ_x , σ_y – горизонтальные компоненты поля напряжений, ориентированные по осям OX и OY; φ – угол между компонентой σ_{rmax} и осью OX

Т а б л и ц а 5

Результаты расчета значений σ_{v0} , σ_T , σ_v и σ_T по формулам (10), (11) и (3а)

№ п/п	УВБ, м	H, м	X, м	Измеренные величины σ , МПа		Вычисленные значения λ , МПа							
						геостатические параметры		$\lambda = 0,5$					
						σ_v^p	σ_T^p	σ_{v0}^B	σ_T^B	σ_{v0}^p	σ_T^p	σ_v	σ_T
1	0	правый берег	10,75	12,0	8,1	0,56	0,88	7,83	3,305	3,129	3,093	6,018	5,538
2		460	48,25	3,6*	1,3	1,22	1,07	2,27	— 0,903	2,276	4,018	6,074	6,226
3		правый берег	2,0	6,8*	6,8*	0,64	0,92	3,22	4,270	4,793	4,210	8,048	7,527
4		372	45,0	3,1	2,1	2,16	2,14	1,27	— 0,675	1,584	5,639	6,960	8,571
5		правый берег 361	6,0	8,8*	6,5*	1,26	0,73	4,65	3,443	4,587	4,527	9,257	7,551
6		левый берег	7,5	12,0	9,0*	1,57	0,98	6,42	4,810	4,455	4,803	9,540	8,011
7		349	23,0	4,6*	3,6	1,55	1,02	1,76	1,700	2,603	5,457	7,532	7,778
8	500,4	левый берег	15	—	4,90	0,56	0,62	—	—	2,935	3,090	5,774	5,179
9	534			4,56									

$$\sigma_T = (\sigma_T - \sigma_T^P)(1 + \lambda^2) - \lambda(\sigma_v - \sigma_v^P), \quad (8)$$

$$\sigma_{v_0} = (\sigma_v - \sigma_v^P) - \lambda(\sigma_T - \sigma_T^P). \quad (9)$$

Учитывая взаимосвязь уравнений (7) и (9), при вычислении параметров поля напряжений третьего типа приняты постоянные значения коэффициента распора λ , равные 0,45; 0,50 и 0,60, что соответствует значениям коэффициента Пуассона μ 0,31, 0,33 и 0,375. Первые из этих значений μ приблизительно равны коэффициентам Пуассона, вычисляемым для исследуемого массива по измеренным скоростям упругих волн сейсмического диапазона частот, а последнее назначено с учетом возможного проявления реологических свойств массива. На основании указанных исходных значений σ_v , σ_T , σ_v^P и σ_T^P по приведенным выше формулам вычислены соответствующие величины λ , σ_T и σ_{v_0} , которые приведены в табл. 4. Анализ данных этой таблицы свидетельствует, что значения λ , вычисленные по формулам (4) и (5), относящимся к полям первых двух типов, в большинстве случаев больше 1 и существенно отличаются от величины коэффициента распора λ , определенного по измеренным значениям скоростей упругих волн. Это дает основание считать, что имеющиеся экспериментальные данные в целом не соответствуют первым двум из указанных выше типов полей естественных напряжений. Последний вывод подтверждается и аномально высокими величинами тектонической составляющей σ_T поля второго типа при использовании для ее расчета наиболее реальных значений λ (графы 6 и 8 табл. 4). Таким образом, судя по результатам выполненных расчетов, поле естественных напряжений в массиве пород основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС образовано суммарным взаимодействием современного поля геостатических напряжений, поля тектонических напряжений и поля остаточных напряжений. Вертикальные и горизонтальные компоненты такого поля описываются системой уравнений (3) и (3а). Для количественной характеристики этого поля необходимо знать закономерности пространственной изменчивости величин σ_T и σ_{v_0} .

В рамках поставленной задачи проведен анализ изменчивости вычисленных величин σ_{v_0} и σ_T в зависимости от абсолютной высоты участка исследований H и его удаленности по горизонтали от дневной поверхности X при фиксированном значении H (рис. 5). В результате выполненного анализа установлено, что в первом приближении связи вычисленных величин σ_{v_0} и σ_T со значениями H и X при

среднем значении $\lambda = 0,5$ могут быть описаны следующими уравнениями:

$$\sigma_{v_0} = 11,57(1 - 0,00154H) \left(1 - \frac{1,072}{H - 301} X \right); \quad (10)$$

$$\sigma_T = 9,7(1 - 0,00154H) \left(1 + \frac{0,0133}{H - 301} X e^{0,0101H} \right). \quad (11)$$

При выводе этих соотношений помимо приведенных в табл. 4 исходных данных дополнительно использовались следующие допущения о закономерностях пространственной изменчивости величин σ_{v_0} и σ_T , а именно:

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } X_{ni} = X_{0ni} \quad \sigma_{v_0/H_i} = 0, \\ \text{при } X > X_0 \quad \sigma_{T/H_i, x_0} = \sigma_{T_n}^{\max} \approx \text{const}, \end{array} \right\} \quad (12)$$

где $\sigma_{T_n}^{\max}$ — максимальное значение тектонической составляющей на отметке H ; X_{0ni} — глубина зоны разгрузки на абсолютной отметке H_i .

При приведенных в (10) и (11) значениях численных коэффициентов компоненты σ_v и σ_T , вычисленные по указанным уравнениям, приблизительно в 50 % случаев достаточно хорошо совпадают с измеренными величинами по п. 1 – 7 и 19, приблизительно в 40 % случаев выше и в 10 % ниже исходных измеренных значений σ_v и σ_T (табл. 5). При этом наиболее существенное различие сопоставляемых величин отмечается для участков с аномально высокими и низкими измеренными значениями σ_v и σ_T .

Учитывая объем и качество исходных данных, а также степень приближенности выполненных расчетов, указанные выше результаты сопоставления экспериментальных и расчетных данных следует признать вполне удовлетворительными. Основываясь на этом выводе, проанализируем соотношения (10) и (11).

Очевидно, что $\sigma_{v_0} = 0$ и $\sigma_T = 0$ при $1 - 0,00154H = 0$, т.е. при $H \approx 650$ м. Это значение H хорошо коррелирует со средними максимальными гипсометрическими отметками территории в окрестности створа плотины ($H \approx 640 \dots 670$ м, рис. 1), которые, по-видимому, могут характеризовать исходный гипсометрический уровень развития на участке створа долины р. Енисей. Последнее определенным образом подтверждает обоснованность анализируемых соотношений.

Помимо рассмотренного случая,

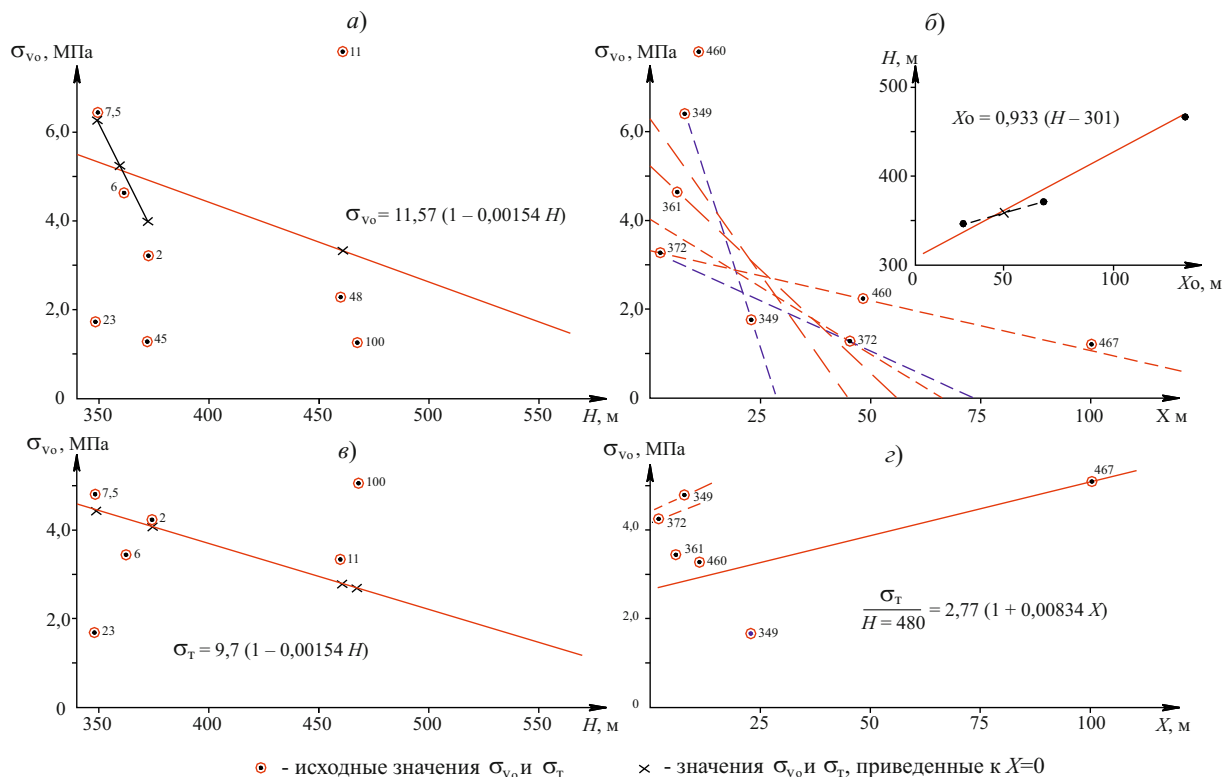


Рис. 6. Графики зависимости величин σ_{v0} (а, б) и σ_{τ} (в, з) от абсолютной отметки H (а, в) и расстояния по горизонтали до дневной поверхности X (б, з)

$$\sigma_{v0} = 0 \text{ при } 1 - \frac{1,072x}{H - 301} = 0$$

$$\text{или при } x = x_0 = \frac{H - 301}{1,072}. \quad (13)$$

Указанное значение x_0 может рассматриваться как средняя глубина по горизонтали зоны разгрузки в склоне долины р. Енисей на отметке H . Судя по полученному соотношению, в зависимости от H значение x_0 изменяется от 10 – 15 м на нижних отметках склона до 150 – 200 м для склона на уровне гребня плотины. По характеру изменения компонент σ_v и σ_{τ} зона разгрузки четко разделяется на две подзоны, первая из которых, ближняя к склону, на отметке 467 м имеет мощность 30 – 35 м и отличается пониженными значениями указанных компонент при более высоком градиенте их изменения с удалением от дневной поверхности (рис. 9). Вторая более глубокая зона характеризуется повышенным уровнем естественных напряжений и менее резким их изменением с удалением в глубь массива. Первая из указанных подзон по своей мощности практически полностью совпадает с мощностью зоны разгрузки, установленной для левобережного примыкания плотины на стадии изысканий [1, 2, 4]. Однако, согласно результатам наших исследований, процессы естественной разгрузки охватывают и более глубокие участки массива, хотя интенсивность их проявления здесь резко уменьшается (рис. 9).

Используя соотношение (13), по уравнению (11) можно оценить уровень максимальных значений σ_{Tmax} в естественном массиве на различных гипсометрических отметках за границами зоны разгрузки (при $x > x_0$).

$$\sigma_{Tn}^{\max} = 9,7(1 - 0,00154H)(1 + 0,0124e^{0,0101H}) \text{ МПа}. \quad (14)$$

Согласно выполненным расчетам в глубинных частях массива величина σ_T^{\max} изменяется от 6,4 – 6,5 МПа на нижних отметках склона ($H \approx 370 \dots 460$ м) до 5,5 МПа и менее при $H > 580$ м.

На основании установленных закономерностей пространственной изменчивости величин σ_{v0} и σ_{τ} , а также исходного геостатического поля напряжений, вычислено суммарное поле естественных напряжений в массиве пород основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС на период до начала строительства гидроузла. Общие схемы распределения различных компонент этого поля в плоскости вертикального разреза по верховой грани плотины приведены на рис. 7 и 8.

Судя по экспериментальным данным для исследуемого массива за пределами зоны влияния техногенных нагрузок величина $\sigma_{Tmin} \approx 0,7\sigma_{Tmax}$ (см. табл. 1). В этом случае согласно (1) $\sigma_{\tau} \approx 1,2\sigma_{Tmax} \approx 1,7\sigma_{Tmin}$ и в соответствии с результа-

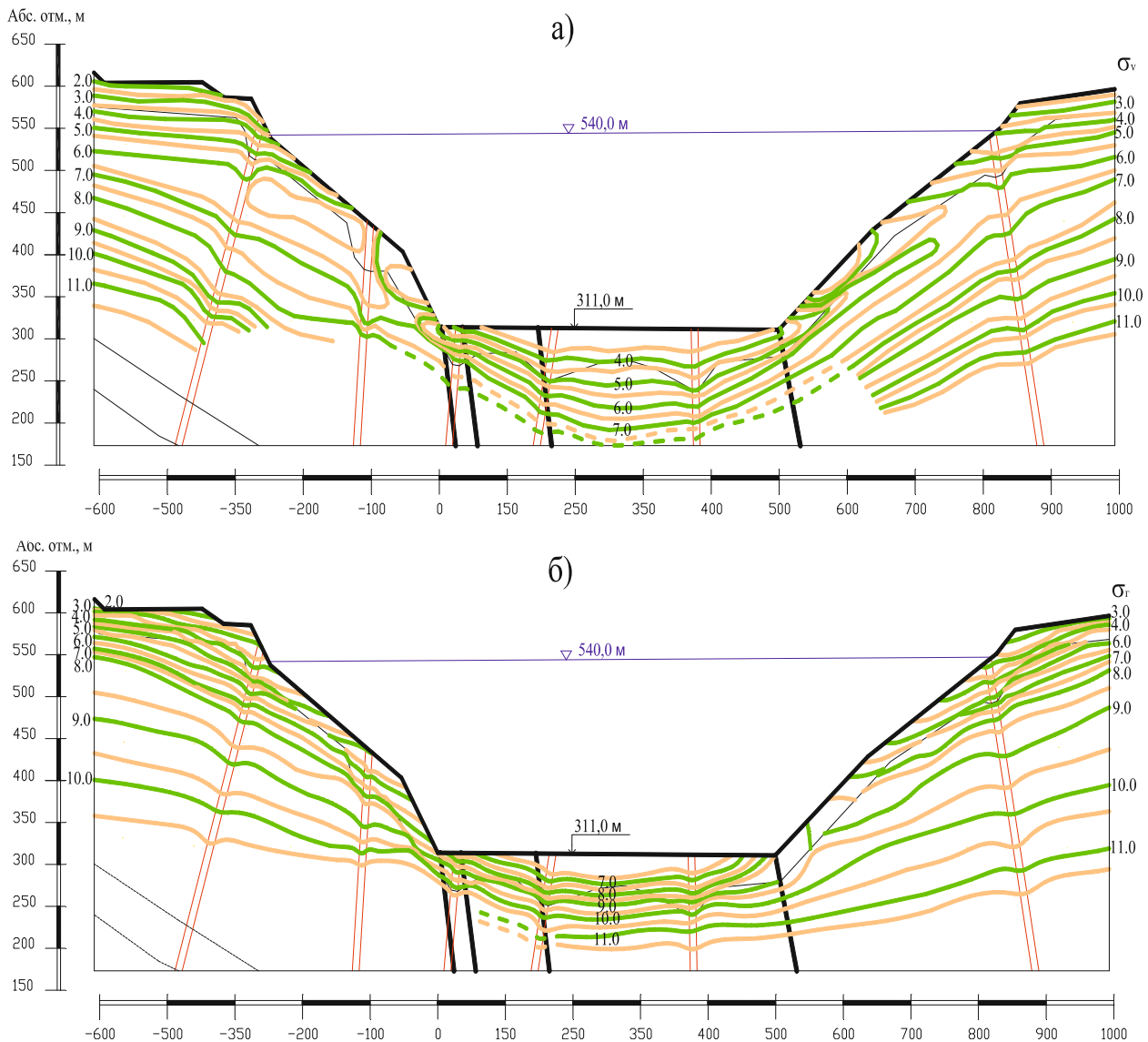


Рис. 7. Изменение вертикальных (а) и горизонтальных (б) компонент суммарного поля естественных напряжений в плоскости расчётного разреза

тами выполненных расчетов в приповерхностной части массива пород на участке плотины величина $\sigma_{\text{гmax}}$ изменяется от 3,0 до 7,0 МПа, а $\sigma_{\text{гmin}}$ — от 2,0 до 5,0 МПа (рис. 7).

Оценка изменений поля естественных напряжений в массиве основания плотины Саяно-Шушенской ГЭС при эксплуатации гидроузла. Изложенная выше общая характеристика напряженного состояния пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС относится к естественному массиву до начала строительства и эксплуатации гидроузла. Безусловно, исходное поле напряжений изменилось после возведения плотины и заполнения водохранилища. Для оценки этих изменений сопоставим данные измерения напряжений методом гидро разрыва в левобережной части массива на отметке $H = 467$ м на различных удалениях от дневной поверхности при разных горизонтах уровня верхнего бьефа (УВБ), приведенные в табл. 1 и 3, с соответ-

ствующими этим участкам вычисленными величинами естественных напряжений σ_v и σ_γ . Последние определены по формулам (3а) при значениях σ_{v0} и σ_{γ} , устанавливаемых соотношениями (10) и (11) при $\lambda = 0,5$. Результаты этих расчетов представлены в табл. 5 и на рис. 8. При построении этих графиков из результатов инструментальных измерений (табл. 3) исключены данные гидро разрыва по п. 8, которые были получены вблизи полости выработки и поэтому искажены влиянием зоны техногенной разгрузки. Оценка величин напряжений на контакте массива с сооружением в период эксплуатации гидроузла взята из работы [11]. Полученные данные свидетельствуют о существенном различии величин σ_v и σ_γ , характеризующих исходное (начальное) до строительства и современное напряженное состояние массива пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС. При этом в “ближней” зоне до глубин (по горизонтали) 35 – 40 м на-

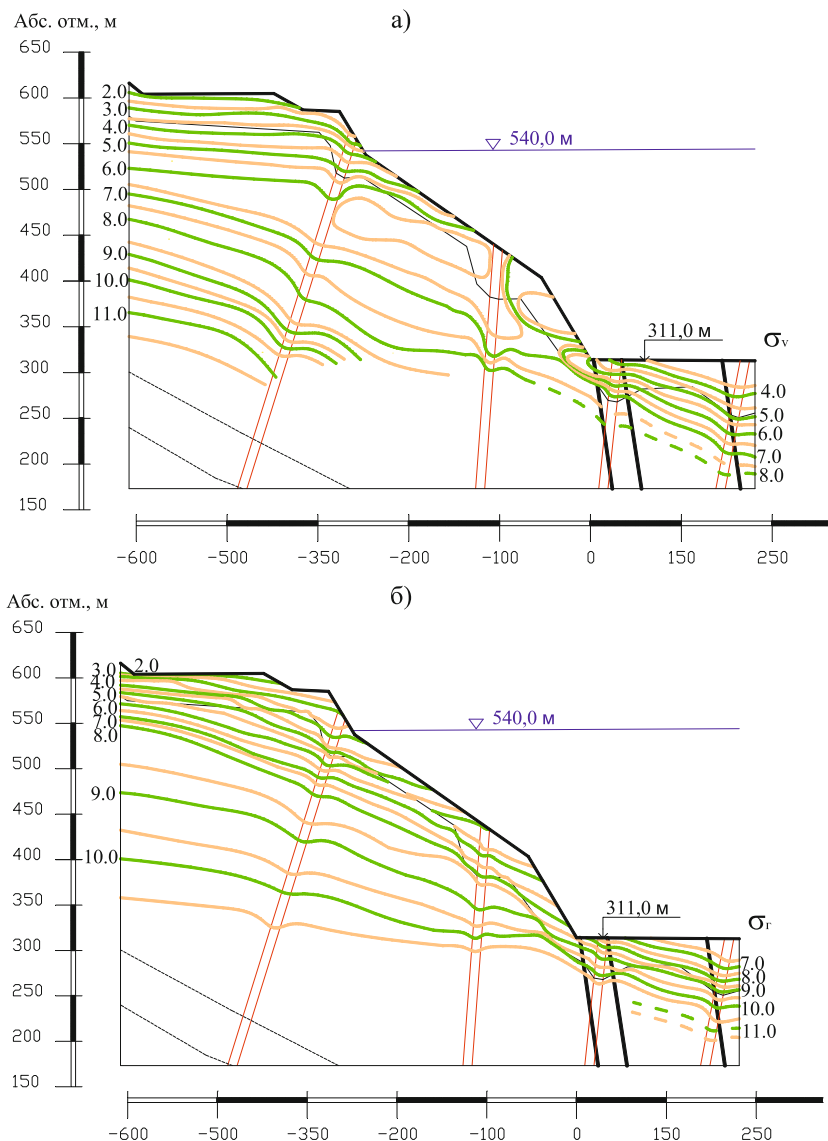


Рис. 8. Изменение вертикальных (а) и горизонтальных (б) компонент суммарного поля естественных напряжений в левобережном примыкании плотины Саяно-Шушенской ГЭС

чальные значения σ_v^H и σ_r^H меньше современных величин σ_v^C и σ_r^C (рис. 9). В средней зоне при $x > 40$ м $\sigma_v^C < \sigma_v^H$ и $\sigma_r^C < \sigma_r^H$, причем наиболее значительно их различие в интервале глубин от 50 до 80 м. Глубже (в дальней зоне) различие между σ^C и σ^H резко уменьшается и при $x \rightarrow x_0$ $\sigma^C \rightarrow \sigma_r^H$ (рис. 9). Анализируя эти данные, можно сделать следующие выводы:

поскольку измеренные величины σ_v^C и σ_r^C на больших глубинах (при $x \geq 100$ м), где уменьшается влияние техногенных факторов, приближаются к вычисленным исходным значениям σ_v^H и σ_r^H , то очевидно, что расчетные значения исходного поля естественных напряжений вполне реальны;

наблюдаемый характер соотношения компонент σ_r^H/σ_r^C и σ_v^H/σ_v^C существенно зависит от уровня водохранилища и, следовательно, обусловлен влиянием техногенных факторов, определяемых наличием

плотины и водохранилища. При этом участки положительных значений $\Delta\sigma = \sigma^C - \sigma^H$, очевидно, следует увязывать с зонами дополнительного обжатия массива, а участки отрицательных величин $\Delta\sigma = \sigma^C - \sigma^H$ — с зонами его разгрузки. С ростом УВБ отмечаются увеличение различий между σ^H и σ^C в “ближней” зоне и уменьшение в средней;

установленная закономерность превышения σ^C над σ^H в ближней к дневной поверхности зоне свидетельствует об общем обжатии этой части массива под действием техногенных нагрузок, обусловленных работой плотины;

выделенный интервал глубин, где $\sigma^H > \sigma^C$ и, следовательно, наблюдается разгрузка массива, может быть увязан с зоной его повышенной водопроницаемости, в которой силы гидростатического и гидродинамического взвешивания превышают нагрузки, передаваемые на массив сооружением;

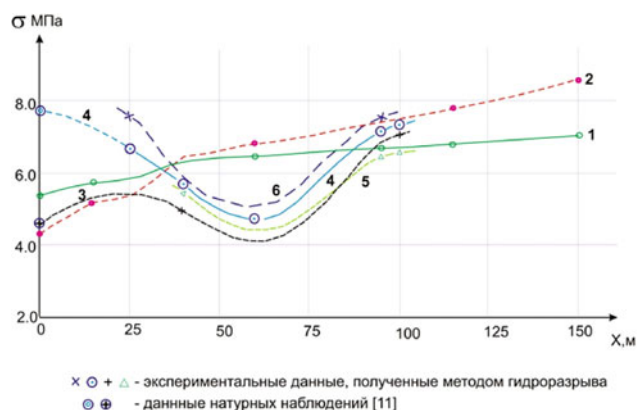


Рис. 9. Изменение величин σ_v и σ_g на отметке $H = 467$ м с удалением от дневной поверхности в глубь массива: 1, 2 — изменения в массиве до начала строительства ГЭС; 3–6 — изменения в период эксплуатации гидроузла при НПУ = 500,4 м (кривые 3 и 4) и при НПУ = 534 м (кривые 5 и 6); 1, 3 и 5 — графики изменения величины σ_v ; 2, 4 и 6 — графики изменения величины σ_g .

