

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А. А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
«__» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧХАЛТИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧХАЛТА.
СОБСТВЕННЫЕ ДЕФОРМАЦИИ БЕТОНА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ПЛОТИН**
тема

Руководитель	_____	_____	<u>Е.В. Фирищак</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____	<u>СБ16-01</u>	<u>К.В. Багаева</u>
	подпись, дата	номер группы	инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Чхалтинской ГЭС на реке Чхалта. Собственные деформации бетона при эксплуатации плотин».

Консультанты по разделам:

Консультант

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ГЭС ЧХАЛТИНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно – геологические условия	13
1.1.4 Населенность района и транспортная инфраструктура	13
1.2 Энерго-экономическая характеристика района	13
2 Водно-энергетические расчеты	16
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	16
2.1.1 Выбор расчётного средневодного года ($P=50\%$)	18
Т.к. среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка по приведенным коэффициентам произведена правильно.	18
2.1.2 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$)	18
2.2 Построение ИКН ЭС	20
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	22
2.4 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	23
2.4.1 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями	23
2.4.2 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС. Покрытие графиков нагрузки проектируемой гидроэлектростанцией	24
2.5 Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы в условиях маловодного года	27
2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей	28
2.7 Определение среднегогодовой выработки	30
3 Основное и вспомогательное оборудование	31
3.1 Построение режимного поля	31
3.2 Выбор турбины по главным универсальным характеристикам	32
3.2.1 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	37
3.2.2 Определение отметки установки колеса гидротурбины	37
3.2.2.1 Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности	38
3.2.2.2 Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности	38
3.2.2.3 Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.	39

3.3	Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры ...	40
3.4	Определение параметров и размеров гидрогенератора	43
3.5	Расчет вала на прочность. Расчет подшипника.....	46
3.6	Выбор маслонапорной установки, электрогидравлического регулятора и кранов	48
3.7	Определение диаметра деривационного.....	48
3.8	Заглубление водозабора на величину воронкообразования	49
	Принято заглубление $H_{кр}=1,5$ м.	50
3.9	Определение габаритов машинного здания	50
4	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений.....	51
4.1	Определение класса сооружения	51
4.2	Проектирование сооружений напорного фронта	51
4.2.1	Определение отметки гребня глухой бетонной плотины и гребня быка	51
4.2.2	Гидравлические расчеты	54
4.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта	54
4.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	56
4.2.2.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	57
4.2.2.4	Построение профиля водосливной плотины	58
4.2.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	59
4.2.2.6	Расчёт водобойной стенки.....	61
4.2.2.7	Расчет водобойного колодца	62
4.3	Конструирование плотины	64
4.3.1	Определение ширины подошвы плотины	64
4.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	64
4.3.3	Быки.....	64
4.3.4	Дренаж тела бетонной плотины.....	64
4.3.5	Галереи в теле плотины	65
4.3.6	Ширина плотины по гребню	65
4.3.7	Элементы подземного контура плотины. Цементационная завеса. Дренаж	65
4.4	Конструктивные элементы нижнего бьефа	66
4.4.1	Водобой	66
4.4.2	Рисберма.....	68
4.5	Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании.....	68
4.6	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	69
4.6.1	Определение основных нагрузок на плотину	69
4.6.1.1	Вес сооружения и затворов	69
4.6.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	70
4.6.1.3	Сила взвешивающего и фильтрационного давления	71
4.6.1.4	Давление грунта.....	72
4.6.1.5	Волновое давление.....	73

4.6.2. Оценка прочности плотины	74
4.6.3. Критерии прочности плотины.....	78
4.6.4. Обоснование устойчивости плотины.....	80
5 Организация и производство гидротехнических работ	82
5.1 Периоды строительства ГЭС.....	82
5.2 Этапы возведения сооружений и пропуск строительных расходов.....	82
5.3 Определение максимального строительного расхода.....	83
5.4.1 I этап – расчет и строительство строительного безнапорного туннеля	83
5.4.1.1 Гидравлический расчет безнапорного туннеля.....	83
5.4.1.1.1 Выбор типа и сечения туннеля.....	83
5.4.1.1.2 Определение минимальной площади живого сечения и уклона туннеля	84
5.4.1.1.3 Проверка пропускной способности туннеля для Q_p	85
5.4.2 II этап – перекрытие русла	88
5.4.2.1 Конструкция перемычек.....	89
5.4.2.1.1 Проектирование суглинистого ядра. Фильтрационный расчет..	90
5.4.3 III этап – возведение сооружений в котловане на всю высоту	94
5.4.3.1 Осушение котлована.....	94
5.4.3.2 Водопонижение котлована	95
5.4.3.3 Разработка котлована.....	95
5.4.3.4 Буровзрывные работы	95
5.4.3.5 Производство земляных работ	97
5.5 Производство бетонных работ	99
5.5.1 Приготовление бетонной смеси.....	100
5.5.2 Опалубочные работы.....	100
5.5.3 Арматурные работы.....	101
5.5.4 Транспортировка бетонной смеси	101
5.5.4.1 Горизонтальный транспорт:	101
5.5.4.2 Вертикальный транспорт.....	102
5.5.5 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию	103
5.5.6 Подготовка оснований блоков	104
5.5.7 Уплотнение бетонной смеси	104
5.5.8 Уход за бетоном.....	105
6 Охрана труда. Пожарная безопасность	107
6.1 Охрана труда	107
6.2 Пожарная безопасность	113
7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Чхалтинской ГЭС.....	118
7.1 Общие сведения о районе строительства	118
7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства ГЭС.....	119
7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	121
7.4 Отходы, образующиеся при строительстве	123

