


«Гидротехнических сооружений»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. Б. Затеев

подпись инициалы, фамилия

« 16 » 03 2017 г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Серебряковой Натальи Дмитриевны

фамилия, имя, отчество

Группа СБ13 – 01 Направление (специальность) 08.03.01

номер

код

Строительство

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проектирование Ципского гидроузла на реке Ципа. Тензометрический метод определения напряжения в теле гравитационной плотины.

Утверждена приказом по университету № 41/17-С от 16. 03. 17 г

Руководитель ВКР Е.В. Фирища _____ Инженер, СМГТС.

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: среднемесячные расходы реки Калар; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q = f(Z_{нб})$; годовой максимум нагрузки 1582 МВт; коэффициент мощности $k_N = 8,6$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 1,3$ м; отметка НПУ 640 м.

Перечень разделов ВКР:

1. Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС; 2. Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности; 3. Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4. Гидротехнические сооружения; 5. Компановка и сооружения гидроузла; 6. Мероприятия по охране труда; 7. Техничко – экономические показатели; 8. Особенности работы гравитационных плотин в суровых климатических условиях.

Перечень графического материала:

1. Выбор установленной мощности Ципского гидроузла;
2. Генеральный план Ципского гидроузла;
3. Поперечный разрез по бетонной водосливной плотине Ципского гидроузла;
4. Поперечный разрез по станционной части Ципского гидроузла;
5. Поперечный разрез здания ГЭС по оси агрегата Ципского гидроузла;
6. Строительный генеральный план Ципского гидроузла;
7. Календарный график строительства Ципского гидроузла;
8. Техничко-экономические показатели Ципского гидроузла.

Руководитель ВКР



подпись

Е.В. Фирищак
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению



подпись,

Д. Д. Серебрякова
инициалы и фамилия студента

« 18 » июль . 2017г.



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
подпись
« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРОВСКАЯ РАБОТА
08.03.01. - Строительство


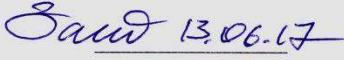
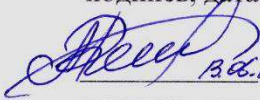

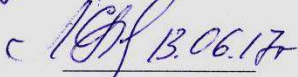
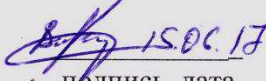
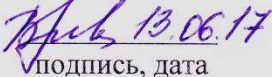
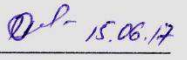
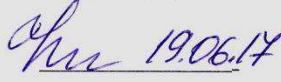
**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦИПСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ ЦИПА.
ТЕНЗОМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В
ТЕЛЕ ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛОТИНЫ**

Руководитель	 15.06.17г.	_____ <i>зема инженер СССТС</i>	<u>Е. В. Фирищак</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	должность, ученая степень	
Выпускник		_____	<u>Д. Д. Серебрякова</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ципского гидроузла на реке Ципа. Тензометрический метод определения напряжения в теле гравитационной плотины.

Консультанты по разделам:

Общая часть	 15.06.17 подпись, дата	<u>Е. В. Фирищак</u>
Водно - энергетические расчеты	 13.06.17 подпись, дата	<u>Е. Ю. Затева</u>
Основное и вспомогательное оборудование	 13.06.17 подпись, дата	<u>А. В. Масленникова</u>
Компоновка и сооружения гидроузла	 10.06.17 подпись, дата	<u>Н. А. Эклер</u>
Гидротехнические сооружения	 13.06.17 подпись, дата	<u>Л. С. Пермякова</u>
Мероприятия по охране труда	 15.06.17 подпись, дата	<u>В. А. Кадычegov</u>
Технико-экономические показатели	 13.06.17 подпись, дата	<u>В. В. Лапасова</u>
Тензометрический метод определения напряжений в теле гравитационной плотины	 15.06.17 подпись, дата	<u>Е. В. Фирищак</u>
Нормоконтролер	 19.06.17 подпись, дата	<u>А. А. Чабанова</u>

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Цирской ГЭС	6
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС	8
1.1 Физико – географические характеристики района.....	8
1.2 Гидрологические характеристики реки Ципа	8
1.3 Природно – климатическая характеристика района	8
1.4 Характеристики гидротехнических сооружений.....	8
1.5 Ведущее значение в экономике Ципского района	9
2 Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности.....	13
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	13
2.2 Выбор расчетного средневодного года ($P = 50\%$)	15
2.3 Выбор расчетного маловодного года ($P = 90\%$)	16
2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	18
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	20
2.6 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса	22
2.7 Водно - энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	25
2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	26
2.9 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования	26
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	30
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	30
3.2 Выбор гидротурбины.....	32
3.3 Определение отметки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы	36
3.4 Расчет и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата	38
3.5 Подбор и контрольный расчет отсасывающей трубы.....	41
3.6 Формулирование требований к гидрогенератору и выбор маслонапорной установки.....	44
3.6.1 Определение маслонапорной установки	44
3.6.2 Основные параметры гидрогенератора	45
3.6.3 Расчет вала на прочность	46
3.6.4 Расчет радиальных нагрузок подшипника	47
4 Гидротехнические сооружения	49
4.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла	50
4.2 Проектирование сооружений напорного фронта	50
4.2.1 Определение отметки гребня плотины	50
4.3 Гидравлические расчеты	52
4.3.1 Определение ширины водосливного фронта	52

4.3.2	Определение отметки гребня водослива	54
4.3.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	55
4.3.4	Построение практического профиля водосливной грани.....	57
4.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	58
4.3.6	Расчет водобойного колодца.....	59
4.4	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	60
4.4.1	Расчет водобойной плиты	60
4.5	Конструирование плотины.....	63
4.5.1	Определение ширины подошвы плотины	63
4.5.2	Быки.....	63
4.5.3	Устой	64
4.5.4	Разрезка бетонных плотин швами.....	65
4.5.5	Галереи в теле плотины.....	65
4.5.6	Дренаж тела плотины	65
4.6	Назначение размеров основных элементов плотины.....	66
4.6.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	66
4.7	Фильтрационные расчеты подземного контура.....	68
4.7.1	Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании.....	68
4.8	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	69
4.8.1	Определение основных нагрузок на плотину	69
4.8.2	Вес сооружения и затвора	69
4.8.3	Сила гидростатического давления	70
4.8.4	Равнодействующая взвешивающего давления	72
4.8.5	Сила фильтрационного давления	72
4.8.6	Давления грунта	73
4.8.7	Волновое давление.....	75
4.8.8	Оценка прочности плотины	76
4.8.9	Критерии прочности плотины	81
4.8.10	Обоснование устойчивости плотины.....	83
5	Компоновка и сооружения гидроузла.....	85
5.1	Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах.....	85
5.2	Разбивка сооружения на этапы возведения.....	85
5.3	Строительный генеральный план.....	87
5.4	Разрезка сооружения на блоки бетонирования.....	87
6	Технико – экономическое обоснование.....	89
6.1	Оценка объемов реализации электроэнергии и затрат	89
6.2	Определение объёмов генерации производства	89
6.3	Текущие расходы на производство электроэнергии	90
6.4	Налоговые расходы.....	92
6.5	Оценка суммы прибыли	92
6.6	Оценка инверсионного проекта.....	93

6.7	Методология, исходные данные.....	93
6.8	Коммерческая эффективность	94
6.9	Бюджетная эффективность	94
6.10	Анализ чувствительности.....	95
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ципского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность	98
7.1	Общие сведения о районе строительства	98
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	100
7.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	101
7.4	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	102
8	Тензометрический метод определения напряжения в теле гравитационной плотины	106
	Список использованных источников	113
	Приложение А Водно - энергетические расчеты режима работы ГЭС.....	114
	Приложение Б Основное и вспомогательное оборудование.....	117
	Приложение В Нагрузки, действующие на водосливную плотину	119

Сокращенный паспорт Цирской ГЭС

Наименование ГЭС	Ципская ГЭС на реке Ципа,
Местонахождение ГЭС	Забайкальский край
Тип проектируемой установки	ГЭС.
Энергосистема	Центр.
Годовой максимум нагрузки	1582 МВт.
Число часов использования установленной мощности	4320 ч.
Резервы: нагрузочный резерв системы	1,0%.
Коэффициент мощности	8,6.
Потери напора в водоподводящих сооружениях	dH 1,3 м.
Характерные расходы воды:	
а) среднемноголетний	270 м ³ /с,
б) всех турбин	640 м ³ /с,
в) максимальный	
обеспеченностью 0,01 %	1736 м ³ /с,
г) минимальный	70 м ³ /с.
Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока	годовой,
б) отметки:	НПУ 640,0 м УМО 631,0 м,
в) объемы водохранилища:	полн. 15,7 км ³ полезн. 3,5 км ³ .
Напоры ГЭС:	
а) максимальный	90,90 м,
б) расчетный	80,78 м,
в) минимальный	76,43 м.
Энергетические характеристики:	
а) установленная мощность	440 МВт,
б) среднемноголетняя выработка	1,66 млрд. МВт·ч.
Плотина:	
а) плотина	гравитационная,
б) материал	бетон,
в) длина	589,6 м,
д) максимальная высота	119,7 м.
Водосбросные сооружения	
а) тип	поверхностный водосброс,
б) число пролетов	2 отверстия,

в) общая длина	26,0 м,
Здание ГЭС:	
а) тип здания	приплотинное
б) число агрегатов	2,
в) тип спиральной камеры	металлическая кругового сечения,
г) тип отсасывающей трубы	изогнутая,
д) общая длина	82,0 м,
е) ширина	26,5 м.
Основное оборудование:	
а) тип турбины	PO115 – В – 450,
б) тип генератора	СВ 1130/220-44ХЛ4,
в) мощность генератора	215 МВт,
в) частота вращения	115 об./мин,
г) тип трансформаторов	ТДЦ - 250000/220 – У1,
е) число трансформаторов	2.
Технико-экономические показатели:	
а) себестоимость энергии	0,14 руб./ кВт·ч;
б) срок окупаемости	6 лет 4 мес.;
в) Удельные капиталовложения	85120,0 руб./ кВт;
г) Сметная стоимость гидроузла	52,8 млрд. руб. · кВт.

1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Физико – географические характеристики района

Ципский гидроузел расположен в Забайкальском крае на реке Ципа в 200 км выше по течению от поселка Багдарин (центр Баунтовского района (аймона), около двух тысяч жителей). Площадь района равна 66816 кв. км.

Река Ципа является крупным притоком могучего Витима. Среднегодовой расход в реке составляет $270 \text{ м}^3 / \text{с}$. Длина реки 692 км. Сейсмичность района составляет 7 баллов.

1.2 Гидрологические характеристики реки Ципа

Питание рек снеговое и дождевое. Весенний паводок имеет две фазы. Первая связана с обильным таянием снегов в среднегорье, а вторая - с таянием снегов в высокогорье. Летние паводки вызываются обильными дождями и таянием выпавшего снега.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется продолжительным весенним половодьем, и вскрытия рек в конце мая, первая половина лета бывает сухой, а во второй идут ливни, выпадает значительная доля осадков (дней с осадками: июнь – 11, июль – 14, август – 16, сентябрь – 9). Ледостав устанавливается в конце сентября. В зимний период река района перемерзает, в нижнем течении рек Ципа наблюдается подледный сток.

1.3 Природно – климатическая характеристика района

Климат в районе проектируемого гидроузла резко континентальный. Зима длительная и суровая, с большим числом ясных дней. Средняя температура января составляет, от минуса 19 до минуса 21°C . Часто бывают морозные туманы. Средняя температура июля составляет, от плюса 17 до плюса 35°C . Расчетная скорость ветра (на высоте 10 м) 20 м/с (при 2% обеспеченности) и 15 м/с (при 20% обеспеченности).

1.4 Характеристики гидротехнических сооружений

Створ гидроузла практически симметричный с несколько более пологим левым берегом. Длина створа на отметке гребня плотины составляет 589,6 м. Напорный фронт создается бетонными сооружениями:

- Водосливной плотиной;
- Станционной плотиной;
- Правобережной бетонной глухой плотиной;
- Левобережной бетонной глухой плотиной.

Здание ГЭС – приплотинного типа. Водоприемник размещается в станционной части плотины и подвод воды к турбинам производится турбинными водоводами, проложенными в теле плотины.

1.5 Ведущее значение в экономике Ципского района

Основная промышленная деятельность добыча золота и других полезных ископаемых, которыми район очень богат. Основные направления сельского хозяйства – охотопромысел, животноводство, частично оленеводство. Развита сеть социальных, торговых сетей.

Проектируемый речной гидроузел имеет комплексное назначение. Гидроузел будет использоваться не только для производства электроэнергии, так как энергосистема Забайкальского края условно дефицитна по электроэнергии, но и для организации активного отдыха – туризма (рекреационная), так как река Ципа очень популярна для сплавного туризма и отдыха.

Энергосистема Забайкальского края является избыточной по мощности и условно – дефицитной по электроэнергии. Покрытие потребления возможно обеспечит выработкой действующих электростанций на территории энергосистемы, но связи с высокой себестоимостью электрической энергии, покрывается за счет перетоков электроэнергии и мощности из смежных энергосистем.

- Энергосистема «Забайкальская»;
- Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5 %;
- Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,8;
- Коэффициент мощности: 8,48;
- НПУ гидроузла: $Z = 640,0$ м;
- Координаты кривой объема водохранилища (рисунок 1.1);
- Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла (рисунок 1.2).

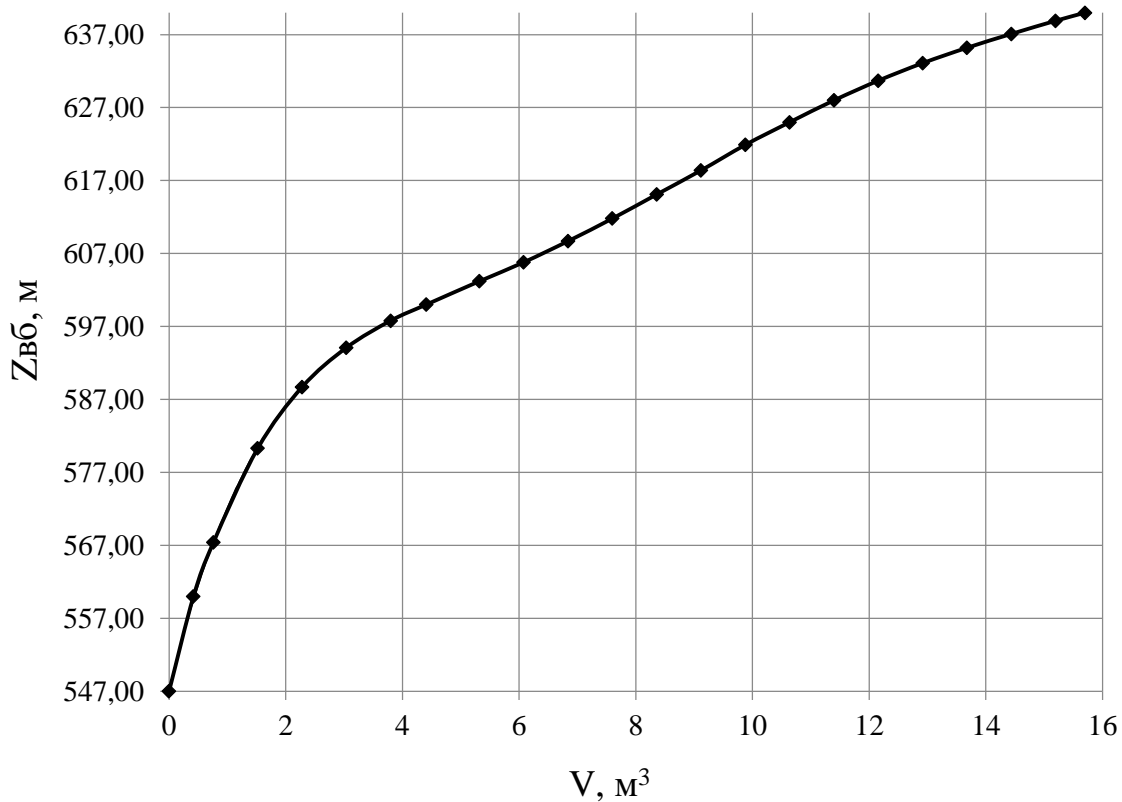


Рисунок 1.1 – Координаты кривой объема водохранилища

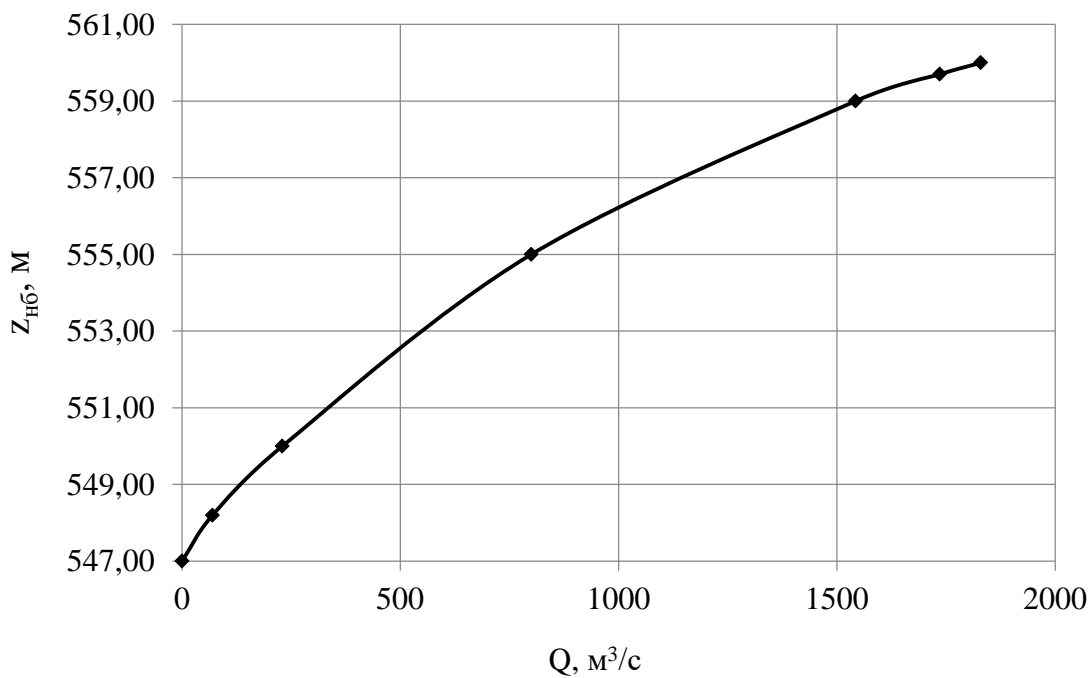


Рисунок 1.2 – Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Требования участников ВХК и потери воды (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Требования участников ВХК и потери воды

Расход, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
требования ВХК	89	89	89	89	88	88	88	88	88	88	89	89
потребление из водохранилища	45	40	40	65	500	635	575	385	400	238	116	75
фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
испарение	0	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0	0
льдообразование	2	1	0	-4	-10	0	0	0	0	0	2	3

Расчетный гидрологический ряд по реке Ципа расходы в м³/с. (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 - Расчетный гидрологический ряд по реке Ципа

Годы	Расходы в метрах кубических в секунду											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1947	61	34	29	58	237	658	553	447	421	342	105	84
1948	34	21	17	45	395	421	632	579	553	184	79	39
1949	37	29	26	79	224	974	421	289	342	276	108	58
1950	53	24	13	29	263	553	711	553	526	316	158	63
1951	45	42	37	108	553	632	316	342	303	289	171	58
1952	58	21	17	55	266	342	868	763	750	368	113	92
1953	39	34	25	32	382	450	618	592	579	355	116	74
1954	47	42	41	39	374	747	276	289	142	129	92	82
1955	24	22	18	17	368	474	645	618	605	132	53	39
1956	29	18	16	22	395	882	461	376	321	266	66	55
1957	39	37	32	82	250	847	316	303	329	289	108	92
1958	39	34	33	55	458	542	532	263	158	145	95	71
1959	26	22	14	45	289	342	789	711	684	247	84	37
1960	42	29	24	105	842	632	289	184	171	158	105	53
1961	79	39	26	41	329	1037	711	658	592	342	224	92
1962	34	32	13	105	421	671	395	342	318	300	108	87
1963	53	51	50	58	671	947	763	868	829	311	111	74
1964	47	46	36	111	868	711	408	382	200	163	82	64
1965	37	34	32	47	411	442	584	803	721	342	108	45
1966	42	39	34	63	324	729	537	429	187	174	155	87
1967	61	55	45	37	808	1053	355	224	197	184	161	58
1968	57	46	43	61	371	566	539	763	645	224	158	63
1969	37	34	32	53	342	447	961	934	421	368	118	45
1970	42	41	32	66	229	1184	342	382	368	329	189	50
1971	47	45	16	68	553	474	1000	526	171	158	105	58
1972	29	21	17	20	303	724	500	408	537	458	58	39
1973	37	29	26	71	408	513	711	447	434	421	82	45
1974	79	58	46	47	763	1079	368	237	184	171	174	87
1975	42	38	37	55	355	447	711	658	289	237	105	79
1976	68	67	62	139	553	1184	579	526	474	171	132	92
1977	82	47	39	34	395	487	961	842	368	329	108	45

Продолжение таблицы 1.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1978	111	71	25	53	645	1132	553	579	487	474	142	111
1979	118	74	42	30	842	1000	974	868	579	461	168	100
1980	58	55	47	39	605	526	487	421	461	289	116	66
1981	58	55	37	66	566	1250	579	368	395	355	108	61
1982	42	41	37	66	658	447	961	368	250	105	58	45
1983	37	34	32	66	434	711	355	368	408	382	103	55
1984	45	42	22	50	342	382	868	355	395	368	84	47
1985	42	38	37	36	211	579	500	316	237	211	105	58
1986	37	32	26	17	447	500	658	474	579	263	79	53
1987	58	18	16	74	421	500	553	368	395	355	79	55
1988	39	37	29	53	816	763	263	211	184	171	111	66
1989	87	53	45	34	526	921	395	395	368	342	211	105
1990	78	74	67	116	342	368	632	342	526	395	100	47
1991	45	29	21	66	947	1263	789	658	579	421	153	61
1992	47	37	18	36	474	816	474	368	342	329	84	55
1993	29	26	21	63	342	368	921	447	421	116	82	71
1994	37	34	26	53	605	579	289	316	250	45	105	58
1995	42	37	21	61	395	447	605	184	158	171	92	74
1996	32	29	21	24	184	553	500	382	421	382	79	34

2 Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III, IV месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле (2.1):

$$P = \frac{m}{n+1}; \quad (2.1)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Результаты приводятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Qср.г, м ³ /с	годы	Qпол, м ³ /с	годы	Qмеж, м ³ /с	годы
1	1,96	438	1979	853	1979	142	1979
2	3,92	419	1991	847	1991	141	1978
3	5,88	399	1963	816	1963	125	1989
4	7,84	365	1978	679	1978	125	1990
5	9,80	347	1961	665	1961	120	1961
6	11,76	337	1976	663	1976	114	1991
7	13,73	325	1981	632	1981	107	1951
8	15,69	316	1969	621	1969	107	1970
9	17,65	311	1977	611	1977	106	1981
10	19,61	310	1952	598	1952	104	1976
11	21,57	300	1965	592	1965	103	1952
12	23,53	295	1968	577	1968	102	1947
13	25,49	290	1989	563	1959	102	1973
14	27,45	275	1953	545	1971	101	1983
15	29,41	274	1959	542	1955	101	1963

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Q _{ср.г} , м ³ /с	годы	Q _{пол} , м ³ /с	годы	Q _{меж} , м ³ /с	годы
16	31,37	274	1974	537	1982	98	1969
17	33,33	272	1950	532	1986	98	1977
18	35,29	271	1970	527	1967	97	1957
19	37,25	270	1967	526	1974	97	1962
20	39,22	269	1973	524	1953	96	1953
21	41,18	268	1971	521	1950	96	1980
22	43,14	264	1980	521	1989	95	1974
23	45,10	264	1986	516	1948	94	1984
24	47,06	260	1964	514	1964	94	1950
25	49,02	259	1972	503	1973	94	1987
26	50,98	257	1990	501	1970	93	1968
27	52,94	257	1992	500	1980	92	1965
28	54,90	256	1982	500	1993	92	1972
29	56,86	254	1975	495	1992	88	1949
30	58,82	252	1947	494	1972	87	1992
31	60,78	251	1955	492	1975	86	1967
32	62,75	250	1948	487	1956	86	1996
33	64,71	250	1984	468	1984	85	1966
34	66,67	249	1983	463	1947	85	1975
35	68,63	242	1956	455	1983	78	1964
36	70,59	242	1993	450	1949	75	1985
37	72,55	241	1951	447	1987	74	1960
38	74,51	241	1987	447	1988	72	1986
39	76,47	239	1949	442	1990	72	1988
40	78,43	236	1962	441	1966	71	1995
41	80,39	233	1966	429	1962	71	1971
42	82,35	229	1988	429	1951	68	1959
43	84,31	227	1957	424	1960	67	1954
44	86,27	220	1960	409	1957	67	1956
45	88,24	220	1996	408	1996	67	1958
46	90,20	202	1958	408	1994	60	1948
47	92,16	200	1994	391	1958	58	1993
48	94,12	197	1985	369	1985	56	1982
49	96,08	192	1954	366	1954	51	1994
50	98,04	191	1995	358	1995	44	1955

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

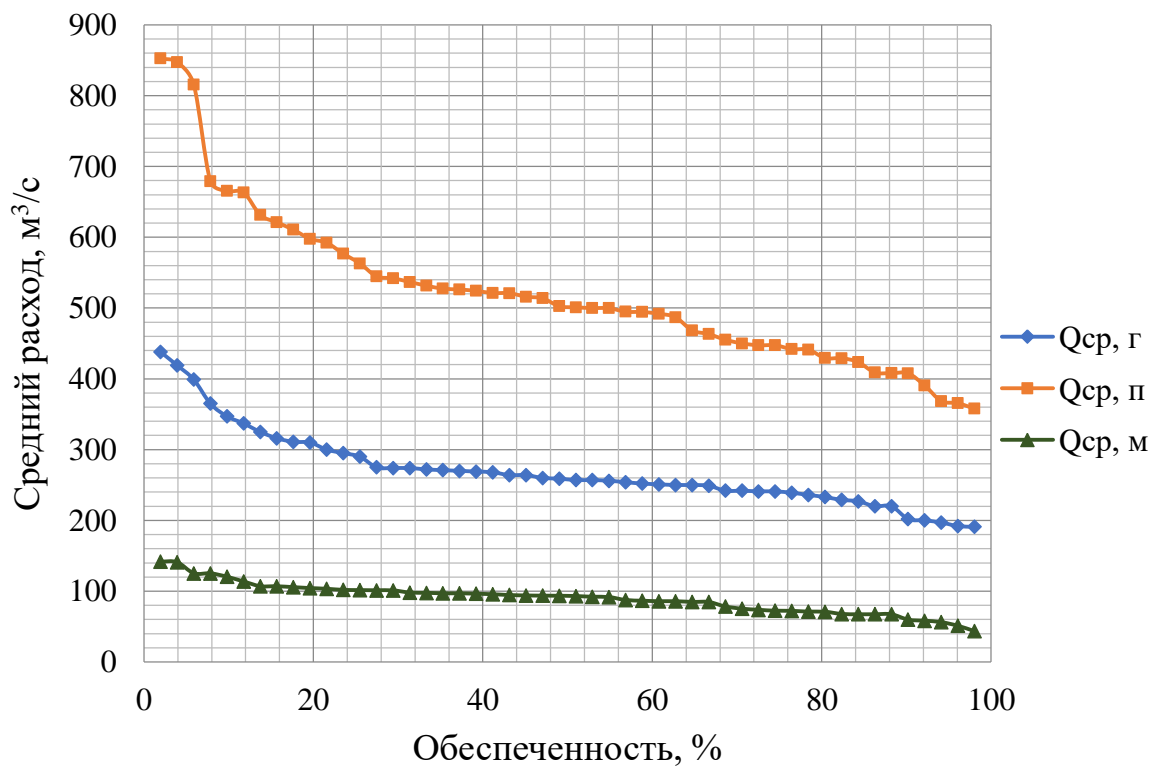


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 50% и 90% соответственно.

2.2 Выбор расчетного средневодного года (P = 50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности имеются конкретные года 1972 и 1990. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$1972 \begin{cases} K_M = \frac{Q_{M1987}}{Q_{M1972}} = 1,02 \\ K_{II} = \frac{Q_{II1973}}{Q_{II1972}} = 1,02 \end{cases}$$

$$1990 \begin{cases} K_M = \frac{Q_{M1968}}{Q_{M1990}} = 0,74 \\ K_{II} = \frac{Q_{II1970}}{Q_{II1990}} = 1,13 \end{cases}$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1972 г.

2.3 Выбор расчетного маловодного года (P = 90%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности имеется конкретные года 1996 и 1958 гг. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$1996 \left\{ \begin{array}{l} K_M = \frac{Q_{M1958}}{Q_{M1996}} = 0,79 \\ K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1996}}{Q_{\Pi1996}} = 1,0 \end{array} \right.$$

$$1958 \left\{ \begin{array}{l} K_M = \frac{Q_{M1948}}{Q_{M1958}} = 0,89 \\ K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1994}}{Q_{\Pi1958}} = 1,04 \end{array} \right.$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1958.

Выбрав расчетные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения (таблицы 2.2 и 2.3).

Таблица 2.2 - Расчетный маловодный год (P = 90%) без приведения и с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	\bar{Q}
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	39	34	33	55	458	542	532	263	158	145	95	71	202
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	39	34	33	54	458	542	552	263	158	145	94	70	202

Таблица 2.3 - Расчетный средневодный год (P = 50%) без приведения и с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	\bar{Q}
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	29	21	17	20	303	724	500	408	537	458	58	39	220

Гидрографы маловодного и средневодного года показаны на рисунках 2.2 и 2.3.

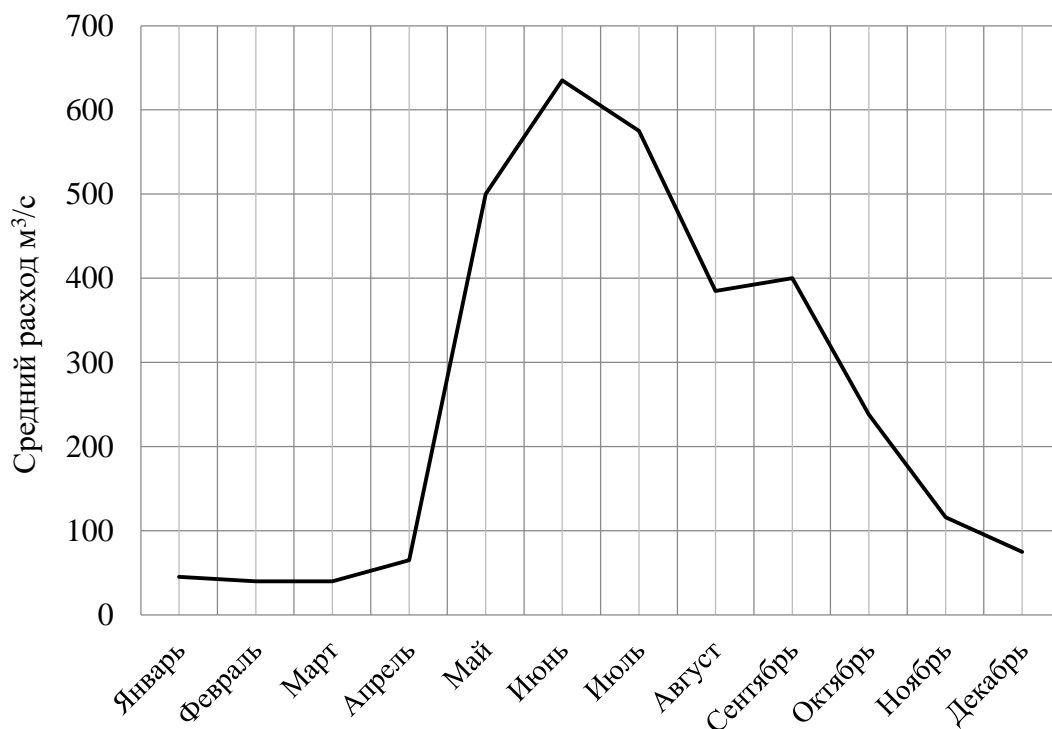


Рисунок 2.2 - Гидрограф маловодного года

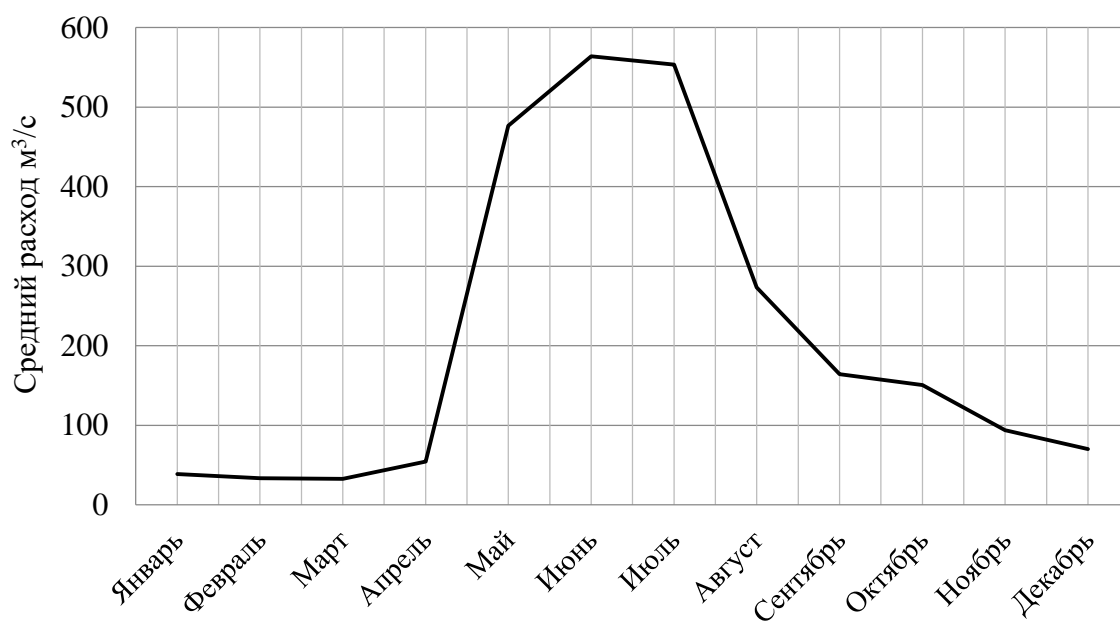


Рисунок 2.3 - Гидрограф средневодного года

Требуется корректировка для 50% обеспеченности (Таблица 2.4):

Таблица 2.4 – Корректировка гидрографа средневодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	29	21	17	20	303	724	500	408	537	458	58	39
$Q_i^{\text{кор}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	45	40	40	65	500	635	575	385	400	238	116	75

2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Энергосистема Забайкальский край, типовой график для широты «Центр»;

1. Годовой максимум нагрузки: 1582 МВт берем из Забайкальского РДУ;
2. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,8;
3. Коэффициент мощности: 8,58;
4. НПУ гидроузла: $Z = 640$ м.