в глубинных частях массива при $H = 467$ м и $X = 100 \dots 120$ м наблюдается некоторый рост величин σ_v^c по сравнению с σ_v^h , свидетельствующий о локальном увеличении вертикальной компоненты суммарного поля напряжений. Это может быть увязано с дополнительной пригрузкой массива сооружением и весом воды водохранилища, превышающей силы взвешивания вследствие низкой водопроницаемости рассматриваемой части массива.

Судя по полученным данным, положение границ указанных выше зон и степень различия в них величин σ^h и σ^c при фиксированном значении H определенным образом зависят от уровня водохранилища УВБ. При изменении УВБ с 500 до 534 м на отметке $H = 467$ м ближняя граница между первыми зонами отодвинулась в глубь массива примерно на 5 м, а уровень различия величин σ^c и σ^h в первой зоне увеличился приблизительно на 0,5–0,6 МПа и уменьшился во второй зоне на 0,5 МПа для σ_v и на 0,8–1,0 МПа для σ_g (рис. 9).

Таким образом, изложенное свидетельствует о значительном и разнонаправленном влиянии совокупности техногенных факторов, обусловленных созданием и эксплуатацией системы “плотина — водохранилище”, на исходное напряженное состояние массива пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС.

Выводы

Исходя из изложенной выше информации, можно сделать следующие выводы о напряженном состоянии массива пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС.

1. Естественное напряженное состояние массива на участке створа плотины, существовавшее до

начала строительства, было обусловлено совокупным действием поля геостатических, тектонических σ_T и остаточных σ_0 напряжений, образовавшихся в результате эрозионного вреза долины р. Енисея.

2. Величины σ_T и σ_0 существенно изменяются в зависимости от гипсометрических отметок H участка массива и их удаления от дневной поверхности X . В первом приближении указанные зависимости для σ_T и компоненты σ_{v0} описываются уравнениями (10) и (11).

Согласно этим зависимостям значения σ_T и σ_{v0} в пределах исследуемого участка массива изменяются от 0 до 6,5 МПа и могут значительно превосходить величины геостатических напряжений.

3. Компоненты σ_v и σ_g суммарного поля естественных напряжений, вычисленные с учетом тектонических и остаточных напряжений, достаточно хорошо совпадают с данными прямых измерений. В исследуемой части массива они изменяются от 4,0–4,5 до 7,0 МПа для σ_v и от 3,5 до 8,0 МПа для σ_g . Величина σ_{Tmax} , максимальная для глубинных частей массива, при $H < 310$ м не превышает 6,5 МПа. Ориентировка σ_T субгоризонтальная.

4. По характеру изменения величин σ_{v0} и σ_T в массиве выделяется зона приповерхностной разгрузки, мощность которой (по горизонтали) изменяется от 15–20 м в нижних частях склона и до 150–200 м на отметках порядка 500 м. Эта зона подразделяется на две подзоны, различающиеся как по уровню величин σ , так и по градиенту их изменения с удалением от дневной поверхности. Мощность первой из указанных подзон, характеризующейся пониженными величинами σ_v и σ_g , в целом согласуется с данными инженерных изысканий.

5. Постройка плотины, а также создание и эксплуатация водохранилища существенно повлияли на исходное напряженное состояние исследуемого массива, внося наиболее значительные изменения в естественное поле напряжений в приповерхностной части массива на глубинах приблизительно до 100 м (при $H \approx 470$ м). При этом по характеру изменения напряжений в приповерхностной части левобережного примыкания выделяется ряд зон, отличающихся соотношением естественных (исходных) и современных величин σ_v и σ_g . В ближней зоне, расположенной на отметках 460–470 м на удалении в 35–40 м от дневной поверхности, современные значения σ_v и σ_g на 0,5–0,6 МПа превосходят исходные; в средней зоне, удаленной от дневной поверхности на расстояние от 40 до 80–90 м, современные величины σ_v и σ_g на 0,7–1,0 МПа ниже исходных; в дальней зоне (при $X > 100–120$ м) со-

временные и исходные значения σ_v и σ_T практически совпадают.

6. Указанные закономерности свидетельствуют, что в “ближней зоне” под влиянием сооружения и водохранилища происходит дополнительное обжатие массива, в средней зоне — его разгрузка, а в дальней зоне влияние объекта на напряженное состояние пород постепенно затухает. Наиболее вероятными причинами происходящих изменений величин σ_v и σ_T являются дополнительные техногенные нагрузки, передаваемые на массив основания сооружением и водохранилищем, а также объемные фильтрационные силы, обуславливающие взвешивание обводненной части массива и его частичное разуплотнение.

7. Отмеченный эффект изменения напряженно-го состояния пород в основании плотины Саяно-Шушенской ГЭС под влиянием работы сооружения установлен лишь для одного участка массива и, безусловно, в деталях не может быть распространен на массив в целом. Однако, учитывая общность причин, обуславливающих наблюдаемые изменения величин σ_v и σ_T , можно утверждать, что в той или иной степени указанные изменения напряжений происходят и в других частях скального основания. При этом могут возникнуть непрогнозируемые негативные изменения свойств пород в локальных зонах массива, требующие своего учета при оценке безопасности работы сооружения. Для решения этой проблемы, безусловно, необходимо выполнить работы по локализации в основании плотины зон, в которых при эксплуатации объекта существенно изменяется напряженное состояние.

Список литературы

1. Бадухин В. Н., Луцевич О. А., Пирогов И. А. Саяно-Шушенская ГЭС на р. Енисее // Геология и плотины. М. Энергоатомиздат, 1986. Т. X. С. 6 – 42.
2. Прочухан Д. П., Пирогов И. А., Бадухин В. Н. Инженерно-геологические условия возведения плотины Саянской ГЭС // Труды Гидропроекта. 1972. Вып. 27. С. 5 – 45.
3. Чернов Г. А. К изучению сейсмологии и неотектоники Алтае-Саянской горной области. Сейсмология восточной части Алтае-Саянской области // Труды Института геологии и геофизики СО АН СССР. 1978. Вып. 399. С. 99 – 107.
4. Воронков О. К. Основание Саяно-Шушенской ГЭС: строение, свойства, состояние // Гидротехническое строительство. 2010. № 7. С. 8 – 13.
5. Газиев Э. Г. Анализ современного напряженно-деформированного состояния арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2010. № 9.
6. Кутепов В. М. Закономерности в распределении естественных напряжений в массивах скальных трещиноватых пород склонов речных долин // Напряженное состояние земной коры. — М.: Наука, 1973. С. 135 – 147.
7. Савич А. И., Газиев Э. Г., Речицкий В. И., Ильин М. М. Современные методы изысканий в гидротехническом строительстве на скальных основаниях // Гидротехническое строительство. 2007. № 6. С. 20 – 32.
8. Савич А. И., Замахаев А. М., Ильин М. М., Речицкий В. И., Комаров Ю. С. Результаты комплексных исследований напряженно-деформированного состояния и деформационных свойств левобережного примыкания плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Вестник КрасГАСА. 2003. Вып. 6.
9. Курленя М. В., Барышников В. Д., Гахова Л. Н. Об одном подходе к оценке и контролю напряженно-деформированного состояния гидротехнических сооружений // Гидротехническое строительство. 1998. № 2. С. 54 – 56.
10. Газиев Э. Г., Речицкий В. И., Мирошникова Л. С., Горбушина В. К. Оценка устойчивости береговых примыканий арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2003. № 11. С. 29 – 32.

Наклоны горизонтальных сечений Саяно-Шушенской арочно-гравитационной плотины

Газиев Э. Г., доктор техн. наук (ЦСГНЭО)

Отличительной особенностью арочных и арочно-гравитационных плотин является пространственный характер их деформирования, обусловленный сочетанием консольных и арочных эффектов. Весьма важным диагностическим параметром, позволяющим выявить этот характер деформирования тела плотины, помимо радиальных, тангенциальных и вертикальных смещений, являются углы наклона горизонтальных сечений плотины, дающие возможность обнаружить взаимозависимость между арочными и консольными деформациями. Для осуществления такого анализа необходимо получить интегральную диаграмму наклонов сечений плотины. Получить такую интегральную картину деформирования можно дифференцируя по высоте кривые радиальных смещений плотины.

В качестве примера рассмотрим характер деформирования Саяно-Шушенской арочно-гравитационной плотины при заполненном водохранилище и при уровне мертвого объема. На рис. 1 – 4 представлены диаграммы радиальных смещений центральной (№ 33), а также лево- и правобережных секций плотины (№ 18 и № 45), где также установлены обратные отвесы, позволяющие измерять радиальные смещения на различных отметках. Для дифференцирования по высоте этих диаграмм необходимо провести по экспериментальным точкам плавные аппроксимирующие кривые, что и сделано на приведенных диаграммах.

Последовательность расчета углов наклона горизонтальных сечений плотины к горизонтали следующая:

на каждом приращении высоты плотины dy происходит приращение горизонтального смещения плотины dx ;

вычисляется производная dx/dy ;

определяется угол наклона горизонтального сечения плотины к горизонтали в секундах $\alpha = 3600 \cdot \text{Arctan}(dx/dy)$.

Примем условно, что наклоны в сторону нижнего бьефа имеют знак минус (табл. 1, 2).

На рис. 5 приведены диаграммы рассчитанных аналогичным образом углов наклона горизонтальных сечений плотины в секции № 33 за период с 2006 по 2010 г. при высоких и низких уровнях водохранилища. В 2006 г. уровень водохранилища был самым высоким за последние годы (538,92 м), что и определило более высокие значения углов наклона горизонтальных сечений плотины. В настоящее время введено ограничение на подъем уровня водохранилища не выше 537,5 м. Рассмотрение этих диаграмм углов наклона центральной секции № 33 показывает, что при заполненном водохранилище углы наклона по высоте плотины вначале возрастают, а в районе отметок 440 – 450 м их рост замедляется. Это свидетельствует о начале влияния пространственного характера деформирования тела арочно-гравитационной плотины, когда наличие арочного эффекта на верхних поясах плотины начинает сказываться на горизонтальных деформациях ее консолей.

Таким образом, на нижних отметках ось центральной консоли плотины имеет практически параболическую кривизну изгиба в сторону нижнего бьефа (примерно до отметки 460 м, когда угол наклона достигает величины 130 – 140 секунд), а с отметки 460 м кривизна оси начинает уменьшаться, снижаясь до 110 – 130 с.

При уровне водохранилища 500 м (УМО) изгиб оси консоли прекращается, достигнув примерно

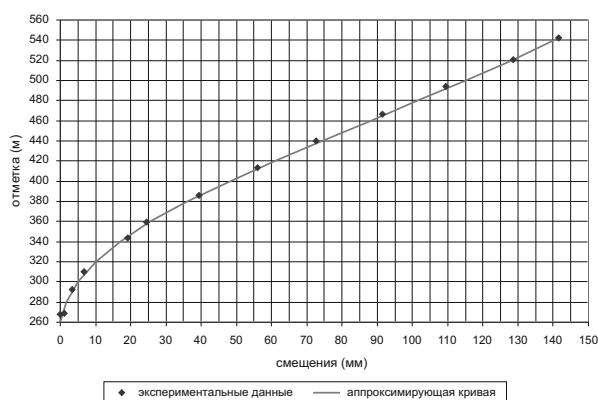


Рис. 1. Экспериментальные точки и аппроксимирующая кривая радиальных смещений центральной секции № 33 плотины СШГЭС 22.11.2006 г. при УВБ = 538,9 м

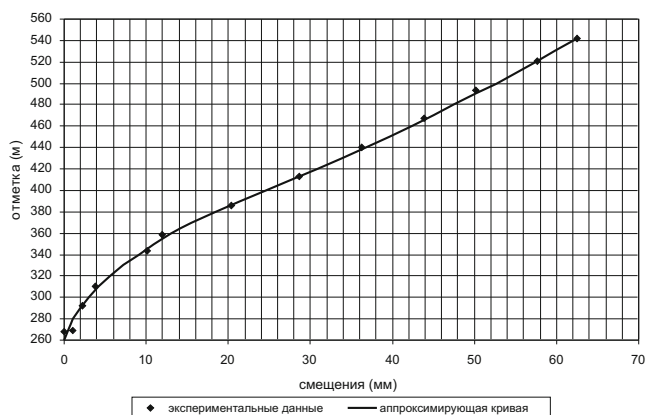


Рис. 2. Экспериментальные точки и аппроксимирующая кривая радиальных смещений центральной секции № 33 плотины СШГЭС 02.05.2007 г. при УВБ = 500,15 м

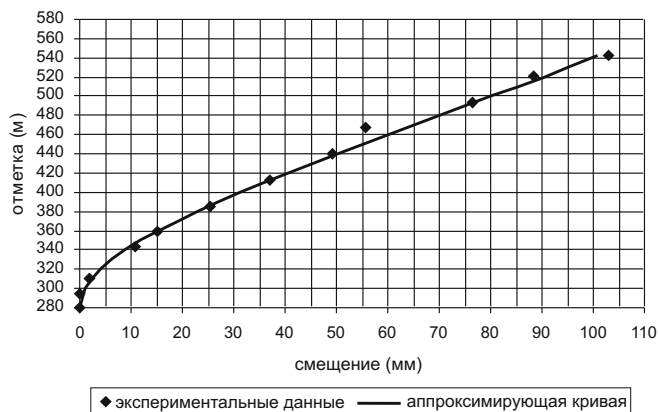


Рис. 3. Экспериментальные точки и аппроксимирующая кривая радиальных смещений гребня секции № 18 плотины 25.09.2006 г. при УВБ = 538,92 м

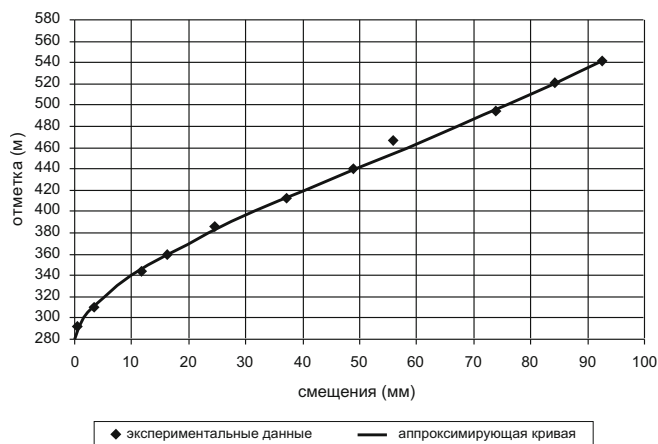


Рис. 4. Экспериментальные точки и аппроксимирующая кривая радиальных смещений гребня секции № 45 плотины 25.09.2006 г. при УВБ = 538,92 м

60 – 68 с на отметке 400 м, а вышерасположенная часть плотины практически не изгибается, лишь слегка выпрямляясь до угла наклона в 50 с (рис. 5).

Обращает на себя внимание достаточно тесное расположение кривых углов наклона при различных отметках водохранилища, как при высоких, так и при низких УВБ, что позволяет говорить о стабильности полученных результатов и о возможности их использования в качестве диагностических параметров при анализе состояния плотины.

В табл. 3 и 4 представлены результаты расчета углов наклона горизонтальных сечений плотины в секциях № 18 и № 45 в том же 2006 г. с высоким уровнем верхнего бьефа.

Диаграммы рассчитанных углов наклона этих секций совместно с углами наклона центральной секции № 33 приведены на рис. 6. Рассмотрение этих диаграмм показывает, что в этих секциях, как и в секции № 33, углы наклона горизонтальных сечений плотины по высоте при заполненном водо-

Таблица 1

Расчет углов наклона центральной секции № 33 при УВБ = 538,92 м

Отметка у, м	Радиальное смещение х, мм	Производная dx/dy	Углы наклона сечений $\text{Arctan}(dx/dy)$	
			град	с
542	141,52	0,000615	-0,03521	-126,759
520	128,00	0,00065	-0,03724	-134,072
500	115,00	0,00067	-0,03839	-138,197
480	101,60	0,00068	-0,03896	-140,260
460	88,00	0,00068	-0,03896	-140,260
440	74,40	0,00067	-0,03839	-138,197
420	61,00	0,00065	-0,03724	-134,072
400	48,00	0,00060	-0,03438	-123,759
380	36,00	0,00052	-0,02979	-107,257
360	25,60	0,00043	-0,02464	-88,694
340	17,00	0,00034	-0,01948	-70,130
320	10,20	0,00025	-0,01432	-51,566
300	5,20	0,00017	-0,00974	-35,065
280	1,80	0,00009	-0,00515	-18,564
260	0	0	0	0

Таблица 2

Расчет углов наклона центральной секции № 33 при УВБ = 500,15 м

Отметка у, м	Радиальное смещение х, мм	Производная dx/dy	Углы наклона сечений $\text{Arctan}(dx/dy)$	
			град	с
542	62,54	0,000234	-0,01339	-48,1908
520	57,4	0,00024	-0,01375	-49,5034
500	52,6	0,00025	-0,01432	-51,5661
480	47,6	0,00026	-0,01490	-53,6287
460	42,4	0,00028	-0,01604	-57,754
440	36,80	0,00030	-0,01719	-61,8793
420	30,80	0,00031	-0,01776	-63,9419
400	24,60	0,00031	-0,01776	-63,9419
380	18,40	0,00027	-0,01547	-55,6914
360	13,00	0,00020	-0,01145	-41,2529
340	9,00	0,000165	-0,00945	-34,0336
320	5,70	0,000135	-0,00873	-27,8457
300	3,00	0,00010	-0,00573	-20,6264
280	1,00	0,00005	-0,00286	-10,3132
260	0	0	0	0

хранилище вначале возрастают, а после отметок 400–420 м рост углов наклона резко изменяется. При этом углы наклона у секции № 18, как и её радиальные смещения, превышают соответствующие углы наклона секции № 45, что связано с большей деформируемостью левобережного примыкания плотины.

Подводя итог, можно отметить, что достоверную информацию об углах наклона горизонтальных сечений плотины можно получить на базе дифференцирования и анализа кривых радиальных смещений плотины по высоте. Этот метод как при высоких, так и при низких УВБ позволяет получить стабильные показания углов наклона горизонтальных сечений плотины в районе отметок 260–380 м (рис. 5–6). Максимальные углы наклона центральной консоли № 33 на отметке 380 м не превышают 110 с, на отметке 360 м — 90 с, а на отметке 340 м — 72 с. На этом интервале высоты плотины углы наклона горизонтальных сечений практически линейно зависят от отметки и максимальные полученные значения для центральной секции № 33 могут быть описаны зависимостью $\alpha = 0,9H$, где α — угол наклона горизонтального сечения плотины к горизонту, с; H — высота исследуемого сечения от отметки 260 м, м.

При низком уровне водохранилища на отметке, близкой к 500 м, зависимость максимального значения угла наклона горизонтального сечения центральной секции № 33 в пределах отметок 260–380 м может быть аппроксимирована зависимостью $\alpha = 0,51H$.