7.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	123
7.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.....	123
7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации ГЭС.....	124
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	126
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	126
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	126
8.1.3 Налоговые расходы.....	129
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .	130
8.3 Анализ денежных потоков.....	131
8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	132
8.4.1 Методология, исходные данные	132
8.4.2 Коммерческая эффективность	133
8.4.3 Бюджетная эффективность.....	133
8.5 Анализ чувствительности.....	134
9 Собственные деформации бетона при эксплуатации плотин	137
9.1 Гидротехнический бетон	138
9.1.1 Особенности бетона и бетонных работ в гидротехническом строительстве	139
9.1.2 Требования, предъявляемые к бетону гидротехнических сооружений	140
9.2.1 Собственные деформации бетона	142
9.2.2 Усадка и набухание бетона.....	144
9.2.2.1 Усадка	144
9.2.2.2 Набухание	146
9.3 Наблюдение и контроль.....	147
9.4 Проектирование Чхалтинской ГЭС	150
9.4.1 Учет влажностных изменений проектируемой станции	150
9.4.2 Период проектирования.....	150
9.4.3 Подбор класса бетона и его состава.....	151
9.4.4 Мероприятия по уходу за бетоном.....	152
9.4.5 Контрольно – измерительная аппаратура	153
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	157
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	160
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ВЭР маловодного года с обеспеченностью годового стока 90 %	162
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ИКН зимних суток	163
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Универсальная характеристика гидротурбины.....	164
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Проточная часть гидротурбины	165
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. План спиральной камеры	166
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Компановка гидроагрегата	167

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ГЭС ЧХАЛТИНСКОЙ ГЭС

ФОРМА 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Наименование ГЭС	Чхалтинская ГЭС на р. Чхалта;
Местонахождение ГЭС	Абхазия;
Тип проектируемой установки	Плотинно-деривационная ГЭС;
Класс постоянных сооружений:	
а) основных	III
б) второстепенных	IV
Напоры ГЭС:	
а) максимальный	128,2 м,
б) расчетный	124,7 м,
в) минимальный	119,1 м.
Характерные расходы воды:	
а) среднемноголетний	102 м ³ /с,
б) всех турбин	62,4 м ³ /с,
в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 3%	324,0 м ³ /с,
г) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,5%	385,8 м ³ /с,
д) минимальный	30 м ³ /с.
Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока	суточное регулирование,
б) отметки:	
-ФПУ	640,0 м;
-НПУ	639,0 м;
-УМО	631,8 м,
в) объемы водохранилища:	
-полный	1,2 км ³ ;
-полезный	0,7 км ³ .
Энергетические характеристики:	
а) установленная мощность	69 МВт,
б) средняя многолетняя выработка	441 млн. кВт·ч.
Климат района электростанции:	
Температура воздуха, °С.	
а) максимальная	+40;
б) минимальная	-5;
в) среднегодовая	+17.

ФОРМА 2 ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ ГЭС

Сооружения гидроузла:

Бетонная гравитационная плотина

Глухая левобережная:

- а) длина по верху 112,0 м,
- б) максимальная высота 32,4 м.

Глухая правобережная:

- в) длина по верху 30,0 м,
- г) максимальная высота 32,4 м.

Водосливная плотина

- а) длина 24 м,
- б) максимальная высота 26 м,
- в) количество пролетов 2,
- г) ширина пролета 10 м.

Грунты основания :

граниты,

Здание ГЭС:

- а) длина 25,5 м,
- б) ширина 12,7 м,
- в) высота 11,4 м,
- г) расстояние между осями агрегатов 9 м.

Основное оборудование:

- а) тип турбины РО1706-В-212,
- б) тип генератора СВ-352/110/16,

Технико-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 76623,2 руб/кВт,
- б) себестоимость энергии 0,31 руб./кВт·ч,
- в) срок окупаемости 227 мес.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция (ГЭС) — электростанция, использующая в качестве источника энергии энергию водных масс в русловых водотоках и приливных движениях.

Гидроэлектростанции обычно строят на реках, сооружая плотины и водохранилища. Для эффективного производства электроэнергии на ГЭС необходимы два основных фактора: гарантированная обеспеченность водой круглый год и возможно большие уклоны реки, благоприятствуют гидростроительству каньонобразные виды рельефа.