Для заданного района расположения энергосистемы «Центр» и числа часов, который используется ее годовой максимум нагрузки 4320 ч, по справочным данным [] определяются коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{сут}^л$ и $\beta_{сут}^з$ зимнего графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума α_l .

Получаем:

$$\beta_{сут}^л = 0,825; \beta_{сут}^з = 0,78; \alpha_l = 0,625;$$

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам (2.2) и (2.3):

$$P_t^з = P_c^{\max} (\alpha_t^з \cdot \beta_{сут}^з + b_t^з) \quad (2.2)$$

где $P_t^з$ - нагрузка в зимний час суток;

P_c^{\max} - годовой максимум нагрузки;

$\alpha_t^з, \beta_{сут}^з, b_t^з$ - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы.

$$P_t^л = P_c^{\max} \cdot \alpha_l (\alpha_t^л \cdot \beta_{сут}^л + b_t^л) \quad (2.3)$$

где α_l - коэффициент летнего снижения нагрузки.

Расчет для суточных графиков нагрузки сведен в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения суточных графиков нагрузки

Часы суток	Центр (58-51 северной широты)		Мощность, МВт	
	Зима	Лето	Зима	Лето
0	1,98 - 0,898	1,85 - 0,852	1028	663
1	2,05 - 1,05	2,002 - 1,03	870	633
2	2,1 - 1,17	2,22 - 1,22	743	603
3	2,17 - 1,17	2,3 - 1,3	823	594
4	2,17 - 1,17	2,3 - 1,3	823	594
5	2,1 - 1,1	2,3 - 1,3	854	594
6	1,93 - 0,923	2,2 - 1,2	917	613

Продолжение таблицы 2.5

Часы суток	Центр (58-51 северной широты)		Мощность, МВт	
	Зима	Лето	Зима	Лето
7	0,35 - 0,352	1,6 - 0,6	997	712
8	0,7 + 0,296	0,952 + 0,04	1329	821
9	0,3 + 0,702	0,175 + 0,7	1487	831
10	0,4 + 0,6	1	1440	989
11	0,67 + 0,324	0,275 + 0,72	1345	940
12	0,877 + 0,12	0,55 + 0,45	1266	890
13	0,755 + 0,22	0,42 + 0,575	1281	910
14	0,575 + 0,42	0,22 + 0,775	1376	950
15	0,62 + 0,347	0,42 + 0,577	1313	910
16	0,77 + 0,231	0,677 + 0,32	1313	871
17	0,1 + 0,90	0,4 + 0,60	1550	920
18	1	0,5 + 0,50	1582	900
19	0,17 + 0,825	0,62 + 0,375	1519	792
20	0,25 + 0,75	0,575 + 0,42	1503	880
21	0,37 + 0,625	0,35 + 0,51	1440	791
22	0,758 + 0,24	0,27 + 0,725	1313	940
23	1,35 - 0,352	0,952 + 0,05	1107	732

Расчет интегральной кривой нагрузки сведен в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 - Данные для построения интегральной кривой нагрузки

P_t^3 , МВт	Σ , МВт·ч	P_t^1 , МВт	Σ , МВт·ч
0	0	0	0
1582	32	989	39
1550	95	950	59
1519	142	940	59
1503	206	940	138
1487	443	920	188
1440	443	910	188
1440	886	910	257
1376	1139	900	336
1345	1281	890	425
1329	1440	880	524
1313	1440	871	960
1313	1440	831	1078
1313	1851	821	1451
1281	2072	792	1465
1266	4445	791	2356
1107	5711	732	2672
1028	6249	712	3513
997	7673	663	4047
917	7151	633	3889
870	7467	613	4087
854	8131	603	4295
823	8131	594	4295
823	9951	594	4295

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальные нагрузки энергосистемы рассчитываются по формуле (2.4):

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (2.4)$$

где P_t^{\max} – максимальная нагрузка в конкретный месяц;

t - номер месяца;

$$\beta = \frac{P_c^{\max} + P_l^{\max}}{2} = P_c^{\max} \frac{1 + a_l}{2} = \frac{(1582 \cdot 1,625)}{2} = 1285,4;$$

где P_c^{\max} – статический максимум нагрузки;

a_l - коэффициент летнего снижения нагрузки.

$$a = \frac{P_c^{\max} + P_l^{\max}}{2} = P_c^{\max} \frac{1 - a_l}{2} = \frac{(1582 \cdot 0,375)}{2} = 296,6;$$

где P_c^{\max} – статический максимум нагрузки;

a_l - коэффициент летнего снижения нагрузки.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываются по формуле (2.7):

$$\bar{P}_t = P_t^{\max} \cdot \beta_t^{\text{сут}} \cdot \sigma_{\text{мес}}. \quad (2.5)$$

где P_t^{\max} – максимальная нагрузка в конкретный месяц;

$\beta_t^{\text{сут}}$ - коэффициент плотности суточного графика нагрузки t -го месяца;

$\sigma_{\text{мес}}$ - коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки, который обычно изменяется в пределах 0,94 - 0,97 (в расчетах принимается среднее значение из указанного диапазона).

Поскольку коэффициент $\beta_t^{\text{сут}}$ известен только для лета (июня - июля) и зимы (января - декабря), принимаем, что он изменяется линейно (рисунок 2.4).

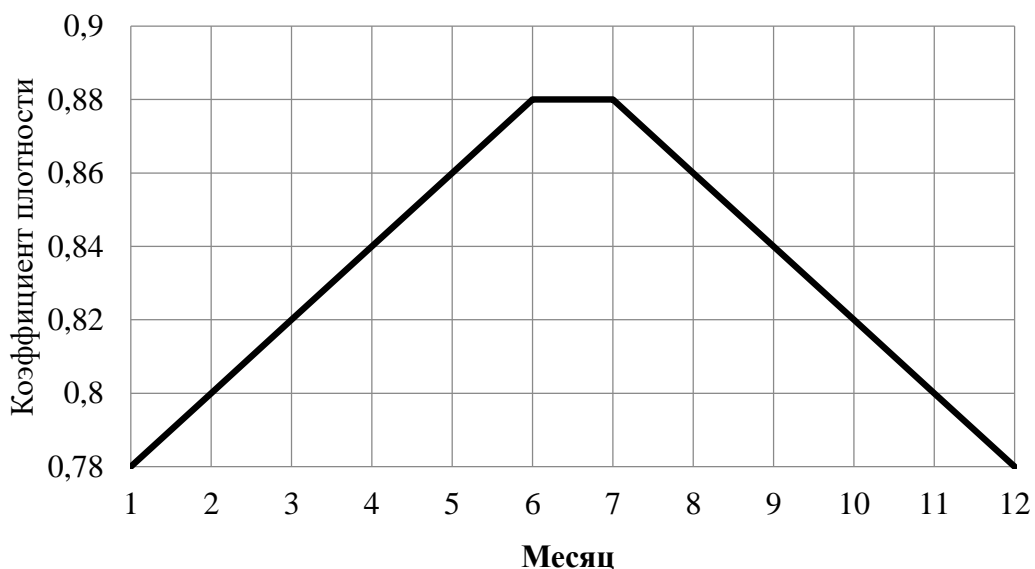


Рисунок 2.4 – График для определения коэффициента $\beta_t^{сум}$

Результаты расчетов максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы, при заданных максимуме нагрузки $P_t^{max} = 1582$ МВт, числе часов использования годового максимума нагрузки 4320 ч и района расположения энергосистемы «Центр» приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Максимальные и среднемесячные нагрузки

Месяц	$\beta_t^{сут}$	P_t^{max}	\bar{P}_t
1	0,78	1572	1165
2	0,8	1495	1136
3	0,82	1362	1061
4	0,84	1209	964
5	0,86	1076	879
6	0,88	999	835
7	0,88	999	835
8	0,86	1076	879
9	0,84	1209	964
10	0,82	1362	1061
11	0,8	1495	1136
12	0,78	1572	1165

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунках 2.5 и 2.6.

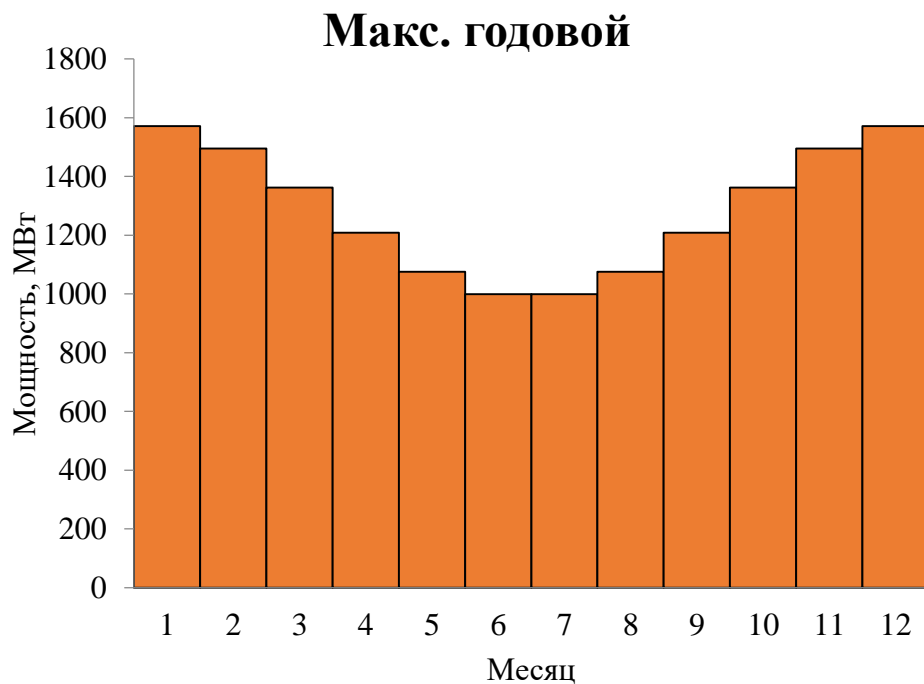


Рисунок 2.5 – Годовой график максимальных нагрузок

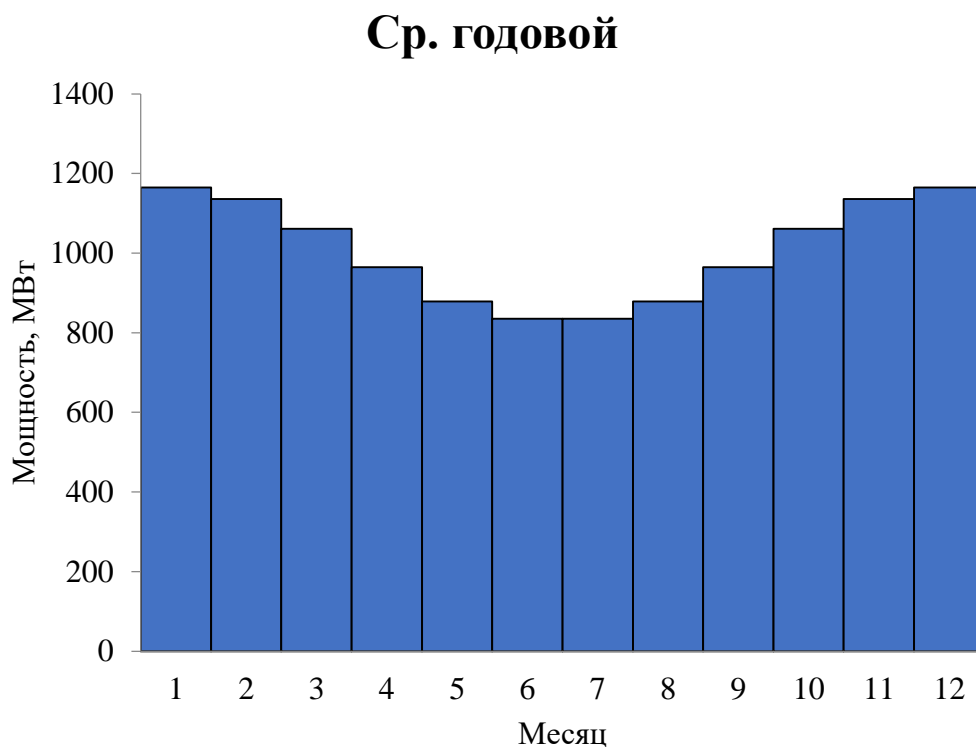


Рисунок 2.6 – Годовой график среднемесячных нагрузок

2.6 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляем мощности на бытовом стоке для каждого месяца:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пр} \cdot H_{ГЭС}^{подв} \quad (2.6)$$

где $k_N = 8,58$ – коэффициент мощности;

$Q_i^{пр90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года;

$H_{ГЭС}^{подв}$ – подведенный напор ГЭС.

$$H_{ГЭС}^{подв} = z_{ВБ} - z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.7)$$

где $z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 640 м;

$z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи.

$\Delta h = 0,89$ м – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Для определения $Z_{НБ}$ воспользуемся графиком расходов в НБ (рисунке 1.2).

Рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв} \quad (2.8)$$

где $Q_{ВХК}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Для определения $Z_{НБ}$ воспользуемся графиком расходов в НБ (рисунок 2.7).

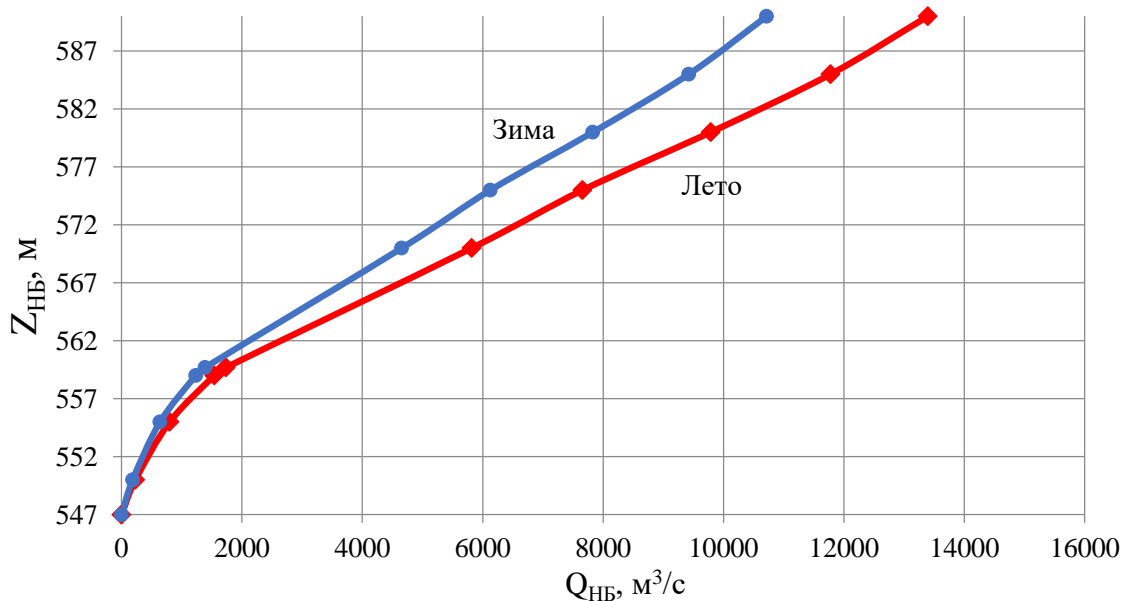


Рисунок 2.7 - Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла для летнего и зимнего периода

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 - Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Параметры	Зима				Лето						Зима	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Месяц												
Q 90% пр	39	34	33	54	476	564	553	274	164	151	94	70
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0	0
Льдообразование	2	1	0	-3	-10	0	0	0	0	0	2	3
Q	41	36	34	52	469	566	555	275	166	153	97	74
Zнб	548	548	548	548	552	553	553	550	549	549	549	548
Нпод	92	92	92	92	87	86	86	89	90	90	91	91
NГЭС, МВт	32	28	27	41	351	419	412	211	129	118	76	58
Qвхк	70	70	70	70	140	140	140	140	140	70	70	70
Zнб.вхк	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640
Нпод.вхк	548	548	548	548	549	549	549	549	549	548	548	548
Nвхк	55	55	55	55	108	108	108	108	108	55	55	55
NГЭС-Nвхк	-22	-26	-28	-14	242	310	303	102	20	63	21	3
$\Sigma N_{ГЭС-N_{ВХК}}$	1066											

На годовом графике среднемесячных нагрузок откладываем мощность проектируемой ГЭС, потом в соответствующие месяцы откладываем требования ВХК. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в декабре – январе месяце, с апреля по сентябрь ГЭС работает по нуждам ВХК (рисунок 2.8).

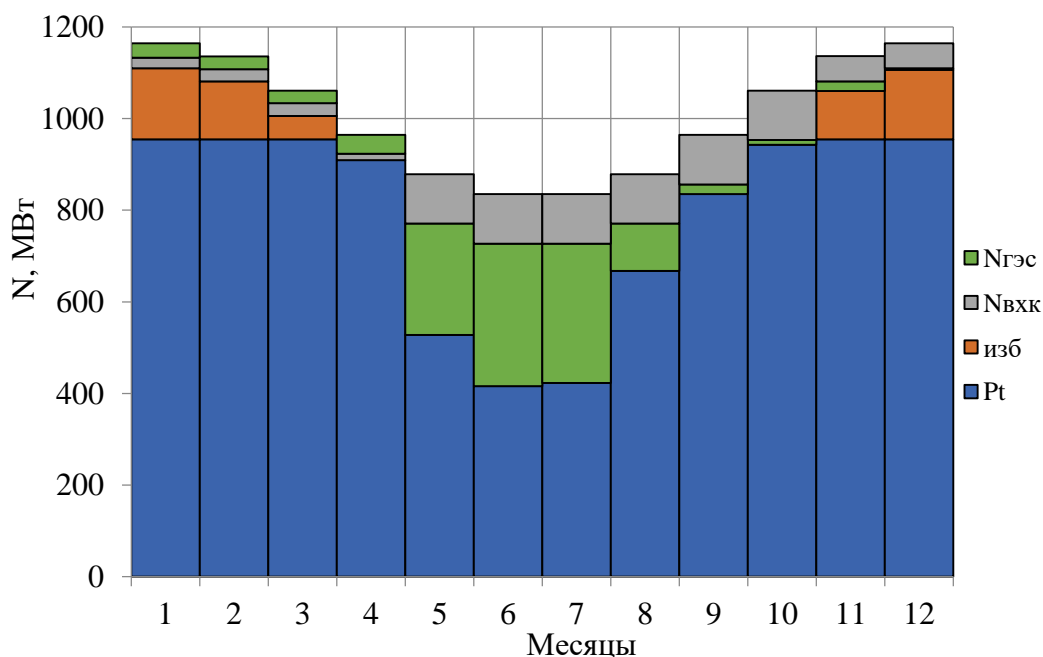


Рис. 2.8 – Покрывание годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год)

2.7 Водно - энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Начало сработки водохранилища задается условием, при котором транзитная мощность гидростанции меньше требуемой по водохозяйственному режиму и принимается начало сработки с октября.

По годовому графику средних мощностей определяется зона работы ГЭС по принятому режиму энергоотдачи, а по суточным графикам и ИКН - зона работы ГЭС в годовом графике максимальных мощностей.

Для проведения расчета режима работы ГЭС в маловодном году принимается заданным:

- расчетный гидрограф маловодного года;
- предварительный режим работы ГЭС;
- начало расчетного периода принято X месяц, после окончания половодья;
- уровень воды в начале расчетного периода на начало сентября принят равным $v_{НПУ} = 640\text{м}$;
- характеристики водохранилища приняты согласно исходным данным.

Водно - энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году представлены в (Приложении А).

Результатом расчета является получение отметки УМО – минимальной отметки, до которой срабатывается водохранилище $\nabla_{УМО} = 631,02\text{ м}$.

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{\text{полезный}}{\bar{W}}. \quad (2.9)$$

где $V_{\text{полезный}}$ - полезный объем водохранилища;

\bar{W} - среднегодовое количество стока в заданном створе (произведение среднего расхода на число секунд в году).

По кривой связи объемов водохранилища (рисунок 1.2) определяется полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полез}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 15,70 - 12,24 = 3,43 \text{ км}^3;$$

$$\beta = \frac{\text{полезный}}{\bar{W}} = \frac{3,43}{270} = 0,01.$$

Значение коэффициента зарегулированности стока для годичного регулирования находится в пределах 0,1 - 0,3.

2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно - энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам в маловодном году.

При расчете режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

1. Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году;
2. Работа ГЭС по режиму сработки расчетного маловодного года.

По каждому режиму подсчитывается выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки и принимается режим наполнения с большей выработкой. Результаты расчета представлены в (Приложение Б). Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по уровням наполнения в период наполнения в средневодном году ($\mathcal{E} = 1,66$ млн. МВтч).

По результатам расчетов строится график сработки и наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год (Рисунок 2.9).

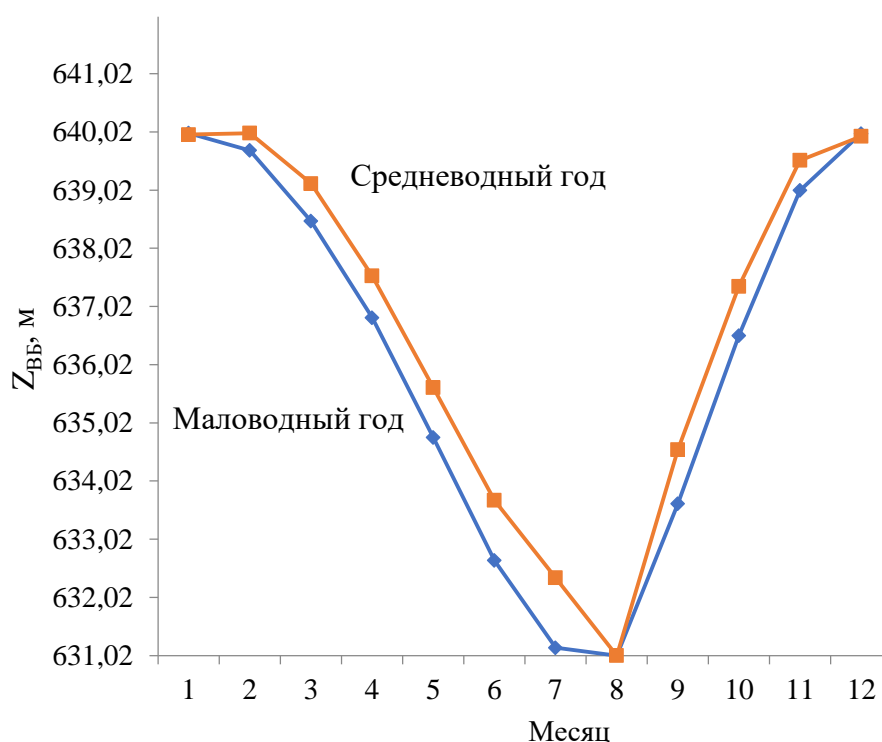


Рисунок 2.9 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год

2.9 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования

Назначается вариант установленной мощности ГЭС с учетом резервных мощностей.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{выт. раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} + N_{дубл.}^{ГЭС} \quad (2.10)$$

где $N_{выт. раб.}^{ГЭС}$ - вытесняющая рабочая мощность ГЭС, определяется из условия максимальных вытесняемых тепловых мощностей системы;

$N_{выт. раб.}^{ГЭС}$ - уточнена после водо - энергетического расчета маловодного года в пункте 5 расчета: $N_{выт. раб.}^{ГЭС} = 433,5$ МВт;

$N_{рез}^{ГЭС}$ - резервная мощность, устанавливаемая на ГЭС, состоит из аварийного и нагрузочного резерва. Так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительного объема водохранилища, то на ней устанавливается только нагрузочный резерв, то $N_{рез}^{ГЭС} = 434 \cdot 0,015 = 6,5$ МВт;

$N_{дубл.}^{ГЭС}$ - дублирующие мощности, устанавливаемые на ГЭС.

Применяются для выработки электроэнергии в период половодья, не участвуют в вытеснении тепловых мощностей. Проектируемая ГЭС в летний период работает в базовой части графика нагрузки с небольшими максимальными мощностями, поэтому дублирующие мощности не предусматриваются – должно хватить мощностей $N_{выт. раб.}^{ГЭС}$, поэтому $N_{дубл.}^{ГЭС} = 0$.

В результате имеем вариант установленной мощности ГЭС:

$$N_{уст}^{ГЭС} = 433,5 + 6,5 = 440 \text{ МВт}$$

Определим возможность ремонта мощностей существующих и проектируемой ГЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{рем}^{ГЭС} = \left(\frac{N_{уст}^{ГЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст}^{ГЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{1252}{4} + \frac{1252}{2} \right) = 939 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$$

Полученные мощности внесены в баланс мощностей энергосистемы (Таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Нагрузка системы			Проектируемая ГЭС				ГЭС				
P_{\max}^c , МВт	$P_{\text{ав}}^c$, МВт	$P_{\text{нр}}^c$, МВт	$N^{\text{пр}}_{\text{раб}}$, МВт	$N^{\text{пр}}_{\text{нр}}$, МВт	$N^{\text{пр}}_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{уст}}^{\text{пр}}$, МВт	$N^{\text{мэс}}_{\text{раб}}$, МВт	$N^{\text{гэс}}_{\text{ар}}$, МВт	$N^{\text{гэс}}_{\text{нр}}$, МВт	$N^{\text{гэс}}_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{уст}}^{\text{гэс}}$, МВт
2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14
1572	157	31	434	6,50		440	1138	91	23	0	1252
1495	150	30	357	5,36		362	1138	91	23	0	1252
1362	136	27	224	3,36		227	1138	91	23	18	1252
1209	121	24	265	3,98		269	944	75	19	171	1038
1076	108	22	280	4,20		284	796	64	16	304	875
999	100	20	335	5,03		340	664	53	13	381	730
999	100	20	335	5,03		340	664	53	13	381	730
1076	108	22	280	4,20		284	796	64	16	304	875
1209	121	24	265	3,98	45	269	944	75	19	171	1038
1362	136	27	224	3,36		227	1138	91	23	18	1252
1495	150	30	357	5,36		362	1138	91	23	0	1252
1572	157	31	434	6,50		440	1138	91	23	0	1252

Баланс мощности энергосистемы для маловодного года с учетом ремонта оборудования ГЭС построен на рисунке 2.10.

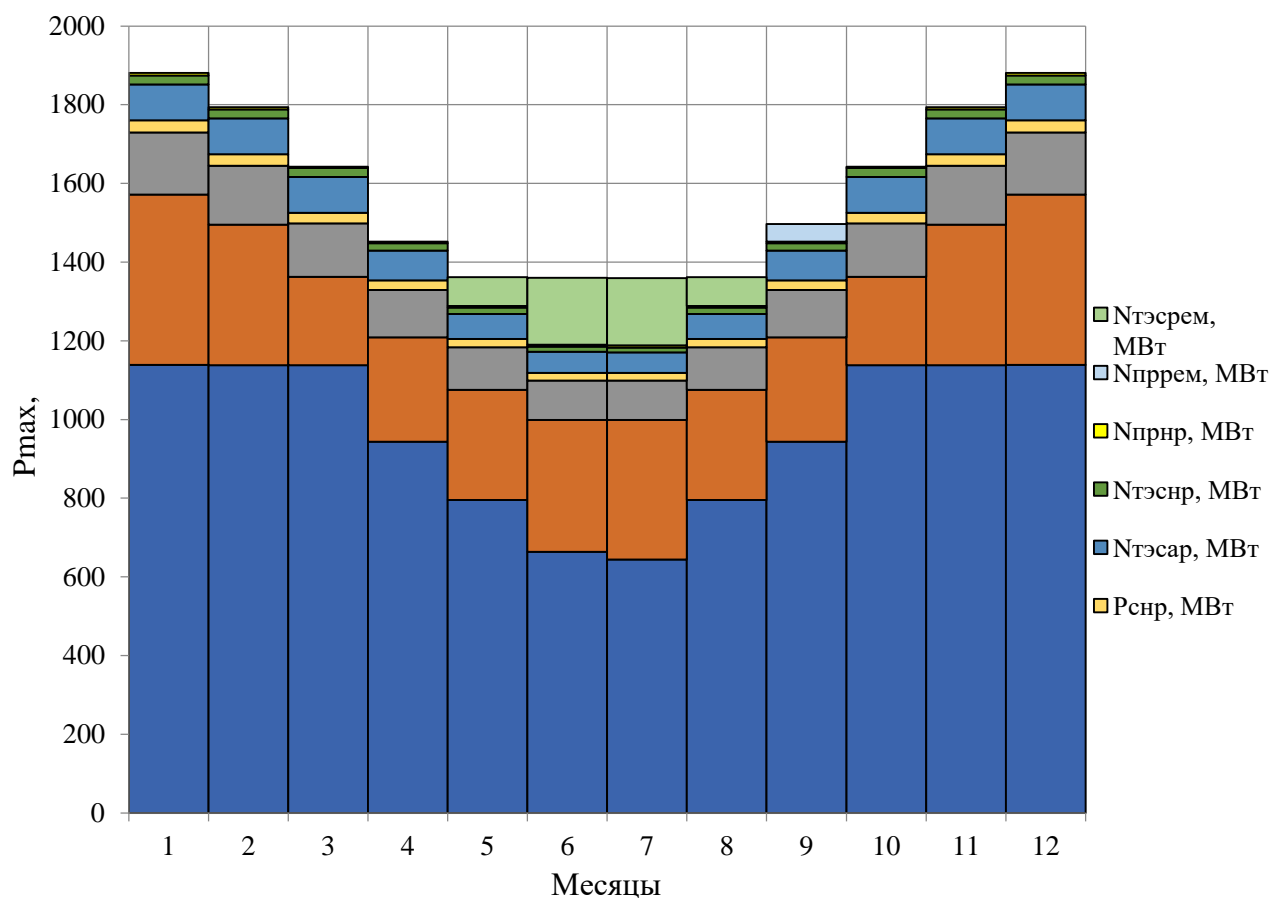


Рисунок 2.10 - Баланс мощности энергосистемы для маловодного года с учетом ремонта оборудование ГЭС

В результате водно – энергетических расчетов определили гарантированную мощность $N_{\text{гар}} = 255$ МВт, среднегодовую выработку энергии 1,66 млрд. кВт · ч и установленную мощность равную $N_{\text{уст}} = 440$ МВт.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Построение режимного поля:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h. \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 640,00$ м, для линии расчётного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 632,00$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 631,02$ м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 70 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}. \quad (3.2)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность Ципской ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}. \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий,			Напорные характеристики			Линия ограничение по мощности		Линия ограничение по пропускной способности	
Qнб, м ³ /с	Zнб.л, м	Zнб.з, м	Ннпу, м	Нумо, м	Нрас, м	Нгэс, м	Qгэс, м ³ /с	Нгэс, м	Qгэс, м ³ /с
0	547,00	547,00	92,00	83,02	87,51	79,82	641,00	80,78	643,00
50	549,00	549,00	91,18	82,36	86,77	79,94	640,00	80,00	639,89
100	550,00	550,00	90,40	81,73	86,06	83,33	614,00	77,00	627,78
140	550,00	551,00	89,80	81,24	85,52	84,71	604,00	76,00	623,69
200	551,00	552,00	88,95	80,53	84,74	84,99	602,00	74,00	615,42
300	552,00	553,00	87,63	79,43	83,53	85,27	600,00	70,00	598,56
400	553,00	554,00	86,45	78,41	82,43	85,56	598,00	60,00	554,16
500	554,00	554,00	85,37	77,47	81,42	85,84	596,00	55,00	530,57
600	554,00	555,00	84,40	76,60	80,50	86,13	594,00	50,00	505,88
700	555,00	556,00	83,53	75,80	79,66	86,42	592,00	45,00	479,92
800	556,00	556,00	82,73	75,06	78,90	86,72	590,00	40,00	452,47
900	556,00	557,00	82,02	74,38	78,20	87,01	588,00	35,00	423,25

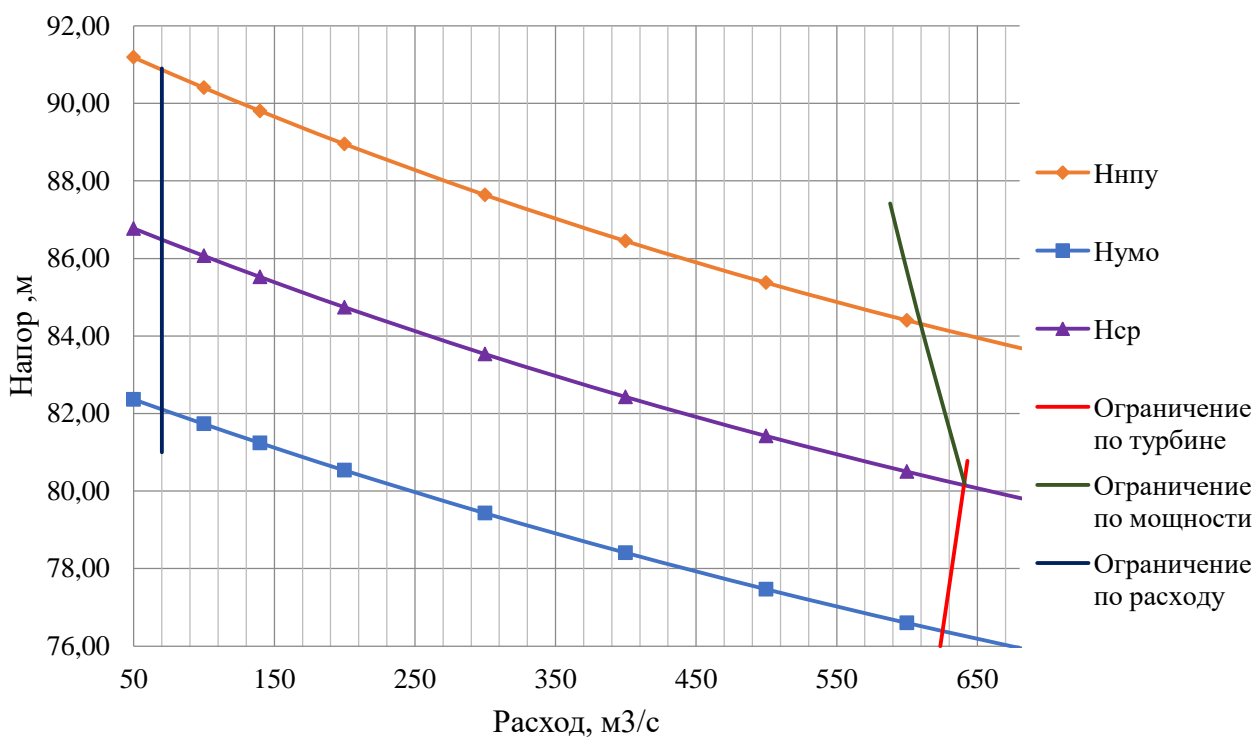


Рисунок 3.1 – Режимное поле Ципской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

1. Максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу.

$$H_{max} = 90,90 \text{ м.}$$

2. Максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 643 \text{ м}^3/\text{с.}$$

3. Расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 80,78 \text{ м.}$$

4. Минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 76,43 \text{ м.}$$

3.2 Выбор гидротурбины

Подбираются все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
2. Отношение должно быть не меньше справочных данных.

$$\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{76,43}{115} = 0,66.$$

3. Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Выбор системы и типа гидротурбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение H_{max} было бы близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Диапазону напоров РО115 - В, со следующими параметрами, представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Марка	PO115 - В
$H_{\text{пред}}, \text{М}$	115
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,60
$n'_{I \text{ opt}}, \text{об/М}$	75
$Q'_{I \text{ opt}}, \text{л/с}$	900
$\eta_{\text{M opt}}$	0,927
$Q'_{I \text{ max}}, \text{л/с}$	1080
$\sigma(Q'_{I \text{ max}})$	0,15
$D_{\text{мод}}, \text{М}$	0,5156
$H_{\text{мод}}, \text{М}$	4
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	2

На главной универсальной характеристике турбины намечаем расчетные точки P1, предварительно проведя линию через оптимум КПД, $Q'_{1(P_1)} = 0,1080 \text{ м}^3/\text{с}$ – для PO115 - В.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняются расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин), результаты которых представлены в (Приложение Б, таблица Б1).