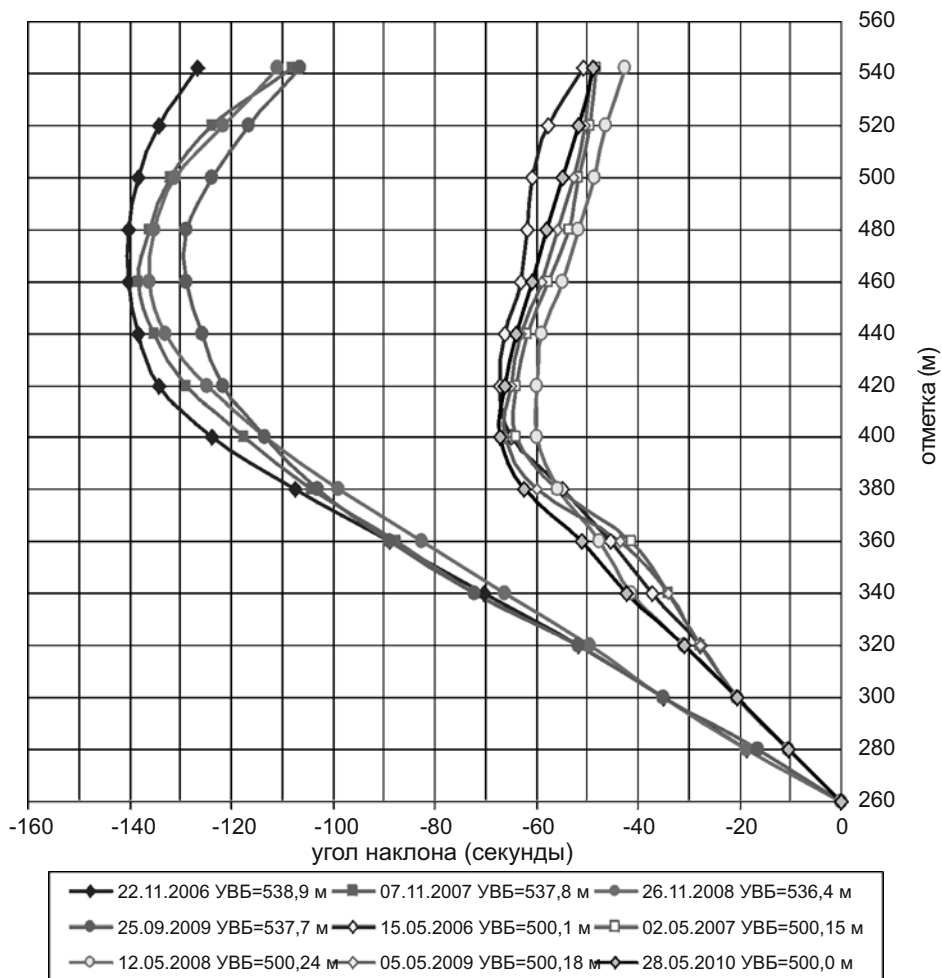


Рис. 5. Углы наклона горизонтальных сечений секции № 33 при высоких и низких УВБ

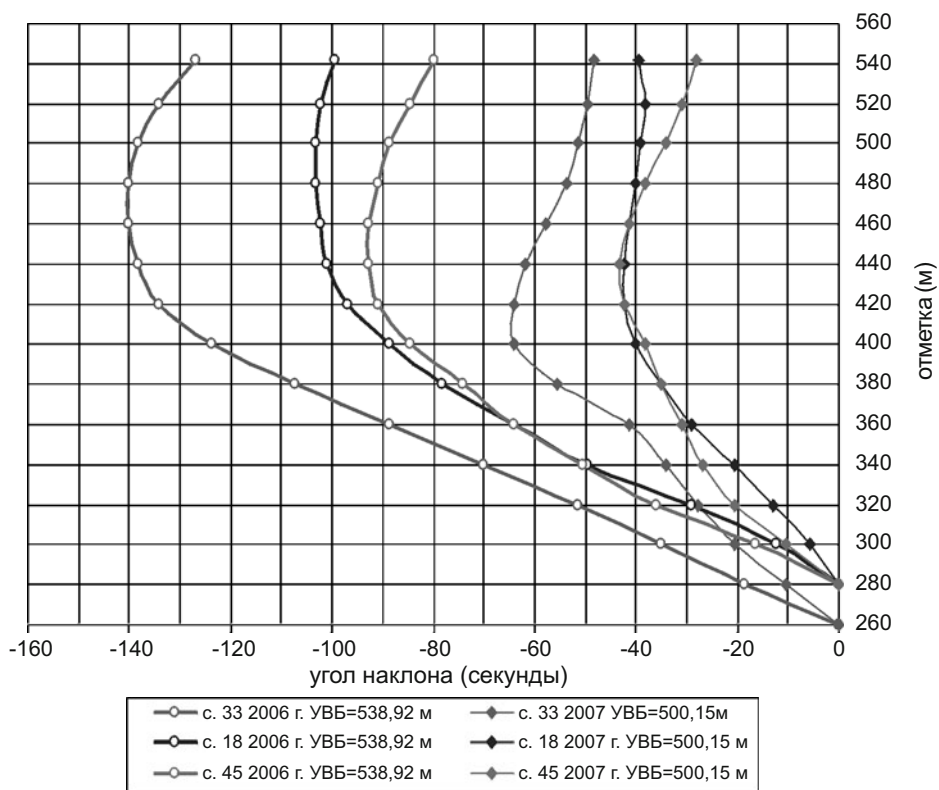


Рис. 6. Углы наклона горизонтальных сечений секций № 18, 33 и 45 при УВБ = 538,92 м и 500,15 м

Т а б л и ц а 3

Расчет углов наклона секции № 18 25.09.2006 г. при
УВБ = 538,92 м

Отметка у, м	Радиальное смещение x, мм	Производная dx/dy	Углы наклона сечений $\text{Arctan}(dx/dy)$	
			град	с
542	102,00	0,000523	0,02995	– 107,82
520	90,50	0,00051	0,02922	– 105,19
500	80,30	0,0005	0,02865	– 103,13
480	70,30	0,0005	0,02865	– 103,13
460	60,30	0,000495	0,02836	– 102,10
440	50,40	0,00049	0,02807	– 101,07
420	40,60	0,00047	0,02693	– 96,94
400	31,20	0,00043	0,02464	– 88,69
380	22,60	0,00038	0,02177	– 78,38
360	15,00	0,00031	0,01776	– 63,94
340	8,80	0,00024	0,0137	– 49,50
320	4,00	0,00014	0,00802	– 28,88
300	1,20	0,00006	0,00344	– 12,38
280	0,00	0	0	0

Т а б л и ц а 4

Расчет углов наклона секции № 45 25.09.2006 г. при
УВБ = 538,92 м

Отметка у, м	Радиальное смещение x, мм	Производная dx/dy	Углы наклона сечений $\text{Arctan}(dx/dy)$	
			град	с
542	92,52	0,000387	0,022189	– 79,88
520	84,00	0,00041	0,0234912	– 84,57
500	75,80	0,00043	0,0246371	– 88,69
480	67,20	0,00044	0,0252101	– 90,76
460	58,40	0,00045	0,025783	– 92,82
440	49,40	0,00045	0,025783	– 92,82
420	40,40	0,00044	0,0252101	– 90,76
400	31,60	0,00041	0,0234912	– 84,57
380	23,40	0,00036	0,0206264	– 74,26
360	16,20	0,00031	0,0177616	– 63,94
340	10,00	0,000245	0,0140374	– 50,53
320	5,10	0,000175	0,0100267	– 36,10
300	1,60	0,00008	0,0045837	– 16,50
280	0,00	0	0	0

Выводы

1. Углы наклона горизонтальных сечений плотины являются важным интегральным параметром, позволяющим определить пространственную работу тела плотины и проконтролировать плавность диаграмм радиальных смещений.

2. Наиболее достоверную информацию об углах наклона горизонтальных сечений плотины можно получить на базе анализа и дифференцирования кривых радиальных смещений плотины по высоте. Этот метод как при высоких, так и при низких УВБ позволяет получить стабильные показания углов наклона горизонтальных сечений плотины в районе отметок 260 – 380 м (рис. 5). Чем меньше ступени дифференцирования, тем более плавную функцию углов наклона можно получить.

3. На интервале высот до отметки 380 м максимальные углы наклона горизонтальных сечений

центральной секции плотины № 33 в условиях нормальной эксплуатации сооружения практически линейно зависят от отметки (рис. 5) и могут быть описаны линейными зависимостями.

4. Полученный характер изгиба вертикального сечения центральной секции плотины позволяет сделать вывод о том, что наибольшие растягивающие напряжения в бетоне на верховой грани плотины должны быть приурочены к интервалу отметок, где происходят максимальные изменения углов наклона горизонтальных сечений плотины. Для Саяно-Шушенской плотины это интервал 260 – 380 м.

5. Наклоны горизонтальных сечений плотины могут быть использованы в качестве диагностических показателей деформирования и поведения арочной или арочно-гравитационной плотины в любой секции, где имеются замеры радиальных смещений по высоте плотины.

Разработка технических условий и освоение производства умереннотермичного портландцемента для гидротехнических сооружений в ООО “Красноярский цемент”

Вертопрахова Л. А., Соловьёва И. А. (ООО “НТЦ “СибНИИцемент”),
Климов В. Е. (ОАО ХК “Сибирский цемент”),
Скакун В. П., Афанасин В. А. (ООО “Красноярский цемент”)

Особенностью возведения гидротехнических сооружений является твердение массивных конструкций, сопровождающееся выделением тепла вследствие протекания экзотермических реакций гидратации цемента. Это приводит к саморазогреву внутренних зон бетонных массивов, где температура может подниматься на 50°C и более. При последующем остывании и неравномерном распределении температур в массиве возникают термические напряжения, приводящие к трещинообразованию. Трещины представляют большую опасность для долговечности сооружения, а в напорных конструкциях приводят к увеличению фильтрации и усилению коррозии бетона.

В связи с этим основное требование к цементам, применяемым для гидротехнического строительства, — их умеренная экзотермия. Величина тепловыделения портландцемента при твердении в значительной степени зависит от его минералогического состава. Наиболее экзотермичными из клинкерных минералов являются трехкальциевый алюминат — C_3A и трехкальциевый силикат — C_3S , наименьшей теплотой гидратации обладают четырехкальциевый алюмоферрит — C_4AF и двухкальциевый силикат — C_2S . Причём тепловой эффект гидратации C_3A в 2 раза превышает этот показатель для C_3S и в 5 раз — для C_2S . В связи с этим к минералогическому составу гидротехнических цементов предъявляются очень жесткие требования.

Наряду с минералогией в цементе нормируется содержание вредных примесей — оксидов щелочных металлов и магния. Взаимодействие щелочей цемента с реакционноспособными компонентами заполнителей приводит к расширению бетона, возникновению деформаций набухания и его разрушению. Предупреждение внутренних коррозионных процессов в бетоне является важнейшим условием обеспечения долговечности. Пониженное содержание оксида магния способствует предохранению бетона от возникновения дополнительных внутренних напряжений, связанных с гидратацией периклаза и образованием брусита — $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Эта реакция протекает в более отдалённые сроки и сопровождается увеличением объёма бетона на 5–10%. Возникающее при этом кристаллизационное давление приводит к образованию трещин, а иногда и к полному разрушению бетона.

ООО “Красноярский цемент” более 40 лет выпускает портландцементы для гидротехнического строительства. На их основе построены крупнейшие ГЭС Сибири — Красноярская, Братская, Усть-Илимская, Саяно-Шушенская. С использованием красноярского цемента возводится Богучанская ГЭС и водоотводы Саяно-Шушенской ГЭС. В разные годы ассортимент гидротехнических цементов на Красноярском цементном заводе насчитывал до трех видов: портландцемент бездобавочный марки 400, портландцемент с минеральной добавкой марки 400, шлакопортландцемент марки 300. Области применения цементов зависели от их состава. Бездобавочный цемент использовали для изготовления бетонов наружных зон гидротехнических сооружений, цемент с добавками и шлакопортландцемент применяли в бетонах внутренних подводных и подземных частей.

Нормативная база на цементы для гидротехнического строительства не обновлялась около двадцати лет и морально устарела. Действующие ранее технические условия ТУ 21-21-4-82 “Цементы для гидротехнических сооружений” утратили свою силу. В последние годы ООО “Красноярский цемент” выпускало один вид цемента для гидротехнического строительства. Этот цемент на объекты Богучанской и Саяно-Шушенской ГЭС отгружали как портландцемент нормированного состава (ПЦ 400-Д0-Н) по ГОСТ 10178, причём минералогический состав клинкера нормировался уже отменными ТУ. Помимо нормированного состава гидротехнический цемент должен обладать рядом специальных строительно-технических свойств, учитывающих особенности конструкции и технологии возведения гидротехнических сооружений, обеспечивать заданный набор прочности в определенные сроки твердения и др. Указанные нормативные документы этих требований не учитывают.

В связи с этим в 2009–2010 гг. сотрудниками ООО “НТЦ “СибНИИцемент” совместно с Холдинговой компанией “Сибирский цемент” и ООО “Красноярский цемент” проведена научно-исследовательская работа по отработке оптимальных технологических параметров получения универсального умереннотермичного портландцемента для гидротехнического строительства, область применения которого распространяется на бетонные и

Химико-минералогический состав

Дата отбора пробы	Химический состав, %										Минералогический состав, %			
	п.п.п.	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	R ₂ O по Na ₂ O	CaOсв	н.о.	C ₃ S	C ₂ S	C ₃ A	C ₄ AF
I кв. 2010 г.	1,35	21,17	5,22	4,60	62,81	1,81	2,50	0,32	0,12	0,32	48,8	23,9	6,0	14,0
II кв. 2010 г.	0,94	21,02	5,06	4,55	63,02	1,88	2,58	0,33	0,20	0,15	49,7	22,8	5,7	13,8
III кв. 2010 г.	0,94	21,23	5,23	4,48	63,28	1,86	2,26	0,32	0,00	0,10	49,3	23,7	6,3	13,6

железобетонные конструкции как наружных, так и внутренних зон гидротехнических массивных сооружений, работающих в пресной или слабоминерализованной воде. Оптимизация технологии производства гидротехнического цемента затронула все переделы, начиная с добычи сырья и приготовления сырьевой смеси и заканчивая помолом цемента. Для этого в течение месяца (с 24 апреля по 21 мая 2009 г.) на предприятии были проведены крупномасштабные промышленные испытания, целью которых являлась отработка оптимальных технологических параметров производства, которые должны были стать исходными данными для разработки пакета нормативной и технологической документации: технических условий на цемент, стандартов организации на сырьё, технологического регламента.

Выпущенные в период промышленных испытаний партии гидротехнического цемента были подвергнуты физико-механическим испытаниям по всей номенклатуре показателей. Результаты испытаний показали, что цементы, параметры производства которых находились в оптимальном диапазоне, полностью удовлетворяли всем нормативным требованиям.

По итогам проведенной работы были разработаны новые технические условия ТУ 5732-001-72820832-2009 «Портландцемент для гидротехнических сооружений». Проект настоящих технических условий прошёл обсуждение и согласование у основных потребителей — ЗАО «Организатор строительства Богучанской ГЭС» и ЗАО «Саянское управление основных сооружений» и в ведущих проектных организациях в области гидротехнического строительства — ОАО «Институт Гидропроект» и ОАО «НИИ энергетических сооружений». Результаты научных исследований, предложения и замечания, полученные при обсуждении проекта ТУ, вошли в окончательную редакцию и в текст Изменений № 1.

Выпускаемый в настоящее время гидротехнический портландцемент по ТУ 5732-001-72820832-2009 характеризуется стабильными нормируемыми показателями качества — умеренным тепловыделением — не более 315 Дж/г (75 кал/г) в 7-суточном возрасте и водоотделением, а также обеспечивает устойчивый прирост прочности через 3 и 6 месяцев твердения — не ниже 10 и 20 % соответственно. Соблюдение технологических параметров гарантирует нормативный уровень качества цемента по коэффициенту вариации марочной прочности не более 5 %.

В 2010 г. аккредитованный испытательный центр ООО «НТЦ «СибНИИцемент» осуществлял авторский надзор за освоением производства гидротехнического портландцемента по ТУ 5732-001-72820832-2009 в ООО «Красноярский цемент». С этой целью в течение года у потребителя ЗАО «Организатор строительства Богучанской ГЭС» комиссионно производился отбор арбитражных проб цемента ПЦГ 400-Д0. Проведенные квалификационные испытания отобранных проб показали их полное соответствие требованиям технических условий как по химико-минералогическому составу, так и по физико-механическим показателям (табл. 1 и 2).

Для оценки стабильности качественных показателей институтом выполнен анализ производства ПЦГ400-Д0 за 2010 г. В результате установлено, что по всем нормируемым показателям ПЦГ 400-Д0, выпущенный ООО «Красноярский цемент», отличался стабильностью:

по содержанию магния не выявлено случаев превышения нормативного порога — 4 %. Содержание MgO колебалось в течение года от 1,51 до 2,65 %, составляя в среднем за первое полугодие 2,14 %, за второе полугодие 1,97 %, за год 2,06 %;

в среднем за год ввод гипса находился на уровне 2,35 % SO₃. Коэффициент вариации составил 5,72 %;

Физико-механические показатели

Дата отбора пробы	Предел прочности при сжатии, МПа			Коэффициент прироста прочности, %		Тепловыделение в 7 суток, Дж/г	Водоотделение, %
	28 суток	90 суток	180 суток	90 суток	180 суток		
I кв. 2010 г.	42,3	47,4	51,6	1,12	1,22	285	33,5
II кв. 2010 г.	44,8	54,0	54,2	1,20	1,21	289	29,2
III кв. 2010 г.	44,3	52,2	53,6	1,18	1,21	281	31,5

по содержанию щелочей (R_2O) не выявлено ни одного случая превышения норматива — 0,85 % в пересчёте на Na_2O . Содержание R_2O варьировало от 0,46 до 0,62 % (в среднем за год 0,55 %);

содержание свободной извести в целом было низким и составило 0,52 % в среднем за год;

доля закиси железа не превышала 0,07 %;

содержание C_3S в течение года колебалось в нормируемых пределах 47 – 50 %. В среднем за год и за каждое из полугодий в отдельности доля C_3S была постоянной — 49 %;

колебания содержания C_3A были умеренными — от 5 до 6,6 %, составляя в среднем 6,19 % за год, 6,31 и 6,06 % за каждое из полугодий;

марочная прочность цемента характеризовалась достаточным запасом и колебалась от 40 до 47 МПа (в среднем за год 43 МПа, в среднем за первое полугодие 42,8 МПа, в среднем за второе — 43,7 МПа);

коэффициент вариации марочной прочности, по которому согласно ТУ определяется уровень качества, полностью соответствовал нормативному (не

выше 5 %) и составил за первое полугодие 2010 г. 3,79 %, за второе — 4,17 %, в целом за 2010 г. 4,15 %.

Выводы

1. ООО “Красноярский цемент” освоено производство высококачественного умереннотермичного портландцемента для гидротехнического строительства по современной нормативной документации — ТУ 5732-001-72820832-2009 “Портландцемент для гидротехнических сооружений”, учитывающей все требования гидростроителей.

2. Состояние технологии ООО “Красноярский цемент” позволяет поддерживать стабильное качество выпускаемого гидротехнического цемента по ТУ.

3. Область применения ПЦГ 400-Д0 расширена и позволяет использовать его в бетонах для наружных и внутренних частей гидротехнических сооружений.

4. На данный вид цемента ПЦГ 400-Д0 предприятием получен сертификат соответствия.

Решение задачи о фильтрации в однородном прямоугольном грунтовом массиве на основе вариационных принципов

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

Традиционная формула Дюпюи заменяется условием минимума функционала, изображающего среднюю квадратичную норму отклонения криволинейного профиля свободной поверхности от прямой.

Ключевые слова: фильтрация, инфильтрация, Дюпюи.

Эта замена не противоречит уравнению неравномерного движения и позволяет уточнить форму кривой депрессии вблизи верхового и низового створов области фильтрационного потока, а также учесть влияние длины области фильтрации на величину фильтрационного расхода.

Формула Дюпюи для средней скорости фильтрации постулируется для равномерного движения: $v = \kappa J$, где κ — коэффициент фильтрации; J — уклон напорной линии.

Широкое использование формулы Дюпюи для расчётов неравномерных движений оправдывается правильным прогнозом величины фильтрационного расхода [1]. Вместе с тем положение депрессионной кривой в однородном прямоугольном грунтовом массиве, полученное с применением формулы Дюпюи, не вполне соответствует гидромеханическим решениям для неравномерных движений.

При отсутствии инфильтрации депрессионная кривая должна пересекать профиль верховой грани упомянутого массива — линию постоянного напора — под прямым углом. Но в решении Дюпюи это условие не выполняется (рис. 1). Угловой коэффициент касательной к депрессионной кривой в точке пересечения с верховой гранью составляет

$$\left(\frac{dh}{dx}\right)_{x=0} = -\frac{H_1}{L}\beta,$$

где $\beta = \frac{1 - \eta_2^2}{2}$; $\eta_2 = \frac{H_2}{H_1}$; H_1, H_2 — соответственно глубина воды в верхнем и нижнем бьефах; L — длина области фильтрации; x — продольная координата, отсчитываемая вдоль области фильтрации, от верхнего бьефа ($x = 0$) к нижнему бьефу ($x = L$).

Кроме того, известно влияние длины области фильтрации на высоту промежутка высачивания [1]. Решение Дюпюи такой зависимости не содержит и промежуток высачивания из решения Дюпюи не вычисляется: депрессионная кривая в решении Дюпюи выклинивается в нижний бьеф без промежутка высачивания.

Только при весьма большой длине области фильтрации ($\lambda = L/H_1 \rightarrow \infty$) решение Дюпюи приближается к точному гидромеханическому решению: депрессионная кривая почти ортогональна верховому откосу (угловой коэффициент касательной приближается к нулю), неравномерное фильтрационное движение почти всюду мало отличается от равномерного и применение формулы Дюпюи вполне оправдано. Но для большинства реальных объектов λ — конечная величина, и решение Дюпюи не совпадает с точным гидромеханическим решением.