Одним из основных сооружений ГЭС является плотина, которая служит для подпора воды, с последующим преобразованием энергии воды в электрическую. В результате разрушения плотины, появляется угроза затопления больших территорий. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов, что регламентируется в СНиПах и нормативных документах.

Завершающей работой в специальности «Строительство» в данном случае является проектирование Чхалтинской ГЭС на реке Чхалта. В проект входит определение ее установленной мощности, выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования, расчет гидротехнических сооружений, определение основных этапов строительства, а также экономическое обоснование строительства данного энергообъекта.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Субтропический климат в горах простирается приблизительно до отметки в 400 м. Вечные снега лежат на высоте от 2700–3000 м. Продолжительность безморозного периода на побережье: 250–300 дней. В горах мощный снежный покров, в районе гребней около 170 ледников общей площадью около 70 км².

Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98, согласно СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» равна -5°C. Среднемесячная температура представлена в таблице 1.1.

Направление ветра преимущественно Восточное, среднегодовая скорость до 0,6 м/с.

Таблица 1.1 - Среднемесячная температура, °С.

	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
днем	+8	+8	+10	+15	+17	+23	+26	+27	+23	+17	+13	+10
ночью	+3	+5	+6	+10	+12	+17	+20	+20	+16	+12	+8	+6

1.1.2 Гидрологические данные

Чхалта (Адзгара, Ацгара) — река в Абхазии, между Главным Кавказским хребтом и Чхалтским хребтом. Образуется от слияния истоков Аданге и Маруха на высоте 1488м. Верхний участок р.Чхалты (Ацгары) является мелководным. Урез устья – 492 м. Средний уклон - 24,5 м/км.

Протяженность реки 40,6 км. Скорость течения реки составляет в среднем 2,9–3,1 м/с. имеет комбинированный режим питания, обусловленный таянием ледников, стаиванием снежного покрова на равнине и — в меньшей степени — ливневыми дождями. Половодье длится около шести месяцев.

Данные ежемесячных расходов за 50 лет для реки Чхалта представлены в таблице 1.2. Требования участников ВХК и потери воды указаны в таблице 1.3.

Таблица 1.2 – Гидрологический ряд для реки Чхалта

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср
1955	51	74	77	54	104	136	162	118	82	62	48	50	85
1956	27	30	68	86	126	194	227	181	96	66	54	26	98
1957	41	54	71	72	109	160	214	190	81	51	60	42	95
1958	49	56	75	77	152	171	208	176	69	75	60	42	101
1959	38	53	69	64	94	166	197	160	49	20	19	51	82
1960	24	31	40	58	83	152	185	163	56	50	26	20	74

1961	51	55	71	67	93	184	200	140	64	64	59	61	92
------	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	----	----	----	----	----

Продолжение таблицы 1.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcr
1962	67	69	75	74	104	160	206	177	67	39	31	58	94
1963	47	55	81	92	113	172	199	172	62	41	51	59	95
1964	39	55	87	86	101	159	177	165	56	48	42	53	89
1965	44	55	70	69	123	126	189	181	65	62	48	55	91
1966	32	42	45	47	85	122	174	163	53	30	50	28	73
1967	57	79	74	138	276	309	286	191	128	70	55	60	144
1968	47	62	60	70	98	160	211	160	74	47	21	54	89
1969	50	56	68	93	126	162	215	162	82	52	60	38	97
1970	43	55	70	67	212	242	191	173	58	34	56	28	102
1971	32	53	67	73	174	178	226	179	68	40	48	32	97
1972	56	62	72	83	109	166	188	174	72	66	69	58	98
1973	51	56	73	73	111	173	207	194	102	71	82	61	105
1974	52	73	70	77	105	160	187	170	60	71	53	63	95
1975	58	71	68	78	214	256	248	215	96	93	75	73	129
1976	48	54	68	81	130	166	221	180	75	71	79	58	103
1977	55	56	58	85	115	142	188	166	70	39	69	61	92
1978	58	72	84	148	294	304	274	222	105	88	84	57	149
1979	41	54	73	70	198	260	266	178	73	90	76	57	120
1980	22	52	76	78	214	282	286	224	101	91	62	92	132
1981	55	61	68	94	238	268	234	202	80	53	73	71	125
1982	48	59	78	101	135	220	220	200	92	112	68	58	116
1983	56	62	79	77	212	230	227	194	74	106	62	32	118
1984	57	62	78	96	201	246	258	210	100	60	53	66	124
1985	51	75	92	144	264	312	266	209	107	89	72	71	146
1986	58	64	73	136	226	236	275	226	118	107	79	60	138
1987	62	69	76	114	174	190	225	193	83	79	69	68	117
1988	29	49	78	112	182	192	220	182	78	75	93	62	113
1989	36	46	54	70	116	122	140	117	43	29	58	24	71
1990	39	38	48	56	92	110	145	118	48	40	40	60	69
1991	36	37	40	44	66	124	150	98	47	40	33	59	64
1992	32	37	47	68	131	206	142	117	44	34	29	54	78
1993	43	45	52	84	145	150	191	160	82	58	38	16	89
1994	49	57	74	104	166	166	222	185	70	69	55	58	106
1995	50	56	71	88	123	133	182	177	57	39	52	56	90
1996	52	53	71	99	134	158	205	168	59	55	76	75	100
1997	50	56	72	97	113	187	196	178	66	58	44	60	98
1998	49	52	54	68	151	172	211	168	90	66	60	38	98
1999	46	64	72	69	90	182	207	114	69	54	54	24	87
2000	49	54	56	66	184	242	237	164	53	30	62	36	103
2001	48	56	73	74	168	172	197	202	75	46	51	53	101
2002	65	67	77	93	200	236	232	182	80	86	72	48	120
2003	63	58	75	86	143	161	220	206	112	75	89	61	112
2004	51	66	76	93	108	194	224	134	90	61	57	58	101
Qcr	47	57	69	84	148	189	211	174	76	61	57	53	102