Определение КПД натурной турбины

КПД натурной турбины определяется по формуле:

$$\eta_{\text{H opt}} = 1 - (1 - \eta_{\text{M opt}}) \cdot \left[0,25 + 0,75 \left(\frac{Re_{\text{M}}}{Re_{\text{H}}} \right)^{0,2} \right]. \quad (3.4)$$

где Re – число Рейнольдса, причем:

$$\left(\frac{Re_{\text{M}}}{Re_{\text{H}}} \right)^{0,2} = \left(\frac{v_{\text{M}}}{v_{\text{H}}} \right)^{0,2} \cdot \left(\frac{D_{1\text{M}}}{D_{1\text{H}}} \right)^{0,2} \cdot \left(\frac{H_{\text{M}}}{H_{\text{H}}} \right)^{0,2}. \quad (3.5)$$

где ν - коэффициент кинематической вязкости воды, зависящей от её температуры (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – коэффициент кинематической вязкости воды

T, °C	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,001	0,90	0,81	0,74

Параметры $\eta_{\text{M opt}}, D_{1\text{M}}, H_{\text{M}}$ для каждой турбины принимаются из таблицы 3.3.

Средняя температура воды для натурной турбины назначается в зависимости от предполагаемого места расположения ГЭС. По согласованию с консультантом принимаем $t = 12$ °С. Средняя температура воды для модельной турбины принимаются для РО115 - В $v_m = 1,3$.

Определение поправки КПД

Поправка КПД за счет масштабного эффекта и отношение КПД натурной и модельной турбин в оптимальном режиме:

$$\Delta \eta_m = \eta_{n \text{ opt}} - \eta_{m \text{ opt}} ; \quad (3.6)$$

$$m = \eta_{n \text{ opt}} / \eta_{m \text{ opt}}. \quad (3.7)$$

Определение частоты вращения турбины

Частота вращения турбины:

$$n^* = \frac{n'_{I p} \cdot (m \cdot H_p)^{0,5}}{D_1}. \quad (3.8)$$

где $n'_{I p}$, об/мин – расчетное значение приведенной частоты вращения. Предварительно принимаем $n'_{I p} = n_{I \text{ opt}}$ (таблица 3.2).

Полученное значение частоты округляется до ближайшего синхронного значения частоты вращения $n_{\text{синхр}}$.

Принятые значения синхронных частот вращения являются единственно возможными для выбранных турбин и исходных начальных данных. При использовании других, близких синхронных частот вращения рабочая зона турбины на универсальной характеристике удаляется от области оптимума КПД.

Уточнение значений расчётной приведенной частоты вращения

Значение расчётной приведенной частоты вращения:

$$n'_{I p} = \frac{n_{\text{синхр}} \cdot D_1}{(m \cdot H_p)^{0,5}}. \quad (3.9)$$

Определение рабочей зоны турбины на УХ

Рабочая зона турбины на УХ по формулам:

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_{\min})^{0,5}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_{\max})^{0,5}}. \quad (3.11)$$

Определением мощности одного агрегата

Мощность одного агрегата:

$$N^*_a = 9,81 \cdot \eta_H \cdot 1,13 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \text{ кВт}. \quad (3.12)$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z^* = \frac{N_{\text{уст}}}{N^*_a}. \quad (3.13)$$

Определение окончательного положения расчетной точки

На главных универсальных характеристиках проводим линии $n'_{Iр}$, $n'_{I\max}$, $n'_{I\min}$. Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии $n'_{Iр}$ подбираем такое сочетание η_H и Q'_I , чтобы выполнялось равенство:

$$(Q'_I \cdot \eta) = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_r}. \quad (3.14)$$

Для полученной расчетной точки строится линия ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I\min}$ соответствующей напору H_{\max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.15) вместо H_p максимальный напор:

$$(Q'_I \cdot \eta) = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max} \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \eta_r}. \quad (3.15)$$

Для полученной расчетной точки строится линия ограничения по турбине. Для этого из расчетной точки строится линия параллельно линии открытию направляющего аппарата $a_{opt I}$.

Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу:

Линия ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитывается в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}} \quad (3.16)$$

Так как число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход, как правило, равен единице, то:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}}; \quad (3.17)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}}. \quad (3.18)$$

Турбина может работать при минимальном расходе, если линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (Приложение Б, рисунок Б1).

Проанализировав данные результаты видно, что гидротурбина РО115 - В – 600 более других подходит для работы в заданном режиме. Основным преимуществом турбин данного типа является самый высокий оптимальный КПД, а также является экологически безопасной.

3.3 Определение отметки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметки расположения рабочего колеса то есть отметки характерной плоскости турбины производиться из условия обеспечения бескавитационной работы турбины во всех режимах.

$$H_s \leq H_s^{доп}. \quad (3.19)$$

где H_s – фактическая высота отсасывания;

$H_s^{доп}$ – допустимая высота отсасывания в данном режиме работы турбины.

Значение $H_s^{доп}$ можно определить по эксплуатационной или рабочей характеристике в любом режиме в пределах рабочей зоны, а фактическая H_s будет изменяться в связи с колебаниями нижнего бьефа.

Для выполнения условия определяем отметки характерной плоскости для трех режимов работы:

а) Для расчетного напора H_p и номинальной мощности:

$$(\nabla X. ПЛ.)_{H_p} = \nabla H_{У_p} + (H_s^{доп})_{H_p}. \quad (3.20)$$

б) Для максимального напора H_{max} и номинальной мощности:

$$(\nabla X. ПЛ.)_{H_{max}} = \nabla HУ_{min} + (H_s^{доп})_{H_{max}}. \quad (3.21)$$

в) Для минимального напора H_{min} и соответствующей ему мощности N^* на линии ограничения:

$$(\nabla X. ПЛ.)_{H_{min}} = \nabla HУ_{max} + (H_s^{доп})_{H_{min}}. \quad (3.22)$$

где $\nabla HУ_{max}$, $\nabla HУ_p$, $\nabla HУ_{min}$ – отметки НБ при $Q_{нб}$;

$(H_s^{доп})_{H_p}$ – минимальное значение допустимой высоты отсасывания при H_p ;

$(H_s^{доп})_{H_{max}}$ – минимальное значение допустимой высоты отсасывания при H_{max} ;

$(H_s^{доп})_{H_{min}}$ – минимальное значение допустимой высоты отсасывания при H_{min} .

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s^{доп} = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \cdot H_p - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл} \quad (3.23)$$

где $B = 10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;

$\Delta H_s = 1,5$ м – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения k_σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и бескавитационный запас;

σ – кавитационный коэффициент, который берется из ГУХ;

$\Delta Z_{х.пл}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО и ПЛД.

$$\Delta Z_{х.пл} = \frac{b_0}{2}. \quad (3.24)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата, взятая из ГУХ.

$$\Delta Z_{х.пл} = \frac{(0,316 \cdot 6)}{2} = 0,948 \text{ м.}$$

Для расчётного напора H_p и номинальной мощности:

$$(H_s^{доп})_{H_p} = 10,33 - \frac{551}{900} - 0,1258 \cdot 80,78 - 1,50 + 0,948 = -1,00 \text{ м;}$$

$$(\nabla X. ПЛ.)_{H_p} = \nabla HУ_p + (H_s^{доп})_{H_p}; \quad (3.25)$$

$$(\nabla X. ПЛ.)_{Нр} = 551,0 + (-1,0) = 550,0 \text{ м.}$$

Для максимального напора H_{max} и номинальной мощности:

$$(H_s^{доп})_{H_{max}} = 10,33 - \frac{550,5}{900} - 0,088 \cdot 80,78 - 1,5 + 0,948 = 2,06 \text{ м;}$$

$$(\nabla X. ПЛ.)_{H_{max}} = \nabla НУ_{min} + (H_s^{доп})_{H_{max}}; \quad (3.26)$$

$$(\nabla X. ПЛ.)_{H_{max}} = 550,5 + 2,06 = 552,6 \text{ м.}$$

Для минимального напора H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения:

$$(H_s^{доп})_{H_{min}} = 10,33 - \frac{550,9}{900} - 0,12 \cdot 80,78 - 1,5 + 0,948 = -0,53 \text{ м;}$$

$$(\nabla X. ПЛ.)_{H_{min}} = \nabla НУ_{max} + (H_s^{доп})_{H_{min}}; \quad (3.27)$$

$$(\nabla X. ПЛ.)_{H_{min}} = 550,9 + (-0,53) = 550,4 \text{ м.}$$

Из трех полученных $\nabla(X. ПЛ.)$ выбирается наименьшее значение, которое отмечается на компоновочном чертеже установки, в этом случае $\nabla(X. ПЛ.) = 550,0 \text{ м.}$

3.4 Расчет и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата

Для турбины РО115 – В - 600, принимаем металлическую спиральную камеру, с полным углом охвата $\varphi^\circ = 351^\circ$.

Исходные данные:

$$N_p = 220000 \text{ (кВт);}$$

$$H_p = 80,78 \text{ м;}$$

$$D_1 = 6,00 \text{ м;}$$

$$b_0 = 1,896 \text{ м.}$$

Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_p = \frac{N_p}{9,81 \cdot H_p} = \frac{220000}{9,81 \cdot 80,78} = 277,62 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Основные размеры статора представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Основные размеры статора

Название	Значение, м.
D_b	8
D_a	9,25
D_4	9,65
R	0,50
h_1	0,46

Расчет высоты статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,896 + 0,02 = 1,916 \text{ м.}$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,916 + 2 \cdot 0,46 = 2,836 \text{ м;}$$

$$V_{\text{ср}} = 6,5 \text{ м/с.}$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 277,62 \cdot \frac{351}{360} = 270,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{ср}}} = \frac{270,7}{6,5} = 41,64 \text{ м}^2.$$

Радиус входного сечения:

$$\rho_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{41,64}{3,14}} = 3,64 \text{ м.}$$

Расстояние от оси турбины до входного сечения:

$$\alpha = \frac{D_4}{2} + \sqrt{\rho_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.28)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = \alpha + \rho_{\text{вх}}. \quad (3.29)$$

Значение $\frac{\varphi}{\text{с}}$:

$$C = \frac{\varphi}{a - \sqrt{a^2 - \rho_{\text{ВХ}}^2}}; \quad (3.30)$$

Значение x и ρ :

$$x = \sqrt{\rho_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}; \quad (3.31)$$

$$\rho^2 = x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2; \quad (3.32)$$

$$\rho = \sqrt{\rho^2}. \quad (3.33)$$

Последовательно задается ряд значений углов, рассчитываются все сечения спиральной камеры.

Расчет неэллиптических сечений спиральной камеры представлены в таблице 3.5.

Таблиц 3.5 - Параметры неэллиптических сечений спиральной камеры

φ	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot \frac{D_4}{2} \cdot \frac{\varphi}{c}$	$3 - \left(\frac{b_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{4}$	x	x^2	ρ^2	ρ	α	R, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
351	0,855	8,255	7,337	2,709	3,354	11,251	13,262	3,642	8,179	11,821
339	0,826	7,973	7,055	2,656	3,268	10,679	12,690	3,562	8,093	11,655
327	0,797	7,691	6,773	2,602	3,180	10,114	12,124	3,482	8,005	11,487
315	0,768	7,408	6,491	2,548	3,091	9,554	11,565	3,401	7,916	11,317
303	0,738	7,126	6,208	2,492	3,000	9,001	11,012	3,318	7,825	11,144
291	0,709	6,844	5,926	2,434	2,908	8,455	10,465	3,235	7,733	10,968
279	0,680	6,562	5,644	2,376	2,813	7,914	9,925	3,150	7,638	10,789
267	0,651	6,279	5,362	2,316	2,717	7,381	9,392	3,065	7,542	10,606
255	0,621	5,997	5,079	2,254	2,618	6,854	8,865	2,977	7,443	10,421
243	0,592	5,715	4,797	2,190	2,517	6,335	8,345	2,889	7,342	10,231
231	0,563	5,433	4,515	2,125	2,413	5,822	7,833	2,799	7,238	10,037
219	0,534	5,151	4,233	2,057	2,306	5,316	7,327	2,707	7,131	9,838
207	0,504	4,868	3,951	1,988	2,195	4,818	6,828	2,613	7,020	9,633
195	0,475	4,586	3,668	1,915	2,080	4,327	6,337	2,517	6,905	9,422
183	0,446	4,304	3,386	1,840	1,960	3,843	5,854	2,419	6,785	9,205
171	0,417	4,022	3,104	1,762	1,835	3,367	5,377	2,319	6,660	8,979
159	0,388	3,739	2,822	1,680	1,702	2,898	4,909	2,216	6,527	8,743
147	0,358	3,457	2,539	1,594	1,561	2,437	4,447	2,109	6,386	8,495
135	0,329	3,175	2,257	1,502	1,408	1,983	3,993	1,998	6,233	8,231
123	0,300	2,893	1,975	1,405	1,239	1,535	3,546	1,883	6,064	7,947

Продолжение таблицы 3.5

φ	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot \frac{D_4}{2} \cdot \frac{\varphi}{c}$	$3 - \left(\frac{b_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{4}$	x	x ²	ρ^2	ρ	α	R, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
111	0,271	2,611	1,693	1,301	1,045	1,092	3,103	1,761	5,870	7,631
99	0,241	2,328	1,411	1,188	0,805	0,648	2,659	1,630	5,630	7,260
87	0,212	2,046	1,128	1,062	0,400	0,160	2,171	1,473	5,225	6,699

Для расчета эллиптических сечений требуется рассчитать R для каждого угла спирали. Строится график зависимости $R = f(\varphi)$ исходя из данных таблицы 3.5, и примерно продлевается до нормального вида. График зависимости представлен на рисунке 3.2.

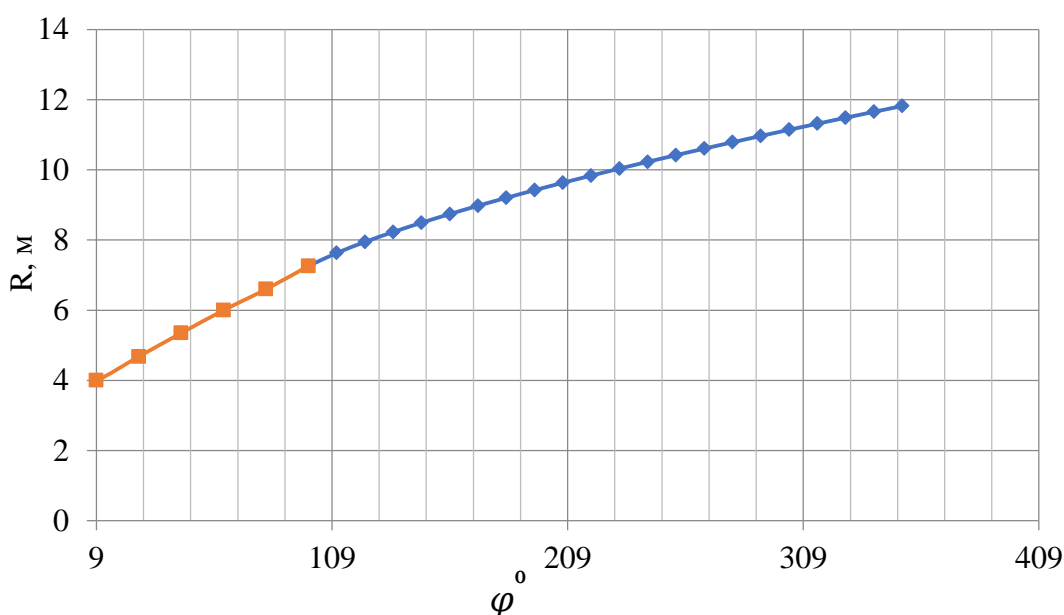


Рисунок 3.2 - График зависимости $R = f(\varphi)$

Значения размеров эллиптических сечений берутся из графика зависимости $R = f(\varphi)$, приведенный в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Значения размеров эллиптических сечений

R, м	9	27	45	63	81	99
φ°	4,0	4,68	5,35	6,00	6,6	7,26

3.5 Подбор и контрольный расчет отсасывающей трубы

В проекте применяем изогнутую отсасывающую трубу, геометрически подобную модельной турбине.

Основные размеры отсасывающей трубы пересчитываем по отношению диаметров модели и натуре.

В качестве узловых точек принимаем следующие сечения:

Входное сечение конуса:

$$D_{1-1} = D_{\text{горл}} = 1,026 \cdot D_1 = 1,026 \cdot 6,0 = 6,16 \text{ м};$$

$$l_{1-1} = 0 \text{ м.}$$

Входное сечение колена:

$$D_{2-2} = D_{\text{к}} = 1,229 \cdot D_1 = 1,229 \cdot 6,0 = 7,37 \text{ м};$$

$$l_{2-2} = 0 + 1,455 \cdot D_1 = 0 + 1,549 \cdot 6,0 = 9,29 \text{ м.}$$

Выходное сечение колена:

$$h_{3-3} = 0,631 \cdot D_1 = 0,631 \cdot 6,0 = 3,79 \text{ м};$$

$$l_{3-3} = 9,29 + 1,834 \cdot D_1 = 9,29 + 1,834 \cdot 6,0 = 20,29 \text{ м};$$

$$B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 6,0 = 17,98 \text{ м.}$$

Выходное сечение диффузора:

$$h_{4-4} = 1,234 \cdot D_1 = 1,234 \cdot 6,0 = 7,40 \text{ м};$$

$$l_{4-4} = 17,98 + 2,53 \cdot D_1 = 17,98 + 2,53 \cdot 6,0 = 33,16 \text{ м.}$$

Рассчитаем площади соответствующих сечений:

Входное сечение конуса (1 - 1):

$$F_{1-1} = (\pi \cdot D_{1-1}^2) / 4 = (3,14 \cdot 6,16^2) / 4 = 29,79 \text{ м}^2.$$

Входное сечение колена (2 - 2):

$$F_{2-2} = (\pi \cdot D_{2-2}^2) / 4 = (3,14 \cdot 7,37^2) / 4 = 42,69 \text{ м}^2.$$

Выходное сечение колена (3 - 3):

$$F_{3-3} = h_{3-3} \cdot B_1 = 3,79 \cdot 17,98 = 68,08 \text{ м}^2.$$

Выходное сечение диффузора (4 - 4):

$$F_{4-4} = h_{4-4} \cdot B_1 = 7,40 \cdot 17,98 = 132,06 \text{ м}^2.$$

Расчет средней меридианной скорости и средней удельной кинетической энергии потока для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода.

$$Q_{\text{опт}} = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot m}; \quad (3.34)$$

где Q'_1 – расход из УХ.

$$Q_{\text{опт}} = 0,974 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{80,78 \cdot 1,03} = 320 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{max}} = 1,081 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{80,78 \cdot 1,03} = 355 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Средние меридианные скорости и средние удельные кинетические энергии потока в сечениях для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода рассчитывается по соответствующим формулам:

$$V_{i-i} = \frac{Q_k}{F_{i-i}}; \quad (3.35)$$

$$E_{i-i} = \frac{100 \cdot V_{i-i}^2}{(2 \cdot g \cdot H_p)}. \quad (3.36)$$

Составим таблицу 3.7 для построения графиков изменения средней меридианной скорости $v = v(l)$ и средней удельной кинетической энергии потока $E = E(l)$ (l – длина средней линии, определяется по УХ).

Таблица 3.7 - Значения средней меридианной скорости и средней удельной кинетической энергии потока

Сечение	$v_{i-i\text{опт}}, \text{м/с.}$	$v_{i-i\text{max}}, \text{м/с.}$	$E_{i-i\text{опт}}, \%$	$E_{i-i\text{max}}, \%$	$l, \text{м.}$
1 - 1	10,7	11,9	7,3	9,0	0
2 - 2	7,5	8,3	3,5	4,4	9,3
3 - 3	4,7	5,2	1,4	1,7	20,3
4 - 4	2,4	2,7	0,4	0,5	33,2

Построим графики изменения средней меридианной скорости и средней удельной кинетической энергии потока для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода (рисунки 3.3 и 3.4):

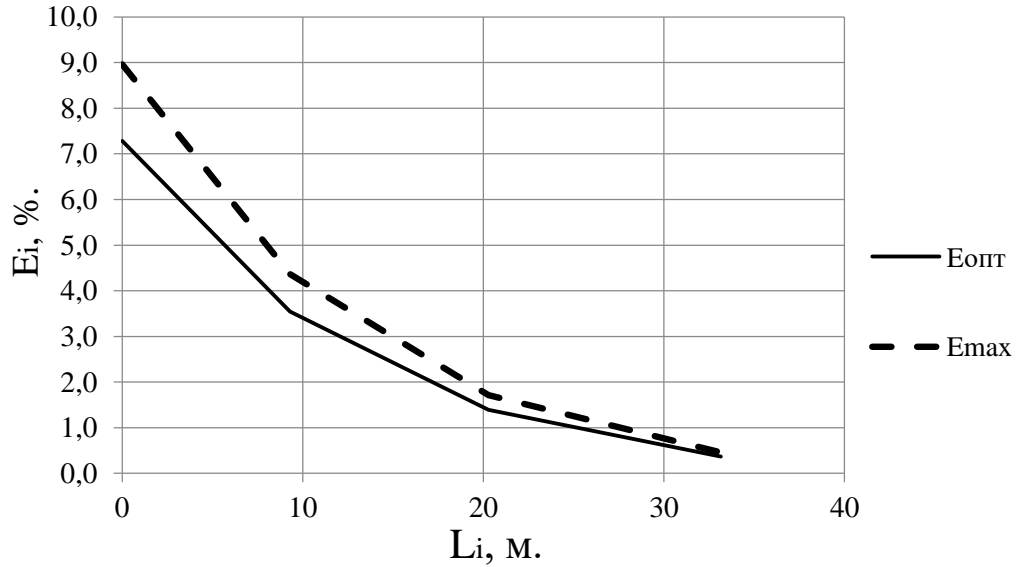


Рисунок 3.3 - Изменения средней удельной кинетической энергии потока для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода

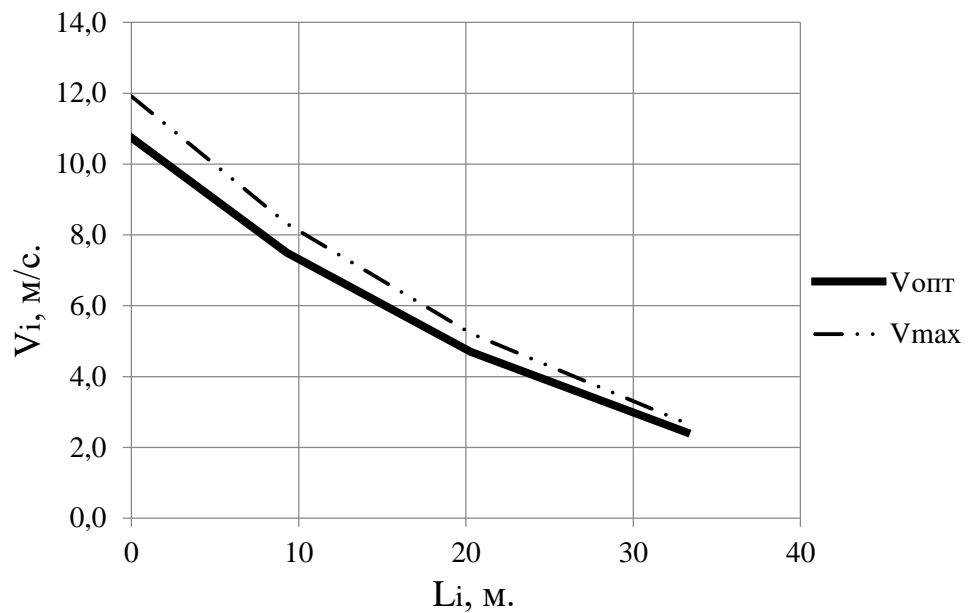


Рисунок 3.4 - Изменения средней меридианной и потока для оптимального режима при H_p и режима максимального расхода

3.6 Формулирование требований к гидрогенератору и выбор маслонапорной установки

3.6.1 Определение маслонапорной установки

Система автоматического регулирования турбины (САРТ) предназначена для управления турбиной путем изменения открытия направляющего аппарата в радиально - осевых турбинах. САРТ включает маслонапорную установку (МНУ) для питания маслом под давлением, колонку управления (КУ),

сервомоторы (С) и соединительные маслопроводы. С помощью САРТ осуществляются пуск, остановка, изменение мощности турбины, а также автоматическое поддержание заданной частоты вращения агрегата.

Для предварительного выбора маслonaпорных установок радиально - осевых турбин используется график (Приложение Б, рисунок Б.2).

При $H_{max} = 90,90$ м и $D_1 = 6,0$ м принимается, МНУ 10/1 – 40 - 12,5 – 2.

3.6.2 Основные параметры гидрогенератора

Гидрогенераторы – машины, преобразующие механическую энергию вращения, передаваемую им от гидротурбин, в электрическую энергию. На ГЭС, как правило, устанавливают синхронные трёхфазные гидрогенераторы.

Номинальную частоту вращения генератора принимаем равной назначенной частоте вращения турбины $n_{синх} = 115,4$ (об/мин).

Разгонная частота вращения, определяющая расчётные по прочности нагрузки генератора, задается соотношением:

$$n_{разг} = k_{разг} \cdot n_{синх} = 2,4 \cdot 115,4 = 277 \text{ об/мин.}$$

где - $k_{разг}$ принимается 2,4 для РО турбин.

1) Номинальная активная мощность генератора определяется в виде:

$$N_{ген} = N_T \cdot \eta_{ген} = 220000 \cdot 0,977 = 215006 \text{ кВт.}$$

где $\eta_{ген} = 0,977$ – КПД генератора;

$N_T = 220000$ кВт – номинальная мощность турбины.

Полную мощность генератора рассчитываем по формуле:

$$S_{ген} = \frac{N_{ген}}{\cos \varphi} = \frac{215006}{0,85} = 253000 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

где $\cos \varphi = 0,85$ – коэффициент мощности.

2) Вес ротора генератора и его маховой момент приближенно оценим по эмпирическим соотношениям.

Определяем диаметр расточки статора:

$$D_{вн.статора} = 2,6 \cdot S_{ген}^{0,25} \cdot n_{синх}^{-0,3}; \quad (3.37)$$

$$D_{вн.статора} = 2,6 \cdot 252948^{0,25} \cdot 115,4^{-0,3} = 12,17 \text{ м.}$$

Определяем вес ротора генератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,8 \cdot (D_{\text{вн.статора}} - 1) = 0,8 \cdot (12,17 - 1) = 9,93 \text{ МН.}$$

Маховой момент инерции ротора генератора:

$$GD^2 = 10 \cdot S_{\text{ген}}^{0,8} \cdot n_{\text{синх}}^{-1,2}; \quad (3.38)$$

$$GD^2 = 10 \cdot 252948^{0,8} \cdot 115,4^{-1,2} = 704,33 \text{ МН} \cdot \text{м}^2.$$

Осевое усилие на подпятник агрегата складывается из трех основных составляющих: веса ротора генератора $G_{\text{рот}}$, веса рабочего колеса и вала турбины $G_{\text{т}}$ и осевого гидравлического усилия на рабочем колесе $P_{\text{ос}}^{\text{гидр}}$.

Принимается генератор СВ $\frac{1130}{220}$ – 44ХЛ4.

- 3) Вес рабочего колеса с валом турбины оценим по эмпирической зависимости в виде:

$$G_{\text{т}} = k_G \cdot D_1^a \cdot H_{\text{max}}^\beta = 0,0025 \cdot 6,0^{2,5} \cdot 90,9^{0,5} = 2,10 \text{ МН.}$$

где $k_G = 0,0025$;

$$a = 2,5;$$

$$\beta = 0,5.$$

Находим гидравлическое осевое усилие на рабочем колесе:

$$P_{\text{ос}}^{\text{гидр}} = k_{\text{ос}} \cdot (D_1^2 - d_{\text{вт}}^2) \cdot H_{\text{max}} \quad (3.39)$$

где $k_{\text{ос}} = 0,0071 = 0,0071$ для РО турбин;

$d_{\text{вт}} = 0,44 \cdot D_1$ – диаметр втулки рабочего колеса;

$$d_{\text{вт}} = 0,44 \cdot 6,0 = 2,64 \text{ м.}$$

$$P_{\text{ос}}^{\text{гидр}} = 0,0071 \cdot (6,0^2 - 2,64^2) \cdot 90,9 = 18,74 \text{ МН.}$$

Определяем осевое усилие на подпятник агрегата:

$$P_{\text{ос}} = G_{\text{рот}} + G_{\text{т}} + P_{\text{ос}}^{\text{гидр}} = 9,93 + 2,10 + 18,74 = 30,77 \text{ МН.}$$

3.6.3 Расчет вала на прочность

Предварительно рассчитаем наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} \geq \left(\frac{5,1 \cdot 18,6}{[34]} \right)^{0,33} = 1,40 \text{ м.}$$

где $[t_{\text{доп}}] = 30 - 35$ МПа, а крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяют по формуле:

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{220000}{115,4} = 18,6 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

3.6.4 Расчет радиальных нагрузок подшипника

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{N}{(n_{\text{синх}} \cdot D_1)} = 0,8 \cdot \frac{220000}{(115,4 \cdot 6,0)} = 254,2 \text{ кН}.$$

Предварительно выбираем высоту и число сегментов:

$$h_{\text{п}} = 0,4 \text{ м}; Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1 + 2 \cdot \cos(\alpha) + 2 \cdot \cos(2\alpha))}. \quad (3.40)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ;$$

$$R_1 = \frac{254,2}{(1 + 2 \cdot \cos(45^\circ) + 2 \cdot \cos(2 \cdot 45^\circ))} = 105,3 \text{ кН}.$$

Рассчитываем удельную нагрузку на сегмент:

$$\rho_{\text{уд}} = \frac{R_1}{(l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}})} = \frac{105,3}{(0,307 \cdot 0,4)} = 857,5 \text{ кПа}.$$

где $l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента в окружном направлении, причём:

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \cdot \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,87}{8} = 0,307 \text{ м}.$$

где d_{Π} – диаметр вала под подшипником с учётом облицовки, принимаемый на 15 – 20 мм больше $D_{\text{в}}^*$:

$$d_{\Pi} = 0,85 + 0,02 = 0,87 \text{ м.}$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U50 \cdot 10,51 = 525,5 \text{ кПа;}$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\Pi}}{30} = 3,14 \cdot 115,4 \cdot \frac{0,87}{30} = 10,51 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Так как $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$, то выбранный сегментный подшипник способен воспринять все радиальные нагрузки в процессе работы гидроагрегата.