Приведенная аргументация, изложенная в [1], положена в основу альтернативных гидромеханических методов расчета, которые используют групповые свойства отображений круговых треугольников на плоскость течения [2], так называемые производные Шварца. Но, по-видимому, возможности гидравлических методов расчета фильтрации в однородном прямоугольном грунтовом массиве не исчерпаны полностью.

В методе Дюпюи выражение для средней скорости фильтрации или фильтрационного расхода применяется к каждому створу фильтрационного потока. Вместо этого можно рассматривать задачу на минимум положительного функционала:

$$F(h) = \int_0^L \left[\left(\frac{dh}{dx}\right)^2 + i_f^2 \right] dx \rightarrow \inf \geq 0. \quad (1)$$

где i_f — уклон трения.

Действительно, необходимое условие минимума $F(h)$ приводит, в том числе, и к дифференциальному уравнению неравномерного фильтрационного движения Дюпюи

$$\frac{dh}{dx} = -i_f = -\frac{q}{kh}.$$

Минимизация $F(h)$ уже не требует задания глубины потока и углового коэффициента депрессионной кривой в каждом створе. Достаточно определить средние квадратичные значения этих переменных вдоль области фильтрации.

Попутно отметим, что для фильтрационного движения на водоупоре с конечным положительным уклоном $i > 0$ функционал (1) записывается в виде

$$F(h) = \int_0^L \left[\left(\frac{dh}{dx} \right)^2 + (i - i_f)^2 \right] dx.$$

Из этого выражения становится понятным смысл функционала (действия) $F(h)$. Очевидно, если всюду $h = H_2$, то наблюдается равномерное движение в некотором смысле наилучшее: при равномерном движении функционал $F(h)$ точно достигает нижней границы $F(H_2) = 0$. В действительном неравномерном движении $F(h) > 0$, но отклонение действия $F(h)$ от нуля минимально, не больше чем в любом другом, допустимом, неравномерном движении.

Условие неразрывности движения заменяется среднеквадратичным условием

$$\frac{1}{L} \int_0^L \left(h \frac{dh}{dx} \right)^2 dx = \left(\frac{q}{k} \right)^2. \quad (2)$$

Функционалы (1) и (2) определяют кривую депрессии как экстремаль задачи на условный минимум

$$F_\mu(x) = \int_0^L \left[\left(\frac{dh}{dx} \right)^2 + i_f^2 + \mu \left(h \frac{dh}{dx} \right)^2 \right] dx \rightarrow \inf > 0 \quad (3)$$

где μ — множитель Лагранжа.

При этом экстремаль должна удовлетворять граничным условиям

$$h(0) = H_1, \quad \left(\frac{dh}{dx} \right)_{x=0} = 0. \quad (4)$$

Дальше используются безразмерные переменные

$$\eta = \frac{h}{H_1}, \quad \eta'' < \eta < 1, \quad \eta'' := \frac{h''}{H_1} > \eta_2; \quad \bar{x} := \frac{x}{L}, \quad 0 < \bar{x} < 1, \quad (5)$$

где h'' — глубина фильтрационного потока в сечении $x = L$, отличающаяся от глубины в нижнем бьефе H_2 на высоту промежутка высачивания $\Delta = h'' - H_2 > 0$.

В этих переменных решение Дюпюи записывается в виде

$$\eta = \eta_D = \sqrt{1 - 2\beta\bar{x}},$$

где $\beta = \frac{1 - \eta_2^2}{2}$.

Изопериметрическое условие неразрывности фильтрационного потока (2) с учётом последнего выражения принимает вид

$$\int_0^1 \left(\eta \frac{d\eta}{d\bar{x}} \right)^2 d\bar{x} = \beta^2. \quad (2_1)$$

Задача на условный минимум (3), (4) ставится так:

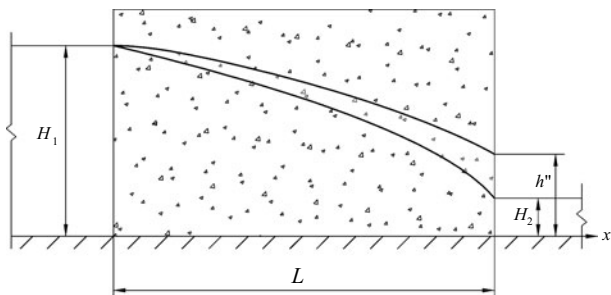


Рис. 1. Схема фильтрации через грунтовой массив

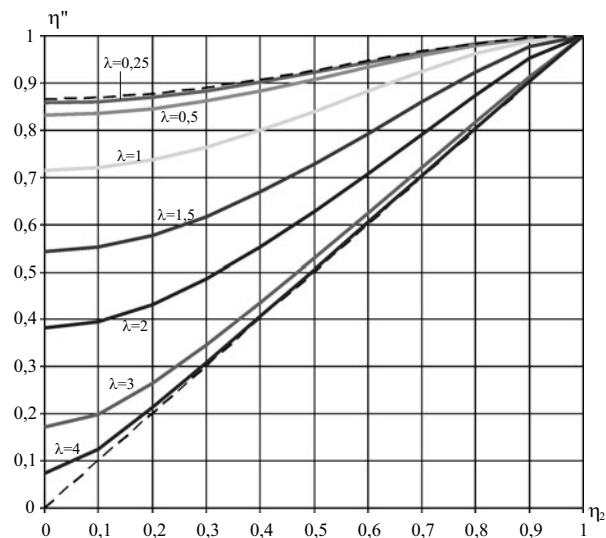


Рис. 2. Графики зависимости $\eta'' = \varphi(\eta_2)$

$$F_{\mu}(\eta) = \int_0^1 \left\{ \frac{1}{\lambda^2} \left(\frac{d\eta}{d\bar{x}} \right)^2 + i_f^2 + \mu \left(\eta \frac{d\eta}{d\bar{x}} \right)^2 \right\} d\bar{x} \rightarrow \inf > 0, \quad (3_1)$$

причем решение ищется в классе функций $\eta(x)$, удовлетворяющих условиям на концах промежутка $0 < x < L$:

$$\eta(0) - 1 = \left(\frac{d\eta}{d\bar{x}} \right)_{\bar{x}=0} = 0. \quad (4_1)$$

В формуле (3₁) $\lambda = L/H_1$ — относительная длина области фильтрации.

Кривая депрессии (кривая свободной поверхности фильтрующегося потока) определяется как экстремаль действия $F_{\mu}(\eta)$ (3₁), удовлетворяющая условиям (4), (4₁). Традиционная кривая депрессии по Дюпюи описывается параболой (D).

Уравнение Лагранжа, второго рода, для действия $F_{\mu}(\eta)$ по выражению (3₁), имеет вид [3]

$$\left(\frac{2}{\lambda^2} + 2\mu \cdot \eta^2 \right) \frac{d^2\eta}{d\bar{x}^2} + 2\mu \cdot \eta \left(\frac{d\eta}{d\bar{x}} \right)^2 = \frac{di_f^2}{d\eta}. \quad (6)$$

Порядок уравнения (6) можно понизить линеаризирующей подстановкой $\left(\frac{d\eta}{d\bar{x}} \right)^2 = \zeta(\eta) \geq 0$:

$$\left(\frac{1}{\lambda^2} + \mu\eta^2 \right) \frac{d\zeta}{d\eta} + 2\mu \cdot \eta \zeta = \frac{di_f^2}{d\eta}. \quad (6_1)$$

Начальное условие для этого уравнения $\zeta(1) = 0$. Это означает, что при $\eta = 1$ (в начальном створе) уклон депрессионной кривой равен нулю — депрессионная кривая пересекает откос $x = 0$ под прямым углом.

Используя формулу Дюпюи, получим

$$i_f(\eta) = -\frac{1}{\lambda} \frac{d\eta}{d\bar{x}} = \frac{1 - \eta_0^2}{2\lambda \cdot \eta} = \frac{\beta}{\lambda \cdot \eta}.$$

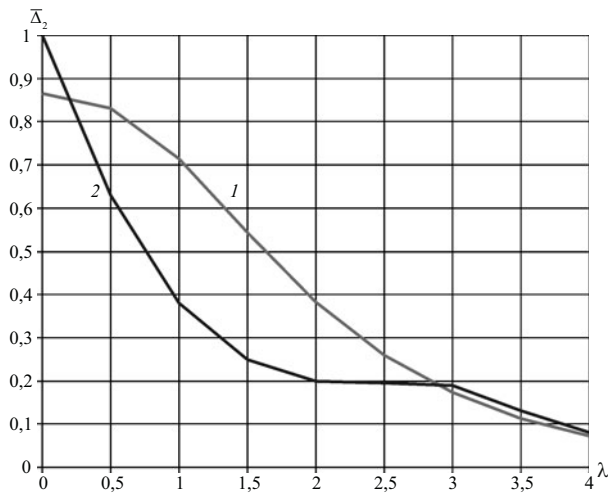


Рис. 3. Графики зависимости $\bar{\Delta}_2(\lambda) = \bar{\Delta}(\eta_2 = 0, \lambda)$: 1 — по выражению (91); 2 — взятые по графику 221 из [1]

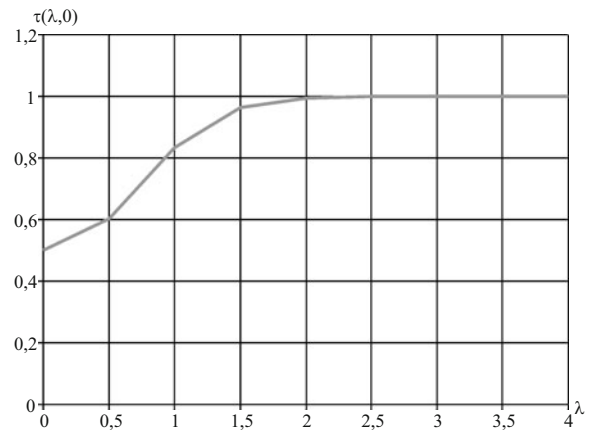


Рис. 4. График зависимости $\tau(\lambda, 0)$

С учётом этого выражения и граничного условия решение уравнения (6₁) принимает вид

$$\zeta(\eta) = \left(\frac{\beta}{\lambda}\right)^2 \frac{1 - \eta^2}{\eta^2 \left(\frac{1}{\lambda^2} + \mu\eta^2\right)}. \quad (7)$$

Переходя к исходным переменным, получим

$$\frac{d\eta}{d\bar{x}} = -\frac{\beta}{\eta} \sqrt{\frac{1 - \eta^2}{1 - \alpha^2 \eta^2}}, \quad (7_1)$$

где для придания (7₁) симметрии обозначено $\alpha^2 = -\mu\lambda^2 \geq 0$. Смысл такого определения множителя Лагранжа становится понятным, если учесть следующее. Выражение для искомой экстремали получается в результате интегрирования уравнения с разделяющимися переменными (7₁)

$$\bar{x} = \frac{1}{\beta} \int_{\eta}^1 \xi \sqrt{\frac{1 - \alpha^2 \xi^2}{1 - \xi^2}} d\xi, \quad (8)$$

где ξ — переменная интегрирования.

Интеграл в правой части (8) вычислен ниже. Сейчас важны следующие наблюдения:

1) Если положить $\alpha = 1$, то выражение (8) совпадает с выражением, определяющим положение кривой депрессии по Дюпюи. Следовательно, если $\alpha \rightarrow 1 - 0$, то для получения непротиворечивых результатов должны выполняться условия $\mu \rightarrow -0, \lambda \rightarrow \infty$.

2) При $\alpha \rightarrow 0$ также $\lambda \rightarrow 0$. В этом случае в силу (8)

$$\eta(\bar{x}) = \sqrt{1 - (\beta\bar{x})^2}, \quad \eta(1) = \eta'' = \sqrt{1 - \beta^2}, \quad \bar{\Delta} := \frac{\Delta}{H_1} = \sqrt{1 - \beta^2} - \eta_2.$$

В полном соответствии с [1] высота промежутка высачивания для области фильтрации конечной длины отлична от нуля. В предельном случае, при $\eta_2 = 1, \beta = 0$, промежуток высачивания, естественно, отсутствует.

После интегрирования выражение (8) принимает вид

$$\bar{x} = \frac{1 - \alpha^2}{2\alpha\beta} \left[\operatorname{arsh} \left(\alpha \sqrt{\frac{1 - \eta^2}{1 - \alpha^2}} \right) + \alpha \sqrt{\frac{1 - \eta^2}{1 - \alpha^2}} \sqrt{1 + \alpha^2 \frac{1 - \eta^2}{1 - \alpha^2}} \right]. \quad (8_1)$$

Если положить $\alpha = \text{th}\lambda$, то получается выражение, в котором выполняются предпосылки обоих выше перечисленных случаев, а именно: $\alpha(\lambda = 0) = 0$, $\lim_{\lambda \rightarrow \infty} \alpha(\lambda) = 1$:

$$\bar{x} = \frac{1}{\beta \text{sh} 2\lambda} \left[\text{arsh} \left(\sqrt{1 - \eta^2} \text{sh} \lambda \right) + \sqrt{1 - \eta^2} \text{sh} \lambda \sqrt{1 + (1 - \eta^2) \text{sh}^2 \lambda} \right]. \quad (8_2)$$

Если в формулах (8) положить $\bar{x} = l(x = L)$, $\eta = \eta''$, то получим

$$\beta(\eta'', \lambda) = \frac{1}{\text{sh} 2\lambda} \left[\ln \left(\sqrt{1 - \eta''^2} \text{sh} \lambda + \sqrt{1 - \eta''^2 \text{th}^2 \lambda} \text{ch} \lambda \right) + \frac{1}{2} \sqrt{1 - \eta''^2} \sqrt{1 - \eta''^2 \text{th}^2 \lambda} \text{sh} 2\lambda \right]. \quad (9)$$

Подставляя выражение (9) в тождество $\eta_2 = \sqrt{1 - 2\beta(\eta, \lambda)}$, получим выражение для установления связи между h'' — глубиной фильтрационного потока в сечении $x = L$, глубиной в нижнем бьефе H_2 и шириной области фильтрации L .

На рис. 2 представлены графики зависимости $\eta'' = \varphi(\eta_2)$ для различных значений λ . Имеются две предельные линии, отмеченные на рисунке штриховыми линиями: биссектриса $\eta'' = \eta_2$, отвечающая $\lambda \rightarrow \infty$, и график зависимости $\eta'' = \sqrt{1 - \frac{1}{4}(1 - \eta_2^2)^2}$ при $\lambda \rightarrow 0$. Графики $\eta'' = \varphi(\eta_2; \lambda)$, отвечающие конечным значениям λ , $\lambda = O(1)$, заполняют криволинейный треугольник между упомянутыми параболой и биссектрисой. Важно подчеркнуть, что для любой длины области фильтрации λ величина промежутка высачивания равномерно возрастает при уменьшении глубины заполнения нижнего бьефа ($\eta_2 \rightarrow +0$). Далее, легко видеть, что минимальное значение глубины фильтрационного потока в створе $x = L$: $\eta''_{\min} = \bar{\Delta}_2 \left(\lambda, \beta = \frac{1}{2} \right)$, отвечающее при заданном значении длины области фильтрации λ “сухому” нижнему бьефу ($\beta = 1/2$), определяется в силу (9) из условия

$$\frac{1}{2} = \frac{1}{\text{sh} 2\lambda} \left[\ln \left(\sqrt{1 - \bar{\Delta}_2^2} \cdot \text{sh} \lambda + \sqrt{\text{ch}^2 \lambda - \bar{\Delta}_2^2 \text{sh}^2 \lambda} \right) + \sqrt{1 - \bar{\Delta}_2^2} \cdot \text{sh} \lambda \cdot \sqrt{\text{ch}^2 \lambda - \bar{\Delta}_2^2 \text{sh}^2 \lambda} \right]. \quad (9_1)$$

Рисунок 3 содержит графики зависимости безразмерной высоты промежутка высачивания на низовом откосе от длины области фильтрации, для случая “сухого” нижнего бьефа. Для их построения использована формула (9₁), задающая функцию $\bar{\Delta}_2 = \bar{\Delta}_2(\lambda)$ в неявном виде (кривая 1), и кривая 2 построена по данным работы П. Я. Кочиной [1, фиг. 220 – 221]. Наибольшее различие наблюдается для коротких областей фильтрации ($\lambda < 3$). Так, по П. Я. Кочиной, $\bar{\Delta}_2 \xrightarrow{\lambda \rightarrow +0} 1 - 0$; из (9₁) следует $\bar{\Delta}_2(\lambda) \xrightarrow{\lambda \rightarrow +0} \frac{\sqrt{3}}{2}$. В [1] указывается на применение интерполирования при вычислении ординат графика 2 и, следовательно, ординат на графике рис. 3. Необходимо иметь в виду, что при $\lambda \rightarrow 0$ и $\beta = 1/2$ наступает вырождение точного решения Б. Б. Девисона: круговой двугульник плоскости годографа отображается на крест в верхней полуплоскости. Приводимое здесь решение (9) сохраняет непрерывность при $\lambda \rightarrow 0$.

Несмотря на значительные погрешности в определении значений высоты промежутка высачивания для коротких перемычек, сохраняется тенденция $\bar{\Delta}_2(\lambda) \xrightarrow{\lambda \rightarrow \infty} 0$, выполняющаяся равномерно для любого значения η_2 из промежутка $[0, 1]$. В действительности уже при значениях $\lambda > 5$ можно считать область фильтрации длинной при любой степени заполнения нижнего бьефа, что позволяет в этих условиях пренебрегать высотой промежутка высачивания.

Величина относительного (безразмерного) расхода в створе $x = L$ определяется выражением

$$\bar{Q} := - \left(\eta \frac{d\eta}{d\bar{x}} \right)_{\bar{x}=1} = \lambda \frac{q}{kH_1}. \quad (10)$$

Для решения Дюпюи

$$\bar{Q}_D = \beta, \quad (10_1)$$

для альтернативного решения в силу (7₁)

$$Q = \beta \sqrt{\frac{1 - \eta''^2}{1 - (\alpha\eta'')^2}}. \quad (10_2)$$

Отношение этих двух расходов определяется выражением

$$\tau(\lambda, \eta'') = \frac{Q}{Q_D} = \sqrt{\frac{1 - \eta''^2}{1 - (\alpha\eta'')^2}}. \quad (11)$$

В соответствии с принятой логикой при $\lambda = \infty$, $\alpha = 1$ оба расхода совпадают, при $\lambda = 0$, $\alpha = 0$, $\tau(\lambda, \eta'') = \sqrt{1 - \eta''^2}$. Очевидно, что функция $\tau(\lambda, \eta'')$ не превосходит единицы при всяком $0 \leq \alpha \leq 1$. В работе [1] вычисляется аналогичная дробь, причем отмечается, что вычисления наиболее точны при отсутствии воды в нижнем бьефе. На рис. 4 представлен график функции

$$\tau(\lambda, 0) = \sqrt{\frac{1 - \bar{\Delta}_2^2}{1 - (\alpha\bar{\Delta}_2)^2}}.$$

Необходимо отметить, что результаты расчёта по (11) зависят от принятой связи свободного параметра α и ширины грунтового массива λ , в данном случае используется однозначная связь $\alpha = \text{th}\lambda$. К сожалению, точную идентификацию зависимости (11) с экспериментальными результатами по фильтрационным расходам сквозь однородные грунтовые массивы провести невозможно. Все известные нам материалы относятся к длинным ($\alpha \rightarrow 1-0$) грунтовым массивам, где формула Дюпюи для расхода практически точно прогнозирует расход. Для весьма коротких грунтовых массивов сопоставления с формулой Дюпюи для расхода не известны. Некоторое представление о влиянии размера грунтового массива на расход дают рис. 226 и 227 из книги П. Я. Полубариновой-Кочиной, где отмечено, что расход сквозь промежуток высачивания “срезает” расход сквозь тело плотины на 34,6 % [1]. Рис. 4 для весьма коротких грунтовых массивов демонстрирует примерно такие же результаты.

Как видно, величина $\tau(\lambda, 0)$ быстро приближается к единице снизу уже при $\lambda > 2$. Практически при $\lambda > 1$ величина расхода в створе $x = L$ совпадает с расходом по Дюпюи. Иначе для области фильтрации конечной длины с $\lambda = O(1)$ низкие по сравнению с решением Дюпюи градиенты напора в вариационном решении компенсируются большей глубиной фильтрационного потока. Для длинной области фильтрации ($\lambda > 1$, практически $\lambda \geq 5$) вариационное решение мало отличается от решения Дюпюи ($\alpha \rightarrow 1-0$) и по форме депрессионной кривой и по величине фильтрационного расхода. Исключение составляют весьма короткие области фильтрации ($0 < \lambda < 1$), для которых решение Дюпюи заведомо неприменимо ввиду резкой изменчивости движения.

Выводы

1. Применение параболы Дюпюи для аппроксимации депрессионной кривой возможно только для весьма длинных ($\lambda > 5$) областей фильтрации.
2. При вычислении фильтрационного расхода формула Дюпюи справедлива начиная со значений $\lambda \geq 2$, т.е. прогноз расхода по Дюпюи точен и для коротких областей фильтрации.
3. Для коротких областей фильтрации ($\lambda < 2$) формула Дюпюи преувеличивает уклоны депрессионной кривой, что приводит к завышенным значениям фильтрационного расхода и к уменьшению области, заполненной “насыщенным” грунтом. Это может создавать погрешность в сторону риска при оценке устойчивости грунтовых откосов за счёт преуменьшения взвешивающей составляющей фильтрационных сил.

Список литературы

1. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. — М.: ГТТИ, 1952. С. 326 – 345.
2. Devison B. B. On the steady Two-Dimensional Motion of Ground-Water with a Free Surface // Phil. Magazine. Vol. 21. № 143 (May 1936).
3. Халфман Р. Л. Динамика: Пер. с англ. — М.: Наука, 1972. С. 432 – 465.