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Фильтрация	1	1	2	3	3	6	7	6	2	2	1	1
Испарение	1	1	1	1	2	3	3	3	1	1	1	0
Шлюзование	0	0	0	0	2	4	5	5	0	0	0	0
Сан.попуск	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5

Кривые связи зависимостей водохранилища представлены на рисунке 1.1, НБ и расходов – 1.2.

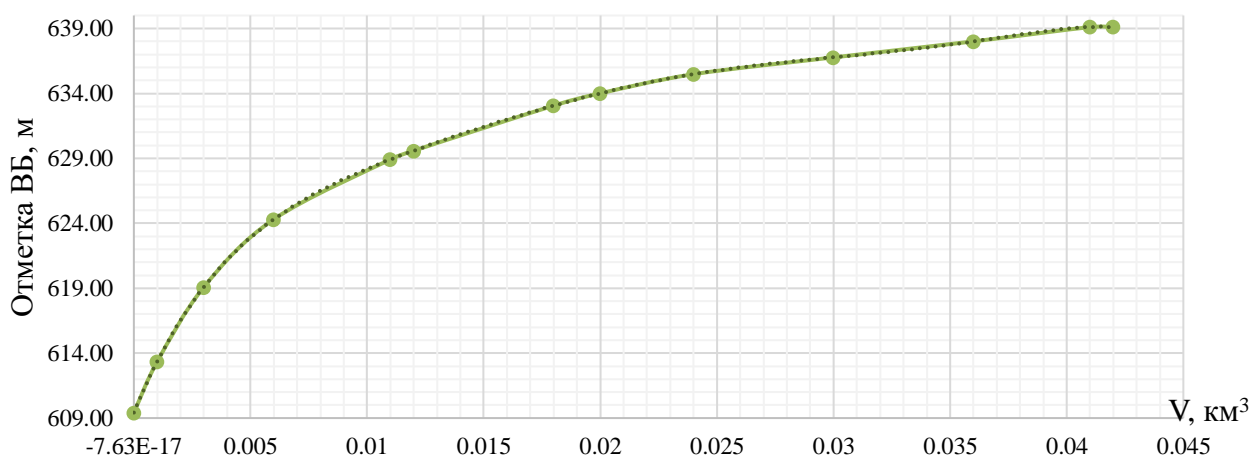


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Уравнение аппроксимации: $y = -126\,090\,435\,712x^6 + 18\,002\,219\,616x^5 - 1\,011\,499\,238,75x^4 + 28\,681\,550,0859375x^3 - 448\,063,509857178x^2 + 4\,332,79921293258x + 609,42463270255$