4 Гидротехнические сооружения

Исходные данные для проектирования водосливной плотины Ципского гидроузла:

- 1) План реки в створе плотины;
 - 2) Геологический разрез по створу на реке Ципа;
 - 3) Максимальный расход для основного расчетного случая – 1543 м³/с;
максимальный расход для поверочного расчетного случая – 1736 м³/с;
 - 4) Расход через один гидроагрегат - 320 м³/с;
 - 5) Расход через другие сооружения - 0 м³/с.
- Отметки:
- 1) Нормального подпорного уровня (∇НПУ) – 640,00 м;
 - 2) Форсированного подпорного уровня воды (∇ФПУ) – 641,50 м;
 - 3) Уровень мёртвого объёма (∇УМО) – 631,02;
 - 4) Отметка дна – 547,00 м;
- Назначение гидроузла: энергетическое и рекреационное;
- Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла (таблица 4.1)

Таблица 4.1 - Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Z _{нб} , М	547,0	548,2	550,0	555,0	559,0	559,7	560,0
Q, м ³ /с	0	70	230	800	1543	1736	1830

Класс сооружения, определяемый по СНиП 33-01-2003 «Гидротехнические сооружения основные положения», в зависимости от высоты плотины, ($H_{пл} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 640 - 547 = 93$ м.) и типа грунтов основания - скальное (гранит) соответствует I классу. В зависимости от социально-экономической ответственности и условий эксплуатации: при установленной мощности 440 МВт – класс сооружения II, по объему водохранилища 15,7 км³ - I класс.

Класс основных гидротехнических сооружений принимается равный наиболее высокому его значению. Проектируемая плотина относится к сооружению I класса с ежегодной вероятностью превышения максимального расхода для основного расчетного случая $p = 0,1\%$ - (1543 м³/с) и максимального расхода поверочного расчетного случая – $p = 0,01\%$ - (1736 м³/с) (таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Ежегодная вероятность превышения расчетных максимальных расходов

P%	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10	20	25
Q, м ³ /с	1736	1543	1397	1329	1259	1215	1156	1071	974	938

4.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла

Напорный фронт Ципского гидроузла создается бетонными сооружениями:

- Правобережная глухая плотина, длиной по гребню составляет 238,3 м;
- Водосливная плотина, длиной по гребню – 26,0 м;
- Станционное здание ГЭС, длиной по гребню – 82,0 м;
- Левобережная глухая плотина, длиной по гребню – 243,4 м.

Компоновка здания ГЭС и водосливной плотины – русловая (располагаются в естественном русле реки).

4.2 Проектирование сооружений напорного фронта

4.2.1 Определение отметки гребня плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + a; \quad (4.1)$$

$$\text{ГБП} = \nabla\text{ФПУ} + h_{1\%} + a. \quad (4.2)$$

где a – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

При основном сочетании нагрузок и воздействий обеспеченность расчетной скорости ветра, для сооружения I класса – 2% ($V_w = 20$ м/с), а при особом сочетании нагрузок и воздействий – 20% ($V_w = 15$ м/с).

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Глубина водохранилища перед плотиной при расчетном уровне:

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}}{2} = \frac{640 - 547}{2} = 46,5 \text{ м.}$$

Безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 16000}{20^2} = 392,4.$$

где L – длина волны разгона 16,00 км.

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8.$$

где t – период развития волн на водохранилище, 6 ч = 21600 с.

Для глубоководной зоны ($d > 0,5 \cdot \lambda_d$) по найденным безразмерным комплексам определяются параметры:

$$\text{При } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = 392,4: \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,034; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,29;$$

$$\text{При } \frac{g \cdot t}{V_w} = 10594,8: \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,082; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4,0.$$

Берутся наименьшие значения и вычисляются параметры для высоты волны 1% обеспеченности.

$$\bar{h} = 0,034 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,034 \cdot \frac{20^2}{9,81} = 1,39 \text{ м};$$

$$\bar{T} = 2,29 \cdot \frac{V_w}{g} = 2,29 \cdot \frac{20}{9,81} = 4,67 \text{ с}.$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,67^2}{2 \cdot 3,14} = 34,07.$$

Условие $d = 46,5 > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 34,07 = 17,03$ м выполняется, следовательно, зона водохранилища является глубоководной.

Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,39 \cdot 2,1 = 2,9 \text{ м};$$

$$\text{где: } K_i = f\left(\frac{gL}{V_w^2}\right) = 2,1.$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

Безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 16000}{15^2} = 697,6;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126,4.$$

$$\text{При } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = 697,6: \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,04; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,60.$$

$$\text{При } \frac{g \cdot t}{V_w} = 14126,4: \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,11; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4,2.$$

Берутся наименьшие значения и вычисляются параметры для высоты волны 1% обеспеченности.

$$\bar{h} = 0,04 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,04 \cdot \frac{15^2}{9,81} = 0,92 \text{ м};$$

$$\bar{T} = 2,60 \cdot \frac{V_w}{g} = 2,60 \cdot \frac{15}{9,81} = 3,98 \text{ с.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,98^2}{2 \cdot 3,14} = 24,7 \text{ м.}$$

Условие $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$, $46,5 \text{ м} > 0,5 \cdot 24,7 = 12,35 \text{ м}$, следовательно, зона водохранилища является глубоководной.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,92 \cdot 2,12 = 1,95 \text{ м};$$

$$\text{где: } K_i = f\left(\frac{gL}{V_w^2}\right) = 2,12.$$

Отметки гребня плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a = 640 + 1,95 + 0,8 = 642,75 \text{ м};$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a = 641,5 + 1,95 + 0,8 = 644,25 \text{ м};$$

Принимается $\nabla_{\text{ГБП}} = 644,25 \text{ м}$.

4.3 Гидравлические расчеты

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{расч}} = Q_{\text{max.осн}} - Q_{\text{ГЭС}}. \quad (4.3)$$

Определяется расход через ГЭС по следующему выражению:

$$Q_{\text{ГЭС}} = (n_{\text{га}} - 1) \cdot Q_{\text{га}} = (2 - 1) \cdot 320 = 320 \text{ м}^3/;$$

$$Q_{\text{расч}} = 1543 - 320 = 1223 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{вод}} = 1,25 \cdot q_{\text{рисб}}; \quad (4.4)$$

где $q_{\text{рисб}}$ – удельный расход на рисберме, который равен.

$$q_{\text{рисб}} = v_{\text{н}} \cdot h_{\text{НБ}}. \quad (4.5)$$

где $v_{\text{н}}$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, зависящая от вида грунта, на котором расположена рисберма (дно реки скальное - гранит); для гранита: $v_{\text{н}} = 5,0 \text{ м/с}$;

$h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном расходе основного расчетного случая, определяется по графику $Q = f(H)$, $\nabla_{\text{УНБ}} = 559,00 \text{ м}$.

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 559 - 547 = 12 \text{ м};$$

$$q_{\text{рисб}} = 5,0 \cdot 12 = 60 \text{ м}^2/\text{с};$$

Тогда:

$$q_{\text{вод}} = 1,25 \cdot 60 = 75 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}}{q_{\text{вод}}} = \frac{1223}{75} = 16,3 \approx 17 \text{ м}.$$

С другой стороны:

$$B = n \cdot b. \quad (4.6)$$

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета, выбирается по техническому регламенту.

При ширине водосливного отверстия $b = 10 \text{ м}$, количество водосливных отверстий составит:

$$n = \frac{17}{10} = 1,7 \approx 2 \text{ шт.}$$

Тогда ширина водослива:

$$B = 2 \cdot 10 = 20 \text{ м.}$$

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

По формуле водослива определяется полный напор на водосливе в первом приближении, то есть без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}. \quad (4.7)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа А $m \approx 0,49$.

$$H_{01} = \left(\frac{1223}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,26 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе во втором приближении с учётом бокового сжатия и подтопления, равен:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \xi \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}. \quad (4.8)$$

где ξ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, при отсутствии подтопления водослива $\sigma_n = 1$.

$$\xi = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}. \quad (4.9)$$

где $\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, учитывающий форму быков в плане (полукруглый).

$\xi = 0,7$ – коэффициент боковых устоев, учитывающий скруглённые вертикальные рёбра устоя.

$$\xi = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{9,26}{10} = 0,894;$$

$$H_{02} = \left(\frac{1223}{0,49 \cdot 0,894 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,98 \text{ м.}$$

Определяется геометрический напор на водосливе. Предварительно проверяется условие $\omega > 4BH$, при соблюдении которого полный напор принимается равным геометрическому $H = H_0$.

$$\omega = (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot [(B + (n - 1) \cdot \delta_6)]; \quad (4.10)$$

где ω – площадь живого сечения потока перед водосливом;

$\delta_6 = 3$ – толщина разрезного быка [раздел 4.3.1].

$$\omega = (640 - 547) \cdot (20 + (2 - 1) \cdot 3) = 2139 \text{ м}^2;$$

$$4BH = 4 \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] \cdot H = 4 \cdot [20 + (2 - 1) \cdot 3] \cdot 9,98 = 918,16 \text{ м}^2.$$

Условие $\omega > 4BH$ выполняется, значит $H = H_{02} = 9,98$ м.

Геометрический напор округляется до стандартного ближайшего значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{стан}} = 10 \text{ м.}$$

Определяется отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{стан}} = 640 - 10 = 630 \text{ м.}$$

4.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Полный напор на водосливе без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01}^{\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.11)$$

где $Q_{\text{пов}}$ – расход через водосливную плотину для поверочного расчетного случая.

Расход через водосливную плотину для поверочного расчетного случая:

$$Q_{\text{пов}} = Q_{\text{мах.повер.}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{с}}; \quad (4.12)$$

где $Q_{\text{мах.повер.}}$ – максимальный расчетный расход для поверочного случая, $p = 0,01\%$;

Q_c – расходы через другие сооружения; $Q_c = 0$.

$$Q_{\text{пов}} = 1736 - 320 - 0 = 1416 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Тогда полный напор на водосливе без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01}^{\text{пов}} = \left(\frac{1416}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,21 \text{ м}.$$

Полный напор с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02}^{\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{пов}}}{m \cdot \xi \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.13)$$

$$\xi = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{10,21}{10} = 0,883;$$

$$H_{02}^{\text{пов}} = \left(\frac{1416}{0,49 \cdot 0,883 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,10 \text{ м}.$$

Геометрический напор на водосливе:

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}. \quad (4.14)$$

где V_0 – скорость потока на подходе к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{пов.}}}{\omega} = \frac{1416}{2174} = 0,65 \text{ м/с};$$

$$\omega = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] = 2174 \text{ м}^2;$$

$$H_{\text{пов}} = 11,10 - \frac{1,1 \cdot 0,65^2}{2 \cdot 9,81} = 11,07 \text{ м}.$$

Расчетная отметка $\nabla \Phi \text{ПУ}_{\text{рас}}$ равна:

$$\nabla \Phi \text{ПУ}_{\text{рас}} = \nabla \Gamma \text{В} + H_{\text{пов}}; \quad (4.15)$$

$$\nabla \Phi \text{ПУ}_{\text{рас}} = 630 + 11,07 = 641,5 \text{ м}.$$

Расчетная $\nabla\Phi\PiУ$ равна заданной, следовательно, $\nabla\Phi\PiУ$ не нуждается в корректировке.

4.3.4 Построение практического профиля водосливной грани

Рассчитываются координаты оголовка водослива (рисунок 4.1). Расчеты сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ точки	X, м.	Y, м.	№ точки	X, м.	Y, м.
1	0,00	1,26	15	14,00	6,61
2	1,00	0,04	16	15,00	7,64
3	2,00	0,07	17	20,00	12,35
4	3,00	0,00	18	22,00	15,08
5	4,00	0,06	19	24,00	18,94
6	5,00	0,27	20	26,00	21,22
7	6,00	0,60	21	28,00	24,62
8	7,00	1,00	22	30,00	28,24
9	8,00	1,46	23	32,00	32,07
10	9,00	1,98	24	34,00	36,09
11	10,00	2,56	25	36,00	40,31
12	11,00	3,21	26	37,00	42,49
13	12,00	3,94	27	39,00	46,98
14	13,00	4,75	28	40,00	49,30

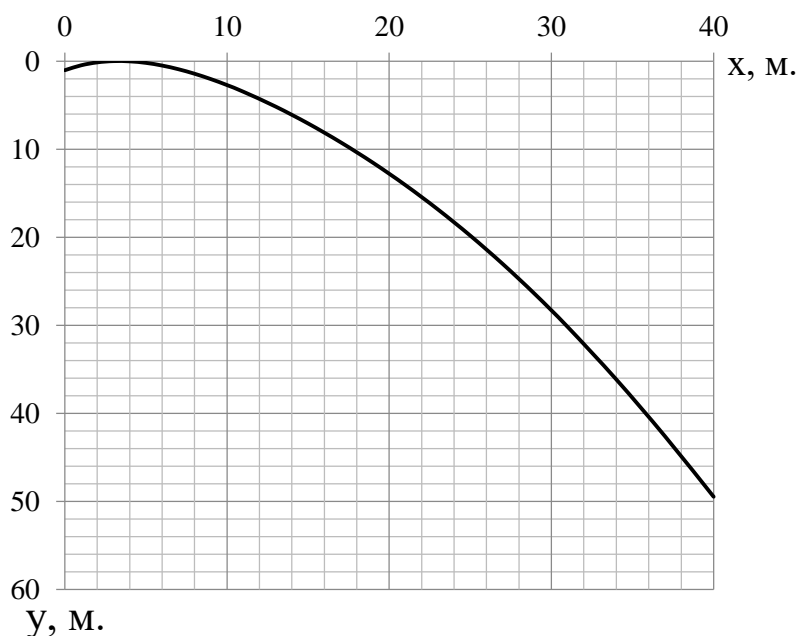


Рисунок 4.1 - Очертание оголовка плотинного практического профиля типа А.

Радиус сопряжения водослива с водобоем:

$$R = (0,2 - 0,5) \cdot (H + P_B). \quad (4.16)$$

где H - напор на водосливе;

P_B - высота водослива со стороны ВБ.

$$P_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна}; \quad (4.17)$$

$$R = 0,4 \cdot [10 + (630 - 547)] = 37,2 \text{ м.}$$

4.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяются параметры гидравлического прыжка.

Предварительно рассчитывают критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q^2_p}{[B + (n-1) \cdot \delta_6]^2 \cdot g}}; \quad (4.18)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1223^2}{[20 + (2 - 1) \cdot 3]^2 \cdot 9,81}} = 6,82 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия перед водосливом:

$$E_0 = C_n + H_0; \text{ при } H_0 = H_{ст}. \text{ Тогда: } E_0 = C_n + H_{ст}.$$

где C_n – высота плотины со стороны нижнего бьефа.

$$C_n = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 630 - 547 = 83 \text{ м;}$$

$$E_0 = C_n + H_{ст} = 83 + 10 = 93 \text{ м.}$$

Полная относительная удельная энергия:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{93}{6,82} = 13,639.$$

По графику Чертоусова М. Д. по $\varphi = 0,9$ и $\xi_0 = 13,639$ определяются: $\xi_c = 0,212$ и $\xi'_c = 2,95$.

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,212 \cdot 6,82 = 1,45 \text{ м;}$$

$$h''_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 2,95 \cdot 6,82 = 20,12 \text{ м.}$$

Так как $h_c'' = 20,12 > h_{нб} = 12$ м, то имеет место сопряжение нижнего бьефа по типу отогнанного прыжка. Необходимо устройство гасителя энергии, в качестве которого проектируется водобойный колодец.

4.3.6 Расчет водобойного колодца

Определяется первоначальная глубина колодца:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + z'). \quad (4.19)$$

где z' - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d .

z'_0 - перепад на водобойном уступе с учётом скорости похода v'_0 .

Выходная часть водобойного колодца работает как подтопленный водослив с широким порогом.

$$z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left(\frac{1}{\varphi_B^2 \cdot h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right). \quad (4.20)$$

где σ - коэффициент запаса, равный 1,1.

Удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + (n - 1) \cdot \delta_6} = \frac{1223}{20 + (2 - 1) \cdot 3} = 53,17 \text{ м}^2/\text{с}.$$

где φ_B - коэффициент скорости, для водослива с широким порогом $\varphi_B = 0,95$.

$$z' = \frac{53,17^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,95^2 \cdot 12^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 20,12^2} \right) = 0,91 \text{ м};$$

$$d = 1,1 \cdot 20,12 - (12 + 0,91) = 9,22 \text{ м}.$$

Второе приближение:

Полная удельная энергия перед водосливом:

$$E'_0 = H_{ст} + C_H + d = 10 + 83 + 9,22 = 102,22 \text{ м}.$$

Относительная удельная энергия:

$$\xi_{T_0} = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{102,22}{6,82} = 14,99.$$

По графику Чертоусова М.Д. при $\xi_0 = 14,99$ и $\varphi_B = 0,95$:

$$\xi_c = 0,211 \text{ и } \xi_c'' = 2,970.$$

Сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,211 \cdot 6,82 = 1,44 \text{ м};$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,970 \cdot 6,82 = 20,25 \text{ м};$$

$$z' = \frac{53,17^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,95^2 \cdot 12^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 20,25^2} \right) = 0,92 \text{ м};$$

$$d = 1,1 \cdot 20,25 - (12 + 0,92) = 9,36 \text{ м}.$$

Поскольку разница между глубинами колодца во втором и первом приближениях составляет около 2%, принимается:

$$d = 9,40 \text{ м}.$$

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d = 547 - 9,40 = 537,6 \text{ м}.$$

Длина водобойного колодца при наличии гасителей:

$$L_{к} = (0,75 - 1,0) \cdot L_{пр}. \quad (4.21)$$

где $L_{пр}$ – длина гидравлического прыжка.

$$L_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 20,25 - 1,44) = 92,59 \text{ м};$$

$$L_{к} = 1 \cdot L_{пр} = 92,59 \approx 92,6 \text{ м}.$$

4.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

4.4.1 Расчет водобойной плиты

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле:

$$t_{в} = 0,15 \cdot V_{сж} \cdot \sqrt{h_c'}; \quad (4.22)$$

где: $V_{сж}$ – скорость потока в сжатом сечении;

$$h'_c = 1,44 \text{ м.}$$

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h'_c} = \frac{53,17}{1,44} = 36,92 \text{ м/с;}$$

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot 36,92 \cdot \sqrt{1,44} = 6,65 \text{ м.}$$

Устойчивость на всплытие определяется по условию:

$$\frac{\sum W_{\text{уд}} \cdot \gamma_{cd}}{\sum W_{\text{всп}} \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (4.23)$$

где: $\sum W_{\text{уд}}$ – сумма сил, удерживающих плиту от всплытия;

$\sum W_{\text{всп}}$ – сумма сил, вызывающих всплытие плиты;

γ_{cd} – коэффициент условия работы; для I группы предельных состояний при расчете устойчивости гравитационной плотины на скальных основаниях $\gamma_{cd} = 0,95$;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок; для основного сочетания нагрузок и воздействий при расчете по I группе предельных состояний $\gamma_{lc} = 1$;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности; при расчетах для I группы предельных состояний для плотины I класса $\gamma_n = 1,25$.

Расчетный коэффициент устойчивости должен превышать коэффициент надёжности по ответственности γ_n не более чем на 10%.

Удерживающие силы:

- Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G_{\text{пл}} = (\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot l_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}} \cdot \gamma_f; \quad (4.24)$$

где γ_f – коэффициент надёжности по нагрузке $\gamma_f = 0,95$.

$l_{\text{в}}$ – длина водобоя, которая равна длине колодца.

$$G_{\text{пл}} = (2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 92,6 \cdot 6,65 \cdot 0,95 = 8034,4 \text{ кН.}$$

Силы, вызывающие всплытие плиты:

- Дефицит давления:

$$W_{\text{д}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}} \cdot g \cdot 0,7 \cdot (h''_c - h'_c) \cdot \gamma_f; \quad (4.25)$$

где $\gamma_f = 1$;

$$h''_c = 20,25 \text{ м.}$$

$$W_d = \frac{1}{2} \cdot 1,0 \cdot 92,6 \cdot 9,81 \cdot 0,7 \cdot (20,25 - 1,44) \cdot 1 = 5980,5 \text{ кН.}$$

– Фильтрационное давление:

$$W_\phi = \frac{1}{2} \cdot \rho_B \cdot l_B \cdot g \cdot 0,05 \cdot (T - h_c) \cdot \gamma_f; \quad (4.26)$$

где T – превышение уровня верхнего бьефа над поверхностью водобоя ∇ ПВ.

$$T = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПВ} = 640 - 537,6 = 102,4 \text{ м;}$$

$$W_\phi = \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot 92,6 \cdot 9,81 \cdot 0,05 \cdot (102,4 - 20,25) \cdot 1 = 1865,6 \text{ кН.}$$

– Вертикальная пульсационная нагрузка:

$$W_\Pi = \alpha \cdot \frac{V_{\text{сж}}^2}{2} \cdot \rho_B \cdot \omega \cdot \gamma_f; \quad (4.27)$$

где $\alpha = 0,06$;

$$\omega = t_B = 6,65 \text{ м.}$$

$$W_\Pi = 0,06 \cdot \frac{36,92^2}{2} \cdot 6,65 \cdot 1 = 271,9 \text{ кН.}$$

Коэффициент устойчивости против всплытия плиты:

$$\frac{G_{\text{пл}} \cdot \gamma_{cd}}{(W_d + W_\phi + W_\Pi) \cdot \gamma_{lc}} = \frac{8034,4 \cdot 0,95}{(5980,5 + 1865,6 + 271,9) \cdot 1} = 0,94.$$

Поскольку коэффициент устойчивости меньше нормативного значения, следовательно, нужно увеличить толщину плиты водобоя.

Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G_{\text{пл.взв}} = \frac{\{(W_d + W_\phi + W_\Pi) \cdot \gamma_{lc}\} \cdot \gamma_n}{\gamma_{cd}}; \quad (4.28)$$

$$G_{\text{пл.взв}} = \frac{\{(5980,5 + 1865,6 + 271,9) \cdot 1\} \cdot 1,25}{0,95} = 10681,58 \text{ кН.}$$

Определение толщины водобоя, при которой $\gamma_n = 1,25$:

$$t_b = \frac{G_{\text{пл.взв}}}{(\rho_6 - \rho_b) \cdot g \cdot l_b \cdot \gamma_f} = \frac{10681,58}{(2,4 - 1) \cdot 9,81 \cdot 92,6 \cdot 0,95} = 8,84 \text{ м.}$$

4.5 Конструирование плотины

4.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию.

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствию, растягивающих напряжений в бетоне;
- устойчивости тела плотины против сдвига по основанию.

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_b - (2 \div 3); \quad (4.29)$$

где $(2 \div 3)$ - толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания.

$$\nabla_{\text{под}} = 547 - 9,4 - 8,84 - 2,5 = 526,3 \text{ м.}$$

Высота плотины:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 640 - 526,3 = 113,7 \text{ м.}$$

При соотношении $\frac{B_{\text{пл}}}{h} = 0,8$ плотина на скальном основании будет отвечать условию прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 113,7 = 91,0 \text{ м.}$$

4.5.2 Быки

Быки служат опорой для рабочих, ремонтных затворов и механизмов.

Оголовок быка выполняется полукруглым и разрезается сквозным температурно - осадочным швом.

При ширине пролета $b = 10$ м. согласно редакции Березинского А. Р. толщина неразрезанного быка составит:

$$\delta'_6 = 0,25 \cdot b = 0,25 \cdot 10 = 2,5 \text{ м.}$$

Толщина разрезанного быка увеличивается до:

$$\delta_6 = \delta'_6 + 0,5 = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ м};$$

Бык выдвигается в верхний бьеф на 10 метров для обеспечения условий пропуска транспорта.

Минимальная ширина и длина паза ремонтного затвора составляет $a \approx c = 0,5 \text{ м}$.

Пазы рабочего затвора располагают обычно на линии гребня водослива. Ширина пазов для рабочих затворов составляет:

$$m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10} \right) \cdot b = \frac{1}{10} \cdot 10 = 1 \text{ м}.$$

Ширина паза рабочего затвора:

$$n = \frac{m}{2} = \frac{1}{2} = 0,5 \text{ м}.$$

Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещают на расстоянии $l_1 = 1,5 \text{ м}$ от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе (рис.4.1).

Ширина между рабочими затворами d_0 обычно принимается $d_0 \geq 1 \div 1,5 \text{ м}$, в данном случае $d_0 = 2 \text{ м}$.

Длина быка составляет 25 м для удобства проезда козлового крана и размещения двусторонней полосы движения II категории. Ширина одной полосы составляет 3,75 м.

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ВГ}} + 0,6 \cdot H = 630 + 1,6 \cdot 10 = 646 \text{ м}.$$

где H – стандартный напор на водосливе.

4.5.3 Устой

Устой расположен между водосливной плотиной и зданием ГЭС, предназначен для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе; и предотвращения опасного его воздействия на здание ГЭС.

Толщина устоя составляет:

$$\delta_y = \frac{\delta_6}{2} = \frac{3}{2} = 1,5 \text{ м}.$$

Грань устоя располагается выше свободной струи на водосливной плотине 1,5 м.

Устой в сторону нижнего бьефа продлевается на длину водобоя 92,6 м.

Общая длина составляет $L = 223,6$ м.

4.5.4 Разрезка бетонных плотин швами

Тело бетонной водосливной плотины разрезается межсекционными и столбчатыми швами.

Ширина секции:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 10 + 3 = 13,0 \text{ м.}$$

где b – пролет водосливного фронта;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина разрезного быка.

Так как проектируемая Ципская ГЭС будет строиться в суровых климатических условиях, то тело водосливной плотины разрезается на 4 столба, чтобы предотвратить трещинообразование бетона в теле плотины, шириной 22,75 м.

4.5.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные, поперечные, цементационная и дренажная галереи для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины, уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

Продольная цементационная и дренажная галереи находятся на отметке подошвы плотины 526,3 м. Смотровые поперечные и продольные галереи, располагаются на отметках $\nabla 607,4$; $\nabla 584,9$; $\nabla 562,4$; $\nabla 539,9$ м.

Ширина галерей, устраиваемых для цементации основания, создания и восстановления вертикального дренажа, составляет 2,5 м, а высота 2,5 м, что обеспечивает провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

4.5.6 Дренаж тела плотины

Вдоль грани плотины предусмотрено устройство дренажа в виде вертикальной скважины. Диаметр вертикальной дренажной скважины составляет 20 см.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{\text{др}}$, а так же до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м. при соблюдении условия:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр},m}}; \quad (4.30)$$

где H_d – напор на расчетном сечении;

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{\text{кр},m} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, марка которого составляет В20.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа на отметке $\nabla 607,4$ м:

$$H_d = (\nabla \text{НПУ} - \nabla 607,4) = 32,6 \text{ м};$$

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр},m}} = \frac{32,6 \cdot 1,25}{25} = 1,6 \text{ м}.$$

Из условия принимается расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа на отметке $\nabla 607,4 - 2$ м.

Расстояние от верховой грани плотины до оси дренажа на отметке $\nabla 562,4$ м:

$$H_d = (\nabla \text{НПУ} - \nabla 562,4) = 77,6 \text{ м};$$

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр},m}} = \frac{77,6 \cdot 1,25}{25} = 3,88 \approx 3,9 \text{ м}.$$

Расстояние от верховой грани плотины до оси дренажа на отметке $\nabla 539,9$ м:

$$H_d = (\nabla \text{НПУ} - \nabla 539,9) = 100,1 \text{ м};$$

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр},m}} = \frac{100,1 \cdot 1,25}{25} = 5,00 \text{ м}.$$

4.6 Назначение размеров основных элементов плотины

4.6.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = 0,1 \cdot B_{\text{пл}} = 0,1 \cdot 91,0 = 9,1 \text{ м}.$$

где $B_{\text{пл}} = 91,0$ м – ширина подошвы плотин.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max}; \quad (4.31)$$

$$H^{НПУ} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}}; \quad (4.32)$$

где $\nabla_{УНБ_{min}}$ – отметка уровня нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода $Q = 70 \text{ км}^3/\text{с}$, $\nabla_{УНБ_{min}} = 548,2 \text{ м}$.

$$H^{НПУ} = 640 - 548,2 = 91,8 \text{ м};$$

$$H^{\Phi ПУ} = \nabla_{\Phi ПУ} - \nabla_{УНБ_{max}}. \quad (4.33)$$

где $\nabla_{УНБ_{max}}$ – отметка уровня нижнего бьефа при пропуске поверочного расхода $Q = 1736 \text{ км}^3/\text{с}$, $\nabla_{УНБ_{max}} = 559,7 \text{ м}$.

$$H^{\Phi ПУ} = 641,5 - 559,7 = 81,8 \text{ м}.$$

Принимается максимальный напор при НПУ.

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H^{НПУ} = 0,5 \cdot 91,8 = 45,9 \text{ м};$$

Толщина цементационной завесы:

$$t_c \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{I_{cr}}. \quad (4.34)$$

где ΔH – потери напора в данном сечении завесы;

γ_n – коэффициент надежности равный 1,25;

I_{cr} - критический средний градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания, для скальных грунтов равный $I_{cr}=15$;

$H_d = H^{НПУ}$ – напор над расчетным сечением.

$$\Delta H = 0,6 \cdot H_d; \quad (4.35)$$

$$\Delta H = 0,6 \cdot 91,8 = 55,1 \text{ м}.$$

$$t_c \geq \frac{55,1 \cdot 1,25}{15} = 4,6 \text{ м}.$$

Завеса выполняется двухрядной с шагом скважин в ряду 3,0 м. Расстояние между осями цементационной и дренажной завес принимается $3,0 \cdot 2,0 = 6 \text{ м}$.

4.7 Фильтрационные расчеты подземного контура

4.7.1 Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании

Для плотин на скальных основаниях приведенных напорах на завесе и дренаже определяется по таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Значения приведенных напоров на цементационной завесе и дренаже при сочетании нагрузок и воздействий на плотину

Виды плотин	Основные и особые при ФПУ и нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств		
	Плотины с цементационной завесой		Плотины без цементационной завесы
Гравитационные плотины без полостей у основания:	H_{as}/H_d	H_{dr}/H_d	H_{dr}/H_d
I класс	0,40	0,20	0,20
II класс	0,40	0,15	0,15
III и IV класс	0,30	0,05	0,05

Для гравитационной плотины I - го класса с цементационной завесой принимается:

Для основного сочетания нагрузок и воздействий случая:

$$H_{as} / H_d = 0,40;$$

$$H_{dr} / H_d = 0,20;$$

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 640 - 548,2 = 91,8 \text{ м};$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 91,8 = 36,72 \text{ м};$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 91,8 = 18,36 \text{ м};$$

$$W_{\phi} = 0,5 \cdot g_b \cdot g \cdot [l_1 \cdot (H_d + H_{as}) + l_2 \cdot (H_{as} + H_{dr}) + (B - l_1 - l_2) \cdot H_{dr}]. \quad (4.36)$$

где $l_1 = 9,1$ – расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы.

$l_2 = 6$ – расстояние от цементационной завесы до оси дренажа.

$$W_{\phi} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot [9,1 \cdot (91,8 + 36,72) + 6 \cdot (36,72 + 18,36) + (91,0 - 9,1 - 6) \cdot 18,36] = 14192,79 \text{ кН}.$$

Плечо равнодействующей силы фильтрационного давления относительно центра подошвы точки О:

$$l_{W_\phi} = 23,12 \text{ м.}$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$H_{as}/H_d=0,40; H_{dr}/H_d=0,20;$$

$$H_d = \nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\text{УНБ}_{max} = 641,5 - 559,7 = 81,80 \text{ м;}$$

$$H_{as} = H_d \cdot 0,4 = 81,80 \cdot 0,4 = 32,72 \text{ м;}$$

$$H_{dr} = H_d \cdot 0,2 = 81,80 \cdot 0,2 = 16,36 \text{ м;}$$

$$W_\phi = 0,5 \cdot g_B \cdot g \cdot [l_1 \cdot (H_d + H_{as}) + l_2 \cdot (H_{as} + H_{dr}) + (B - l_1 - l_2) \cdot H_{dr}] \\ = 12646,74 \text{ кН.}$$

Плечо равнодействующей силы фильтрационного давления относительно центра подошвы точки О:

$$l_{W_\phi} = 23,1 \text{ м.}$$

4.8 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.8.1 Определение основных нагрузок на плотину

4.8.2 Вес сооружения и затвора

Вес 1 п. м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{5589,68 \cdot 10 \cdot 23,54}{10 + 3} = 101216,20 \text{ кН/м.}$$

где $S_{пл} = 5589,68 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения водосливной плотины;

$b = 10 \text{ м}$ – ширина пролета;

$\delta_б = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

$\gamma_б = 23,54 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес бетона.