Исследование субъективности границы раскатывания глинистых грунтов

Сокуров В. В., заместитель технического директора по изысканиям, Ермолаева А. Н., Матрошилина Т. В., кандидаты техн. наук (ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»)

Выполнена оценка субъективности определения шестью исполнителями влажности на границе раскатывания W_P глинистых грунтов, представленных супесями, суглинками и глинами, оснований двух объектов. Анализ результатов выполнялся с использованием положений теории вероятностей и математической статистики. Установлено, что при изменении влажности на границе текучести от 0,150 до 0,450 значения влажности на границе раскатывания, определенные отдельными исполнителями, различаются на 0,7 – 5,2 %, а по сравнению с патентом — на 0,1 – 3,0 %. Рекомендовано определять влажность на границе раскатывания в соответствии с патентом, который позволяет быстро, меньшими трудозатратами и более точно определять W_P , так как исключает субъективность определения характеристики и соответствует среднестатистическому усилию, производимому при перемятии и раскатывании в жгут грунтовой пасты.

Ключевые слова: глинистый грунт, граница раскатывания, субъективность, статистика, сравнение, график, таблица, патент, рекомендация.

Глинистые породы различной влажности под воздействием одинаковых внешних усилий изменяют состояние и свойства, т.е. могут быть текучими, пластичными или твердыми. Физическое состояние глинистых пород определяется характерными влажностями: границами текучести W_L и раскатывания W_P . Значения влажности на границах текучести и раскатывания используются при определении номенклатуры глинистых грунтов, показателя консистенции, при выделении инженерно-геологических элементов, а также при геотехническом контроле в процессе проведения строительных работ.

При возведении гидротехнических сооружений из глинистых грунтов (в том числе при разработке в карьере, после укладки в тело сооружения, при за-

мене карьеров и др., для определения соответствия проектным показателям, уточнения технологии укладки, выбора грунтоуплотняющих механизмов) в процессе геотехконтроля обычно производится большой объем лабораторных исследований, включающих определение W_L и W_P образцов.

Методы определения W_L и W_P регламентируются ГОСТ 5180–84 [1]. Технология определения W_P требует высокой квалификации исполнителей, тщательности и добросовестности выполнения и характеризуется значительной трудоемкостью и продолжительностью. В соответствии с ГОСТ 5180–84 из подготовленной порции грунта берут небольшой комок и переминают его усилием пальцев исполнителя для придания монолитного полностью водона-

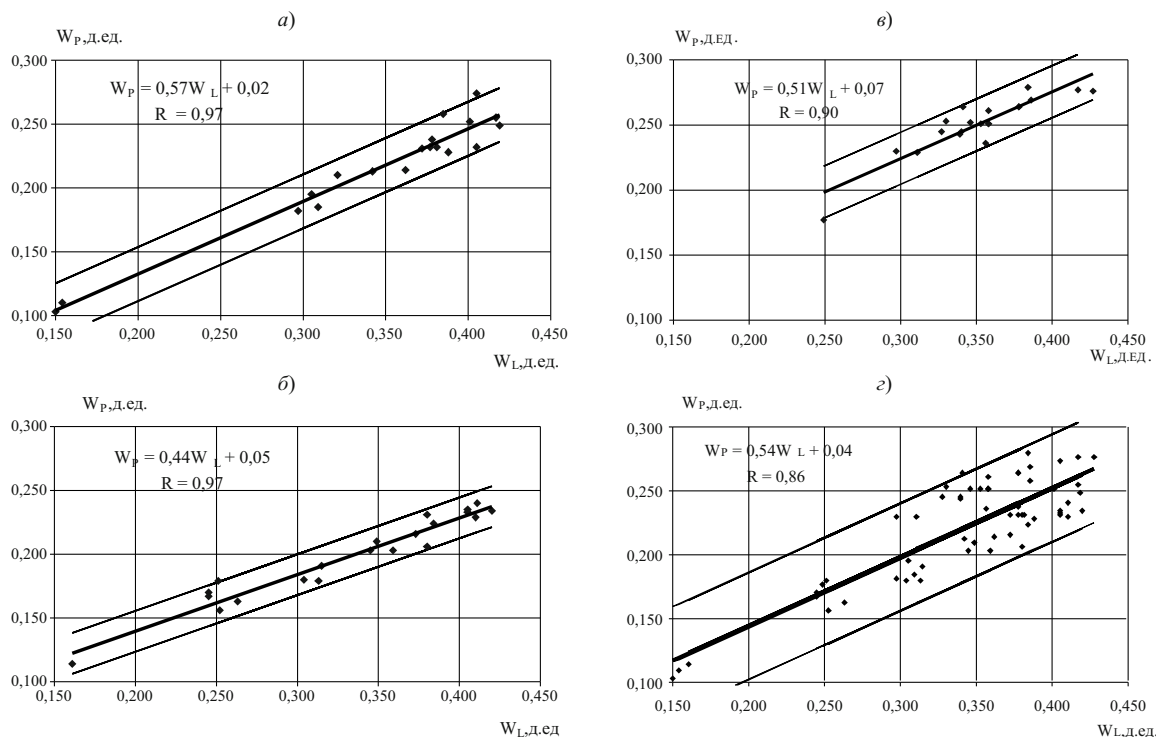


Рис. 1. Графики взаимосвязи $W_P = f(W_L)$ грунтов основания энергетического объекта, определенные разными исполнителями: а — исполнитель 1; б — исполнитель 2; в — исполнитель 3; г — общий (исполнители 1, 2, 3)

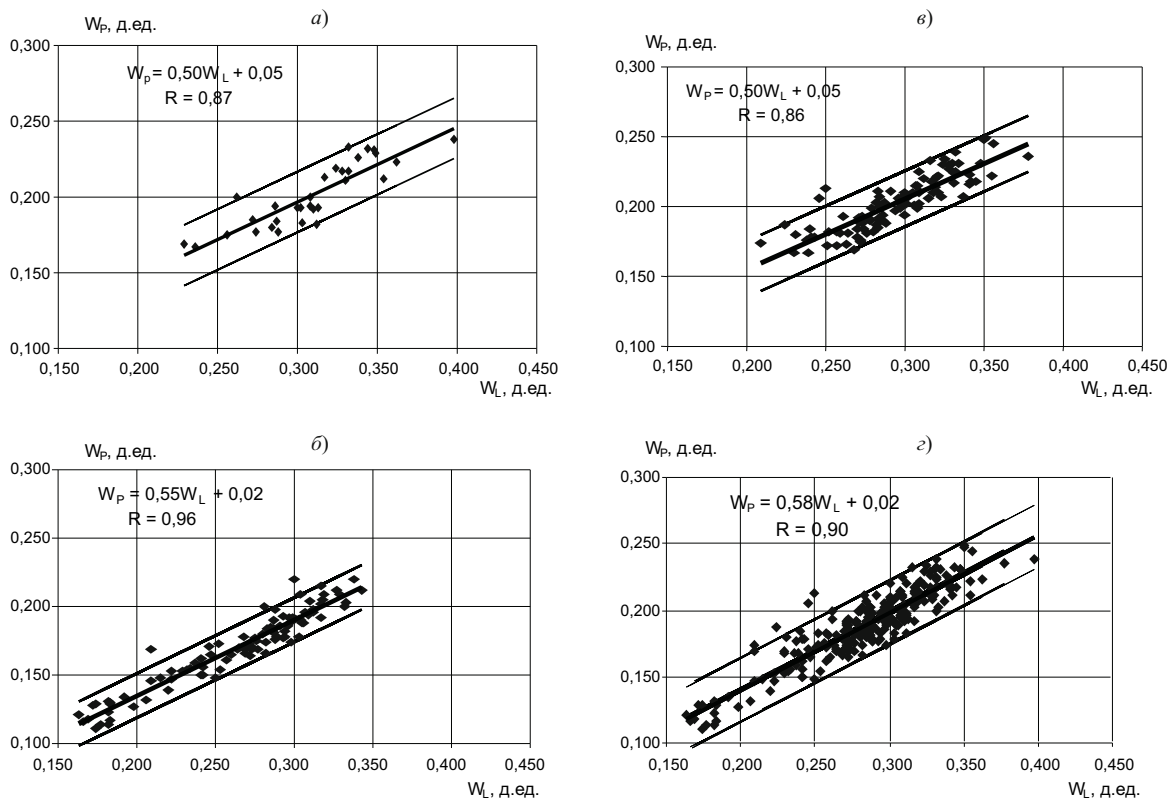


Рис. 2. Графики $W_p = f(W_L)$ грунтов основания высотного здания, определенные разными исполнителями: а — исполнитель 4; б — исполнитель 5; в — исполнитель 6; г — общий (исполнители 4, 5, 6)

сыщенного состояния, после чего раскатывают в жгут, слегка нажимая ладонью. Если при этом жгут сохраняет монолитность, мягкость, связность и

пластичность, его собирают в комок, вновь переминают, немного подсушивая, и раскатывают. Эта процедура повторяется до тех пор, пока жгут не

Т а б л и ц а 1

Средние значения гранулометрического состава исследованных грунтов

Объект	Разновидность грунта	Плотность частиц ρ_{sp} , г/см ³	Процентное содержание частиц размером, мм							
			2 – 1	1 – 0,5	0,5 – 0,25	0,25 – 0,1	0,1 – 0,05	0,05 – 0,01	0,01 – 0,005	< 0,005
Основание энергетического объекта	Супеси четвертичные	2,69	0,5	6,6	11,7	21,8	19,7	13,6	7,7	18,5
	Суглинки и глины четвертичные буровато-коричневые	2,74	-	0,5	0,9	7,0	13,3	23,5	13,8	40,9
	Глины и суглинки кембрийские голубовато-серые	2,74	-	0,7	1,0	3,4	14,0	20,5	13,8	46,7
Основание высотного здания, г. Санкт-Петербург	Супеси озерно-ледниковые	2,69	-	0,8	0,6	1,9	17,8	48,0	15,0	15,9
	Суглинки и глины озерно-ледниковые буровато-коричневые	2,71	1,9	1,6	0,2	0,3	7,0	22,0	21,3	45,7
	Глины и суглинки венепротерозойские голубовато-серые	2,72	5,7	0,9	2,5	2,6	8,9	22,4	13,8	43,2

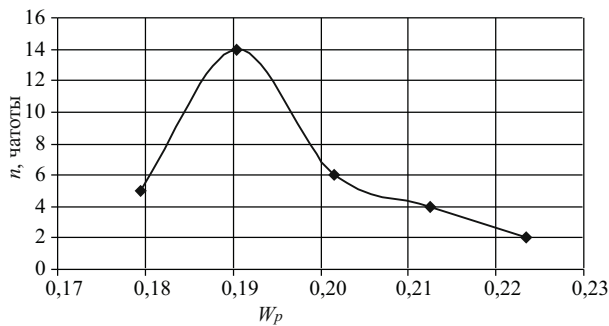


Рис. 3. График распределения значений W_p в частотах

начнет распадаться на кусочки длиной 3 – 10 мм. При переходе от мягкой водонасыщенной пасты к более жесткой плотность сухого грунта в комке увеличивается в соответствии с усилием рук исполнителя. Влажность, при которой грунтовой жгут диаметром 3 мм начинает в процессе раскатывания распадаться, соответствует оптимальной влажности грунта применительно к уплотнению, осуществляемому руками исполнителя. Так как разные исполнители производят различные усилия, то и получаемые значения W_p имеют субъективный характер.

Во ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева разработан защищенный патентом РФ оперативный способ определения влажности на границе раскатывания глинистых грунтов на основе анализа сущности процесса, происходящего при формировании образца грунтовой пасты и раскатывании ее в жгут диаметром 3 мм [2, 3]. Разработанный способ основан на использовании корреляционной взаимосвязи меж-

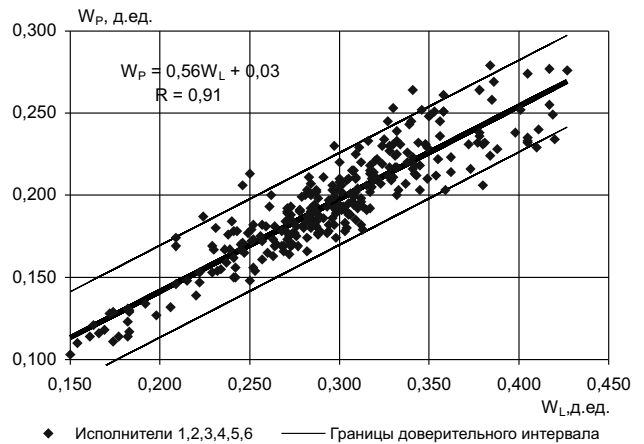


Рис. 4. Обобщенный график $W_p = f(W_L)$ грунтов оснований исследованных объектов

ду W_p и W_L , которая может быть представлена линейной математической моделью

$$W_p = k_p W_L + b, \quad (1)$$

где k_p и b — эмпирические коэффициенты, параметры математической модели [3, 4].

Численные значения коэффициентов $k_p = 0,45$ и $b = 0,06$ получены после статистической обработки результатов определений W_p более чем 300 исполнителями. Было исследовано свыше 500 характерных глинистых грунтов в широком интервале значений W_L (от 0,130 до 0,914) и основных глинистых минералов — гидрослюда, каолинита, монтмориллонита, палыгорскита, галлуазита. Кроме того, были обобщены результаты опытов, выполненных другими авторами, и проведены исследования гли-

Т а б л и ц а 2

Коэффициенты k_p , b , корреляции R , вариации V , доверительные интервалы ΔW_p , показатели точности ρ_α , полученные разными исполнителями

Объект	Исполнитель	Коэффициенты в уравнениях		Коэффициент корреляции R	Доверительный интервал ΔW_p , д.ед.	Коэффициент вариации V , %	Показатель точности ρ_α
		k_p	b				
Основание энергетического объекта, Ленинградская область	1	0,57	0,02	0,97	0,021	4,9	0,022
	2	0,44	0,05	0,97	0,016	4,0	0,017
	3	0,51	0,07	0,90	0,020	4,0	0,018
	Средние значения	0,54	0,04	0,86	0,042	9,5	0,020
Основание высотного здания, г. Санкт-Петербург	4	0,49	0,05	0,87	0,020	5,2	0,019
	5	0,55	0,02	0,96	0,016	4,8	0,01
	6	0,50	0,05	0,86	0,020	4,9	0,01
	Средние значения	0,58	0,02	0,91	0,024	6,3	0,01
Обобщенные значения по исследованным объектам		0,56	0,03	0,91	0,028	7,2	0,01

нистых грунтов, отобранных на более чем 30 объектах промышленного, гражданского и гидротехнического строительства: на плотинах Бурейской, Колымской (Россия), Нурукской (Таджикистан), Чарвакской (Узбекистан), Днестровской (Украина), Сарсангской (Азербайджан), Спандарянской (Армения), Мрича (Индонезия) ГЭС и дамбах Южно-Украинской и Крымской АЭС (Украина) и др.

Для оценки субъективности определения W_p шестью исполнителями исследовались грунты оснований двух объектов (энергетического объекта в Ленинградской области и высотного здания в Санкт-Петербурге при определении W_p и W_L традиционным способом в соответствии с ГОСТ 5180–84. Грунты представлены супесями, суглинками и глинами. Значения W_L исследованных грунтов изменялись от 0,150 до 0,427. Средние значения гранулометрических составов исследованных грунтов приведены в табл. 1. Каждый исполнитель выполнил более 20 определений для первого объекта и более 100 определений для второго. Результаты опытов представлены на рис. 1 и 2 в виде графиков взаимосвязи между влажностью на границе раскатывания W_p и влажностью на границе текучести W_L . Во всех случаях графики имеют вид математической модели (1).

Для анализа результатов определения границы раскатывания грунтов W_p были использованы современные методы теории вероятностей и матема-

тической статистики. Распределение значений W_p в исследуемых границах совокупности является нормальным симметричным.

Для примера на рис. 3 приведен график распределения значений W_p в частотах для диапазона $W_L = 0,296...0,305$. При анализе использовались стандартные параметры: среднеквадратическое отклонение, коэффициент корреляции, доверительные интервалы и др. Эмпирические коэффициенты k_p и b — параметры математической модели — вычислялись по методу наименьших квадратов [5, 6]. Коэффициенты k_p , b , корреляции R , вариации V , доверительные интервалы ΔW_p и показатели точности ρ_α , определенные разными исполнителями, приведены в табл. 2.

На рис. 4 приведен обобщенный график $W_p = f(W_L)$ грунтов оснований исследованных объектов после статистической обработки всей совокупности значений.

Выполненными исследованиями установлено, что во всех случаях получено достаточно высокое значение коэффициента корреляции R , изменяющееся от 0,86 до 0,97. Для одних и тех же грунтов разными исполнителями получены различные коэффициенты уравнения: k_p изменяется от 0,44 до 0,58, b — от 0,02 до 0,07. Доверительный интервал при доверительной вероятности $P = 0,95$ изменяется от 0,016 до 0,021, коэффициент вариации V зна-

Т а б л и ц а 3

Сравнение значений W_p исследованных грунтов, определенных разными исполнителями

Грунт	Объект	Исполнитель	Значения влажности на границе раскатывания W_p				Итого по исследованным объектам		
			каждого исполнителя	max	min	разность	max	min	разность
Супесь $W_L = 0,150$	Энергетический объект	1	0,106	–	–	–	0,147	0,103	0,041
		2	0,116	–	–	–			
		3	0,147	0,147	0,106	0,041			
	Высотное здание	4	0,124	–	–	–			
		5	0,103	–	–	–			
		6	0,125	0,125	0,103	0,022			
Суглинок $W_L = 0,450$	Энергетический объект	1	0,277	–	–	–	0,300	0,248	0,052
		2	0,248	–	–	–			
		3	0,300	0,300	0,248	0,052			
	Высотное здание	4	0,271	–	–	–			
		5	0,268	–	–	–			
		6	0,275	0,275	0,268	0,007			

чений границы раскатывания W_P — от 4,0 до 5,2 %, показатель точности ρ_α определения среднего значения W_P — от 0,010 до 0,022. Сравнение значений W_P , определенных разными исполнителями для исследованных объектов, выполнено для супесей с $W_L = 0,150$ и суглинков с $W_L = 0,450$, полученные результаты приведены в табл. 3. Из анализа приведенных результатов следует, что для супесей максимальное и минимальное значения влажности на границе раскатывания, определенные исполнителями 1, 2, 3, отличаются на 0,041, а исполнителями 4, 5, 6 — на 0,022, после совместной обработки всех результатов (исполнители 1 – 6) — на 0,044. Для суглинков соответствующие результаты следующие: максимальные и минимальные значения W_P , определенные исполнителями 1, 2, 3, отличаются на 0,052, исполнителями 4, 5, 6 — на 0,007, а после совместной обработки — на 0,052.

Таким образом, разница в определении максимальных и минимальных значений влажности на границе раскатывания W_P между разными исполнителями составляет от 2,2 до 5,2 % в исследованном интервале W_L .

На рис. 5 представлены графики $W_P = f(W_L)$ исследованных грунтов, определенных разными исполнителями после совместной обработки и в соответствии с патентом [2]. Для супесей, характеризуемых $W_L = 0,150$, по обобщенному уравнению для исполнителей 1 – 6 значение $W_P = 0,114$, а в соответствии с патентом $W_P = 0,128$ разница составляет 0,014. Для суглинков, характеризуемых $W_L = 0,450$, соответствующие значения следующие: для исполнителей — $W_P = 0,282$, в соответствии с патентом $W_P = 0,263$ разница составляет 0,019. Таким образом, для исследованных грунтов в интервале значений $W_L = 0,150 \dots 0,450$ разница в определении W_P шестью исполнителями и в соответствии с патентом составляет 1,4 – 1,9 %. Трудозатраты и трудоемкость определения влажности на границе раскатывания W_P при использовании патента значительно ниже, а скорость определения выше.

Была выполнена также оценка влияния субъективности определения влажности на границе раскатывания W_P на классификационные показатели грунтов: число пластичности I_p , показатель текучести I_L и консистенцию — на примере грунтов осно-

Т а б л и ц а 4

Сравнение значений W_P , определенных разными исполнителями, средним (обобщенным) значением и патентом на примере грунтов основания энергетического объекта

Грунт	Исполнитель	Влажность грунта, д. ед.			Разность, д. ед.		Число пластичности I_p , д. ед.	Показатель текучести I_L , д. ед.	Консистенция	
		природная W	на границе текучести W_L	на границе раскатывания W_P	со средним значением	с патентом				
Супеси четвертичные	1	0,096	0,167	0,115	0,009	-0,002	0,052	-0,365	Твердая	
	2			0,123	-0,001	-0,001	0,044	-0,631	—“—	
	3			0,155	0,031	0,020	0,012	-4,917	—“—	
	Средние обобщенные значения				0,124	0	-0,011	0,043	-0,651	—“—
	Патент			0,135	0,011	0	0,032	-1,219	—“—	
Суглинки четвертичные буровато-коричневые	1	0,164	0,342	0,215	0,007	0,001	0,127	-0,402	—“—	
	2			0,200	-0,022	-0,014	0,142	-0,254	—“—	
	3			0,244	0,022	0,030	0,098	-0,816	—“—	
	Средние обобщенные значения				0,222	0	0,008	0,120	-0,483	—“—
	Патент			0,214	-0,008	0	0,128	-0,391	—“—	
Суглинки кембрийские голубовато-серые	1	0,153	0,348	0,218	-0,007	0,001	0,130	-0,500	—“—	
	2			0,203	-0,002	-0,014	0,145	-0,345	—“—	
	3			0,247	0,002	0,030	0,101	-0,931	—“—	
	Средние обобщенные значения				0,225	0	0,008	0,120	-0,600	—“—
	Патент			0,217	-0,008	0	0,131	-0,489	—“—	

ваний энергетического объекта и высотного здания. Сравнение полученных показателей приведено в табл. 4 и 5.