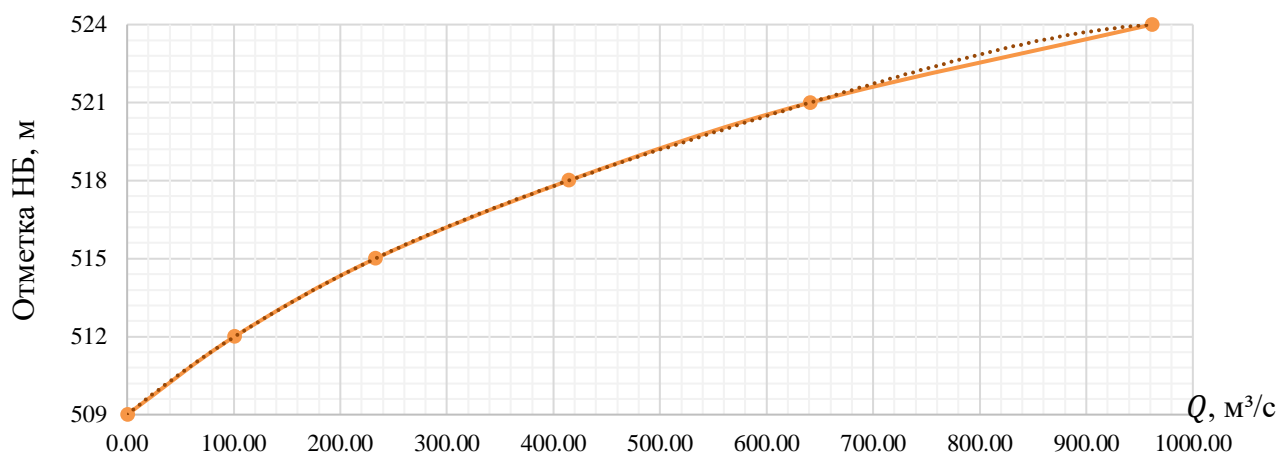


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа для летнего и зимнего периодов

Уравнение аппроксимации: $y = -0,00000000000000165751297117532x^5 + 0,0000000000160131857860485x^4 + 0,0000000203617126492972x^3 - 0,00003815000971485460x^2 + 0,0333897730488388x + 509,000000066459$

1.1.3 Инженерно – геологические условия

Большую часть территории занимают отроги Водораздельного хребта, ограничивающего Абхазию с севера: Гагрский, Бзыбский, Абхазский и Кодорский хребты. С юго-востока в Абхазию заходит, постепенно сужаясь, Колхидская низменность. Узкая полоса низменности тянется вдоль побережья к северо-западу от реки Кодор. Между горами и низменностями пояс холмистых предгорий. Развиты карстовые явления (пещеры Воронья, Абрскила, Анакопийская).

По геологической карте определено, что в районе створа Чхалтинской ГЭС нет зон тектонического контакта. Распространены вулканические породы: порфириты и туфы среднеюрского возраста. Широко развиты меловые известняки, мергели, песчаники и глины.

В рассматриваемом створе находятся граниты.

1.1.4 Населенность района и транспортная инфраструктура

У устья реки, где она впадает в реку Кодор, находятся 2 поселка – Чхалта и Ажара, в долине реки – поселки Левый и Правый Птыш.

Число населения:

156 человек – село Ажара,

114 человек – поселок Левый Птыш,

81 человек – поселок Чхалта,

58 человек – поселок Правый Птыш.

В Абхазии имеются 2 аэропорта и 4 морских порта. Ближайшие расстояние от портов (аэро - и морского) до выбранного створа около 80 км, 60 из которых проходят по основным дорогам, а лишь 20 по проселочным.

Проселочные дороги необходимо будет преобразовать в основные, посредством их расширения и укрепления дорожного покрытия.

1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Абхазия граничит с Российской Федерацией в области Краснодарского края и Карачаево-Черкесской Республики. Этот регион относится к ОЭС Юга.

Объединённая энергетическая система Юга располагается на территории Южного и Северо-Кавказского Федеральных округов и 15 субъектов Российской Федерации.

В её состав входят 13 региональных энергосистем включая Астраханскую, в которую входит Чхалтинская ГЭС.

Энергетический комплекс образует 169 электростанций, суммарной установленной мощностью 21,539 тыс. МВт, 1737 электрических подстанций 110 – 500 кВ и 2147 линий электропередачи 110-500 кВ общей протяженностью 60971 км.

В электроэнергетический комплекс Астраханской области входят также 125 линий электропередач, общей протяженностью 5292,98 км. В диспетчерском ведении Астраханского РДУ находятся 109 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций классом напряжения 110-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 4754,1 МВА.

Энергосистема: ОДУ Юга, Астраханское РДУ, $P_{max} = 706$ МВт.

Потребление мощности в разные сезоны представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Потребление мощности Астраханского РДУ

Время, ч	Мощность потребления зима, МВт	Мощность потребления лето, МВт
1	567	383
2	540	369
3	522	359
4	509	354
5	501	355
6	508	373
7	532	403
8	577	442
9	613	484
10	653	503
11	671	506
12	664	502
13	657	500
14	654	498
15	655	500
16	653	500
17	665	491
18	692	489
19	706	482
20	698	498
21	687	535
22	673	511
23	645	467
24	607	415

Суточные графики потребления для нахождения зоны работы проектируемой станции представлены на рисунках 1.3 и 1.4.