Для определения площади поперечного сечения используется программа Плечо равнодействующей силы веса водосливной плотины относительно центра подошвы:

$$l_{G_{пл}} = 14,03 \text{ м}$$

Вес быка

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом.

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{5989,68 \cdot 3 \cdot 23,54}{10 + 3} = 32537,78 \text{ кН/м.}$$

где $S_6 = 5989,68 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.

Плечо равнодействующей силы веса быка относительно центра подошвы:

$$l_{G_6} = 17,56 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g; \quad (4.37)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot (b + 2 \cdot a); \quad (4.38)$$

где $a = 0,5$ – ширина паза ремонтного затвора.

$$f = (641,5 - 630 + 0,5) \cdot (10 + 2 \cdot 0,5) = 132 \text{ м}^2;$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 132 \cdot \sqrt{132} \cdot 9,81 = 818,26 \text{ кН.}$$

Вес затвора на 1п. м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{818,26}{10 + 3} = 62,94 \text{ кН/м.}$$

Плечо равнодействующей силы веса затвора относительно центра подошвы:

$$l_{Q_3^{\text{расч}}} = 43,73 \text{ м.}$$

4.8.3 Сила гидростатического давления

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Горизонтальные составляющие силы гидростатического давления воды:

1. С верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под})^2}{2} \cdot \rho_B \cdot g = \frac{(640 - 526,3)^2}{2} \cdot 1 \cdot 9,81 = 63410,32 \text{ кН/м.}$$

Плечо равнодействующей силы гидростатического давления относительно центра подошвы:

$$l_{T_B} = 37,9 \text{ м.}$$

2. С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{(\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g = \frac{(548,2 - 526,3)^2}{2} \cdot 1 \cdot 9,81 = 2352,50 \text{ кН/м.}$$

Плечо равнодействующей силы гидростатического давления относительно центра подошвы:

$$l_{T_H} = 9,17 \text{ м.}$$

Вертикальная составляющая сила гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_B = S \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g. \quad (4.39)$$

где S – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа.

$$W_B = 220,00 \cdot 1 \cdot 9,81 = 2158,2 \text{ кН/м.}$$

Плечо вертикальной равнодействующей силы гидростатического давления относительно центра подошвы:

$$l_{W_B} = 37,42 \text{ м.}$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

Горизонтальные составляющие силы гидростатического давления воды:

3. С верхнего бьефа:

$$T'_B = \frac{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g = \frac{(641,5 - 526,3)^2}{2} \cdot 1 \cdot 9,81 = 65094,45 \text{ кН/м.}$$

Плечо равнодействующей силы гидростатического давления относительно центра подошвы:

$$l_{T'_B} = 38,4 \text{ м.}$$

4. С нижнего бьефа:

$$T'_H = \frac{(\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \rho_B \cdot g = \frac{(559,7 - 526,3)^2}{2} \cdot 1 \cdot 9,81 = 5471,82 \text{ кН/м.}$$

Плечо равнодействующей силы гидростатического давления относительно центра подошвы:

$$l_{T'_H} = 11,13 \text{ м.}$$

Вертикальная составляющая сила гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W'_B = S \cdot \rho_B \cdot g = 362,76 \cdot 1 \cdot 9,81 = 3558,67 \text{ кН/м.}$$

Плечо вертикальной равнодействующей силы гидростатического давления относительно центра подошвы:

$$l_{W'_B} = 35,81 \text{ м.}$$

4.8.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \rho_B \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}); \quad (4.40)$$

$$W_{\text{взв}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 91,0 \cdot (548,2 - 526,3) = 19550,35 \text{ кН/м.}$$

Сила взвешивающего давления для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{взв}} = \rho_B \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}}); \quad (4.41)$$

$$W'_{\text{взв}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 91,0 \cdot (559,7 - 526,3) = 29816,51 \text{ кН/м.}$$

4.8.5 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву плотины была определена в разделе 4.7.1:

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\phi} = 14192,79 \text{ кН/м.}$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W'_{\phi} = 12642,74 \text{ кН/м.}$$

4.8.6 Давления грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$p_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right); \quad (4.42)$$

где $h_H = 3$ - толщина слоя наносов;

φ_H - угол внутреннего трения наносов, 35° .

Удельный вес взвешенных наносов:

$$\gamma_H^{\text{взв}} = \gamma_H - (1 - n_0) \cdot \gamma_B; \quad (4.43)$$

где γ_H - удельный вес наносов в условиях естественной влажности (гравийно - песчаных) $19,0 \text{ кН/м}^3$;

n_0 - пористость сухого грунта, $n_0 = 0,3$.

$$\gamma_H^{\text{взв}} = 19,0 - (1 - 0,3) \cdot 10,0 = 12,0 \text{ кН/м}^3;$$

$$p_H = 12,0 \cdot 3 \cdot tg^2(45 - 35^{\circ}/2) = 9,76 \text{ кН/м}^2;$$

Равнодействующая давление наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{(p_H \cdot h_H)}{2} = \frac{(9,76 \cdot 3)}{2} = 14,64 \text{ кН/м.}$$

Плечо равнодействующей силы давления наносов относительно центра подошвы:

$$l_{E_H} = 21,7 \text{ м.}$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяют следующим образом.

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта (камень), боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов p_H , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p'_{гр} = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (4.44)$$

где $\varphi_{гр}$ - угол внутреннего трения грунта, 45° .

$$p'_{гр} = 12,0 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45^0}{2} \right) = 6,18 \text{ кН/м}^2.$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{гр} = [(\gamma_{н}^{взв} \cdot h_{н}) + (\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр})] \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (4.45)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{в}; \quad (4.46)$$

где $\gamma_{гр} = 23,5 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес сухого грунта основания плотины;

$n_0 = 0,25$ – пористость сухого грунта;

$h_{гр} = 20,7 \text{ м}$ – толщина слоя грунта;

$\varphi_{гр} = 45^0$ – угол внутреннего трения грунта;

$\gamma_{в}$ – удельный вес воды.

$$h_{гр} = \nabla_{дна} - \nabla_{под} = 547,0 - 526,3 = 20,7 \text{ м};$$

$$\gamma_{гр}^{взв} = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 1 \cdot 9,81 = 16,0 \text{ кН/м}^3;$$

$$p''_{гр} = [(12,0 \cdot 3) + (16,0 \cdot 20,7)] \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 63,0 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_a = \frac{p''_{гр} + p'_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{63,0 + 6,18}{2} \cdot 20,7 = 716,01 \text{ кН/м}.$$

Плечо равнодействующей силы активного давления грунта относительно центра подошвы:

$$l_{E_a} = 7,52 \text{ м}.$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

– под водобойной плитой:

$$p'_{пн} = \gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл} \cdot tg^2(45 + \varphi_{гр}/2); \quad (4.47)$$

Удельный вес взвешенного бетона:

$$\gamma_{\text{бет}}^{\text{ВЗВ}} = \gamma_{\text{бет}} - \gamma_{\text{в}} = 24 - 10 = 14 \text{ кН/м}^3;$$

$$p'_{\text{пн}} = 14 \cdot 8,84 \cdot tg^2(45 + 45/2) = 721,33 \text{ кН/м}^2;$$

– на уровне подошвы плотины:

$$p''_{\text{пн}} = [(\gamma_{\text{бет}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{пл}}) + (\gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{гр}})] \cdot tg^2\left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right); \quad (4.48)$$

где $h_{\text{пл}} = 8,84$ м – толщина водобойной плиты;

$h_{\text{гр}} = 2,5$ м – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины;

$\gamma_{\text{бет}}^{\text{ВЗВ}}$ и $\gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}}$ – удельный вес взвешенного бетона и грунта, соответственно.

$$p''_{\text{пн}} = [(14 \cdot 8,84) + (16,0 \cdot 2,5)] \cdot tg^2\left(45 + \frac{45}{2}\right) = 954,46 \text{ кН/м}^2.$$

Пассивное равнодействующее давление грунта на 1п. м. длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\text{пн}} = \frac{p'_{\text{пн}} + p''_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{721,33 + 954,46}{2} \cdot 2 = 1675,79 \text{ кН/м.}$$

Плечо равнодействующей силы пассивного давления грунта относительно центра подошвы:

$$l_{E_{\text{пн}}} = 0,96 \text{ м.}$$

4.8.7 Волновое давление

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right). \quad (4.49)$$

где $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;

h_0 – средняя высота волны;

\bar{T} – средний период волны;

$h_{1\%} = 2,9$ – высоту волну 1% обеспеченности.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 2,9^2}{34,07} = 0,77 \text{ м;}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (4.50)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 2,9 \cdot \left(\frac{34,07}{3,14} + \frac{0,77}{2} \right) = 162,91 \text{ кН.}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{34,07}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,9 = 4,34 \text{ м.}$$

Плечо равнодействующей силы волнового давления относительно центра подошвы плотины:

$$l_{W_{\text{волн}}} = 107,23 \text{ м.}$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,95^2}{24,7} = 0,48 \text{ м;}$$

$$W'_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (4.51)$$

$$W'_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,95 \cdot \left(\frac{24,7}{3,14} + \frac{0,48}{2} \right) = 79,04 \text{ кН;}$$

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{24,7}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,95 = 2,20 \text{ м.}$$

Плечо равнодействующей силы волнового давления относительно центра подошвы плотины:

$$l_{W'_{\text{волн}}} = 110,72 \text{ м.}$$

4.8.8 Оценка прочности плотины

Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаются сжимающие напряжения со знаком «−» и растягивающие напряжения со знаком «+».

Действующие на плотину силы и их плечи, и моменты приведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Действующие на плотину силы их плечи и моменты

Нагрузка	g_f	Нап. р. силы	Основное сочетание нагрузок и воздействий			Основное сочетание нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тв	1	→	63410,32	37,9	2403251,13	65094,45	38,4	2499626,88
Тн	1	←	2359,5	-9,17	-21636,62	5471,82	-11,3	-61831,57
Gпл	0,9 5	↓	96153,39	-14,03	-1349032,06	96153,39	-14,03	-1349032,06
Gб	0,9 5	↓	30910,89	-17,56	-542795,23	30910,89	-17,56	-542795,23
Wвзв	1	↑	19550,35	0	0	29816,51	0	0
Wф	1	↑	14192,79	23,12	328137,30	12646,74	23,1	292139,69
Ен	1,2	→	17,57	21,7	381,27	17,57	21,7	381,27
Еа	1,2	→	859,21	7,52	6461,26	859,21	7,52	6461,26
Еп	0,8	←	1340,63	-0,96	-1287,00	1340,63	-0,96	-1287,00
Wволн	1	→	162,91	107,23	17468,84	79,04	110,72	8751,31
Wв	1	↓	2158,2	-37,42	-80759,84	3558,67	-35,81	-127435,97
Qз	0,9	↓	56,65	-43,73	-2477,30	56,65	-43,73	-2477,30
ΣW		↓↑	95535,99			↓↑		
ΣM			757711,74			722501,27		

Выполняется расчет напряжений в горизонтальных сечениях плотины.

Расчет прочности состоит в определении нормальных, касательных и главных напряжений со стороны напорной и низовой граней по контактному сечению.

Основное сочетание нагрузок и воздействий

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{95536,33}{91,0} + \frac{6 \cdot 757706,76}{91,0^2} = -500,85 \text{ кПа.}$$

где N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

ΣM – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – протяженность расчетного сечения (ширина подошвы).

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u (1 - m_u^2); \quad (4.52)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;
 $\gamma_B = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 640,0 - 526,3 = 113,7 \text{ м.}$$

$$\sigma_x^u = -500,85 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 113,7 \cdot 1 = -1115,4 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 113,7 - 500,85) \cdot 0 = 0.$$

Максимальные главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (4.53)$$

$$\sigma_1^u = -500,85 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 113,7 \cdot 0 = -500,85 \text{ кПа.}$$

Максимальные главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 113,7 = -1115,4 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_B \cdot h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\}; \quad (4.54)$$

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+0)}{2} \cdot \left\{ -500,85 \cdot [\cos 2(0-0) + 1] + 9,81 \cdot 113,7 \cdot \left[\cos 2(0-0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} \\ &= -500,85 \text{ кПа.} \end{aligned}$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{95536,33}{91,0} - \frac{6 \cdot 757706,76}{91,0^2} = -1598,85 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t (1 - m_t^2); \quad (4.55)$$

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 548,2 - 526,3 = 21,9 \text{ м;}$$

$$\sigma_x^t = -1598,85 \cdot 0 - 9,81 \cdot 21,9 \cdot (1 - 0^2) = -214,84 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 21,9 - 1598,85) \cdot 0 = 0 \text{ кПа;}$$

Максимальные главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1598,85 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 21,9 \cdot 0^2 \\ &= -1598,85 \text{ кПа.} \end{aligned}$$

Максимальные главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 21,9 = -214,84 \text{ Па.}$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6 \sum M}{b_d^2} = -\frac{88216,69}{91,0} + \frac{6 \cdot 722496,29}{91,0^2} = -445,95 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (4.56)$$

$$H_d^u = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla УНБ_{max}; \quad (4.57)$$

$$H_d^u = 641,5 - 526,3 = 115,2 \text{ м.}$$

$$\sigma_x^u = -445,95 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 115,2 \cdot 1 = -1130,11 \text{ кПа;}$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 115,2 - 445,95) \cdot 0 = 0;$$

Максимальные главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (4.58)$$

$$\sigma_1^u = -445,95 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 115,2 \cdot 0 = -445,95 \text{ кПа;}$$

Максимальные главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 115,2 = -1130,11 \text{ кПа};$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \cdot \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_B \cdot h \cdot \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} \quad (4.59)$$

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+0)}{2} \cdot \left\{ -445,95 \cdot [\cos 2(0-0) + 1] + 9,81 \cdot 115,2 \cdot \left[\cos 2(0-0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} \\ &= -445,95 \text{ кПа} \end{aligned}$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{88216,69}{91,0} - \frac{6 \cdot 722496,29}{91,0^2} = -1492,90 \text{ кПа};$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (4.60)$$

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}}; \quad (4.61)$$

$$H_d^t = 559,7 - 526,3 = 33,4 \text{ м};$$

$$\sigma_x^t = -1492,90 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 33,4 \cdot (1 - 0^2) = -327,65 \text{ кПа}.$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 33,4 - 1492,90) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}.$$

Максимальные главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1492,90 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 33,4 \cdot 0^2 \\ &= 1492,90 \text{ кПа}; \end{aligned}$$

Максимальные главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 33,4 = -327,65 \text{ кПа};$$

Данные заноситься в таблицу 4.6. для полученных напряжений.

Таблица 4.6 - Напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-500,85	σ_y^t	-1598,85
σ_x^u	-1115,4	σ_x^t	-214,84
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	0
σ_1^u	-500,85	σ_3^t	-1598,85
σ_3^u	-1115,4	σ_1^t	-214,84
σ_c^u	-500,85		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-445,95	σ_y^t	-1492,90
σ_x^u	-1130,11	σ_x^t	-327,65
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	0
σ_1^u	-445,95	σ_3^t	-1492,90
σ_3^u	-1130,11	σ_1^t	-327,65
σ_c^u	-445,95		

4.8.9 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий необходимо проверить сооружение на прочность. Должны выполняться следующие условия:

1.1 Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd} \quad (4.62)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок и воздействий; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок и воздействий);

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 11,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20;

γ_{cd} – коэффициент условия работы ($\gamma_{cd} = 0,9$ – для основного сочетания нагрузок и воздействий; $\gamma_{cd} = 1$ – для особого сочетания нагрузок и воздействий).

– для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$1,25 \cdot 1 \cdot 1115,4 \leq 11500 \cdot 0,9;$$

$$1394,25 \leq 10350.$$

– для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot 1130,11 \leq 11500 \cdot 1 ;$$

$$1271,4 \leq 11500.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \tag{4.63}$$

– для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$-500,85 < 0.$$

– для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$-445,95 < 0.$$

1.2 В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_v \cdot H_d^u. \tag{4.64}$$

– для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$500,85 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 113,7;$$

$$500,85 \geq 278,85.$$

– для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$445,95 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 115,2;$$

$$445,95 \geq 282,53.$$

1.3 В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0. \tag{4.65}$$

– для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$-500,85 \leq 0.$$

– для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$-445,95 \leq 0.$$

4.8.10 Обоснование устойчивости плотины

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (4.66)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_{cd} – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу).

$$R = (G_{пл} + G_B + Q_3 + W_B - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (4.67)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м. $\omega = B_n \cdot 1 = 91,0$ м;

F – сдвигающая сила.

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{акт} - E_{пс}. \quad (4.68)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$R = (96153,39 + 30910,89 + 56,65 + 2158,2 - 14192,79 - 19550,35) \cdot 0,7 + 1340,63 \cdot 0,7 + 100 \cdot 91,0 = 76913,63 \text{ кПа};$$

$$F = 63410,32 - 2359,5 + 162,91 + 17,57 + 859,21 - 1340,63 = 60749,88 \text{ кПа};$$

$$\frac{76913,63 \cdot 1,0}{60749,88 \cdot 1,0} = 1,27 \geq 1,25.$$

Расчетный коэффициент надежности получился больше заданного на 1,57%, что удовлетворяет условию, так как коэффициент надежности должен

превышать не более 10%. Сооружение удовлетворяет условию прочности по поступательной форме сдвига при основном сочетании нагрузок и воздействий.

Особое сочетание нагрузок и воздействий

$$R = (96153,39 + 30910,89 + 56,65 + 3558,67 - 12646,74 - 29816,51) \cdot 0,7 + 1340,63 \cdot 0,7 + 100 \cdot 91,0 = 71789,89 \text{ кПа};$$

$$F = 65094,45 - 5471,82 + 79,04 + 17,57 + 859,21 - 1340,63 = 59237,82 \text{ кПа};$$

$$\frac{71789,89 \cdot 1,0}{59237,82 \cdot 0,9} = 1,35 \geq 1,25.$$

Расчетный коэффициент надежности получился больше заданного на 8%, что удовлетворяет условию, так как коэффициент надежности должен превышать не более 10%. Сооружение удовлетворяет условию прочности по поступательной форме сдвига при основном сочетании нагрузок и воздействий.

5 Компонировка и сооружения гидроузла

5.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

Для Ципского гидроузла характерна русловая компоновка сооружений. Русло реки при этом перекрывают высокой плотиной. Здание ГЭС – безнапорная и располагается в нижнем бьефе за стационарной плотиной. Воду к турбинам подводят по напорным водоводам, приложенным в массиве плотины.

Пропуск строительных расходов осуществляем методом секционирования русла. Расчет секционирования русла выполняется в два этапа. На первом этапе выполним расчет пропуска строительных расходов через стеснение русла, а на втором – через недостроенные сооружения - донные отверстия. При русловой компоновке все бетонные сооружения гидроузла (плотина, здание ГЭС) располагают в естественном русле реки.

5.2 Разбивка сооружения на этапы возведения

Выделяют три основных периода, относящихся непосредственно к осуществлению гидротехнического строительства Ципского гидроузла: подготовительный, основной и заключительный.

Первый период — подготовительный. Главная задача подготовительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период — основной. Главная задача этого периода — возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

Третий период — заключительный. Главная задача этого периода — подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

Общую задачу каждого периода целесообразно разбивать на ряд более частных задач и выделять внутри каждого периода соответствующие этапы. В основном периоде для речных гидротехнических сооружений целесообразно выделять минимум пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

III этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первоочередных агрегатов;

Уэтап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

Сначала на **I этапе** строятся перемычки первой очереди, и создается котлован первой очереди. В этом котловане возводится нижняя часть водосливной плотины, необходимая в дальнейшем для переключения пропуска воды с естественного русла на водосливные пролеты плотины с пониженной отметкой порога (донные отверстия), и разделительный устой. Отметка донных отверстий и разделительного устоя на данном этапе составляет 559,20 м.

На **II этапе** осуществляется перекрытие русла реки и постепенное переключение расходов на бетонный порог недостроенной водосливной плотины.

Существенной особенностью этого этапа при русловой компоновке является необходимость устройства перемычек и котлована 2 - й очереди для возможности возведения бетонных сооружений на участке перекрытия русла.

После перекрытия русла строятся перемычки второй очереди и создается котлован второй очереди. После этого производится осушение котлована II очереди. В этом котловане сначала строятся при скальные части плотины и станционного узла, а затем осуществляется наращивание всех напорных сооружений по всему напорному фронту. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 559,20 м.

На **III этапе** осуществляется наращивание бетонных сооружений по всему напорному фронту до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища. Пропуск строительных расходов на этом этапе осуществляется через донные отверстия I яруса. Другой особенностью является то, что на этом этапе, как правило, выполняются основные объемы бетонных работ. Именно на этом этапе по всей ширине створа реки на большую высоту возводятся основные сооружения напорного фронта; основные объемы бетонных работ выполняются и по зданию ГЭС. В связи с этим данный этап является наиболее продолжительным. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 588,15 м.

На **IV этапе** осуществляются наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов ГЭС и пуск этих агрегатов. Параллельно с наполнением водохранилища осуществляются наращивание фронта бетонных сооружений, возведение здания ГЭС и монтаж агрегатов. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 617,1 м.

На **V этапе** осуществляется достройка сооружений до проектных отметок и поочередный пуск всех агрегатов на полную мощность. Пропуск необходимых расходов через створ гидроузла в этот период осуществляется уже через работающие агрегаты ГЭС. Постепенно пропуск расходов переключается на постоянные водосбросные отверстия по мере их готовности и наполнения водохранилища. Объемы работ этого этапа соответствуют разности объемов работ, выполненных к пуску первых агрегатов, и объемов работ в целом. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 646,00 м.

5.3 Строительный генеральный план

Строительный генеральный план содержит: границы строительной площадки действующие и временные сети и коммуникации; постоянные и временные дороги, схемы движения и установки средств транспорта и механизмов; размещения постоянных, строящихся и временных зданий и сооружений, расположения знаков геодезической разбивочной основы; размещения источников и средств энергообеспечения; расположение помещений для санитарно - бытового обслуживания строителей; расположение зон выполнения работ повышенной опасности.

На строительном генеральном плане изображены следующие объекты: гидроузел; КРУЭ; монтажная база; здание закрытой автостоянки; бетонный завод; складская база; столовая; мост; жилой поселок; ЛЭП; база ГМО; АЗС; лаборатория; гравийно - сортировочное хозяйство; ремонтно - механические мастерские.

5.4 Разрезка сооружения на блоки бетонирования

Столбчатая система разрезки заключается в разрезке плотины на отдельные «столбы» вертикальными строительными межстолбчатыми швами, параллельными оси плотины. Каждый столб разбивается по высоте на отдельные блоки тонкими горизонтальными строительными швами. В столбчатой разрезке с тонкими межстолбчатыми швами столбы бетонируются «впритык» друг к другу. Монолитность между столбами обеспечивается путем заполнения «щелей» в межстолбчатых швах цементным раствором.

Температурный режим блоков бетонирования обеспечивают применением трубного охлаждения в блоках.

Размер блока вдоль оси плотины обычно равен размеру секции и составляет 13 м. Длина блоков составляет 22,75 м, высота - 7,1 м.

Объемы всех строительных работ представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Объемы всех строительных работ

№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м ³)
I	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	65084,15
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	48737,83
		Отсыпка верховой перемычка первой очереди	51142,18
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	176721,20
	Земляные	Разработка котлована под водобросную плотину	218788,29
	Бетонные	Бетонирование нижней части водобросной плотины	45327,10
II	Земляные	Отсыпка банкета	37208,50
	Земляные	Отсыпка низовой перемычки второй очереди	37208,50
	Откачка воды	Осушение котлована второй очереди	132750,20
II	Земляные	Разработка котлована второй очереди	136710,10
	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	30219,30
	Бетонные	Бетонирование подводной части здания ГЭС	4529,30
III	Земляные	Разработка котлованов под правобережную и левобережную части плотины	106739,10
	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 559,2 – 588,15	434114,00
IV	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 488,15 – 617,10	361748,80
V	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 617,10 – 646,00	352681,02

6 Технико – экономическое обоснование

6.1 Оценка объемов реализации электроэнергии и затрат

Цена на электрическую энергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт-час (коп./ кВт·ч, руб./кВт·ч) либо в рублях за тысячу киловатт-часов (руб./тыс. кВт·ч).

Особенности экономики энергосистем, основанные на специфике электроэнергии которые нужно учитывать при организации рынка электроэнергии это:

- Производство, доставка и потребление электроэнергии происходит одновременно и она не складывается в больших количествах.
- Еще электроэнергия стандартизированный продукт, поставляемый многими производителями в общие электрические сети. Поэтому кто произвел электроэнергию определить просто невозможно.
- Электроэнергия это товар первой необходимости. Из - за этого потребители очень сильно реагируют к перерывам в электроснабжении, а энергосистема должна быть надежной.

Или по - другому, спрос не всегда равен потреблению на рынке электроэнергии.

6.2 Определение объёмов генерации производства

Строительство ГЭС осуществляется в соответствии с календарным планом, в котором показаны основные укрупненные этапы строительства.

Выручка от реализации электроэнергии формируется исходя из тарифа на электроэнергию и объема реализованной электроэнергии. При этом учитывается количество на собственные нужды.

Оценка объёмов продаж представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Оценка объёмов продаж в первые годы выпуска электроэнергии
миллион рублей

Наименование	2019	2024	2029	2034	2041
Установленная мощность, МВт	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
Число часов установленной мощности, час	8000	8000	8000	8000	8000
Выработка электроэнергии, МВт · ч	3520320	3520320	3520320	3520320	3520320
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт · ч	70406,4	70406,4	70406,4	70406,4	70406,4
Объем реализации электроэнергии, МВт · ч	3449913 ,6	3449913 ,6	3449913 ,6	3449913 ,6	3449913 ,6
Тариф на электроэнергию, руб./МВт · ч	958	1131	1333	1582	1877

Продолжение таблицы 6.1

Наименование	2019	2024	2029	2034	2041
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	275,4	325,2	383,2	454,8	539,6
НДС к выручке, млн. руб.	42,0	49,6	58,5	69,4	82,3

Из графика можно сделать вывод, что выручка растет, это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

6.3 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии. Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) целевой вариант - 0,084%;

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности с индексацией в дальнейшем:

- 1) оплата труда - по индексу - дефлятору зарплаты;
- 2) производственные затраты - по индексу - дефлятору промышленной продукции;
- 3) прочие расходы - по индексу-инфляции.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Величина, млн. руб.
Расходы на оплату труда	93,6
Прочие	100,5
Итого по ГЭС	194,1

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов.

Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этап проекта	Величина
От 1 до 4 лет	0,04
От 5 до 10 лет	0,06
От 11 до 25 лет	0,08

проценты

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017– 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергетики.

Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Величина, млн. руб.
ПАО "СО - ЕЭС"	59,6
НП АТС (администратор торговой системы)	2,1
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,6
Итого	62,3

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Ципа составляет 4,8 за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	миллион рублей				
	2019	2024	2029	2034	2041
Амортизационные отчисления	56,9	161,4	161,4	161,4	161,4
Расходы на страхование	16,1	42,1	34,3	26,6	15,7
Эксплуатационные расходы	232,9	232,9	232,9	232,9	232,9
Расходы на ремонт производственных фондов	0,7	2,6	2,1	2,2	1,3
Расходы на услуги регулирующих компаний	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Налог на воду	8,5	9,2	9,2	9,2	9,2
Итого	73,0	203,5	195,7	187,9	177,1

Структура текущих затрат представлена на рисунке 6.1.

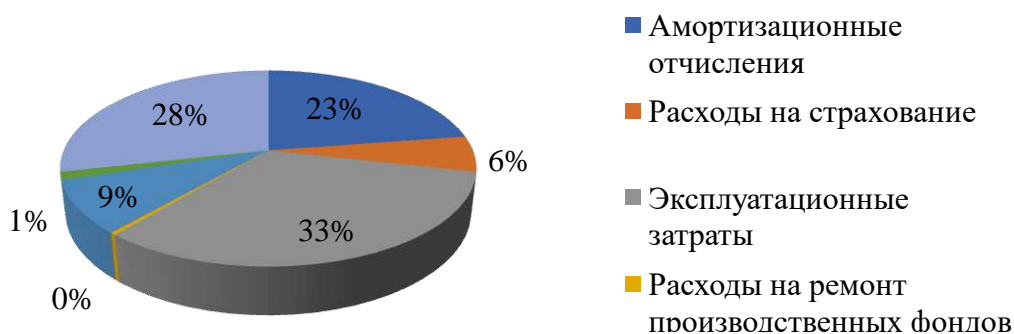


Рисунок 6. 1 – Структура текущих затрат, %

6.4 Налоговые расходы

Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС - 18% (от добавленной стоимости);
- взносы в социальные фонды - 34% (проценты от фонда оплаты труда);
- налог на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 6.2.

Предполагаемые налоговые расходы приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 - Налоговые расходы

Наименование	миллион рублей				
	2020	2024	2029	2034	2040
Налог на прибыль	237,7	286,0	375,3	464,5	576,7
НДС	269,5	358,6	422,6	499,6	596,0
Взносы в социальные фонды	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
Налог на имущество	35,7	97,1	79,3	61,6	36,8
Итого	595,8	794,6	930,2	1078,7	1262,6

6.5 Оценка суммы прибыли

В проекте определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	миллион рублей				
	2021	2026	2031	2036	2040
Выручка (нетто)	1795,6	2130,0	2519,0	2980,6	3371,1
Текущие расходы	167,05	200,4	192,6	184,9	178,7

Продолжение таблицы 6.7

Наименование	2021	2026	2031	2036	2040
ЕВИТ (прибыль до налогообложения)	1628,6	1929,7	2326,4	2795,7	3193,1
Скорректированный налог на прибыль	325,7	385,9	465,3	559,1	638,6
НОРАТ (чистая прибыль)	1302,9	1543,7	1861,1	2236,6	2554,5
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 6.2.

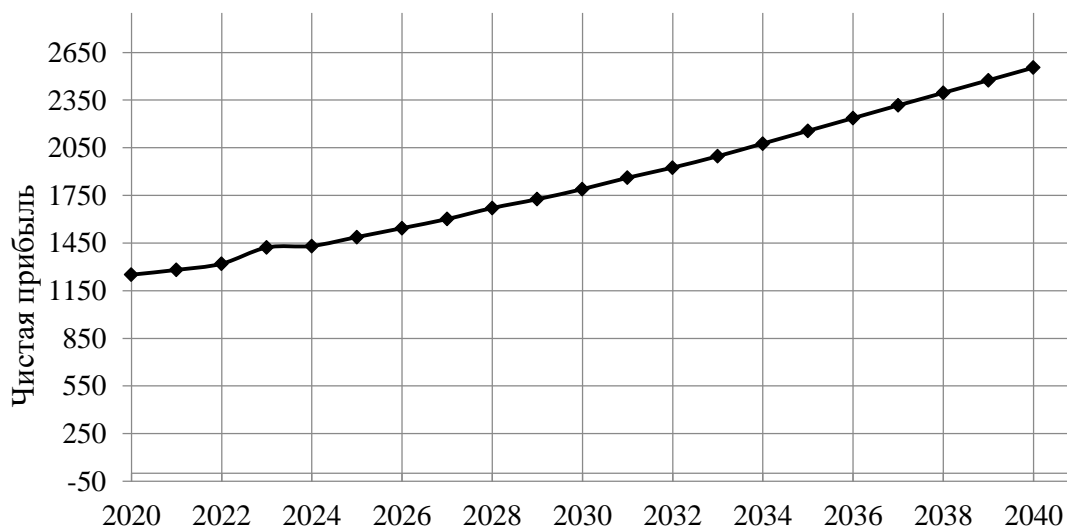


Рисунок 6.2 – Чистая прибыль за первые годы эксплуатации

6.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг.»)

6.7 Методология, исходные данные

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта Project Expert фирмы «Эксперт - Систем». Для целей финансово - экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- Период прогнозирования для ГЭС на реке Ципа мощностью 440 МВт составляет 25 лет, в течении лет до пуска агрегата и 15 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- Используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства ГЭС на реке Ципа мощностью 440 МВт, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС на реки Ципа мощностью 440 МВт.

Использование электроэнергии ГЭС на реке Ципа мощностью 440 МВт в ОЭС Сибири определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2017 - 2042 годов.

Рост тарифа на электроэнергию для Сибирского федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

6.8 Коммерческая эффективность

Цель расчета - определение прогнозного отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, обеспечивающего необходимую норму доходности на затраты Заказчика, реализующего инвестиционный проект строительства ГЭС на реке Ципа мощностью 440 МВт с позиции коммерческой эффективности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии ГЭС на реке Ципа мощностью 440 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства ГЭС на реки Ципа мощностью 440 МВт.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 - Основные показатели эффективности реализации проекта

Показатель	Рубли
Ставка дисконтирования. %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	77
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	5962545221,97
Индекс прибыльности – PI	1,69
Себестоимость эл. энергии, руб./ кВт · ч	0,14
Удельные капиталовложения, руб./кВт	85120,0

6.9 Бюджетная эффективность

К притокам бюджетных средств относится:

– притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный

бюджеты представлены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2017	2022	2027	2032	2040
Налоговые поступления, млн. руб.	49,2	385,7	887,2	1023,7	1294,7
В федеральный бюджет тыс. руб.	48,95	270,42	800,49	954,71	1254,08
В региональный бюджет тыс. руб.	0,01	115,04	86,42	68,68	40,31

6.10 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- Рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- Капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- Операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- Правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- Финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины NPV к изменениям:

- 1) суммы инвестиций;
- 2) цены электроэнергии;
- 3) ставки дисконтирования;
- 4) иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.);

Пределы изменения рассматриваемых факторов определены экспертно.