Для супесей основания энергетического объекта (табл. 4) значения влажности на границе раскатывания W_p , определенные исполнителями 1–3, изменяются от 0,115 до 0,155 (среднее $W_p = 0,124$) и различаются по сравнению со средним значением на 0,1–3,1 %, по сравнению с патентом — на 0,1–2,0 %. Значения числа пластичности I_p , определенные разными исполнителями, изменяются от 0,012 до 0,052 (среднее $I_p = 0,043$), показателя текучести I_L — от $-0,365$ до $-4,917$ (среднее $I_L = -0,651$). Всеми исполнителями грунт характеризуется как супесь твердой консистенции.

Для четвертичных суглинков и глин соответствующие показатели следующие: значения W_p изменяются от 0,200 до 0,244 (среднее $W_p = 0,222$) и по сравнению со средним значением отличаются на 0,7–2,2 %, по сравнению с патентом — на 0,1–3,0 %. Значения числа пластичности I_p изменяются от 0,098 до 0,142 (среднее $I_p = 0,120$), показателя текучести I_L — от $-0,254$ до $-0,816$ (среднее $I_L = -0,483$). Во всех случаях грунт характеризуется как суглинок твердой консистенции.

Для кембрийских глин соответствующие показатели следующие: W_p изменяется от 0,203 до 0,247 (среднее $W_p = 0,225$) и отличается от среднего значения на 0,28–0,70 %, по сравнению с патентом — на 0,10–3,0 %.

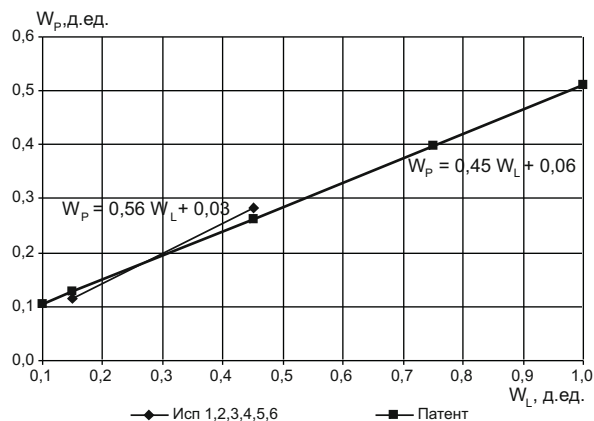


Рис. 5. Графики $W_p = f(W_L)$ исследованных грунтов, определенных разными исполнителями и в соответствии с патентом

Значения числа пластичности I_p изменяются от 0,101 до 0,145 (среднее $I_p = 0,120$), показателя текучести I_L — от $-0,345$ до $-0,931$ (среднее $I_L = -0,600$). Во всех случаях грунт характеризуется как суглинок твердой консистенции.

Таким образом, несмотря на различные значения физических показателей W_p , I_p , I_L , полученные разными исполнителями, исследованные грунты классифицируются практически одинаково.

Аналогичный анализ был выполнен для грунтов основания высотного здания (табл. 5). Для супесей озерно-ледникового происхождения значения влажности на границе раскатывания W_p , определенные исполнителями 4–6, изменяются от 0,145 до 0,164

Таблица 5

Сравнение значений W_p , определенных разными исполнителями, средним (обобщенным) значением и патентом на примере грунтов основания высотного здания, г. Санкт-Петербург

Грунт	Исполнитель	Влажность грунта, д. ед.			Разность, д. ед.		Число пластичности I_p , д. ед.	Показатель текучести I_L , д. ед.	Консистенция	
		природная W	на границе текучести W_L	на границе раскатывания W_p	со средним значением	с патентом				
Супеси озерно-ледниковые	4	0,159	0,227	0,164	0,007	0,002	0,064	-0,078	Твердая	
	5			0,145	0,012	-0,017	0,082	0,171	Пластичная	
	6			0,164	0,007	0,002	0,064	-0,078	Твердая	
	Средние (обобщенные) значения				0,157	0	-0,005	0,070	0,029	Пластичная
	Патент				0,162	0,005	0	0,065	-0,049	Твердая
Суглинки озерно-ледниковые буровато-коричневые	4	0,320	0,342	0,221	-0,001	0,007	0,121	0,818	Текучепластичная	
	5			0,208	-0,014	-0,006	0,134	0,836	—	
	6			0,221	-0,001	0,007	0,121	0,818	—	
	Средние (обобщенные) значения				0,222	0	0,008	0,120	0,818	—
	Патент				0,214	-0,008	0	0,128	0,828	—

(среднее $W_P = 0,157$) и различаются по сравнению со средним значением на 0,7 – 1,2 %, по сравнению с патентом — на 0,2 – 1,7 %. Значения числа пластичности I_P , определенные разными исполнителями, изменяются от 0,064 до 0,082 (среднее $I_P = 0,070$), показателя текучести I_L — от – 0,078 до 0,171 (среднее $I_L = 0,029$). Исполнителями 4, 6 и патентом грунт характеризуется как супесь твердая, а исполнителем 5 и по среднему значению — как суглинок пластичный.

Для озерно-ледниковых суглинков и глин получены следующие соответствующие показатели: значения W_P изменяются от 0,208 до 0,221 (среднее $W_P = 0,222$); по сравнению со средним значением отличаются на 0,1 – 1,4 %, по сравнению с патентом — на 0,6 – 0,7 %. Значения числа пластичности I_P изменяются от 0,121 до 0,134 (среднее $I_P = 0,120$), показателя текучести I_L — от 0,818 до 0,836 (среднее $I_L = 0,818$). Во всех случаях грунт характеризуется как суглинок текучепластичной консистенции.

Для верхнепротерозойских глин и суглинков соответствующие показатели следующие: значения W_P изменяются от 0,206 до 0,219 (среднее $W_P = 0,219$) и отличаются от среднего значения на 0 – 1,3 %, по сравнению с патентом — на 0,6 – 0,7 %. Значения числа пластичности I_P изменяются от 0,119 до 0,132 (среднее $I_P = 0,119$), показатель текучести I_L — от – 0,303 до – 0,445 (среднее $I_L = – 0,445$). Во всех случаях грунт характеризуется как твердый суглинок.

Таким образом, исполнителями 4, 6 и в соответствии с патентом консистенция супесей в основании высотного здания характеризуется как твердая, а исполнителем 5 и по среднему значению — как пластичный суглинок. Озерно-ледниковые отложения всеми исполнителями характеризуются как суглинки текучепластичной консистенции, а верхнепротерозойские — как твердые суглинки.

На основании выполненных исследований установлено, что при изменении влажности на границе текучести W_L от 0,150 до 0,450 значения влажности на границе раскатывания W_P , определенные отдельными исполнителями, различаются на 0,7 – 5,2 %, а по сравнению с патентом — на 0,1 – 3,0 %. Установлено, что субъективность определения W_P приводит к тому, что в некоторых случаях один и тот же грунт неоднозначно классифицируется по видам и консистенции.

Проведенный анализ позволяет рекомендовать определять значения влажности на границе раскатывания W_P по зависимости (1) в соответствии с патентом ВНИИГ, так как при его разработке коэффициенты зависимости $W_P = f(W_L)$ были определе-

ны на основании обобщения многочисленных результатов исследований разных авторов большого количества глинистых грунтов различного минералогического и гранулометрического составов, отобранных на объектах гидротехнического, промышленного и гражданского строительства. Способ позволяет быстро, с меньшими трудозатратами и более точно определять влажность на границе раскатывания W_P , так как исключает субъективность определения характеристики и соответствует среднестатистическому усилию, производимому при тщательном перемятии и раскатывании в жгут грунтовой пасты.

Выводы

1. Субъективный характер значений влажности на границе раскатывания W_P обусловлен различными величинами усилий, прикладываемыми разными исполнителями при тщательном перемятии и раскатывании в жгут грунтовой пасты.

2. Установлено, что при изменении влажности на границе текучести W_L от 0,150 до 0,450 значения влажности на границе раскатывания W_P , определенные отдельными исполнителями, различаются на 0,7 – 5,2 %, что превышает более чем в 2 раза допускаемое по ГОСТ отклонение. Субъективность определения W_P может приводить к неоднозначной классификации грунтов по видам и консистенции.

3. Разработанный способ определения влажности на границе раскатывания по зависимости в соответствии с патентом ВНИИГ позволяет быстро, с меньшими трудозатратами и более точно определять W_P , так как исключает субъективность определения характеристики и соответствует среднестатистическому усилию, производимому при перемятии и раскатывании в жгут грунтовой пасты.

Список литературы

1. ГОСТ 5180–84. Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик. — М.: Издание стандартов, 1986.
2. Ермолаева А. Н., Сокуров В. В., Иванов А. А. // Пат. RU № 2305284 С2 G01N 33 / 24. Способ определения границы раскатывания глинистых грунтов / Бюллетень изобретений. 2006. № 24.
3. Сокуров В. В., Ермолаева А. Н. Экспериментальное исследование границы раскатывания глинистых грунтов и способ оперативного определения // Известия ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. 2008. Т. 250. С. 62 – 68.
4. Солодухин М. А. Инженерно-геологические изыскания для промышленного и гражданского строительства. — М.: Недра, 1985.
5. Крамер Г. Математические методы статистики. — М.: Мир, 1975.
6. ГОСТ 20522–96. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний. — М.: Издание стандартов, 1996.

Моделирование сбросных аэрированных потоков в комплексе с энергогасящими сооружениями

Скребков Г. П., доцент кафедры гидравлики и теплотехники (Чувашский госуниверситет)

Рассмотрены условия моделирования аэрированных потоков на водосбросных плотинах и гашения их энергии. Излагается гипотеза, объясняющая разрушение дна водобойного колодца Саяно-Шушенской ГЭС отклонением натуральных условий сопряжения бьефов от прогнозируемых по лабораторным исследованиям.

Ключевые слова: Саяно-Шушенская ГЭС, водосбросные сооружения, гашение энергии, гидравлический прыжок, аэрированные потоки, масштабы моделирования.

Проблема устойчивой и безаварийной работы водосбросных и водобойных сооружений Саяно-Шушенская ГЭС до настоящего времени сохраняет свою актуальность и требует выяснения причин, вызывающих недостаточно эффективную работу водобойных сооружений и разрушения их конструкции.

Как известно, гашение энергии сбросного потока частично осуществляется при его движении через водосбросную плотину, а затем в водобойном колодце. Соотношение между величинами энергии, погашенной на водосбросной плотине и в гасительном устройстве, может меняться в зависимости от конструкции водосброса, его длины, скорости сбросного потока и конструкции водобойного устройства. Значительную роль играет при этом степень аэрации потока, которая влияет на его кинематические и динамические характеристики и условия сопряжения с нижним бьефом. Сбросной поток на водосливной плотине Саяно-Шушенской ГЭС чрезвычайно сильно аэрирован (рис. 1, 2).

Проектные решения, положенные в основу конструкции водосливных и водобойных сооружений Саяно-Шушенской ГЭС, подвергались экспериментальной проверке, однако отечественный и зарубежный опыт показал, что результаты гидравлического моделирования сопряжения бьефов обычно хорошо согласуются с натурными испытаниями как по общей гидравлической картине сопряжения, так и по динамическим нагрузкам на конструктивные элементы гасительного сооружения только при моделировании неаэрированных или слабо аэрированных потоков. В случае сброса сильно аэрированных потоков возможность обоснования проектных решений результатами лабораторных исследований на относительно малых моделях вызывает серьезные сомнения.

Аэрация водосбросного потока может быть естественной, искусственной и смешанной, при которой воздух поступает в струю как со стороны сво-

бодной поверхности, так и засасывается под струю, например на открытом водосливном участке водосбросов Саяно-Шушенской ГЭС.

Для естественной аэрации необходимо, чтобы уровень турбулентности в струе обеспечивал вылет из струи относительно крупных турбулентных молей, способных при возвращении в струю захватывать с собой воздух, чем обеспечивается первичная аэрация поверхностной части водосливной струи. Далее этот воздух должен проникать в глубь струи, что возможно лишь при соблюдении условия

$$\varepsilon/W \geq 1, \quad (1)$$

где ε — среднеквадратичная вертикальная пульсационная скорость в потоке; W — скорость всплытия пузырьков воздуха.

Чем больше отношение ε/W , тем интенсивнее воздух будет проникать ко дну потока. При этом одновременно будут меняться величины ε и W . В итоге наступит некое соотношение между этими величинами, отвечающее установившейся степени аэрации.

Для подобия двух потоков это соотношение должно быть одинаковым, т.е.

$$\varepsilon/W = \text{idem}. \quad (2)$$

Задача поиска количественной связи величин ε и W с масштабом моделирования для аэрированных потоков представляется чрезвычайно трудной и до настоящего времени не решенной. В настоящей статье рассмотрим лишь основные тенденции в характере изменения соотношения ε/W в зависимости от масштаба гидравлических моделей для установления необходимых качественных связей.

Как известно, пульсационные скорости ε в равномерном однородном потоке пропорциональны их динамической скорости на стенке:

$$U = \sqrt{ghi}, \quad (3)$$

где h — глубина потока; i — уклон дна; g — ускорение силы тяжести.

Допуская существование в аэрированном потоке сходной с (3) связи между глубиной, динамической скоростью и пульсационными скоростями, получим, что пульсационная скорость в модельном потоке уменьшается с увеличением геометрического масштаба модели по соотношению

$$\varepsilon_m = \frac{\varepsilon_n}{\sqrt{M}}, \quad (4)$$

где индексы «м» и «н» относятся к модельному и натурному потокам; M — отношение геометрических размеров натуре к модельным размерам.

Это условие геометрического подобия должно соблюдаться и для аэрированных потоков:

$$\frac{d_n}{d_m} = M, \quad (5)$$

где d_m и d_n — диаметры пузырьков воздуха в модельном и натурном потоках.

Отсюда следует, что размеры пузырьков воздуха на модели должны линейно уменьшаться с увеличением масштаба модели. Однако столь простая связь реально не наблюдается, поскольку для глубоких и мелких потоков имеются принципиально разные ограничения по максимальным диаметрам воздушных пузырьков. Очевидно, что максимальный диаметр пузырьков в потоке с малой глубиной может составлять лишь некоторую часть от общей глубины потока, т.е. в модельном потоке действует ограничение

$$d_m \leq Kh_m, \quad (6)$$

где коэффициент K меньше единицы и ориентировочно равен $K \leq 0,1 - 0,01$.

В натурном потоке предельный размер пузырька определяется не глубиной потока, а устойчивостью пузырька к дроблению при всплытии. Критический (наибольший) диаметр пузырька, всплывающего в спокойной воде, не может превышать $d_m = 3,6$ см [1].

При уменьшении масштаба модели M (при увеличении глубины) в потоке могут появляться все более крупные пузырьки, но лишь при условии, что глубина потока позволяет укрупнение пузырьков до критического размера. Дальнейшее увеличение глубины уже не ведет к росту пузырьков, а приводит к увеличению концентрации относительно крупных пузырьков.

Скорость всплытия пузырьков в спокойной воде W возрастает с увеличением диаметра по зависимости [1]

$$W = f\sqrt{gd}, \quad (7)$$

где коэффициент f является функцией числа Рейнольдса, составленного по диаметру пузырька и скорости его всплытия.

Формула (7) согласуется с опытами для пузырьков $d \leq 0,01$ см. При увеличении диаметра пузырьков до 0,2 – 0,3 см они теряют сферическую форму и начинают заметно деформироваться. “Скорость движения пузырьков диаметром 0,2 – 1,5 см почти не зависит от диаметра пузырька и равна примерно 28 – 30 см/с. Пузырьки большего диаметра поднимаются с несколько большими скоростями, а именно около 35 – 40 см/с, но оказываются малоустойчивыми и дробятся на более мелкие” [1].

Итак, при изменении масштаба модели диаметры пузырьков воздуха в потоке и скорости их всплытия меняются сложным образом, а главное, иначе, чем того требует условие подобия (2). Поэтому аэрированный поток на модели не может быть строго подобен натурному.

По данным лабораторных испытаний [2, с. 146] при пропуске через одну водосбросную секцию плотины Саяно-Шушенской ГЭС расхода 1240 м³/с при ФПУ = 544,5 м общие потери напора до входа потока в водобойный колодец составили около 25 % всей начальной потенциальной энергии потока. Полученная оценка потерь напора на водосбросе показывает, что возможное изменение потерь энергии на водосбросной плотине, обусловленное изменением масштаба моделирования, не может существенно повлиять на работу водосбросного колодца Саяно-Шушенской ГЭС, а тем самым являться причиной разрушения его дна. Такое разрушение может быть связано лишь с изменением характера сопряжения водосбросной струи с объемом воды в водосбросном колодце и с возникновением крупномасштабных гидродинамических нагрузок.

Основную часть кинетической энергии потока планировалось погасить в водобойном колодце, который рассчитывался на сопряжение бьефов по типу совершенного гидравлического прыжка с поперечным вальцом.

Известно, что гидравлический прыжок является лучшим гасителем кинетической энергии водосливной струи, способным, по данным А. Н. Ахутина, гасить 64 – 67 % от общей энергии потока перед прыжком [3]. При этом рост гасящей способности прыжка достигается увеличением в кубе высоты прыжка. Принципиально важно, что в данном случае речь идет о классическом гидравлическом прыжке с большим поперечным вальцом, возник-



Рис. 1. Вид на сбросные лотки и водобойный колодец с гребня плотины Саяно-Шушенской ГЭС

кающим при сопряжении однородного (неаэрированного) потока с нижним бьефом. В обсуждаемом случае рассматривается сопряжение сильно аэрированного потока, структура которого резко отличается от структуры неаэрированного сбросного потока.

По данным натурных наблюдений на быстротоке ГЭС Ак-Тепе было установлено, что аэрированный поток делится по высоте на два слоя: водно-пузырьковый и воздушно-капельный [2]. Граница между слоями проходит там, где нарушается связность соответственно водной или воздушной фазы. Концентрация примеси в каждом из слоев возрастает по направлению к контактной границе между ними. Толщина воздушно - капельного слоя в разы превосходит толщину водно-пузырькового слоя. Между слоями идет непрерывный обмен массой и энергией. Частицы воды, вылетевшие из нижнего слоя, через некоторое расстояние возвращаются в него, увлекая с собой воздух и усиливая степень аэрации нижнего слоя. При взгляде сверху поток представлял собой сплошную белую пелену, плотность которой увеличивалась ко дну. Никаких крупномасштабных структур или волн визуально не наблюдалось. Сходная структура аэрированного потока зафиксирована при модельных исследованиях водосбросного потока Саяно-Шушенской ГЭС [5 – 7], но с той лишь разницей, что среднее воздухо содержание в потоке оказалось в 3 – 4 раза больше [4], чем на быстротоке Ак-Тепе. Это об-

стоятельство заслуживает специального рассмотрения.

Быстроток Ак-Тепе имеет уклон дна 0,40, что соответствует отклонению плоскости дна от вертикали на 66 %. Воздухосодержание потока составляло 0,08 – 0,26 в зависимости от величин сбросного расхода. Практически такая же доля воды двигалась вдоль быстротока в виде брызг и капель, что понятно по соображениям сохранения материального баланса водного потока.

Представим себе, что поверхность водосброса расположена строго вертикально (угол отклонения нулевой) и по ней движется прилипшая к стенке водосброса сливная турбулентная струя. В этом случае массы воды, вылетевшие из струи, вернуться в нее уже не смогут. Содержание воды в воздушно-капельном слое при достаточной длине вертикальной стенки гипотетически может составить 100 %, т.е. поток становится полностью двухфазным.

Открытый участок водосбросного тракта Саяно-Шушенской ГЭС имеет угол наклона к горизонту 63° на участке длиной около 210 м. Столь крутой наклон вызвал ряд неблагоприятных явлений в поведении сбросной струи: неустойчивость, неравномерность расхода по ширине, появление высоких гребней, которые, по мнению авторов работы [6], связаны с недостаточным стабилизирующим влиянием гравитационных сил на водосбросную струю. По этим причинам водосбросной тракт был выпол-



Рис. 2. Вид на водосбросную плотину с правого берега р. Енисей

нен в виде систем безнапорных лотков шириной 7 м и высотой около 8 м.

Исследования движения искусственно и естественно аэрированного потока через водосбросную плотину Саяно-Шушенской ГЭС выполнялись на моделях масштаба 1:50 (ВНИИГ им Б. Е. Веденеева), 1:25 и 1:13 (НИС Гидропроекта) [5 – 7]. Основная цель исследований сводилась к обоснованию способа защиты бетонной поверхности водосбросных лотков от кавитационного разрушения высокоскоростным потоком, что удалось обеспечить устройством специальных аэраторов. В ходе исследований было обнаружено, что степень аэрации потока существенно возрастает (до 30 – 40 %) при укрупнении моделей [5], а потери энергии в аэрированном потоке не уменьшаются по сравнению с потерями в плоском неаэрированном потоке с такой же начальной энергией [7, с. 72].

Увеличение крутизны сливной поверхности плотины Саяно-Шушенской ГЭС и применение аэраторов потока привели к резкому увеличению расхода воды в верхнем слое аэрированного потока. Так, на модели масштаба 1:13 среднее воздухо содержание потока в створе перед колодцем при половинном открытии затвора водоприемника достигло степени аэрации 0,59, т.е. большая часть водосбросного потока двигалась к водобойному ко-

лодцу в виде брызг и капель, что подтверждается и общим видом потока на безнапорном участке модели, представленным в работе [5].

Исследования на моделях разного масштаба [7] показывают рост воздухо содержания в потоке в соответствии с условием (1), и нет сомнения, что максимум воздухо содержания соответствует натурным потокам. Следовательно, можно ожидать изменений в условиях взаимодействия сбросного аэрированного потока с водобойным колодцем при изменении масштаба моделирования.

Особенность взаимодействия сильно аэрированного сбросного потока с объемом воды в водобойном колодце заключается в том, что в колодец поступает не однородная водная струя, а двухфазный поток, представленный водно-пузырьковым и воздушно-капельным слоем. При относительно малой аэрации потока в колодце можно ожидать сопряжения бьефов по типу гидравлического прыжка с поверхностным вальцом, что отмечено по результатам испытаний на моделях масштаба 1:60 и 1:120 [5, с. 44].