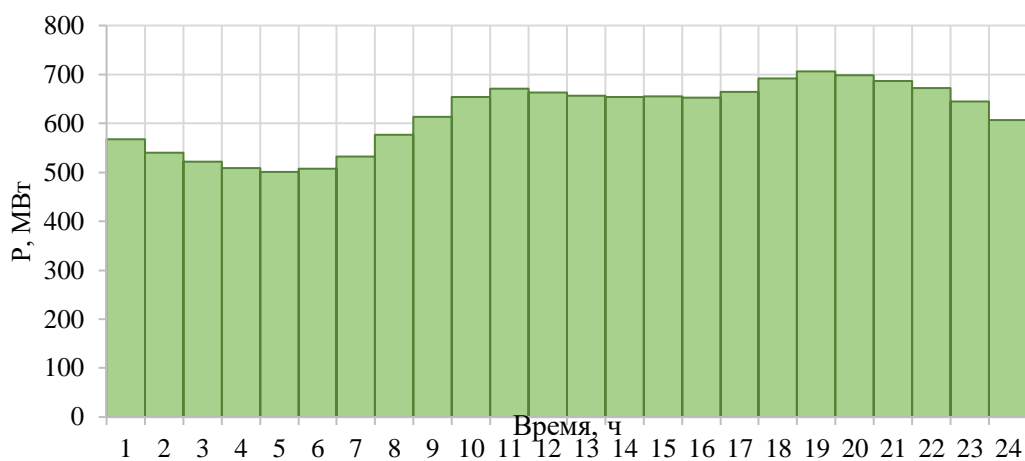


Рисунок 1.3 – Суточный график потребления мощности Астраханского РДУ в зимнее время

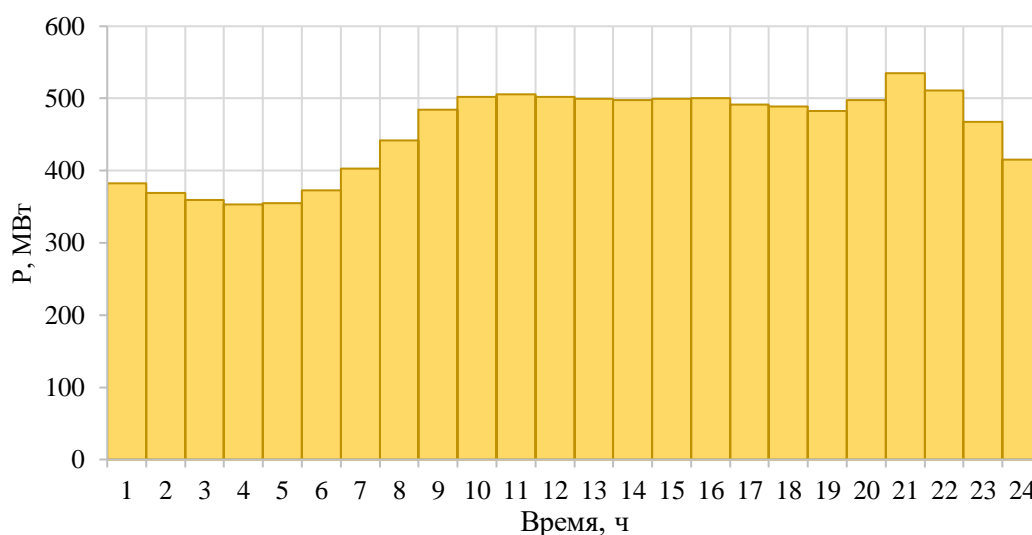


Рисунок 1.4 – Суточный график потребления мощности Астраханского РДУ в летнее время

Установленная мощность существующей ГЭС (1/5 часть)

$N_{уст} = 260$ МВт; $Э_{ср.сут} = 2,43$ млн.кВт·ч

Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;

Зимний коэффициент $k_3 = 1$;

2 Водно-энергетические расчеты

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

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчета среднемноголетней выработки необходимо разобраться с условиями водности реки в заданном створе, исходя из представленных в таблице 1.1.2 гидрографов за 1955-2004 гг., и определить расходы маловодного и средневодного года.

Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период.

Таким образом, к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII месяцы, а к периоду межени – IX, X, XI, XII и, I, II, III, IV месяцы.

Далее вычисляем средние расходы (m^3/c) для всех лет ряда, за период межени и половодья и располагаем их в порядке убывания.

Обеспеченность находим по формуле 2.1:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

P, %	год	$Q_{\text{ср.год.}}$	год	$Q_{\text{меж.}}$	год	$Q_{\text{пол.}}$
2	1978	149	1985	88	1978	273
4	1985	146	1978	87	1967	266
6	1967	144	1986	87	1985	263
8	1986	138	1967	83	1980	252
10	1980	132	1987	77	1986	241
12	1975	129	2003	77	1981	235
14	1981	125	1982	77	1975	233
16	1984	124	1975	77	1984	229
18	2002	120	2002	74	1979	225
20	1979	120	1988	72	1983	216
22	1983	118	1980	72	2002	213
24	1987	117	1984	72	2000	207
25	1982	116	1973	71	1970	205
27	1988	113	1981	70	1987	195
29	2003	112	2004	69	1988	194