Увеличение стоимости строительства, увеличение ставки дисконтирования увеличивают величину NPV. При увеличении объема реализации выработки электроэнергии NPV растет (рисунок 6.3 и 6.4).

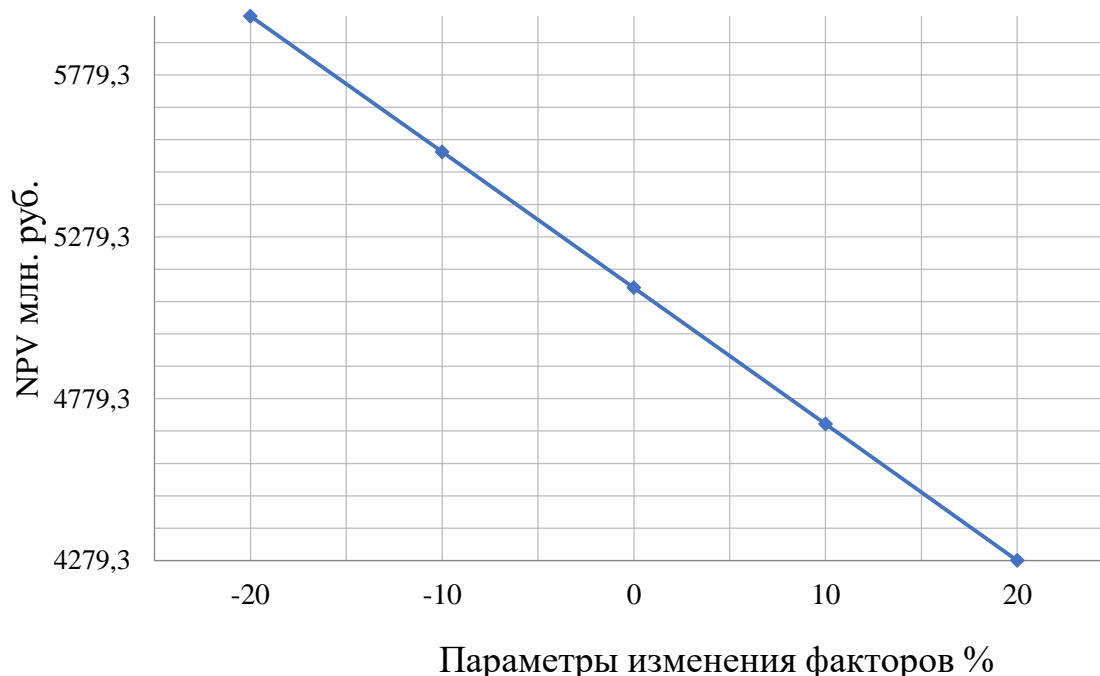


Рисунок 6.3 – Изменение NPV зависимости от изменения объемов инвестиций

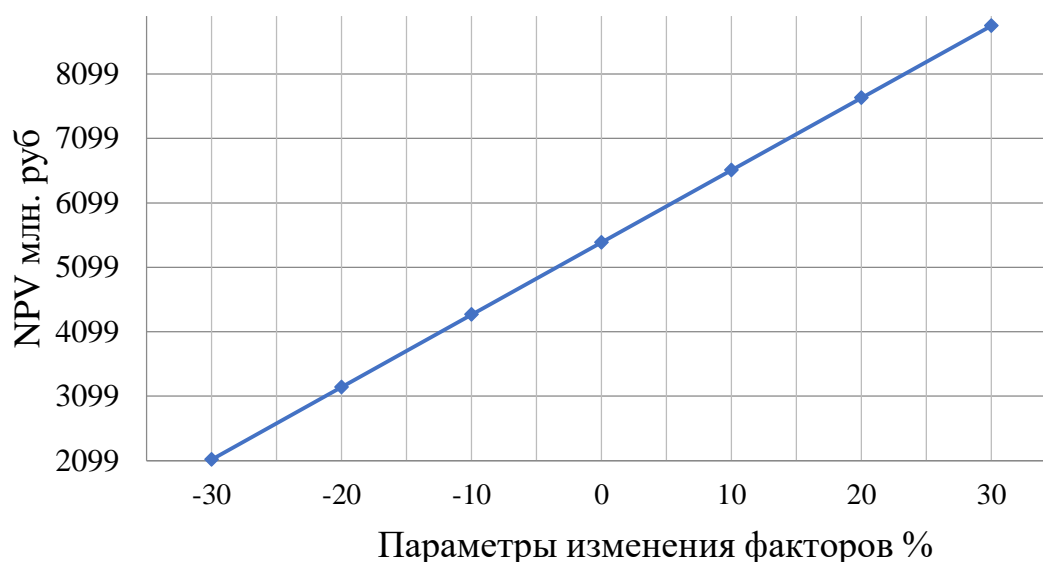


Рисунок 6.4 – Изменение NPV зависимости от изменения цены электроэнергии

По данным графикам видно, что рост объемов инвестиций снижает эффективность проекта. Изменение объемов сбыта прямо влияет на эффективность проекта.

Изменения NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлены на рисунке 6.5.

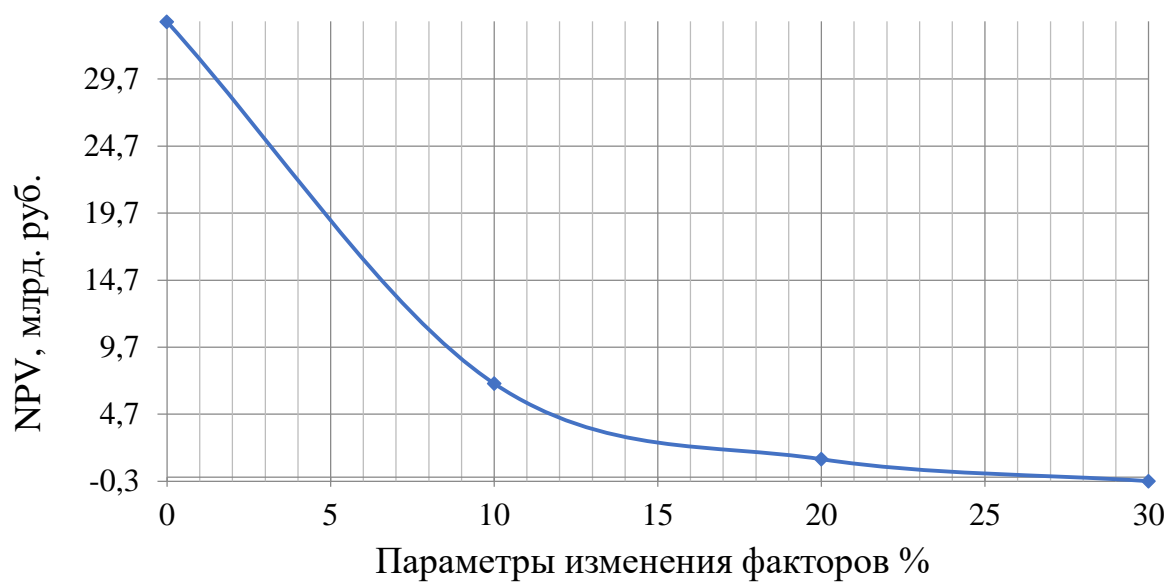


Рисунок 6.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ципского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.1 Общие сведения о районе строительства

Ципский гидроузел расположен на севере Бурятии на реке Ципа в 200 км выше по течению от поселка Багдарин (центр Баунтовского района, около двух тысяч жителей). Площадь района равна 66816 кв. км. Население Баунтовского эвенкийского района невелико.

Баунтовский Эвенкийский район входит в состав Республики Бурятия и является самым крупным по площади районом республики.

Площадь равна 66,8 тысяч квадратных километров. В составе района – 24 населенных пункта, 9 сельских поселений. Административный центр – село Багдарин.

Территория больших перспектив

Территория района имеет густую речную сеть, полностью принадлежащую бассейну р. Витим, большое количество озер, относящихся к Баунтовской котловине, многочисленные минеральные, углекислые и сероводородные горячие источники.

Разнообразен растительный и животный мир. Около 49% площади района занято лесом, 93% всех деревьев составляет даурская лиственница.

Баунтовский район обладает значительными минеральными ресурсами. Имеются запасы молибдена, вольфрама, меди, железа, нефрита, асбеста и каменного угля.

В районе 23 населенных пункта, административный центр - село Багдарин, в котором проживает 4,7 тыс. человек.

Является конечным пунктом региональной автодороги Романовка — Багдарин. Расстояния: до ближайшей железнодорожной станции в городе Чита — 332 км; до республиканского центра — города Улан-Удэ — 597 км. В 11 км к юго-западу от села расположен аэропорт Багдарин (Маловский).

Исток р. Ципа находится на склоне возвышенности Южно – Муйского хребта не далеко от поселка Нифритчика Республика Бурятия у границы с Читинской областью. Длина реки - 692 км. В створе проектируемой Ципской ГЭС водосборная площадь представляет собой довольно зажатая хребтами. Верхняя, северо - восточная часть, которой достигает высоты 3000 м. Площадь водосбора асимметрична и левая часть бассейна больше правой, средний уклон — 1,4 м/км, ширина реки до 200 м, глубина до 9 м.

Питание рек снеговое и дождевое. Весенний паводок имеет две фазы. Первая связана с обильным таянием снегов в среднегорье, а вторая - с таянием снегов в высокогорье. Летние паводки вызываются обильными дождями и таянием выпавшего снега. Роль дождевых осадков в питании реки значительно по следующим причинам:

1. До 75–90% стока воды реки формируется дождевыми осадками (до 400 мм в год).

2. Снежный покров невелик, талые воды имеют небольшое значение;

3. Также малую часть питания рек занимают подземные воды, выходящие в виде источников на поверхность.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется продолжительным весенним половодьем, и вскрытия рек в конце мая, первая половина лета бывает сухой, а во второй идут ливни, выпадает значительная доля осадков (дней с осадками: июнь – 11, июль – 14, август – 16, сентябрь – 9). Ледостав устанавливается в конце сентября. В зимний период река района перемерзает, в нижнем течении рек Ципа наблюдается подлёдный сток. Толщина льда от 1,3 до 1,8 м в зависимости от величины снежного покрова и температурного режима. В участках, где изобилуют наледи, толщина льда до 2,5 м. Почти весь бассейн Ципа находится в зоне сплошного распространения вечной мерзлоты. Глубина грунта, оттаивающего в течение лета, зависит от ориентации, заселенности и других факторов и колеблется от 0,5 до 2 м.

Рассматриваемая территория относится к резко - континентальному климатическому району и характеризуется значительными сезонными и суточными колебаниями температуры. Среднемесечная температура воздуха достигает в июле 17°C и характеризуется наименьшей изменчивостью по годам, абсолютный минимум с минуса 45 до минуса 55°C, абсолютный максимум до плюс 35°C. Общая годовая сумма осадков составляет от 600 до 700 мм.

Основными источниками загрязнения поверхностных водных объектов являются промышленные предприятия и предприятия жилищно – коммунального хозяйства, осуществляющие сброс сточных вод с содержанием загрязняющих веществ, превышающих ПДК водного объекта. Наиболее распространенными загрязняющими веществами поверхностных вод Республики Бурятия являются органические вещества, соединения металлов, фенолы и нефтепродукты. Образование основного объема отходов наблюдается в сфере добычи каменного и бурого угля, руд и песков драгоценных металлов, производства цемента, извести и гипса, электроэнергетики и жилищно-коммунального хозяйства.

По характеру растительности в районе строительства Ципской ГЭС достаточно разнообразна. Лесами из хвойных и мелколиственных пород покрыты почти все склоны гор, плоскогорья и днища многих межгорных котловин. В южной части Забайкалья леса сменяются островами лесостепей и степей, которые по долинам рек заходят далеко к северу.

Леса обладают большими запасами древесины. Преобладают хвойные породы. По берегам реки - таежные леса из кедра, лиственницы даурской, лиственницы сибирской, ели, пихты. Ниже, по речным долинам встречаются сосна и лиственные породы (береза, осина, тополь). Темнохвойные и лиственнично-сосновые леса служат прекрасными охотничьими угодьями. Много ягодных кустарников: смородина, жимолость, черника, брусника, голубика, малина. Много грибов, особенно маслят, подберезовиков, подосиновиков. Некоторые виды растений стали очень редкими, особенно эндемики и реликты, они внесены в Красные книги.

В районе площадки строительства Ципского ГУ обитает 70 вида млекопитающих. Большинство промысловых животных сосредоточено в тайге. Среди пушных зверей первое место занимает лучший в мире баргузинский соболь. Большое значение для сохранения соболя и его размножения имеет Баргузинский заповедник, который является соболиным питомником. Основными видами являются:

– копытные - лось, олень благородный, олень пятнистый, косуля, кабан, лань;

– пушные – заяц - русак, сурок-байбак, барсук, лисица, енотовидная собака, волк, шакал, ондатра;

– птицы – перепел, серая куропатка, фазан, горлица, вяхирь, гуси (серый и белолобый), утки (кряква, нырок красноголовый, чирок - трескунок).

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: Красный волк, сибирский горный козел, изюбрь, олень, кабарка, косуля, заяц беляк, ласка и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Сальского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Ципа на участке строительства Ципской ГЭС представлены следующими видами: окунь, а, ленка. Есть так же сиг, хариус, таймень и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Ципа на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Ципа необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Ципской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Ципского ГУ выполняются следующие виды работ:

1. выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
2. отсыпка перемычек;
3. подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
4. расчистка и планировка территории;
5. возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
6. строительство основных сооружений;

7. строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

1. создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
2. подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
3. выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
4. образование и обращение с отходами;
5. опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Ципа в нижнем бьефе Ципского гидроузла;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе.

7.4 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т.} \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м^3 (1380489,6 м^3);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ - плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{(1380489,6) \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 62122,03 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82 – 202 - 96) Москва, Госстрой России, 1988 г, таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т.} \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (95 т);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ - удельный вес арматуры, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 62122,03 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

Техника безопасности

Проектирование, строительство, ремонт и организация эксплуатации гидротехнического сооружения и гидромеханического оборудования Ципской ГЭС, территория и акватория размещения, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать следующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Речного регистра Российской Федерации;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- Федеральному закону «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- Нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России;
- Государственным стандартам безопасности труда;
- Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- Межотраслевым правилам по охране труда (правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации;
- иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил и норм как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

В зависимости от местных условий предусматриваются дополнительные меры безопасности труда.

На Ципской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, который является организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Персонал Ципской ГЭС и другие лица, при эксплуатации электроустановок, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства действующих и введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. Работник, проходящий стажировку, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть

также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. Под специальными работами понимаются:

- верхолазные работы;
- работы под напряжением на токоведущих частях;
- испытания оборудования повышенным напряжением.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, которые требуют проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону — в трех экземплярах. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

Во время эксплуатации гидроагрегата путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован контроль за работой оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в местных инструкциях. Периодичность и объем вибрационного состояния гидроагрегата устанавливаются в соответствии с действующими нормативными документами.

Капитальный ремонт гидротурбин должен производиться 1 раз в 5-7 лет.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работающих.

8 Тензометрический метод определения напряжения в теле гравитационной плотины

Как известно, бетонные плотины должны соответствовать требованиям устойчивости, прочности и долговечности.

Прочность – это свойство материала сопротивляться действию внутренних напряжений, вызванных нагрузками и воздействиями.

Напряжения, контролируемые в бетонных плотинах I - III класса капитальности, не измеряются, а определяются тензометрическим методом с использованием показаний тензометров. Они установлены в характерных точках плотины группами, которые именуется розетками, совместно с тензометрами, размещенными в ненапряженных образцах или конусах.

Для гравитационных плотин в широких створах, характерно плоское, а в узких створах объемное напряженное состояние. Для контроля плоского напряженного состояния в измерительной точке устанавливается плоская розетка «веер», которая состоит из обязательных четырех тензометров, расположенных в одной плоскости под углом 45° друг другу (рисунок 8.1).

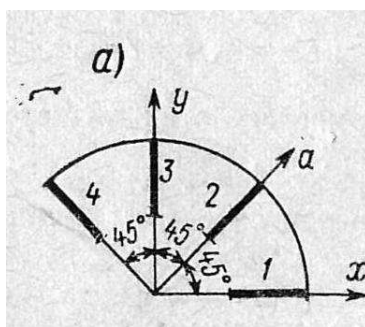


Рисунок 8.1 – Схема плоской тензометрической розетки «веер»

Иногда, перпендикулярно плоскости розетки, устанавливается пятый тензометр, который позволяет одновременно решать вопрос о виде напряженного состояния (рисунок 8.2).

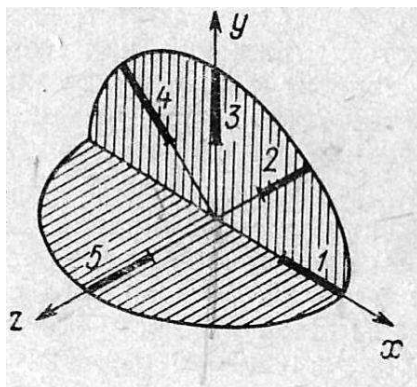


Рисунок 8.2 – Схема плоской тензометрической розетки с пятым тензометром, перпендикулярным плоскости розетки

Если деформация в направлении пятого прибора с учетом показаний тензометра в конусе равна нулю, то имеем случай плоской деформации. Несмотря на отсутствие деформации, напряжение в направлении пятого тензометра не будет нулевым, что следует из закона Гука. Наличие тензометров по биссектрисам углов позволяет контролировать и уравнивать деформации, используя условие инвариантности: сумма деформаций вдоль прямоугольных координатных осей инварианта относительно любого преобразования этих осей.

Условие инвариантности:

$$\varepsilon_1 + \varepsilon_3 = \varepsilon_2 + \varepsilon_4 \quad (8.1)$$

Использование этого условия позволяет восстановить показания преобразователя, вышедшего из строя. Из опыта известно, что условие инвариантности далеко не всегда соблюдается. Если невязка между суммами деформаций не превышает $1 - 2 \cdot 10^{-5}$ относительных единиц, то производится уравнивание деформаций путем введения в них поправки за счет не соблюдения условий инвариантности.

Поправка инвариантности:

$$C = \pm \frac{(\varepsilon_1 + \varepsilon_3) - (\varepsilon_2 + \varepsilon_4)}{\varepsilon_1 + \varepsilon_3 + \varepsilon_2 + \varepsilon_4}. \quad (8.2)$$

Не соблюдение условий инвариантности, свидетельствует о том, что бетон в рассматриваемой точке не достаточно однороден и изотропен.

Деформация, с уточняющей поправкой, при не соблюдении условия инвариантности:

$$\varepsilon_i(\tau) = \varepsilon_i \pm C. \quad (8.3)$$

Иногда условие инвариантности (8.1) не соблюдается с самого начала измерений, что, скорее всего связано с нарушением ориентировки приборов при бетонировании блока. Бывают случаи, когда соблюдение условия (8.1) прекращалось во время укладки бетонного блока, что объясняется локальной трещиной, пересекающей ось одного из приборов.

В случае объемного напряженного состояния устанавливаются объемные розетки, состоящие из девяти тензометров (рисунок 8.3).

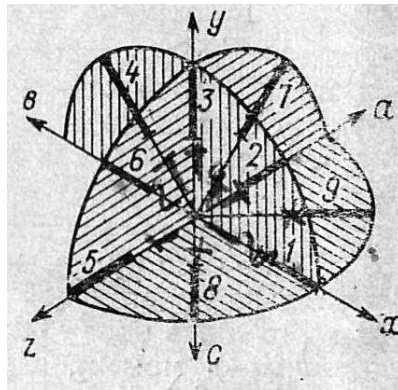


Рисунок 8.3 – Схема объемной тензометрической розетки

В нашей стране натурные измерения деформаций в бетонных гравитационных плотинах производится преимущественно тензOMETрами струнного типа. Каждый струнный преобразователь имеет паспорт, в котором представлена справочная информация о метрологических характеристиках датчика и градуировочная характеристика вида (рисунок 8.4):

$$\varepsilon = \frac{a}{x^2} + \frac{b}{x} + c \text{ или } \varepsilon = a \cdot x^2 + b \cdot x + c \quad (8.4)$$

где $\varepsilon(T)$ – деформация;

a, b, c – индивидуальные коэффициенты градуировочной характеристики прибора;

x – частота струны датчика, в Гц;

$\frac{1}{x}$ – период струны датчика, Мкс.

Принцип действия струнного преобразователя.

При деформации конструкции изменяется натяжение стальной струны и, соответственно, резонансная частота. Возбуждая колебания струны электрическим импульсом, внутренняя электромагнитная катушка измеряет резонансную частоту и, следовательно, ее натяжение, получая измерение деформации конструкции.

Только с учетом показаний тензOMETра в ненапряженном образце, измеренные деформации могут быть использованы для расчета напряжений.

Конус выделяется из блока двойной формой, выполненной из листового железа в виде усеченного конуса (рисунок 8.4). Между его стенками закладываются сухие опилки, а внутрь устанавливается датчик для измерения температуры (термометр) и деформаций (тензOMETр).

Податливость железных форм и засыпки исключает распространение в конусе напряжений от нагрузок и воздействий.

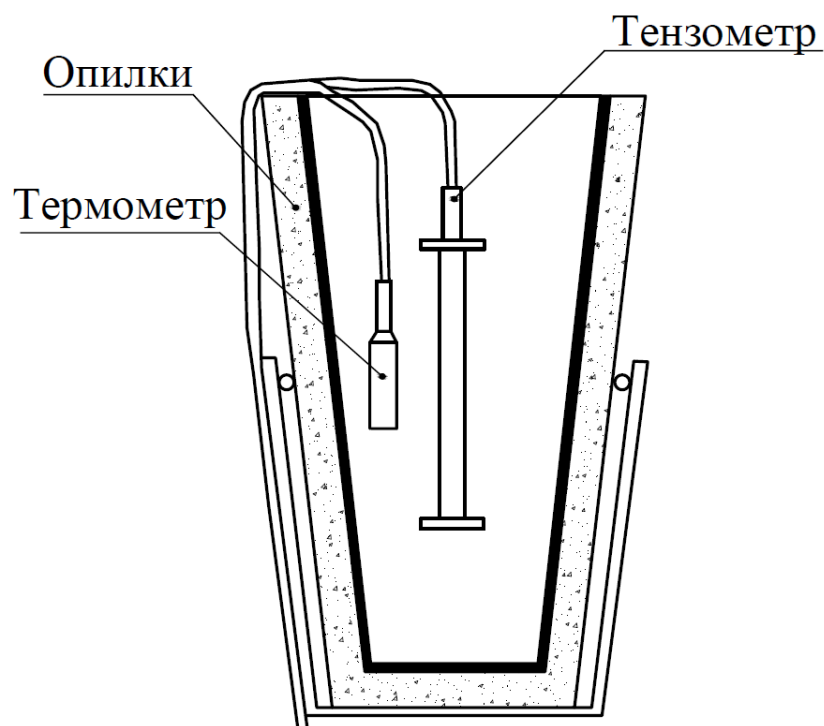


Рисунок 8.4 – Ненапряженный образец (усадочный конус)

Порядок вычисления напряжений:

1. Определяются относительные измеренные деформации по показаниям тензометров в розетке, напряженном образце и температуры в них, по индивидуальным формулам, приведённые в паспорте каждого датчика.

2. Выбираем «нулевой» отсчет, относительно которого определяется последующие напряжения. 1) Нулевой отсчет соответствует возрасту, в котором бетон уже способен воспринимать напряжения, (обычно 18 - 24 часа), считается, что это соответствует концу схватывания бетона. 2) Участок резкого изменения температуры соответствует началу и концу периода схватывания. Поэтому второй прогиб кривой отвечает моменту, с которого бетон способен воспринимать напряжения. 3) Нулевой отсчет можно установить также по графику изменения сумм деформаций по взаимно перпендикулярным направлениям или по графикам сумм приращений деформаций, исходя из условия инвариантности. В первом случае графики параллельные, во втором – практически одна линия.

Вычисление напряженной деформации:

Напряженная деформация ε_n по каждому датчику, входящему в состав розетки, определяется разностью между измеренной деформацией и деформацией в конусе.

$$\varepsilon_n = \varepsilon_n - \varepsilon_0. \quad (8.5)$$

где ε_n – деформация, измеренная в розетке;

ε_0 – деформация, измеренная в конусе.

Нормальные напряжения, в условиях плоского состояния можно вычислить по формулам:

$$\sigma_x = E \cdot \varepsilon_x \quad (8.6)$$

$$\sigma_y = E \cdot \varepsilon_y \quad (8.7)$$

где E – модуль упругости;

ε_x – горизонтальная деформация;

ε_y – вертикальная деформация;

Касательные напряжения можно выразить также через нормальные:

$$\tau_{xy} = -\frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y); \quad (8.8)$$

$$tg2\varphi = -\frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y}. \quad (8.9)$$

Величина и направление главных напряжений в случае плоской задачи определяется следующим образом:

$$\sigma_{1,2} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)^2 + \tau_{xy}^2}. \quad (8.10)$$

Максимальные касательные напряжения вычисляются путем подстановки σ_1 и σ_2 в формулу:

$$\tau_{\max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2}. \quad (8.11)$$

Специфика деформирования бетона под нагрузкой исключает прямое использование закона Гука при вычислении напряжений по деформациям. И причиной тому является ползучесть бетона – свойство, характеризующееся увеличением деформаций с течением времени при постоянной нагрузке. Со ползучестью напряжения связанных релаксациями.

Релаксация напряжений – это процесс уменьшения напряжений при постоянных деформациях. Релаксация, связанная с увеличением резерва прочности бетона, безусловно, относится к положительным качествам.

Для вычисления напряжений с учетом ползучести существуют различные методы. Наибольшее распространение получил метод кривых релаксаций.

Формулу для вычисления напряжения этим способом можно представить в виде:

$$\sigma^* = \varepsilon_n \cdot E \cdot k_p \quad (8.12)$$

где σ^* – напряжение в бетоне с учетом ползучести;

ε_n – напряженная деформация;

k_p – коэффициент релаксации.

Для вычисления напряжений необходимые единичные кривые релаксации для различных возрастов загрузки бетона. Их можно построить по опытным кривым ползучести, что является трудоёмкой операцией, или получить экспериментально. Обычно для проведения вычисления необходимо иметь семейство кривых релаксаций не менее чем для 1 – 7 возрастов, для 3, 7, 14, 28, 90, 180, 365 и более дней.

Для перевода деформаций в напряжения необходимо располагать данными об изменении модуля упруго – мгновенных деформаций и мер ползучести. Эти данные обычно получают по результатам испытаний образцов или не посредственно в сооружении еще в строительный период.

Напряжения в бетоне плотины рассчитываются с использованием программного продукта, поскольку процесс этот весьма трудоёмкий.

Напряжённо - деформированное состояние плотины в годовом цикле наполнения - сработки водохранилища определяется сочетанием действующих нагрузок и воздействий. Основные из них для гравитационной плотины это гидростатическое давление воды, собственный вес бетона, фильтрационное давление воды, а так же температурные воздействия, которые оказывают существенное влияние на характер работы плотины, особенно в верхней её части.

Максимальное сжатие бетона низовой грани наблюдается на стадии наполнения водохранилища, когда бетон прогревается до максимальных температур, а минимальное – на стадии сработки водохранилища и при наименьших в годовом цикле температурах бетона. Учет ползучести уменьшает напряжение до 50% (рисунок 8.5).

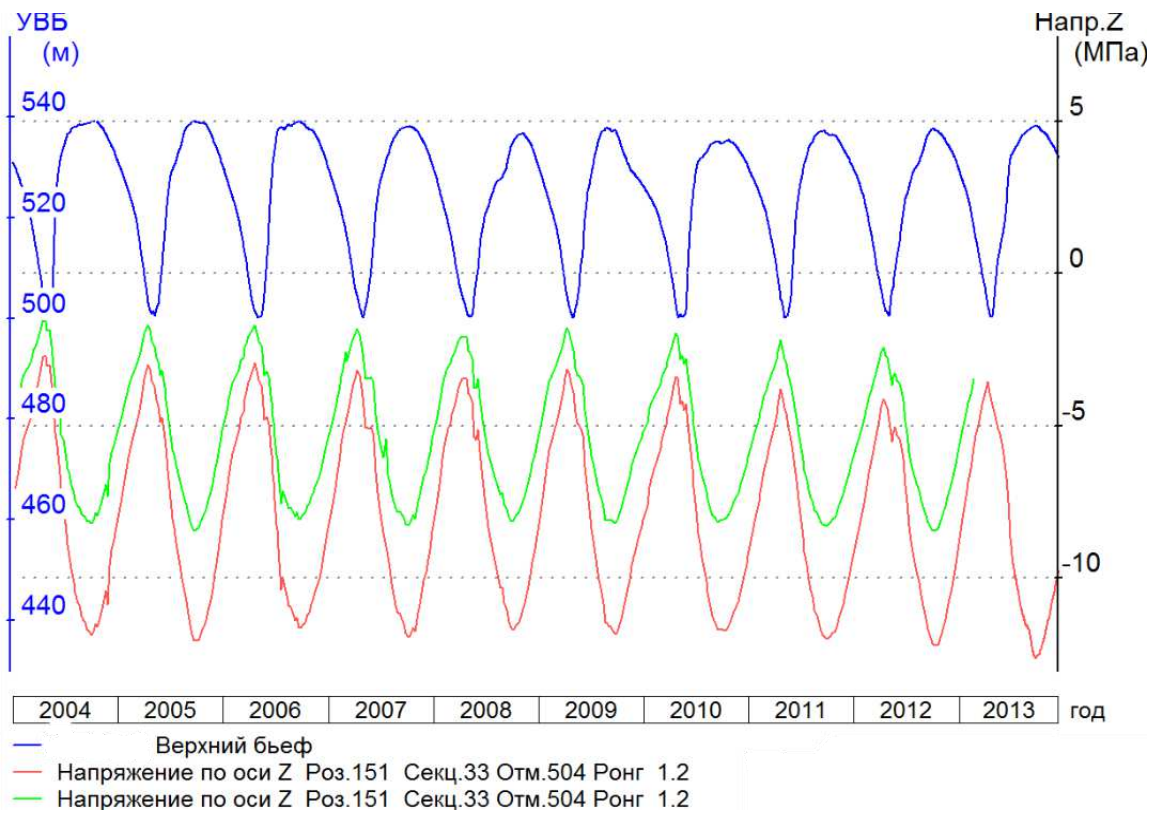


Рисунок 8.5 – Арочные напряжения у напорной грани ключевой секции (с 33) на отметке 504 м

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Методические указания к курсовому проекту/ Александровский А.Ю., Силаев Б.И. – М: Изд-во МЭИ, 1995 г – 44с.
2. Гидромашины: Методические указания к курсовому проекту – Саяногорск, СШФ КГТУ, 2006 – 40 с.
3. Гидроэнергетическое оборудование ГЭС: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю. С. Васильева, Д.С. Щавелева, - Т.1. Основное оборудование ГЭС – М.: Энергоатомиздат, 1988 – стр. 143 рисунок 10.8.
4. Единых сценарных условий ПАО «РусГидро на 2017 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9).
5. Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО, Москва, 2008 г., утвержденными РАО ЕЭС России от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
6. Методы возведения на напряженное состояние бетонных массивов гидротехнических сооружений/ Л.М. Гаркун, А.П. Епифанов, В.Б. Идельсон и др. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 112 с.: ил. – Б-ка гидротехника и гидроэнергетика; Вып.87.
7. Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
8. Пособие по методике обработки данных натуральных исследований бетонных гидросооружений. Под редакцией С. Я. Эйдельмана. «ЭНЕРГИЯ» Ленинградское отделение 1975 г.
9. Преобразователи линейных перемещений измерительные струнные ПЛПС 3, 10. Технические описания и инструкция по эксплуатации. ОА «ДИГЭС».
10. Речные ГТС. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла: методическое указание по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В. Б. Затева. – Саяногорск; Черемушки: сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2015. – 88с.
11. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095549i> .
12. СП от 2.1.4.1110-02 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11336.
13. СП от 01.07.1985 № 3907-85 Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ / Г.Н. Красовского - Введ. 1 июля 1985 г. – М.: Министерство здравоохранения СССР, 1987 г – 22 с.

14. СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// docs.cntd.ru/document/1200000256](http://docs.cntd.ru/document/1200000256).

15. СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https:// dwg.ru/ dnl/ 6858>.

16. Сборник Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) [Электронный ресурс] – Режим доступа: https:// znaytovar.ru/ gost/ 2/ Sbornik_tipovykh_norm_poter_mat.html.

17. Справочник по гидравлическим расчетам. Под С74 редакцией П. Г. Киселева. Изд. 4-е, переработ. и доп. М.:Энергия, 1972.