Однако с увеличением степени аэрации потока характер сопряжения может поменяться кардинально. Дело в том, что брызги и капли воды верхнего слоя потока хотя и постоянно выбрасываются из нижнего слоя и возвращаются в него по длине во-

досбросного потока, но в среднем образуют как бы самостоятельный поток, движущийся параллельно нижнему слою и практически с такими же скоростями. В условиях Саяно-Шушенской ГЭС скорости водных масс достигают 40 – 50 м/с, а над аэрированным потоком возникает попутный воздушный поток со скоростями порядка 20 – 25 м/с. Этот воздушно-капельный поток может, по нашему мнению, изменить характер сопряжения бьефов. Относительная величина его воздействия на струю будет возрастать по мере увеличения сбросного расхода. В итоге валец вообще может быть смыт и сдут, а сбросная струя из поверхностной превратится в затопленную. На Саяно-Шушенской ГЭС вероятность такого исхода повышается еще и тем, что ширина сбросных каналов в конце плотины суживается до $6,75 \cdot 11 = 74,3$ м при общей ширине водобойного колодца 124,5 м. Таким образом, общая ширина вальцов гидравлического прыжка за плотинной с раздельными стенками в начальной своей части существенно меньше ширины водобойного колодца. В промежутки между сливными струями, ограниченными межсекционными стенками, снизу может поступать вода, которая будет мешать образованию полноценного поверхностного вальца.

Как только поверхностные вальцы будут сдуть или отеснены, а струя станет затопленной, то энергетическая картина гашения резко изменится. Вальцы уже не смогут в полной мере выполнять свои гасительные функции; в колодце появятся турбулентные струи с повышенной энергией, взаимодействие которых между объемом воды в колодце и между собой может происходить самым непредсказуемым образом.

В итоге можно ожидать больших местных колебаний уровня воды в колодце, резких всплесков воды, резкого увеличения динамических нагрузок, способных вызывать разрушение дна колодца и даже сдвиг секций водобойной стенки. Вся поверхность колодца окажется прикрытой густой пеленой брызг, капель и тумана.

Таким образом, по нашему мнению, причина имевших место разрушений дна колодца Саяно-Шушенской ГЭС заключалась в том, что колодец проектировался по результатам лабораторных исследований, в которых сбросной поток был относительно слабо аэрирован и имел структуру, близкую к структуре однофазного водного потока, а сопряжение бьефов происходило по типу гидравлического прыжка с вальцом. В реальных же условиях сопряжение сбросного потока в водобойном колодце происходило иным образом, при котором гасительная способность вальца гидравлического прыжка не могла быть полностью реализована, а, следовательно, избыточная энергия потока гаси-

лась неблагоприятным для конструктивных элементов колодца образом.

Изложенная гипотеза косвенно подтверждается снимками водосбросной плотины и водобойного колодца Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 1 и 2), на которых нет привычной свободной поверхности воды, а фиксируется лишь слабо проницаемая белая пелена из брызг, капель водяной пыли и тумана, практически достигающая уровня высоты бетонных стенок сбросных лотков, а также выбросы этой пелены, особо интенсивные при встрече сбросного потока с объемами воды, затекающими в лотки из водобойного колодца. На рис. 1 эти выбросы частично накрывают подъемный кран, стоящий на бетоновозной эстакаде нижнего яруса. На рис. 2 представлен вид на сбросную плотину во время весьма крупного выброса масс аэрированной воды, который указывает на возникновение огромных гидродинамических давлений, появляющихся при встрече падающего потока с водой в подтопленных со стороны колодца сбросных лотках (снимки выполнены Э. Г. Газиевым в октябре 2009 г.).

На основе имеющихся лабораторных исследований гидравлического прыжка и натурных наблюдений за работой водобойных колодцев русловых ГЭС желательно выполнить обобщенное определение объема воды в колодце, минимально необходимого для полного гашения сбросной энергии потока. Это позволит, наряду с лабораторной оценкой, ввести новую энергетическую оценку достаточности размеров водогасящих сооружений по предельно допустимой нагрузке гашения энергии на 1 м^3 воды в колодце.

Список литературы

1. Левич В. Г. Физико-химическая гидродинамика. — М.: Гос. изд-во физ.-мат. лит-ры, 1959. С. 428, 432, 452, 454.
2. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. — Красноярск: Сибирский издательский дом "Суриков", 1999.
3. Агроскин И. И., Дмитриев Г. Г., Пикалов Ф. И. Гидравлика. — М.-Л., 1950. С. 267.
4. Васильев О. Ф., Скребков Г. П., Исаченко Н. Б. Исследования аэрированного потока на быстротоке ГЭС Ак-Тепе // Известия ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. 1965. Т. 78. С. 340 – 349.
5. Кавешников А. Т., Лентяев Л. Д. Исследование аэрации потока на эксплуатационном водосбросе плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. 1978. № 1. С. 10 – 14.
6. Гунько Ф. Г., Дерюгин Г. К., Рубинштейн Г. Л., Шваништейн А. М., Гидравлическое обоснование конструкций водосбросных и водобойных устройств основных сооружений гидроузла // Научные исследования для Саяно-Шушенской ГЭС. — Л.: Энергия, 1978. С. 39 – 48.
7. Артюхина Т. С., Кавешников А. Т., Лентяев Л. Д., Кокорин Ю. В., Троицкий В. П. Исследования аэрации потока на водосбросной грани эксплуатационных водосбросов // Научные исследования для Саяно-Шушенской ГЭС. — Л.: Энергия, 1978. С. 66 – 72.

Новости гидроэнергетики и гидротехники

Строительство Богучанской ГЭС

В течение февраля 2012 г. в районе строительства Богучанской ГЭС установилась низкая температура воздуха (минус 25 ... 37 °С). В течение 24 часов по метеорологическим условиям (туман или сильный ветер) полностью прекращалась работа кранов.

Строительные работы по укладке бетона в феврале (по состоянию на 22.02.2012) выполнены в объеме 6075,2 м³, что в три раза больше, чем было сделано в январе. Монтаж металлоконструкций и гидромеханического оборудования составил 636,9 т. Существенно выросла скорость монтажа вентилируемых фасадов, площадь смонтированного покрытия составила 750 м², утепления стен и потолка трансформаторной камеры здания ГЭС – 1116 м². Продолжалась подготовка к летнему строительному сезону. Переработано 16480 м³ песчано-гравийной смеси, предназначенной для последующей отсыпки в каменнонабросную плотину. Заготовлено более 15000 м³ песка и гравия разных фракций.

В течение месяца продолжались строительные и отделочные работы на здании ГЭС. В машинном зале выполнялся монтаж гранитных полов и трубопроводов различного назначения.

На ГА №1 ведутся работы по укладке кабеля конечных выключателей и кабеля генератора, трубопроводов воды и масла. На ГА №3 продолжается укладка верхних стержней статора и пайка головок. На ГА №4 завершается проверка качества пайки и изоляции головок, выполняются окончательная чистка и окраска статора. Разворачиваются работы на агрегатах второй очереди. Так, на ГА №5 продолжается шихтовка сердечника статора, проверка concentричности и окончательная опрессовка. На ГА №6 смонтированы крышка турбины, рычаги направляющего аппарата, завершается монтаж сервомоторов и верхнего лабиринта.

В целях подготовки к перекрытию временных донных отверстий выполнялась прокатка затворов и пусконаладочные работы на гидроприводах.

В среднем в течение суток на работу выходило свыше 3200 работников ОАО “Богучанская ГЭС”, ЗАО “Организатор строительства” и подрядных организаций.

Строительство Загорской ГАЭС-2

Общая строительная готовность Загорской ГАЭС-2 в январе текущего года достигла 68 %. В

2012 г. запланирован ввод в эксплуатацию ГА №№ 1 и 2, в связи с чем интенсивность работ значительно возрастает.

На станционном узле продолжается устройство теплового контура монтажной площадки и трансформаторной мастерской. Это позволит не снижать темпов работ по монтажу основного оборудования в условиях низких температур. Завершен монтаж стакана генератора ГА №1. На ГА № 2 смонтирован переходной участок водовода, завершается бетонирование блоков спиральной камеры и переходного участка, завершены работы по монтажу облицовки шахты турбины. На ГА №3 смонтированы облицовка шахты турбины, статор турбины, закончен монтаж спиральной камеры. В январе 2012 г. на этом участке производилось бетонирование блоков спиральной камеры. На ГА № 4 установлен статор турбины, выполнен монтаж спиральной камеры, начались работы по бетонированию блоков спиральной камеры. Всего же объем уложенного бетона в конструктивы здания станции на конец января 2012 г. составил 128,6 тыс. м³, а обратная засыпка пазух – около 600 тыс. м³. Продолжается бетонирование блоков правых подпорных стенок ПС №3 и ПС №4 здания станции.

В активной фазе находится строительство напорного водовода ГА № 2, начавшееся в октябре 2011 г. На сегодняшний день готовность данного объекта к пуску составляет 30 %, срок сдачи – третий квартал 2012 г. В январе 2012 г. объем смонтированных металлоконструкций водовода №2 составил 1 336 т, укладка монолитного железобетона – 0,25 тыс. м³. Работы по монтажу звеньев металлической облицовки водовода ведутся от агрегатных блоков вверх, до расщели.

На водоприемнике строители бетонируют блоки левых и правых подпорных стенок. Объем уложенного по состоянию на январь 2012 г. бетона в конструктивы водоприемника составил 95 тыс. м³.

Продолжаются работы по расширению и дноуглублению нижнего бассейна. Выемка грунта по состоянию на январь 2012 г. составила 25 тыс. м³. Выполняются работы по строительству верхнего бассейна будущей ГАЭС. Здесь отсыпается дамба в пикетах 26 ... 31; 10 ... 15; 5 ... 9+25. Выполненный объем насыпи по состоянию на январь 2012 г. составил 10,8 млн. м³.

Строительство Зарамагской ГЭС

На строительстве Зарамагской ГЭС-1 в Северной Осетии в 2011 г. начато бетонирование чаши

бассейна суточного регулирования (БСР), строительство водоприемника, монтаж металлической облицовки поверхностного водовода и его последующее обетонирование.

Параллельно продолжались проходческие работы на 14-километровом деривационном туннеле от Головной Зарамагской ГЭС до ГЭС-1. В июне 2011 г. была проведена сбойка между третьим и четвертым забоями, что позволило соединить отрезок протяженностью 3080 м. Продолжается проходка на самом сложном и протяженном участке туннеля длиной 6,5 км, из которых пройдено 3,1 км. К началу 2012 г. общая протяженность пройденных участков туннеля составила 11 км или 76% его длины. Велось бетонирование обделки субгоризонтальных подземных водоводов. Завершены работы по турбинному водоводу №1, в 2012 г. аналогичные работы будут выполнены по водоводу №2.

Завершено строительство сооружений Головной Зарамагской ГЭС. В сентябре 2011 г. введены в эксплуатацию регулируемый глубинный эксплуатационный водосброс и два конусных затвора.

В 2011 г. на площадке строительства Зарамагской ГЭС-1 уложено 57,12 тыс. м³ бетона, выполнено цементация в объеме 4 тыс. пог. м, смонтировано 937 т металлической облицовки, в деривационном туннеле выработано 147,6 тыс. м³ скального грунта. Объем финансирования составил 1674 млн. руб.

Проектирование станции осуществляет институт ОАО “Ленгидропроект”. В связи с тем, что строительство ГЭС ведется с 1976 г., исходный проект потребовал корректировки. В частности, повышен класс сооружений БСР с IV до I, полностью переработана конструкция БСР и его аварийного водосброса, увеличена расчетная сейсмичность с 7 до 9 баллов, изменена конструкция поверхностного водовода, запроектирован второй субгоризонтальный подземный водовод, перепроектировано здание ГЭС. Откорректированный проект гидроузла направлен в Главгосэкспертизу.

Строительство Усть-Среднеканской ГЭС

В феврале 2012 г. на строительстве Усть-Среднеканской ГЭС на р. Колыма планируется уложить 4800 м³ бетона, смонтировать 117 т арматуры и 263 т гидромеханического оборудования и металлоконструкций. Продолжаются работы на водосбросной и глухой плотине, сопрягающем устье, здании ПТК и КРУЭ. Отсыпка каменно-земляной плотины будет возобновлена при повышении температур, ориентировочно в апреле-мае. Ведется сборка ротора и статора ГА №2 (навеска полюсов на обод, установка межполюсных соединений, горячая расклиновка обода, сборка верхней крестовины и т.п.), а также монтаж затворов водосбросной плотины.

Начато строительство Зарагижской и Верхнебалкарской малых ГЭС

В конце 2011 г. были развернуты строительные работы на сооружениях Зарагижской и Верхнебалкарской ГЭС в Кабардино-Балкарии.

Створ головного узла **Верхнебалкарской МГЭС** располагается на р. Черек-Балкарский на отметке 1370 м над уровнем моря. Установленная мощность станции – 29,6 МВт, среднегодовая выработка – 134 млн. кВт·ч. Верхнебалкарская МГЭС является высоконапорной деривационной станцией, работающей по водотоку. В состав сооружений входят: головной узел, подводный деривационный туннель длиной 257 м, четырехкамерный отстойник циклического действия, подводный лоток с автоматическим водосливом у аванкамеры, напорный трубопровод диаметром 2,6 м и длиной 4700 м, здание ГЭС на 4 гидроагрегата, ОРУ-110 кВ, отводящий канал длиной 50 м. На начало февраля 2012 г. произведена лесосводка на всей территории строительства, проложены дороги строительного периода, ведутся буровзрывные работы по трассе деривации, начато строительство отстойника, деривационного канала и туннеля. Осуществлена выемка 54 000 м³ скального грунта.

Зарагижская ГЭС является следующей ступенью каскада Нижнечерекских ГЭС на реке Черек и работает с использованием воды, прошедшей через турбины Кашхатау и Аушигерской ГЭС. В состав сооружений входят: деривационный канал длиной 3,3 км, напорный бассейн протяженностью 400 м, напорный трубопровод длиной 151 м, здание ГЭС, отводящий канал длиной 1,3 км. Мощность ГЭС – 28,8 МВт, среднегодовая выработка – 107 млн. кВт·ч. В феврале 2012 г. ведутся работы по временным зданиям и сооружениям, возведению подъездных, внутриплощадочных и эксплуатационных дорог. Смонтирован и пущен в эксплуатацию бетонный завод.

Станции спроектированы ОАО “Институт Гидропроект”. В ходе проектирования найдены решения, позволившие увеличить мощность и выработку электроэнергии каждой станции почти в два раза по сравнению с первоначальными проектными проработками. Пуск Зарагижской и Верхнебалкарской ГЭС планируется в конце 2013 г.

Завершается строительство Ирганайской ГЭС

Готовность 1-ой очереди Ирганайской ГЭС на 01.01.2012 составила 99 %. С целью ввода станции в промышленную эксплуатацию завершается строительство гидротехнических сооружений гидроузла. План-прогноз 2011 г. предусматривал финансирование на сумму 760,31 млн. руб., что больше на 61,71 млн. руб. по сравнению с 2010 г. Фактическое освоение капитальных вложений за счет

всех источников финансирования в 2011 г. составило 950,44 млн. руб.

В 2011 г. осуществлен ввод следующих объектов:

- земляной плотины с асфальтобетонной диафрагмой, в том числе: бетон примыканий, диафрагма, отсыпка тела плотины, потерна, цементационные и дренажные штольни 1-го и 2-го горизонта левого и правого берегов с подходными выработками;
- водоподводящего тракта с береговым водоприемником ГЭС, в том числе: водоприемник ГЭС, кабельная штольня, деривационный туннель №1, турбинные водоводы №№ 1 и 2, деривационный туннель пускового периода с подходными выработками, камера уравнивающего резервуара № 1 с подходной выработкой № 9, подходные выработки №№ 4 и 5, комплекс подходных выработок №№ 6, 6а, 6б, 6в;
- строительно-эксплуатационного водосброса, в том числе: входной и выходной порталы, горизонтальная часть, наклонный участок, глубинный водовыпуск, временный автодорожный туннель, подходные выработки №№ 3, 4 и 5;
- комплексной системы безопасности Ирганайской ГЭС;
- подъездной автодороги к ГЭС.

В 2006 г. после наполнения Ирганайского водохранилища до отметки 521 м по решению ОАО “РусГидро” начались работы по усилению цементационной завесы в бортах плотины Ирганайской ГЭС. По заказу ОАО “Сулакский ГидроКаскад” и при участии проектных организаций эти работы выполнили специализированные подразделения ООО “Геоизол”, ОАО “ЧиркейГЭСстрой” и ОАО “Дагспецстройсервис”.

В результате проведенных мероприятий по усилению цементационной завесы в бортах плотины и станционного узла значительно повысилась надежность и безопасность гидротехнических сооружений. Это подтвердили руководители и ответственные работники проектных организаций и строительных подразделений на расширенном штабе, прошедшем на Ирганайской ГЭС в ноябре 2011 г.

Капитальный ремонт гидротурбины Аушигерской ГЭС

На Аушигерской ГЭС, входящей в состав Кабардино-Балкарского филиала ОАО “РусГидро”, выведен в капитальный ремонт ГА № 3 мощностью 20 МВт. Это плановый капитальный ремонт с полной разборкой гидроагрегата, который предполагает замену рабочего колеса, лабиринтных колец, цилиндра уплотнения вала турбины и восстановление лопаток направляющего аппарата. В филиале имеется одно запасное рабочее колесо, которое служит обменным фондом. Изготовителем рабочего колеса является ОАО “Силовые машины”. Перед капитальным ремонтом гидроагрегата выполняется вос-

становление рабочей поверхности рабочего колеса методом наплава с последующей шабровкой до заводских параметров. Это рабочее колесо устанавливают при капитальном ремонте, а поврежденное демонтированное рабочее колесо будет восстановлено и установлено на следующий гидроагрегат при капитальном ремонте. Ремонтные работы продлятся 42 дня. Генеральный подрядчик – ОАО “Турборемонт ВКК”.

Правительство Грузии ищет нового инвестора для каскада Намахвани ГЭС

Министерство энергетики и природных ресурсов Грузии заявило о разрыве правовых отношений с турецкой компанией, планировавшей построить каскад ГЭС Намахвани на р. Риони, и поиске нового инвестора для проекта. По информации министерства данное решение было принято в связи с несоблюдением сроков реализации проекта. Одновременно дочерняя компания Корпорации нефти и газа Грузии – АО “Каскад Намахвани ГЭС” – объявила о сборе заявок на проектирование и строительство каскада Намахвани ГЭС.

Каскад Намахвани ГЭС планируется построить в среднем течении р. Риони. Каскад должен состоять из трех ГЭС: Твиши, Намахвани и Жонети, общей мощностью 450 МВт и среднегодовой выработкой 1,681 млрд. кВт · ч.

ГЭС Твиши мощностью 100 МВт (2 гидроагрегата с поворотно-лопастными турбинами по 50 МВт) и выработкой 386 млн. кВт · ч спроектирована с гравитационной бетонной плотиной высотой 56,5 м.

ГЭС Намахвани мощностью 250 МВт (3 гидроагрегата с радиально-осевыми турбинами: 2 × 110 МВт, 1 × 30 МВт) и выработкой 941 млн. кВт · ч. должна быть построена с арочной плотиной высотой 111 м.

ГЭС Жонети мощностью 100 МВт (2 гидроагрегата с поворотно-лопастными турбинами по 50 МВт) и выработкой 354 млн. кВт · ч спроектирована с каменнонабросной плотиной высотой 31 м.

Каскад ГЭС Намахвани был спроектирован еще в советские времена. В 1988 г. были начаты подготовительные работы по его строительству, прекращенные вскоре по политическим и финансовым причинам. В настоящее время стоимость проекта оценивается в 850 млн. \$.

Запущен процесс получения лицензии для строительства ГЭС Суситна на Аляске

Энергетическое агентство Аляски начало процесс получения федеральной лицензии, необходимой для строительства ГЭС Суситна. Предполагается, что процесс лицензирования займет 5 лет, после чего начнется строительство ГЭС, которое планируется завершить к 2023 г.

Поздравление Николаю Григорьевичу Савченкову



15 марта 2012 г. исполнилось 80 лет Николаю Григорьевичу Савченкову.

Н. Г. Савченков родился в Орловской области. В 1950 г. поступил в Московский институт инженеров водного хозяйства им. В. Р. Вильямса.

По окончании института в 1955 г., Николай Григорьевич поехал на строительство в Туркмении. В качестве мастера, прораба, начальника участка работал на строительстве Каракумского канала, второго Тэдженского и Хаус-Ханского водохранилищ. С 1961 г. работал на строительстве Нурекской ГЭС

в Таджикистане, где прошел путь от начальника Управления по сооружению крупнейшей плотины (высота 300 м) до главного инженера строительства.

Н. Г. Савченков – целеустремленный, волевой, прекрасный организатор. Он трижды избирался в Верховный Совет Таджикистана, а в 1974 г. был назначен заместителем Председателя Совета Министров Таджикской ССР по строительству. Достоинно проработав на этом посту, в 1978 г. он стал начальником строительства Рогунской ГЭС. Огромная работа была проделана на строительстве: возведена верховая перемычка, туннели, подготовлено основание, построен город.

На всех участках работы Н. Г. Савченков проявлял себя грамотным, знающим свое дело специалистом, умелым руководителем и организатором производства. За активный труд и общественную деятельность Н. Г. Савченкову присвоено звание “Заслуженный строитель Таджикистана”. Он награжден орденом Октябрьской Революции, тремя орденами Трудового Красного Знамени, орденом “Знак Почета”, медалью “За доблестный труд”.