Продолжение таблицы 2.1

P, %	год	$Q_{\text{ср.год.}}$	год	$Q_{\text{меж.}}$	год	$Q_{\text{пол.}}$
31	1994	106	1983	69	1982	194
33	1973	105	1996	67	1971	189
35	2000	103	1972	67	1994	185
37	1976	103	1994	67	2001	185
39	1970	102	1976	67	2003	182
41	2001	101	1979	67	1956	182
43	2004	101	1974	65	1958	177
45	1958	101	1997	63	1998	176
47	1996	100	1958	63	1976	174
49	1998	98	1969	62	1973	171
51	1956	98	1955	62	1997	168
53	1997	98	1977	62	1957	84
55	1972	98	1961	61	1969	83
57	1971	97	1963	61	1996	83
59	1969	97	1962	60	2004	83
61	1957	95	1998	60	1963	82
63	1963	95	2001	60	1962	81
65	1974	95	1957	59	1993	81
67	1962	94	1965	59	1972	80
69	1961	92	1995	58	1968	79
71	1977	92	1964	58	1974	78
73	1965	91	1956	57	1965	77
75	1995	90	1999	57	1961	77
76	1964	89	1968	54	1959	77
78	1968	89	1993	52	1995	77
80	1993	89	1971	52	1977	76
82	1999	87	1970	51	1964	75
84	1955	85	2000	51	1992	75
86	1959	82	1990	46	1999	74
88	1992	78	1959	45	1960	73
90	1960	74	1989	45	1966	68
92	1966	73	1992	43	1955	65
94	1989	71	1991	42	1989	62
96	1990	69	1966	41	1990	58
98	1991	64	1960	38	1991	55

Согласно таблице 2.1 были построены эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, межень и половодье (Рисунок 2.1).

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

2.1.1 Выбор расчётного средневодного года ($P=50\%$)

Обеспеченности 50% соответствует 1998 год с расходом равным 176 м³/с. В период межени обеспеченности 49% соответствует 1969 год с расходом равным 62 м³/с, т.е. является базовым. В период половодья – 1973 год, расход 171 м³/с (базовый).

$$K_n(50\%) = \frac{Q_{1973}^{пол}}{Q_{1998}^{пол}} = \frac{171}{176} = 0,97, \quad (2.2)$$

$$K_m(50\%) = \frac{Q_{1969}^{меж}}{Q_{1998}^{меж}} = \frac{62}{60} = 1,03. \quad (2.3)$$

Для 1998 года уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты $K_n = 0,97$, $K_m = 1,03$, тем самым получены исправленные расходы, представленные в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетный средневодный год ($P=50\%$) с приведением

$P=50\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год.}$
Q_{1998}	49	52	54	68	151	172	211	168	90	66	60	38	98
$Q_{1998(прив)}$	51	53	56	70	147	167	205	163	93	68	62	39	98

Т.к. среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка по приведенным коэффициентам произведена правильно.

2.1.2 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$)

Обеспеченности 90% соответствует 1960 год с расходом равным 73 м³/с, его и принимаем в качестве расчетного маловодного года. В период межени обеспеченности 90% соответствует 1989 год с расходом равным 45 м³/с, т.е. является базовым. В период половодья – 1966 год, расход 68 м³/с (базовый). Определим коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_n(90\%) = \frac{Q_{1966}^{пол}}{Q_{1960}^{пол}} = \frac{68}{73} = 0,9, \quad (2.4)$$

$$K_m(90\%) = \frac{Q_{1989}^{меж}}{Q_{1960}^{меж}} = \frac{45}{38} = 1,2. \quad (2.5)$$

Вычислим среднегодовой расход маловодного года учитывая коэффициенты (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Расчетный маловодный год ($P=90\%$) с приведением

$P=90\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
Q_{1960}	24	31	40	58	83	152	185	163	56	50	26	20	74
$Q_{1960}(\text{прив})$	28	37	47	69	77	141	173	152	66	59	31	24	75

Так как полученное значение среднего значения расхода по 1960 году получилось больше, корректируем повышающий коэффициент K_n , принимаем равным 1,11. В таблице 2.4 были получены откорректированные значения для данного года.

Таблица 2.4 – Расчетный маловодный год ($P=90\%$) с корректировкой

$P=90\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII	IX	X	XI	XI	$Q_{\text{ср.год.}}$
Q_{1960}	24	31	40	58	83	152	185	163	56	50	26	20	74
$Q_{1960}(\text{с кор})$	27	35	45	65	77	141	173	152	62	56	29	22	74

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка по приведенным коэффициентам произведена верно.

В средневодном году не имеем расходов меньших, чем в маловодном году, в связи с этим корректировка не нужна (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Сравнение расходов средневодного и маловодного годов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
Q_{1998}	51	53	56	70	147	167	205	163	93	68	62	39	98
Q_{1960}	27	35	45	65	77	141	173	152	62	56	29	22	74
$Q_{50\%}-Q_{90\%}$	24	19	11	5	70	25	32	11	31	12	33	17	

Из полученных расходов соответствующих средневодному и маловодному годам строится совмещенный гидрограф, представленный на рисунке 2.2.