18. Федеральный закон Российской Федерации от 20 декабря 2004 г. N 166-ФЗ О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rg.ru/2004/12/23/rybolovstvo-dok.html>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно - энергетические расчеты режима работы ГЭС

Таблица А.1 – Расчет водно-энергетического регулирования стока в маловодном году с учетом изменения гарантируемых мощностей

№ месяца	расход, м ³ /с							Объем, км ³			уровень, м				Н	N _{гэс}	N _{гар}
	Q _{полез}	Q _{филь}	Q _{хол сбр}	Q _{вдрх}	Q _{гэс}	Q _{вхк}	Q _{нб}	V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{вб нач}	Z _{вб кон}	Z _{ср}	Z _{нб}			
X	153	1	0	46,00	199	140	200	15,702	0,119	15,583	640,00	639,70	639,85	550,12	88,80	152	152
XI	97	1	0	207	304	70	305	15,583	0,537	15,046	639,70	638,48	639,09	551,50	86,67	227	227
XII	74	1	0	276	350	70	351	15,046	0,715	14,331	638,48	636,83	637,66	552,06	84,67	255	255
I	41	1	0	317	358	70	359	14,331	0,822	13,509	636,83	634,77	635,80	552,15	82,72	255	255
II	36	1	0	289	325	70	326	13,509	0,749	12,760	634,77	632,65	633,71	551,76	81,02	226	227
III	34	1	0	185	219	70	220	12,760	0,480	12,281	632,65	631,15	631,90	550,39	80,58	152	152
IV	52	1	0	16	68	70	70	12,281	0,041	12,239	631,15	631,02	631,09	548,21	81,95	48	ВХК
V	469	1	0	-330	139	140	140	12,239	-0,855	13,094	631,02	633,63	632,32	548,85	82,54	99	ВХК
VI	566	1	0	-427,00	139	140	140	13,094	-1,107	14,201	633,63	636,51	635,07	548,85	85,29	102	ВХК
VII	555	1	0	-416,00	139,00	140	140	14,201	-1,078	15,280	636,51	639,01	637,76	548,85	87,98	105	ВХК
VIII	275	1	0	-136,00	139	140	140	15,280	-0,353	15,632	639,01	639,81	639,41	548,85	89,63	107	ВХК
IX	166	1	0	-27,00	139	140	140	15,632	-0,070	15,702	639,99	640,00	639,98	548,85	90,20	108	ВХК

Вывод: Сошлись отметки Z_{нач} и Z_{кон}, сошлись V_{нач} и V_{кон}, соблюдено соотношение Q_{вхк} ≤ Q_{нб}, соблюдено соотношение N_{гэс} ≥ N_{гар}.

Таблица А.2 – Расчет водно-энергетического регулирования стока в среднемводном году с учетом наполнения и сработки водохранилища

№ месяца	расход, м ³ /с							Объем, км ³			уровень, м				Н	N _{гэс}	N _{гпр}	Э,млн. кВт·ч	дни месяца
	Q _{полез}	Q _{филль}	Q _{хол сбр}	Q _{вдрх}	Q _{гэс}	Q _{вхк}	Q _{нб}	V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{вб нач}	Z _{вб кон}	Z _{ср}	Z _{нб}					
V	492	1	0	-460	32	140	33	12,239	-1,192	13,431	631,02	634,56	632,79	547,51	84,39	23	ВХК	0,02	30
VI	637	1	0	-435,00	202	140	203	13,431	-1,128	14,559	634,56	637,36	635,96	549,59	85,48	148	ВХК	0,11	31
VII	577	1	0	-366,00	211,00	140	212	14,559	-0,949	15,508	637,36	639,53	638,45	549,70	87,86	159	ВХК	0,11	30
VIII	387	1	0	-70,00	317	140	318	15,508	-0,181	15,689	639,53	639,94	639,74	550,85	88,00	240	ВХК	0,18	31
IX	402	1	0	-5,00	397	140	398	15,689	-0,013	15,702	639,94	639,97	639,96	551,66	87,41	298	ВХК	0,21	30
X	240	1	0	-41,00	199	140	200	15,702	-0,106	15,808	639,97	640,00	639,99	550,12	88,98	152	152	0,11	31
XI	119	1	0	184	303	70	304	15,808	0,477	15,331	640,00	639,13	639,57	551,49	87,19	227	227	0,16	30
XII	79	1	0	268	347	70	348	15,331	0,695	14,637	639,13	637,54	638,34	552,02	85,43	255	255	0,19	31
I	48	1	0	307	355	70	356	14,637	0,796	13,841	637,54	635,63	636,58	552,12	83,58	255	255	0,18	30
II	42	1	0	280	322	70	323	13,841	0,726	13,115	635,63	633,69	634,66	551,72	82,05	227	227	0,15	28
III	41	1	0	175	216	70	217	13,115	0,454	12,661	633,69	632,36	633,02	550,35	81,78	152	152	0,11	31
IV	62	1	0	163	225	70	226	12,661	0,422	12,239	632,36	631,02	631,69	550,48	80,32	155	ВХК	0,11	30

Среднеголетняя выработка электроэнергии:

$$Э = 1,66 \text{ млрд. кВт·ч}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО115-В

D_1 , м	3	3,55	4,5	5	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8
η_H	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,953	0,95	0,95	0,95	0,95
$\Delta\eta$	0,026	0,027	0,029	0,029	0,030	0,031	0,032	0,032	0,032	0,033
m	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n^* , об/мин	257,5	217,7	171,9	154,7	138,2	129,1	122,9	109,1	103,3	96,8
$n_{\text{синх}}$, об/мин	250	215,4	166,7	150	136,6	130,4	125	107,1	100	93,8
n'_{Imax} , об/мин	84,56	86,17	84,47	84,42	86,08	87,96	88,59	85,51	84,33	84,36
n'_{Imin} , об/мин	77,34	78,81	77,25	77,21	78,73	80,45	81,02	78,21	77,13	77,15
n'_{Ip} , об/мин	82,04	83,60	81,95	81,91	83,52	85,34	85,95	82,96	81,82	81,84
N^*_a , кВт	78968	110698	178136	220061	276229	244378	349839	444626	496286	564861
z^*	5,572	3,975	2,470	1,999	1,593	1,800	1,258	0,990	0,887	0,779
z	6	4	3	2	2	2	2	1	1	1
N_a , кВт	73333	110000	146667	220000	220000	220000	220000	440000	440000	440000

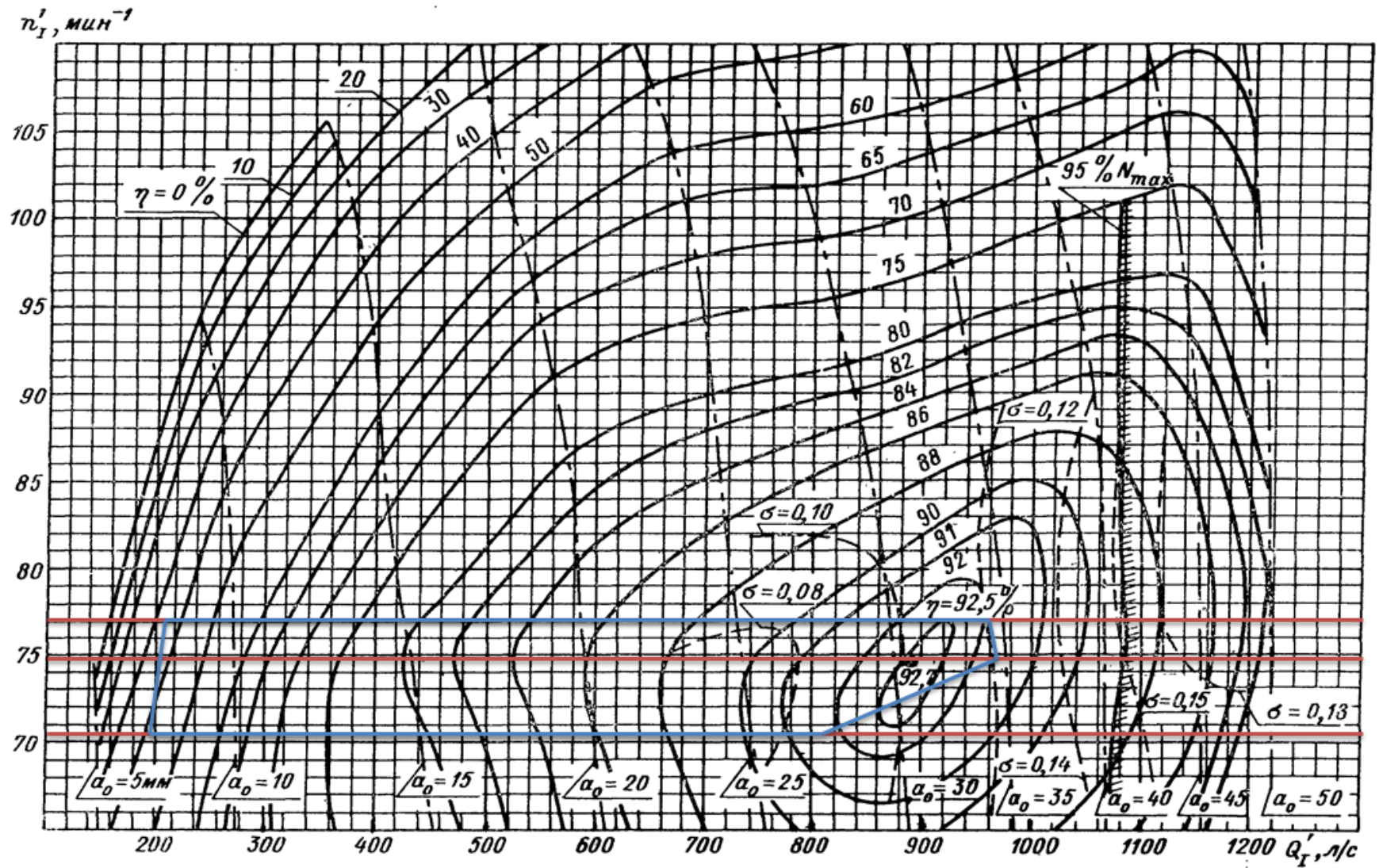


Рисунок Б.1 – Универсальная характеристика РО 115/810-В-51,56

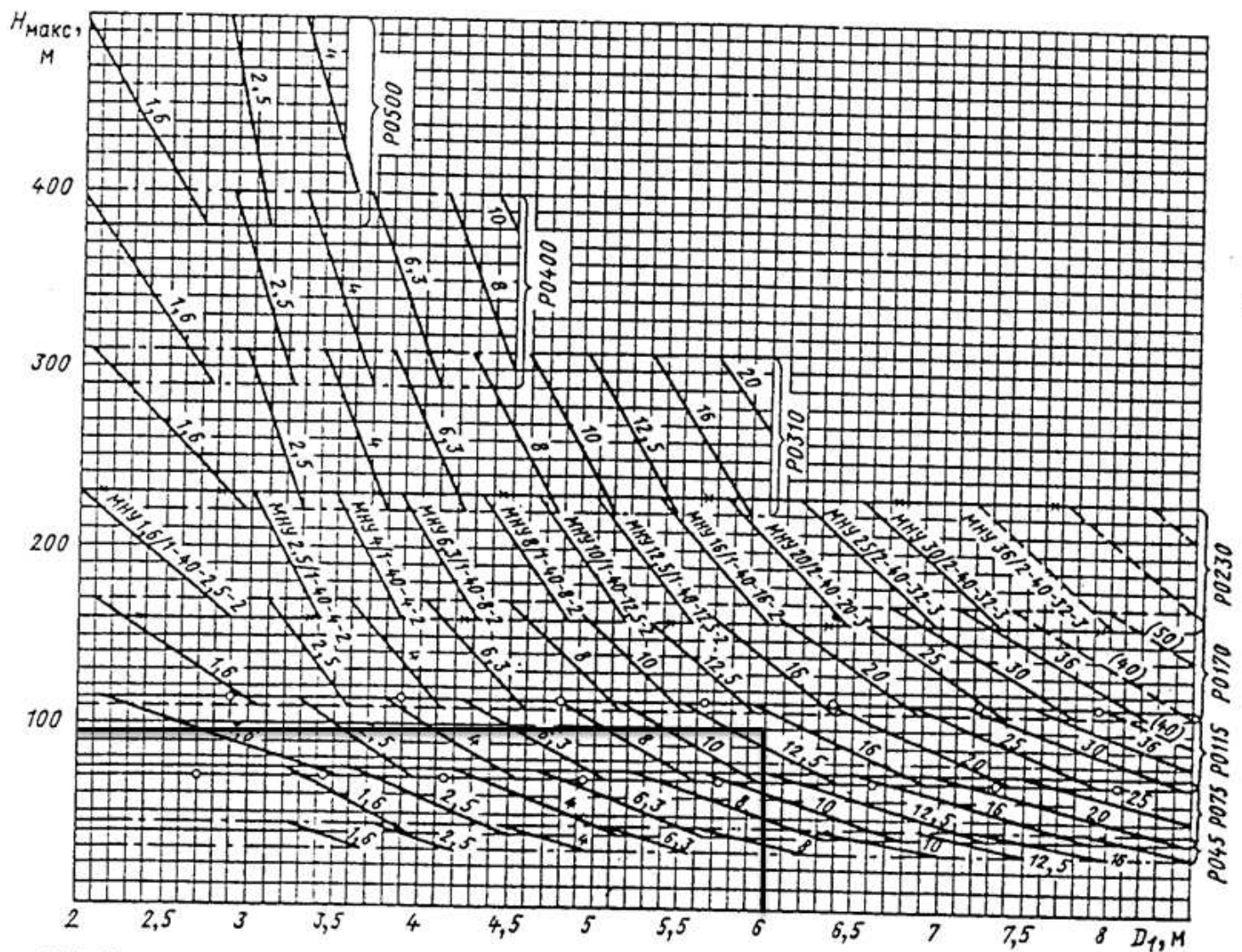


Рисунок Б.2 – Номограмма для предварительного выбора маслонапорных установок радиально – осевых турбин

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Нагрузки, действующие на водосливную плотину

Основное сочетание нагрузок и воздействий

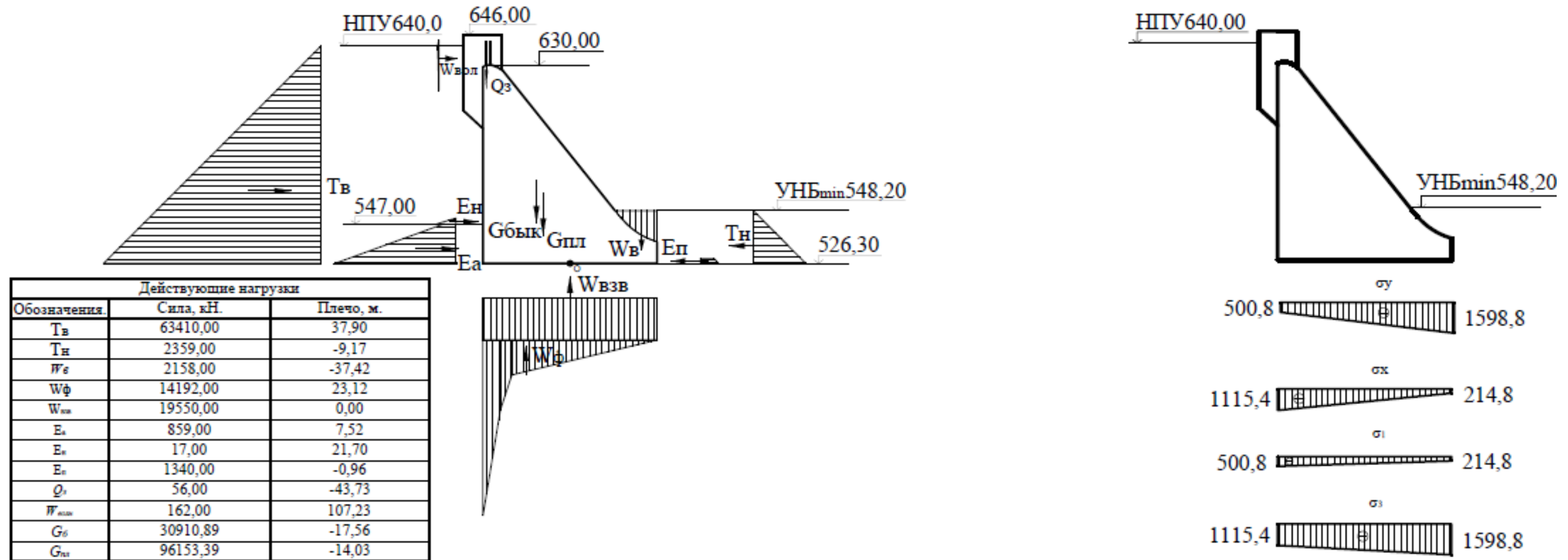


Рисунок В.1 - Нагрузки и напряжения, действующие на водосливную плотину

$G_{\text{пл}}$ - вес водосливной плотины;
 $G_{б}$ - вес бычка;
 $T_{в}$ - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;
 $T_{н}$ - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;
 W_{ϕ} - фильтрационное давление воды;
 $W_{\text{взв}}$ - взвешивающее давление воды;
 $E_{н}$ - активное давление наносов;
 $Q_{з}$ - вес затворов.

Нагрузки:

σ_y - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
 σ_x - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
 τ_{xy} - касательные напряжения;
 σ_1, σ_3 - главные напряжения.

Особое сочетание нагрузок и воздействий

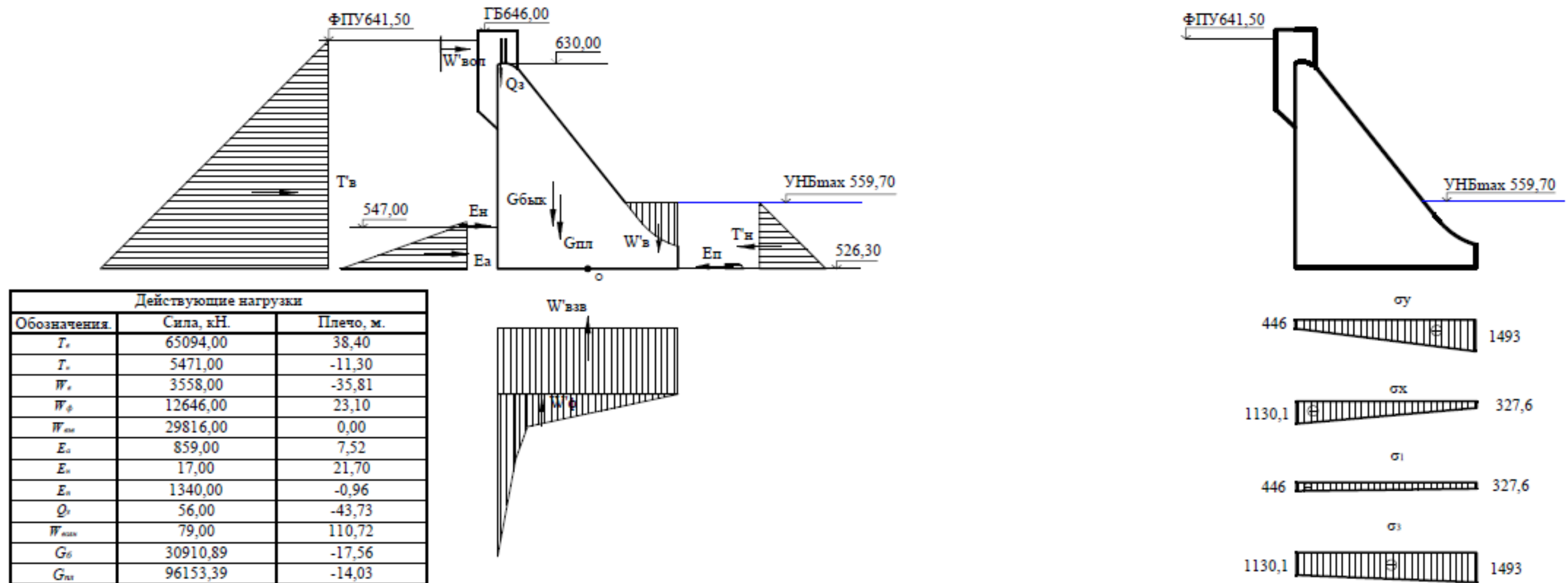


Рисунок В.2 - Нагрузки и напряжения, действующие на водосливную плотину

$G_{пл}$ - вес водосливной плотины;
 $G_б$ - вес бычка;
 $W_в$ - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;
 $W_н$ - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;
 W_ϕ - фильтрационное давление воды;
 $W_{взв}$ - взвешивающее давление воды;
 $E_н$ - активное давление наносов;
 $Q_з$ - вес затворов.

Нагрузки:
 σ_y - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
 σ_x - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
 τ_{xy} - касательные напряжения;
 σ_1, σ_3 - главные напряжения.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

Руководителя Е.В. Фирищак, инженера Службы мониторинга ГТС Филиала
ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

о бакалаврской работе: Проектирование Ципского гидроузла на реке Ципа,
включающей специальный вопрос: Тензометрический метод определения
напряжения в теле гравитационной плотины

Серебряковой Дарьи Дмитриевны

Бакалаврская работа, разработанная Д. Д. Серебряковой, выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Работа представлена на 114 листах пояснительной записки, 6 листах графической части и 2 плакатах. Проект выполнен в соответствии с выданным заданием на проектирование, автором подробно разработаны все части проекта. Выполнена компоновка гидроузла, рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное оборудование. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчёты.

Расчеты, проведенные в работе, выполнены на хорошем уровне. Материал пояснительной записки изложен четко и последовательно, графическая часть сделана аккуратно и технически правильно.

В объеме индивидуального задания, в котором описан тензометрический метод определения напряжения в теле гравитационной плотины. Серебрякова Дарья изучила тему вопроса в полной мере, привела схемы установки тензометров и график изменения напряжений на примере СШГЭС.

Основным замечанием данной бакалаврской работы является то, что не было спроектировано грунтовой плотины.

В процессе работы над бакалаврской работой Д.Д. Серебрякова показала себя трудолюбивым человеком, проявила творческий подход к написанию работы и самостоятельность в выборе технических решений.

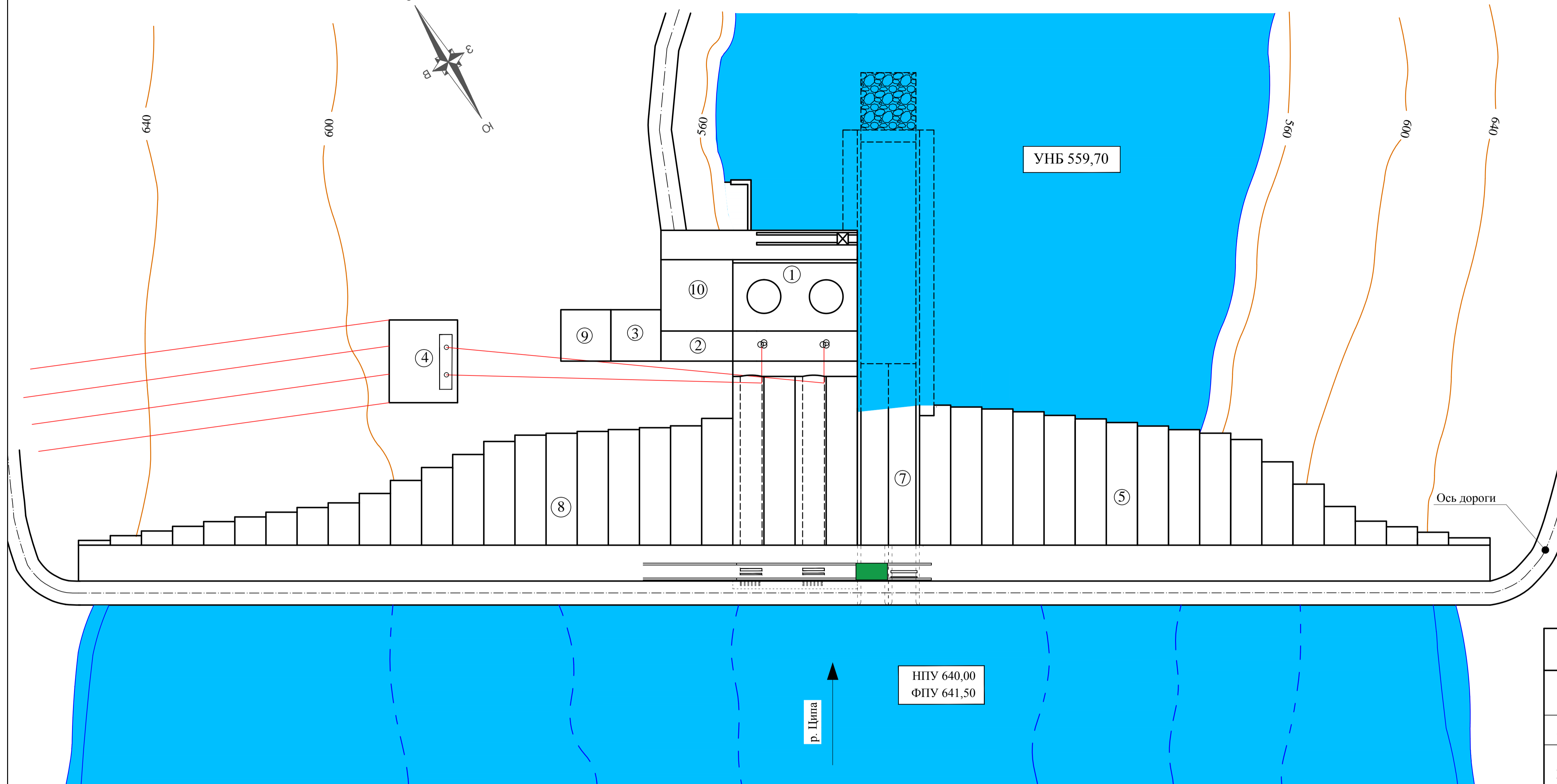
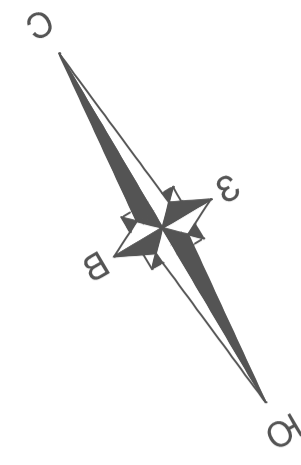
Бакалаврская работа «Проектирование Ципского гидроузла на реке Ципа. Тензометрический метод определения напряжения в теле гравитационной плотины» заслуживает оценки «отлично», а разработчик проекта Серебрякова Д.Д. присвоения квалификации «бакалавр» по направлению 08.03.02 «Строительство». Профиль «Гидротехническое строительство».

Дата 18.06.17.



(подпись)

Генеральный план
Масштаб 1:1000



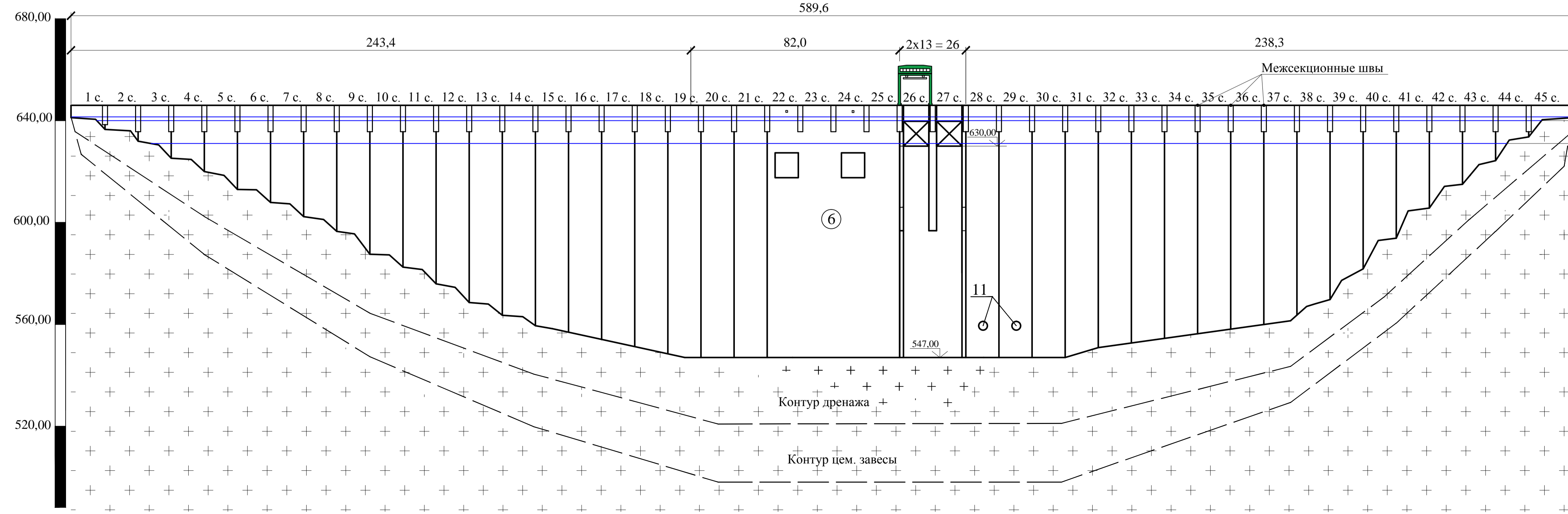
Экспликация сооружений

Позиция	Наименование
1	Русловое здание ГЭС
2	Трансформаторная мастерская
3	Здание административно - технического персонала
4	Здание КРУЭ
5	Правобережная глухая бетонная плотина
6	Станционная часть бетонной плотины
7	Бетонная водосливная плотина
8	Левобережная глухая бетонная плотина
9	Производственные помещения
10	Монтажная площадка
11	Водовыпуски

Ведомость состава проекта

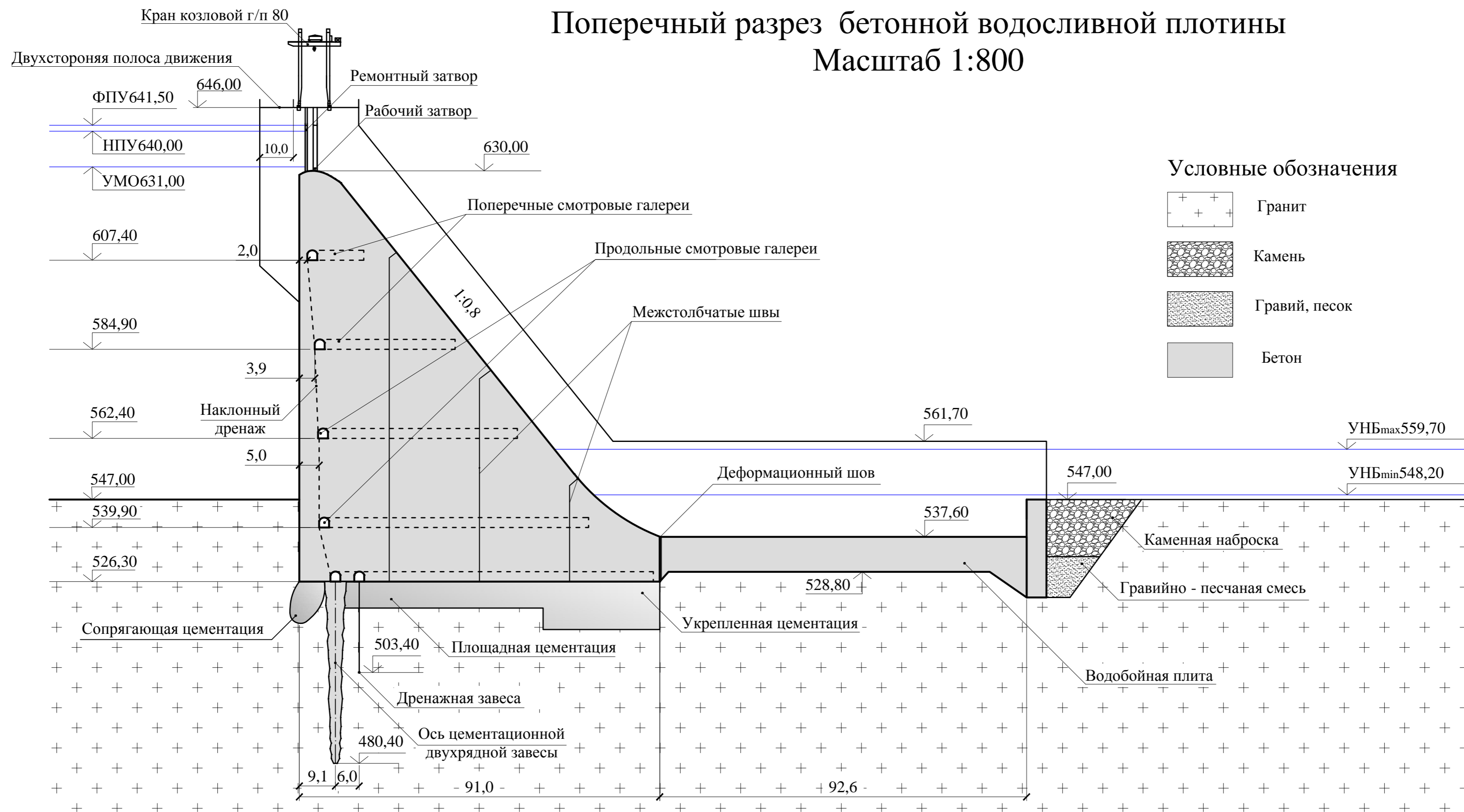
Обозначение	Наименование	Примечание
БР - 08.03.01 - 541319666 ГП	Генплан. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта.	Лист 1
БР - 08.03.01 - 541319666 ГР1	Поперечный разрез бетонной водосливной плотины	Лист 2
БР - 08.03.01 - 541319666 ГР2	Разрез плотины по станционной части. Основные характеристики гидроагрегата	Лист 3
Р - 08.03.01 - 541319666 ГР3	Графические схемы этапов возведения сооружения	Лист 6
БР - 08.03.01 - 541319666 ПЗ	Пояснительная записка	