Коллеги и друзья от всей души поздравляют Николая Григорьевича с 80-летием и желают ему крепкого здоровья и долгих лет жизни.

ГЭС Суситна на одноименной реке мощностью 600 МВт и среднегодовой выработкой 2,6 млрд. кВт · ч. должна обеспечить самый северный штат США дешевой возобновляемой электроэнергией. Проект разрабатывался с 1950-х годов, но в 1980-х годах работы по нему были приостановлены в связи с резким падением цен на нефть. Тип плотины гидроузла окончательно будет определен позднее. В настоящее время в качестве наиболее предпочтительного варианта рассматривается плотина из укатанного бетона высотой 213 м. Существуют варианты арочно-гравитационной и каменнонабросной плотины.

Стоимость проекта оценивается в 4,5 млрд. \$.

Эфиопия приступает к реализации проекта крупнейшей ГЭС в Африке

Правительство Эфиопии заявило, что итальянская фирма “Salini Costruttori Spa” выбрана для реализации проекта крупнейшей ГЭС в Африке.

Станцию мощностью 5250 МВт и среднегодовой выработкой 15 млрд. кВт · ч. планируется построить на р. Голубой Нил в 40 км от границы с Суданом. Плотина ГЭС, получившей название Grand Ethiopian Renaissance Dam, планируется гравитационная из укатанного бетона, высотой 145 м и длиной 1800 м. Стоимость сооружения гидроузла оценивается в 4,8 млрд. \$.

Правительство Эфиопии уделяет большое внимание развитию гидроэнергетики. В настоящее время ведется строительство ГЭС Gilgel Gibe III на р. Омо мощностью 1870 МВт и среднегодовой выработкой 6,5 млрд. кВт · ч. с плотиной из укатанного бетона высотой 243 м. Строительство этой ГЭС планируется завершить в 2013 г.

Материалы подготовлены пресс-службой “РусГидро”: И. Слива, А. Бутусова, А. Балкизов, М. Гамзатов, Г. Отарова, Ю. Попов, В. Скрацук, В. Тохсыров.

Современное состояние технического нормирования в области гидротехнических сооружений

Беллендир Е. Н., Глаговский В. Б., доктора техн. наук,
Пак А. П., кандидат техн. наук (ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”)

Изложены правовые основы строительных норм и правил (СНиП) в современных условиях: статус СНиП в переходный период, установленный Федеральным законом “О техническом регулировании”, позиция Минюста России о регистрации СНиП, утверждение СНиП в распоряжении Правительства РФ № 1047-р.

Ключевые слова: строительные нормы и правила (СНиП), статус СНиП, федеральные законы.

До 2003 г. в России, а до этого в СССР, действовала система, в которой нормативно-технические документы разделялись на обязательные и рекомендательные. К первым относились документы, утверждаемые государственными органами исполнительной власти — Госстроем, Госстандартом, министерствами (СНиП, ГОСТ, ВСН, ОСТ и т.п.). Ко вторым — документы, которые разрабатывались отдельными научно-исследовательскими и проектными организациями (рекомендации, руководства, пособия и др.).

С принятием Федерального закона “О техническом регулировании” № 184-ФЗ, который вступил в силу 1 июля 2003 г., изменилась вся идеология технического нормирования в стране. В соответствии с этим законом вводятся два вида документов в сфере технического регулирования:

технические регламенты — правовые документы, устанавливающие обязательные для применения и исполнения требования к объектам технического регулирования;

документы в области стандартизации, применяемые на добровольной основе (национальные стандарты, правила стандартизации, нормы и реконструкции в области стандартизации, применяемые в установленном порядке классификации, общероссийские классификаторы технико-экономической и социальной информации, стандарты организаций).

В состав национальных стандартов, а с 2007 г. и сводов правил, входящих в документы в области стандартизации, следует, казалось бы, отнести и СНиПы, утверждавшиеся ранее Госстроем СССР и РФ и имевшие статус обязательных нормативных документов. По Федеральному закону № 184-ФЗ они должны перейти в ранг документов добровольного применения. Однако не все в этом вопросе однозначно.

В соответствии с пунктом 1 статьи 46 Федерального закона № 184-ФЗ на переходный период (до 1 июля 2010 г.) впредь до вступления в силу соответствующих технических регламентов требования СНиПов подлежали обязательному исполнению только в части, соответствующей целям:

защиты жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества;

охраны окружающей среды, жизни или здоровья животных и растений;

предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей.

Учитывая, что требования СНиПов, особенно СНиПов по гидротехническим сооружениям, в основном направлены на перечисленные цели, СНиПы в переходный период следовало считать действующими.

Следующий момент связан с позицией Минюста России по вопросу статуса СНиПа 33-01-2003 “Гидротехнические сооружения. Основные положения”. Письмом от 23.03.2004 № 17/3111-ЮД в адрес Госстроя РФ, подписанным первым заместителем Министра юстиции Ю. Г. Деминим, Госстрою РФ было отказано в регистрации СНиПа и предписывалось действовать в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.08.1988 № 1009, а именно: “В течение 10 дней со дня получения отказа в государственной регистрации руководитель федерального органа власти или лицо, исполняющее его обязанности, издает соответствующий документ об отмене нормативного правового акта, в регистрации которого было отказано, и направляет его копию в Министерство юстиции Российской Федерации”. Госстрой России не выполнил этого предписания.

Далее, письмом от 28.04.2006 № 01/3472-ЕЗ Министерство юстиции РФ сообщило, что им принято решение не рассматривать СНиПы на предмет их государственной регистрации с учетом их нормативно-технического характера и положений Федерального закона № 184-ФЗ. На основании этой новой позиции Минюста России заместители министров промышленности и энергетики России А. Г. Реус и регионального развития России Ю. П. Тартышев в своем письме профессиональным объединениям строителей констатировали, что “указанные¹ строительные нормы и правила действуют наряду с другими аналогичными нормами, принятыми ранее и зарегистрированными Минюстом в установленном порядке”. 29 ноября 2006 г. письмом Минпромэнерго России (№ АР-6839/08) и Минрегиона развития России (№ 12325-ЮТ/08) эта позиция была подтверждена и уточнена: строительные нормы и правила подлежат обязательному исполнению наряду с другими аналогичными нормами, принятыми ранее и зарегистрированными Минюстом России в установленном порядке.

¹ Не зарегистрированные Минюстом России.

ке, в соответствии с пунктом 1 статьи 46 Федерального закона “О техническом регулировании” № 184-ФЗ впредь до вступления в силу соответствующих технических регламентов.

Таким образом, позиция Минюста России об обязательной регистрации СНиПов не имела последствий для практики исполнения требований норм. Хотя некоторые специалисты пытались использовать это обстоятельство для отмены СНиПов, исключения СНиПов из списка действующих нормативных документов.

Вопрос добровольного применения документов в области стандартизации и распространения этого принципа на СНиПы был предметом дискуссий среди инженеров, научных работников. В области технического регулирования гидротехнических сооружений это связано также с тем, что не вступил в силу соответствующий технический регламент, который установил бы обязательные для применения и исполнения требования к объекту технического регулирования — гидротехническим сооружениям. Следует также иметь в виду, что стандарты организаций не включены в перечень, образующих национальную систему стандартизации (пункт 1 статьи 15 Федерального закона № 184-ФЗ).

В Федеральном законе “О техническом регулировании” СНиПы оказались за рамками установленной системы документов — не упоминаются среди документов в области стандартизации. В 2007 г. были приняты поправки к Федеральному закону № 184-ФЗ (№ 65-ФЗ), которые в перечень документов стандартизации добавили “Своды правил”. Строго говоря, введение сводов правил не означало официального восстановления легитимности СНиПов как документов в области стандартизации. Только принятый Федеральный закон “Технический регламент о безопасности зданий и сооружений” № 384-ФЗ придал СНиПам статус сводов правил, что означало включение их в национальную систему стандартизации.

В соответствие со статьей 42 Федерального закона № 384 строительные нормы и правила, утвержденные до дня вступления в силу этого закона, признаются сводами правил. А в соответствии с частью 1 статьи 6: “Правительство Российской Федерации утверждает перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требования настоящего Федерального закона”. 21 июня 2010 г. распоряжением Правительства Российской Федерации № 1047-р утвержден такой перечень национальных стандартов и сводов правил. В этот перечень вошли следующие СНиПы по гидротехническим сооружениям:

СНиП 33-01-2003 “Гидротехнические сооружения. Основные положения”;

СНиП 2.02.02-85* “Основания гидротехнических сооружений”;

СНиП 2.06.04-82* “Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)”;

СНиП 2.06.05 “Плотины из грунтовых материалов”;

СНиП 2.06.08-87 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений”;

СНиП 2.06.07-87 “Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения”;

СНиП 2.06.09-84 “Туннели гидротехнические”.

Кроме того, в перечень вошел ряд СНиПов, которые используются при проектировании гидротехнических сооружений:

СНиП II-7-81 * “Строительство в сейсмических районах. Нормы проектирования”;

СНиП 3.01.03-84 “Геодезические работы в строительстве”;

СНиП 2.03.11-85 “Защита строительных конструкций от коррозии”;

СНиП 23-01-99 * “Строительная климатология”;

СНиП 22-02-2003 “Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения” и др.

Вся работа по подготовке Федерального закона № 384-ФЗ, разработка технического регламента о безопасности зданий и сооружений и подготовке распоряжения Правительства РФ № 1047-Р проводились Министерством регионального развития Российской Федерации при участии федерального автономного учреждения “Федеральный центр нормирования, стандартизации и технической оценки соответствия в строительстве” (ФАУ “ФЦС”, директор Т. И. Мамедов). ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева” оказывало консультационные услуги по СНиПам для гидротехнических сооружений.

В настоящее время по договорам с ФАУ “ФЦС” проводится работа по актуализации СНиПов, вошедших в распоряжение № 1047-р. ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева” выполнило работу по актуализации СНиПа 2.02.02-85 “Основания гидротехнических сооружений”. СНиП утвержден как свод правил СП 23.13330.2011. Работа по актуализации других СНиПов по гидротехническим сооружениям должна завершиться в 2011 г.

Выводы

1. Строительные нормы и правила по гидротехническим сооружениям, утвержденные Госстроем, были и остаются нормативными документами, в которых установлены обязательные для применения и исполнения требования.

2. Указанный статус СНиПов должен учитываться при планировании, разработке и утверждении документов более низкого уровня.

3. В работе по актуализации СНиПов должны быть заинтересованы отраслевые холдинги, общества, компании.

Финансовые инструменты повышения конкурентоспособности энергетической компании

Аксенов П. В. (ОАО “Холдинг МРСК”)

Определяются и рассматриваются финансовые инструменты, учет и анализ которых необходим для обеспечения повышения конкурентоспособности предприятий.

Ключевые слова: финансовые показатели, конкурентоспособность, комплексный финансовый анализ.

Заинтересованность компаний в результатах своей деятельности усиливает необходимость повышения конкурентоспособности, что требует системной организации работы всех служб и подразделений хозяйствующего субъекта. Конкурентоспособность выступает важнейшим фактором обеспечения экономической безопасности субъекта, т.е. его выживания в “суровых условиях действительности”, что особенно актуально как при воздействии негативных внешних факторов, например во время мирового кризиса, так и в благоприятных условиях для обеспечения устойчивого развития компании. Эта проблема, в частности, актуальна для энергетических компаний в условиях завершившейся реструктуризации отрасли, разделения по видам деятельности, создания предпосылок для конкуренции в рыночных сферах: генерации, сбыте, сервисных услугах и т.д. Роль финансовых показателей при этом приобретает особое значение.

После выбора конкретных каналов сбыта и сегментов рынка, расчета частных показателей факторов конкурентоспособности объекта производитель товара или услуг или его посредники выходят в конкретное время на конкретный рынок. Реализовав товар или оказав услугу, компания далее будет считать уровень реализованной конкурентоспособности объекта по конкретным его показателям.

Взаимосвязи потенциала, конкурентоспособности и эффективности организации представлены на рисунке [1]. Как видно из этой схемы, от конкурентоспособности компании связи (стрелки) идут не только к прибыльности, но и к остальным показателям ее состояния и развития, т.е. в состав стратегии повышения конкурентоспособности организации должны включаться все эти показатели как один из результатов комплексной работы.

Можно констатировать, что конкурентоспособность — это определяемый показатель, характеризующий финансовую устойчивость компании к изменениям внешней среды, а также эффективность деятельности компании.

Как следствие, для определения местоположения компании на поле показателей конкурентоспособности необходимо применять современные методы экономического анализа компании и производить исследования конкурентов и рынка в целом, которые позволят с допустимой точностью опреде-

лить значение конкурентных преимуществ компании на занимаемом (или планируемом на перспективу) сегменте рынка.

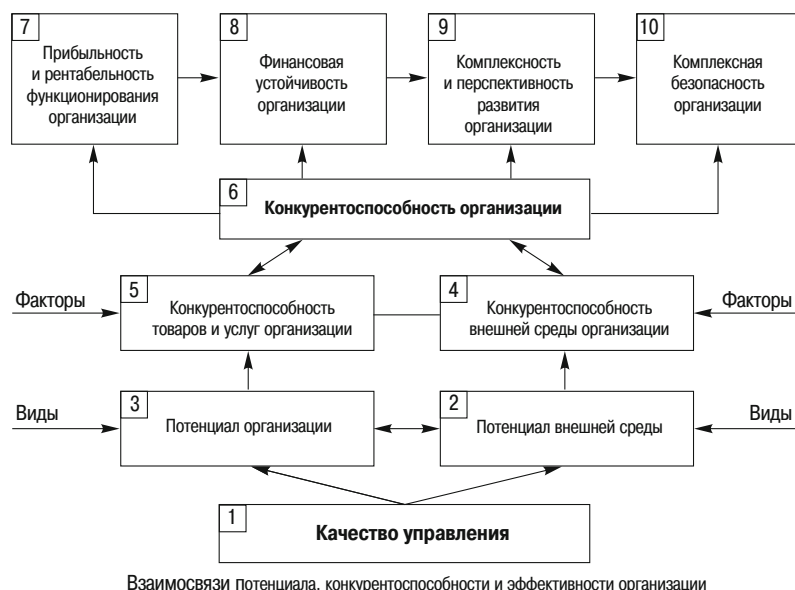
В теории экономического анализа разработаны и успешно используются на практике методы факторного анализа (при прямом факторном анализе исследование ведется дедуктивным способом — от общего к частному) хозяйственной деятельности крупных предприятий. С применением этого метода стандартно решается задача определения вклада каждого подразделения в совокупный показатель компании. Если воспользоваться известным методом для применения его к решению задачи определения показателя конкурентоспособности, мы сможем определить вклад каждого структурного подразделения.

Далее, стандартным методом обратного факторного анализа (обратный факторный анализ осуществляет исследование причинно-следственных связей способом логичной индукции — от частных, отдельных факторов к обобщающим) можно рассчитать необходимые изменения в деятельности каждого подразделения в случае задания желаемого значения интегрального показателя конкурентоспособности.

Таким образом, в руках у менеджмента компании может появиться инструментарий, строящийся на основе комплексного финансового анализа компании, позволяющий моделировать и оценивать динамичные процессы для выработки показателей конкурентоспособности компании.

Процесс повышения уровня конкурентоспособности в зависимости от параметров внутреннего состояния компании выстраивается по следующему алгоритму:

1. Выработка системы финансовых показателей (или интегрального показателя) конкурентоспособности компании.
2. Определение факторов, влияющих на конкурентоспособность компании.
3. Выбор желаемого положения компании на рынке через задание планового интегрального показателя конкурентоспособности компании.
4. Расчет и определение необходимых изменений во внутренней структуре и внутреннем взаимодействии для достижения желаемого интегрального показателя конкурентоспособности компании.



Взаимосвязи потенциала, конкурентоспособности и эффективности организации

5. Оценка необходимых затрат на проведение мероприятий по изменению структуры управления и взаимодействия. В случае невозможности проведения необходимых затрат следует смена желаемого значения интегрального показателя конкурентоспособности компании и проведение новых расчетов.

Очевидно, что применение указанного алгоритма носит итерационный характер, что связано с необходимостью поиска оптимального решения структуры управления и внутреннего взаимодействия.

Возможности компании в сфере обеспечения конкурентоспособности ее товаров (работ, услуг) зависят от внутренних и внешних факторов. В рыночной экономике во внешней среде постоянно происходят изменения. Одна часть этих процессов открывает благоприятные возможности для организации, другая (чаще), наоборот, создает для нее трудности и ограничения. Для управления конкурентоспособностью товаров необходимо уметь предвидеть как потенциальные помехи (угрозы), так и открывающиеся перспективы (возможности), нужно знать сильные и слабые стороны компании. [2]

Потенциальными угрозами компании являются: появление новых конкурентов; рост продаж товара или услуг-заменителей; усиление давления со стороны покупателей и поставщиков;

изменение потребностей и вкусов покупателей; неблагоприятная политика своего или зарубежных правительств прежде всего в отношении налогов и регулирования внешнеэкономической деятельности.

Среди возможных причин снижения конкурентоспособности организации можно выделить также следующее:

недостаточную степень адаптации компании к рыночным условиям;

ослабление внутриотраслевой конкуренции (развитие олигополии, сохранение монополизма, правительственные субсидии);

отсутствие четких стратегических установок и пассивную финансовую стратегию компании, ограничивающую ее инновационно-инвестиционную активность, сдерживающую внедрение как новых технологий и производств, так и принятие мер по улучшению качества товаров/услуг;

недостаточный финансовый потенциал во многих компаниях;

высокий уровень морального и физического износа оборудования;

высокая энерго-, металло- и материалоемкость производимой продукции;

затратный подход к ценообразованию и обеспечению роста объемов производства.

Таким образом, основой современного механизма повышения конкурентоспособности компаний и товаров является многофункциональная и комплексная система взаимодействия управления активизацией эффективной инвестиционной деятельностью, постоянной адаптацией компании к внешней среде и повышением эффективности использования материальных, трудовых, интеллектуальных и финансовых ресурсов.

Основными направлениями повышения конкурентоспособности отечественных компаний и товаров являются [3]:

адаптация компаний к внешней среде и прежде всего к рынку;

использование инновационных подходов с целью повышения эффективности использования трудовых, материальных, нематериальных и финансовых ресурсов, формирующих конкурентные преимущества компаний;

создание конкурентной среды в отраслях, разработка организациями конкурентных стратегий и периодическое их обновление;

формирование спроса на определенный товар и потребностей населения, которые компания может удовлетворить.

На конкурентоспособность компании, конкуренцию большое влияние оказывает внешняя среда. К внешней среде, в частности, относится влияние государства, которое регулирует конкурентоспособность с помощью правовых документов, основные из них:

Федеральный закон Российской Федерации от 26 июля 2006 г. N 135-ФЗ “О защите конкуренции”;

Федеральный закон Российской Федерации от 13 марта 2006 г. N 38-ФЗ “О рекламе”.

Главной задачей данной работы был подбор финансовых инструментов повышения конкурентоспособности компании, поэтому для её решения были определены и комплексно рассмотрены финансовые инструменты, необходимые в работе по повышению конкурентоспособности компании.

Основными финансовыми инструментами повышения конкурентоспособности компании являются:

финансовое планирование (разработка финансового плана, нормативов, бюджетирование и т.д.) [4];

финансовый анализ, который затрагивает такие области управления финансовой деятельности, как управление оборотными средствами, анализ и управление финансовыми результатами, управление денежным оборотом, повышение эффективности (рентабельности) активов [5]; управление финансовыми рисками [6].

Так как эффективное функционирование финансов в компании организует финансовый менеджмент, то именно этому звену компании отво-

дится особая роль в повышении конкурентоспособности компании.

В своей деятельности по данному направлению финансовый менеджмент должен учитывать и оперировать определенными выше финансовыми инструментами повышения конкурентоспособности компании.

После детального рассмотрения вопроса можно сделать вывод, что финансовые инструменты повышения конкурентоспособности компании играют одну из главных ролей в организации работы по обеспечению конкурентоспособности. Без четко сформулированной финансовой стратегии, разработанной финансовой политики, использовании эффективного финансового планирования, эффективного управления финансовыми ресурсами, с учетом риска, детального анализа и контроля за финансовыми показателями компании нельзя обеспечить положительные результаты по повышению конкурентоспособности компании.

Данная статья подготовлена по материалам доклада автора на XXIV Международной молодежной научно-технической конференции энергетических организаций государств Содружества.

Список литературы

1. Фатхутдинов Р. А. Управление конкурентоспособностью организации. — М.: Маркет ДС, 2008.
2. Дьяков А. Ф., Жуков В. В., Максимов Б. К., Молодюк В. В. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике. — М.: МЭИ, 2007.
3. Войцеховская И. А. Системный подход в управлении конкурентоспособностью организации. 2006.
4. Паламарчук А. С. Экономика предприятия. — М.: ИНФРА-М, 2003.
5. Незамайкин В. Н., Юрзинова И. Л., Финансы организаций. — М.: Эксмо, 2007.
6. Антипов М. В. Управление финансовыми рисками функционирования генерирующих компаний на рынке электроэнергии и мощности России. Иваново, 2007.

Сдано в набор 22.02.2012. Подписано в печать 14.03.2012. 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”

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ РУКОПИСИ СТАТЬИ

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

Статья должна отвечать следующим требованиям.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

б) для *книг* – фамилия и инициалы всех авторов, название книги, издательства, год издания;

в) для *сборников и продолжающихся изданий* – фамилия и инициалы всех авторов конкретной статьи, ее название, название сборника или издания, город, издательство, год, выпуск;

г) для *других видов изданий* перечисляются идентичные библиографические данные.

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

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

СПРАВКА

(предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи)

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

автор (соавтор) статьи _____

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

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

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

Подпись автора _____ « ____ » _____ 201_ г.

Ф.И.О. _____

Адрес _____

Место работы _____

Тел. _____

Факс _____

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

E-mail для переписки с редакцией _____