Вид со стороны верхнего бьефа



БР - 08.03.01 - 541319666 - ГП			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.
Разраб.	Серебрякова Д.Д.		
Провер.	Эклер		
Т.контр.			
Н.контр.	Затеев		
Утв.	Затеев		
Проектирование Ципской ГЭС на реке Ципа		Стадия	Лист
Генеральный план. Вид со стороны верхнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта.		1	6
		Кафедра гидротехнических сооружений	

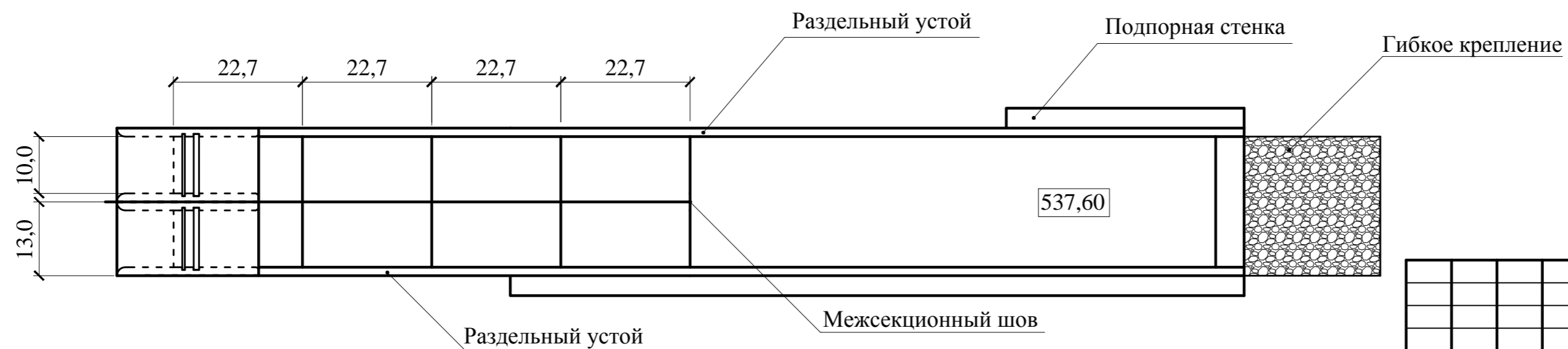
Поперечный разрез бетонной водосливной плотины Масштаб 1:800



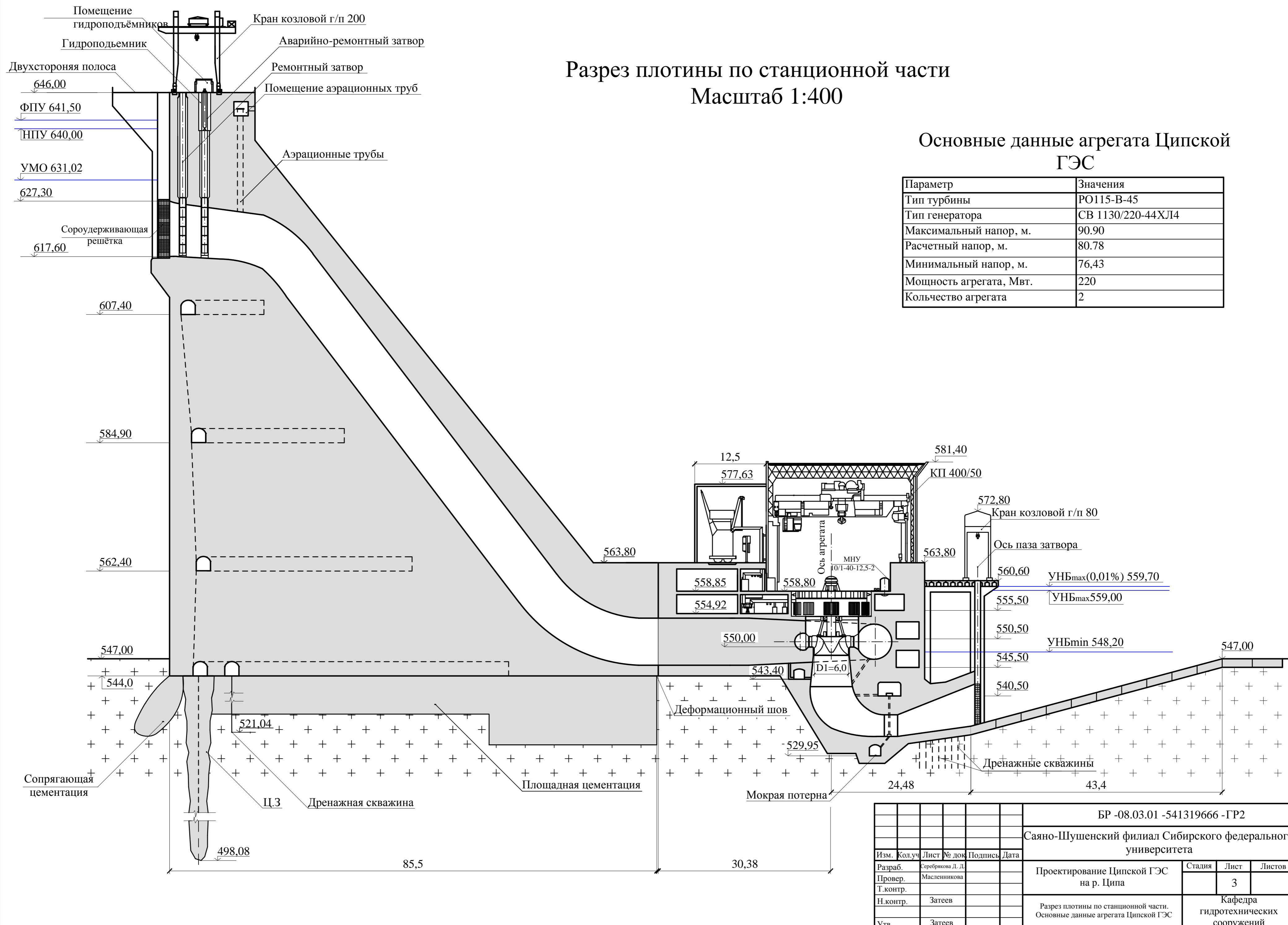
Условные обозначения

-  Гранит
-  Камень
-  Гравий, песок
-  Бетон

План бетонной водосливной плотины Масштаб 1:800



БР -08.03.01 -541319666 -ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Серебрякова Д. Д.				
Провер.	Пермякова				
Т.контр.					
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Ципской ГЭС на р. Ципа				Стация	Лист
Поперечный разрез бетонной водосливной плотины. План бетонной водосливной плотины. Условные обозначения				2	Листов
				Кафедра гидротехнических сооружений	



Разрез плотины по станционной части
Масштаб 1:400

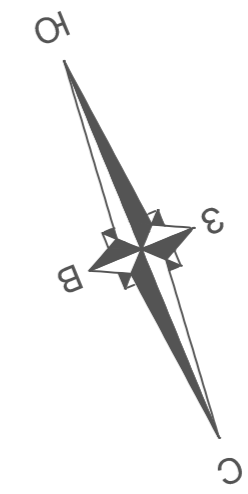
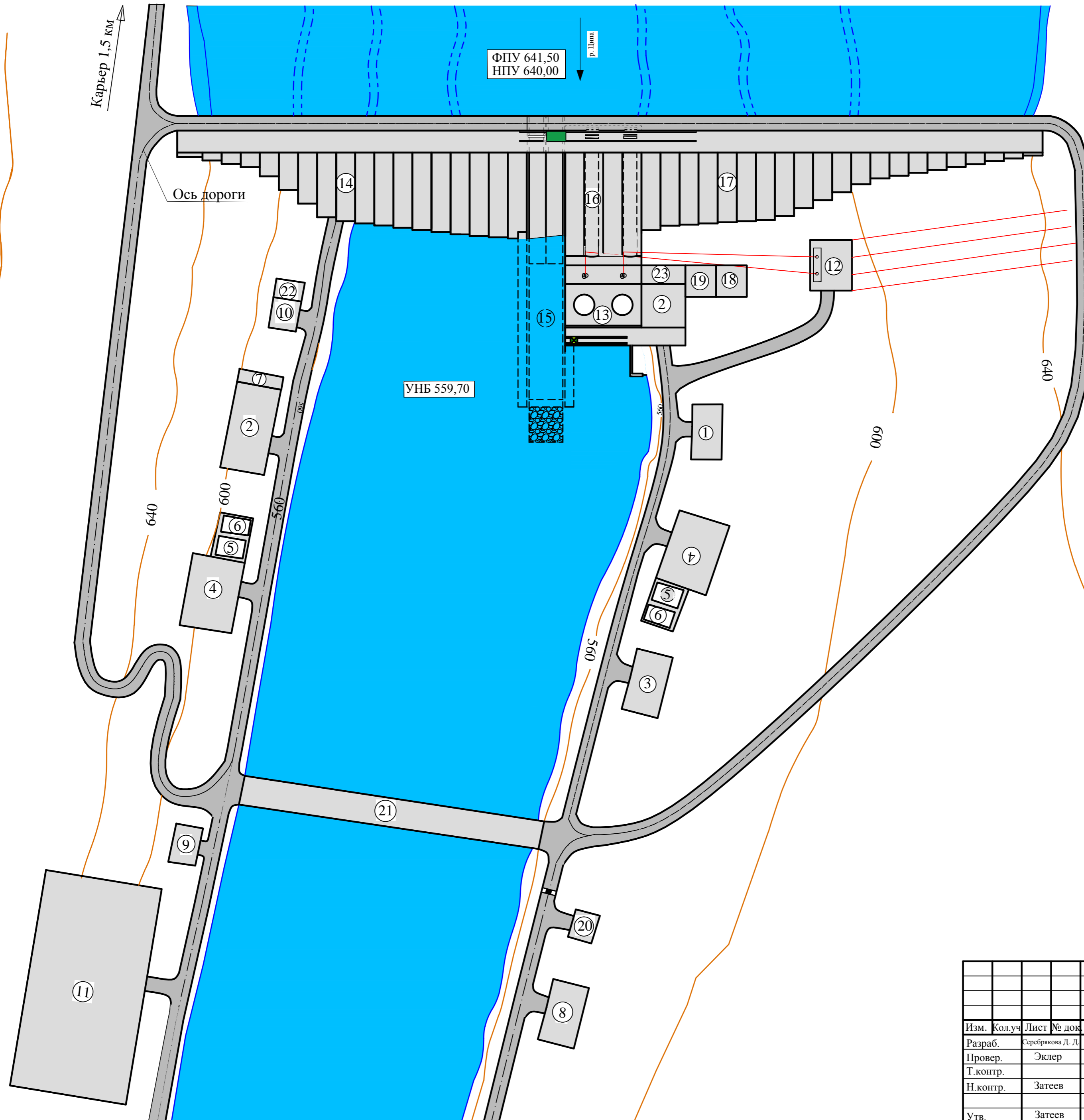
Основные данные агрегата Ципской ГЭС

Параметр	Значения
Тип турбины	PO115-B-45
Тип генератора	СВ 1130/220-44ХЛ4
Максимальный напор, м.	90,90
Расчетный напор, м.	80,78
Минимальный напор, м.	76,43
Мощность агрегата, Мвт.	220
Количество агрегата	2

БР -08.03.01 -541319666 -ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Серебрякова Д. Д.				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.					
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Ципской ГЭС на р. Ципа			Стация	Лист	Листов
				3	
Разрез плотины по станционной части. Основные данные агрегата Ципской ГЭС			Кафедра гидротехнических сооружений		

Строительный генеральный план Ципского гидроузла на реке Ципа

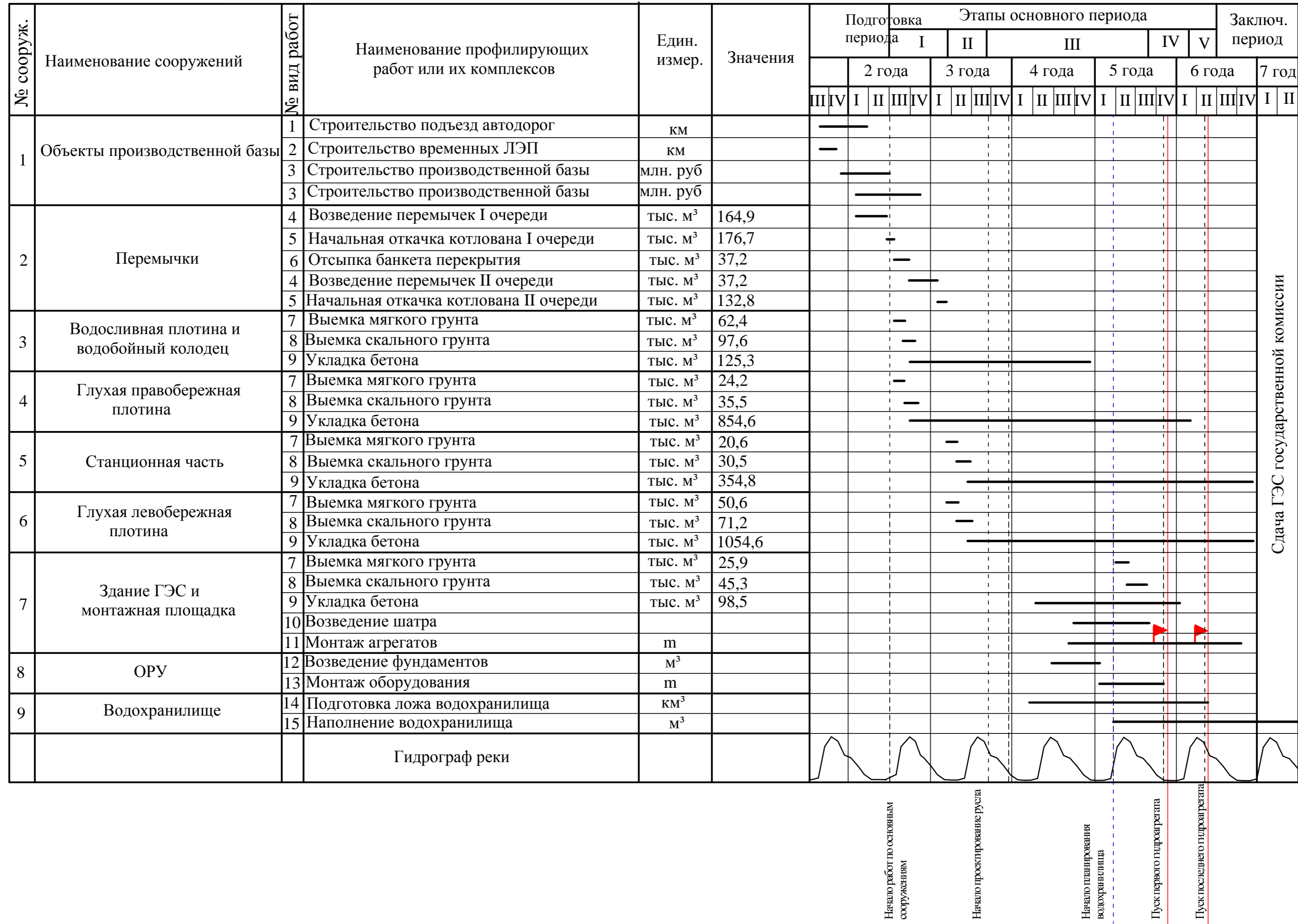
Масштаб 1:2000



№	Название
1	База ГМО
2	Монтажная база
3	Складная база
4	Гравийно - сортировочное хоз- во
5	Бетонный завод
6	Лаборатория
7	Здание закрытой автостоянки
8	Ремонтно - мех. мастерская
9	АЗС
10	Столовая
11	Жилой поселок
12	КРУЭ
13	Русловое здание ГЭС
14	Правобережная бетонная плотина
15	Бетонная водосливная плотина
16	Станционная часть
17	Левобережная бетонная плотина
18	Диспетчерская база
19	Административный корпус
20	КПП
21	Мост
22	Медпункт
23	Трансформаторная мастерская

БР -08.03.01 -541319666 -ГРЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.				Серебрякова Д. Д.	
Провер.				Эклер	
Т.контр.					
Н.контр.				Затеев	
Утв.				Затеев	
Проектирование Ципской ГЭС на р. Ципа				Стация	Лист
Строительный генеральный план Ципского гидроузла на реке Ципа					4
				Кафедра гидротехнических сооружений	

Календарный план Ципского гидроузла на реке Ципа



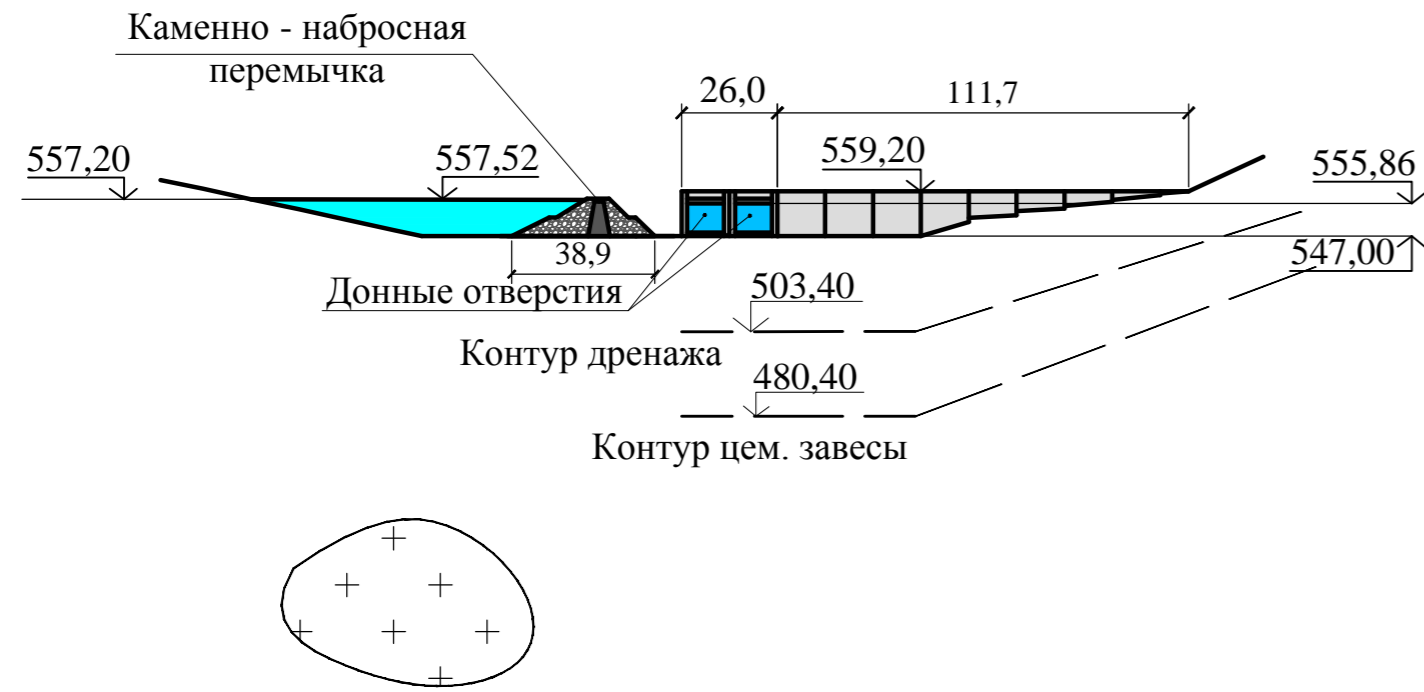
Сдача ГЭС государственной комиссии

Начало работ по основным сооружениям
 Начало проектирования русла
 Начало планирования водохранилища
 Пуск первого гидроагрегата
 Пуск последнего гидроагрегата

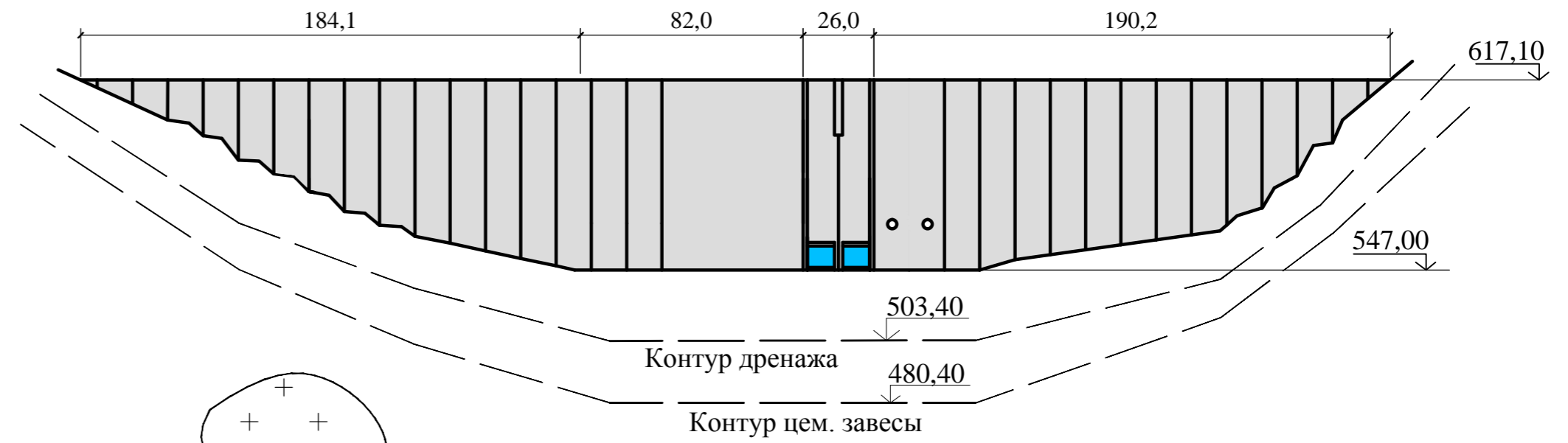
БР -08.03.01 -541319666 -ГРЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Сербрякова Д. Д.				
Провер.	Эклер				
Т.контр.					
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Ципской ГЭС на р. Ципа				Стация	Лист
Календарный план Ципского гидроузла на реке Ципа					5
Кафедра гидротехнических сооружений					

Графические схемы этапов возведения сооружения Масштаб 1:2000

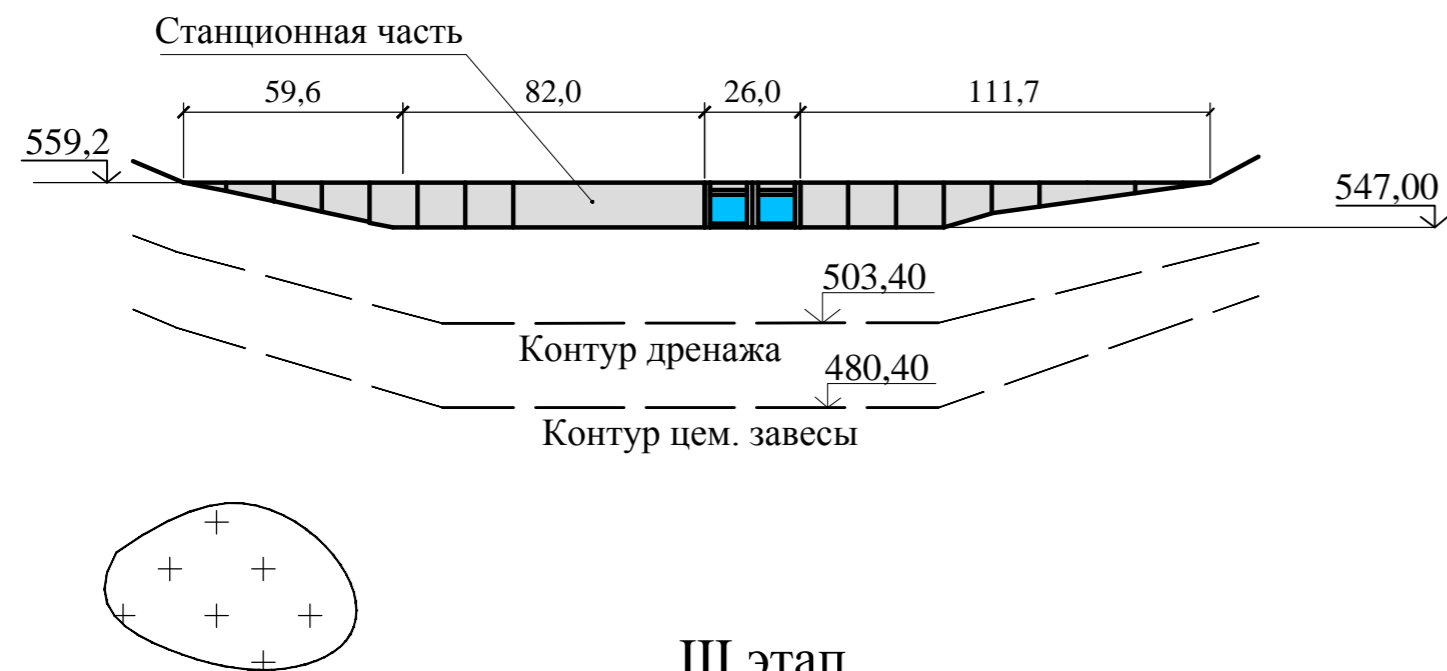
I этап



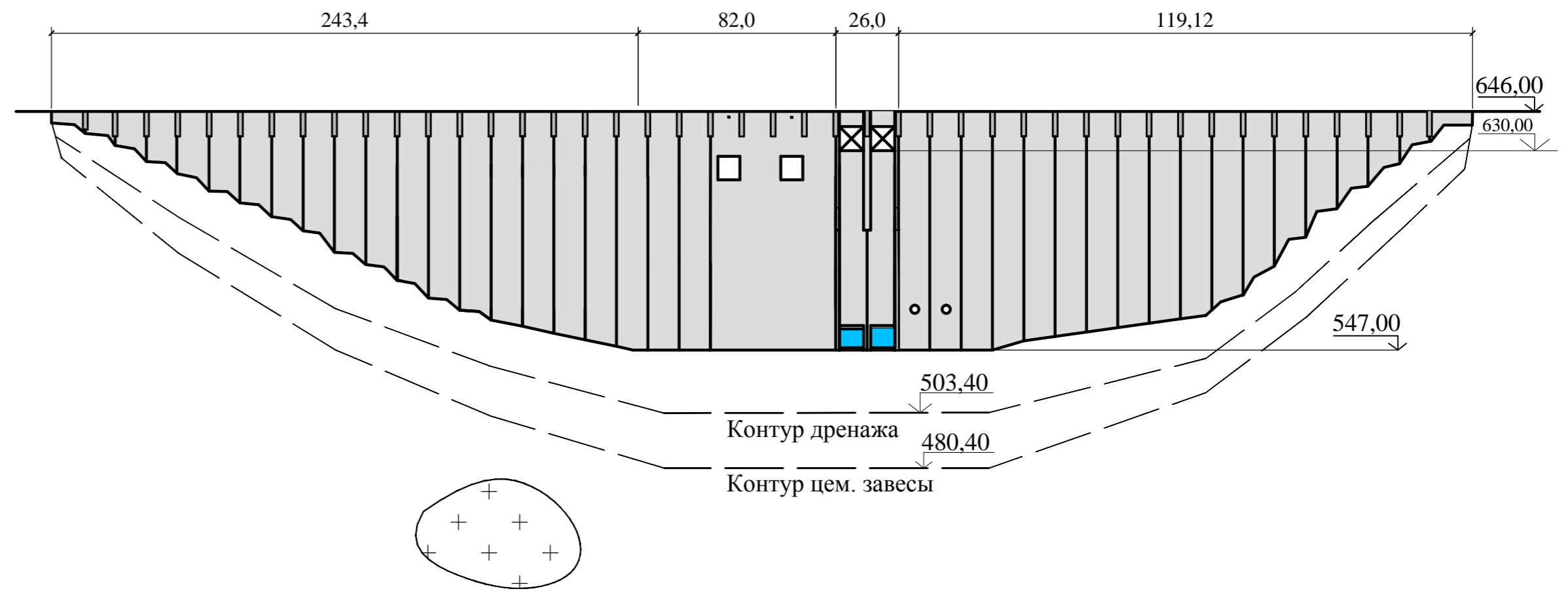
IV этап



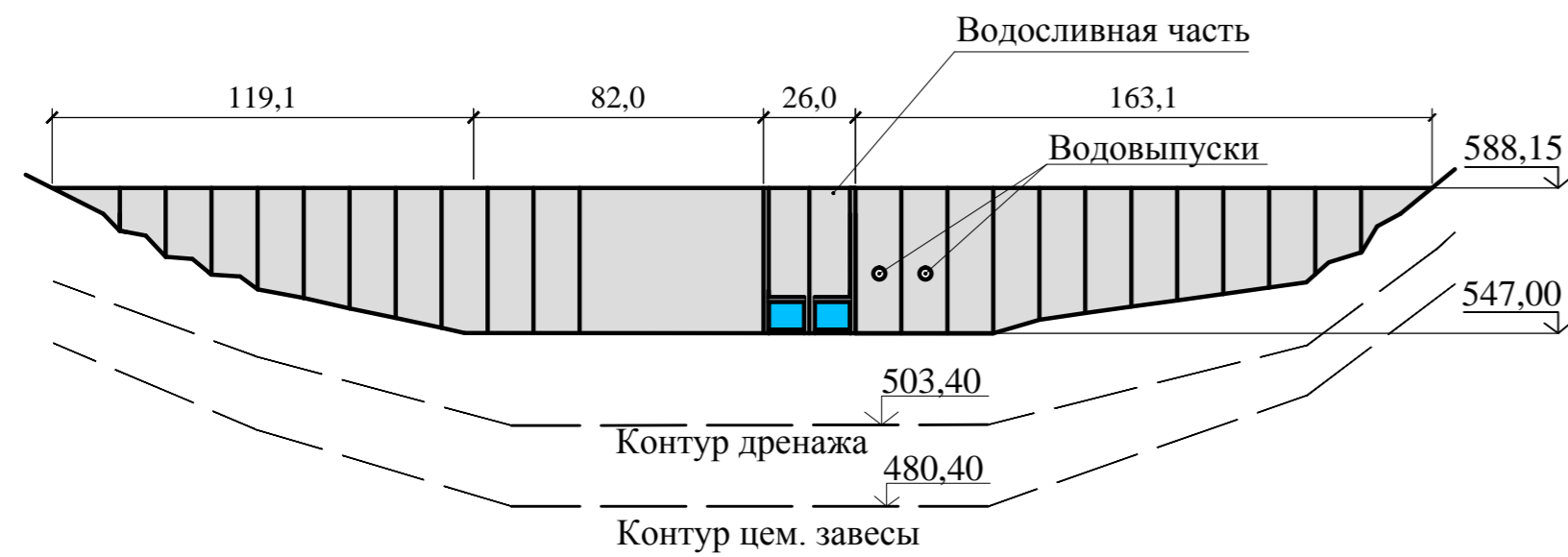
II этап



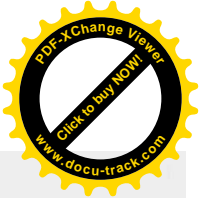
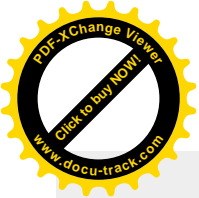
V этап



III этап



БР -08.03.01 -541319666 -ГРЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Серебрякова Д. Д.			
Провер.		Эклер			
Т.контр.					
Н.контр.		Затеев			
Утв.		Затеев			
Проектирование Ципской ГЭС на р. Ципа				Стация	Лист
Графические схемы этапов возведения сооружения					6
				Кафедра гидротехнических сооружений	



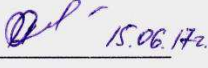

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

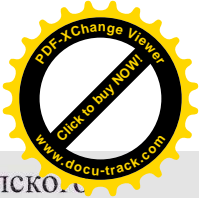
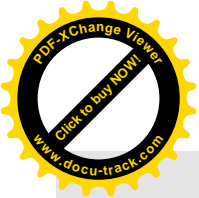
УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.Б. Затеев
подпись
« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРОВСКАЯ РАБОТА
08.03.01. - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦИПСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ ЦИПА.
ТЕНЗОМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В
ТЕЛЕ ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛОТИНЫ**

Руководитель	<u></u> подпись, дата	<u>инженер СССТС</u> должность, ученая степень	<u>Е. В. Фирищак</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u></u> подпись, дата		<u>Д. Д. Серебрякова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ципско. гидроузла на реке Ципа. Тензометрический метод определения напряжения в теле гравитационной плотины.

Консультанты по разделам:

Общая часть  15.06.17 Е. В. Фирищак
подпись, дата

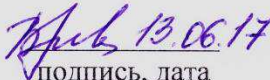
Водно - энергетические расчеты  13.06.17 Е. Ю. Затеева
подпись, дата

Основное и вспомогательное оборудование  13.06.17 А. В. Масленникова
подпись, дата

Компоновка и сооружения гидроузла  10.06.17 Н. А. Эклер
подпись, дата

Гидротехнические сооружения  13.06.17 Л. С. Пермякова
подпись, дата

Мероприятия по охране труда  15.06.17 В. А. Кадычegov
подпись, дата

Технико-экономические показатели  13.06.17 В. В. Лапасова
подпись, дата

Тензометрический метод определения напряжений в теле гравитационной плотины  15.06.17 Е. В. Фирищак
подпись, дата

Нормоконтролер  19.06.17 А. А. Чабанова
подпись, дата