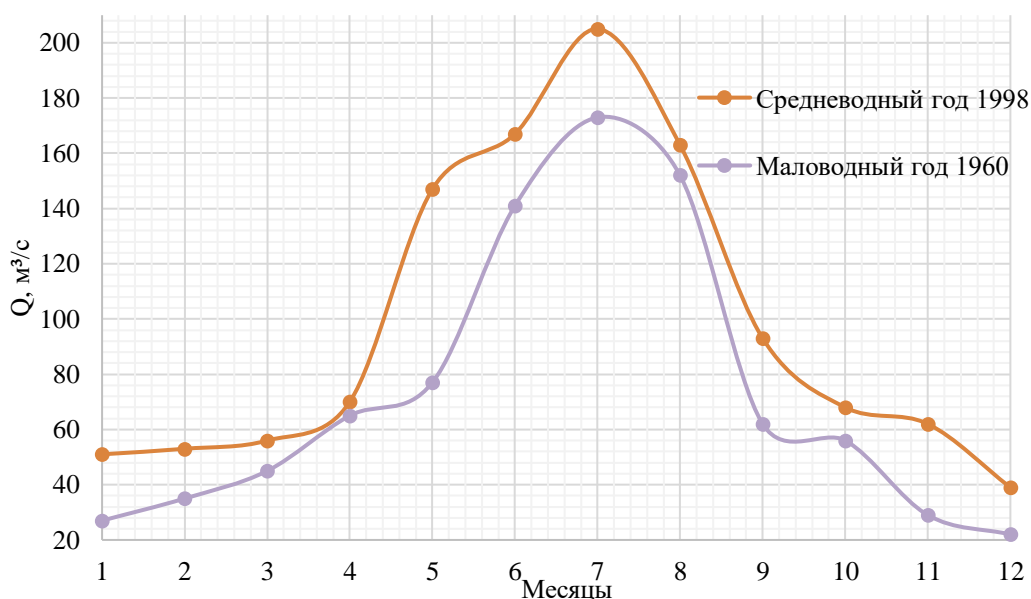


Рисунок 2.2 – Гидрограф средневодного и маловодного года

2.2 Построение ИКН ЭС

На основе суточных графиков нагрузки в соответствие с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2] строим интегральные кривые.

Данные для построения интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периодов представлены в таблицах 2.6 и 2.7 соответственно.

Таблица 2.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

t , ч	P , МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт·ч	$P_{\text{коорд}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}$, млн кВт·ч
1	707	8	0,008	8	0,008
2	698	6	0,012	15	0,021
3	692	5	0,015	20	0,036
4	687	14	0,057	34	0,093
5	673	2	0,010	36	0,103
6	671	6	0,036	42	0,140
7	665	1	0,007	43	0,147
8	663	7	0,053	50	0,200
9	657	2	0,019	52	0,219
10	655	1	0,006	52	0,225
11	654	1	0,008	53	0,233
12	653	1	0,006	54	0,239
13	653	8	0,107	62	0,346
14	645	32	0,444	94	0,790
15	613	6	0,097	100	0,887
16	606	30	0,477	130	1,364
17	577	10	0,164	139	1,527
18	567	28	0,496	167	2,023
19	540	7	0,141	174	2,164
20	532	10	0,203	185	2,367
21	522	13	0,272	198	2,639
22	509	1	0,031	199	2,670
23	508	7	0,150	205	2,821
24	501	501	12,024	706	14,845
$\bar{P} =$	619			$\bar{P} \cdot 24 =$	14,845

Таблица 2.7 – Координаты для построения ИКН летних суток

t , ч	P , МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт·ч	$P_{\text{коорд}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}$, млн кВт·ч
1	535	23	0,023	23	0,023
2	511	6	0,012	29	0,035
3	505	3	0,009	32	0,044
4	503	1	0,002	33	0,046
5	502	2	0,008	34	0,054
6	500	1	0,004	35	0,058
7	500	0	0,002	35	0,060

Продолжение таблицы 2.7

$t, \text{ч}$	$P, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	$P_{\text{коорд}}, \text{МВт}$	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$
8	499	1	0,009	36	0,069
9	498	1	0,007	37	0,076
10	497	6	0,061	43	0,137
11	491	3	0,031	46	0,168
12	489	4	0,050	50	0,218
13	484	2	0,027	52	0,245
14	482	15	0,212	68	0,458
15	467	25	0,377	93	0,835
16	442	27	0,432	120	1,267
17	415	12	0,211	132	1,478
18	403	20	0,357	152	1,836
19	383	10	0,188	162	2,024
20	373	4	0,081	166	2,105
21	369	10	0,202	176	2,307
22	359	4	0,093	180	2,400
23	355	1	0,029	181	2,429
24	354	354	8,488	535	10,917
$\bar{P} =$	455			$\bar{P} \cdot 24 =$	10,917

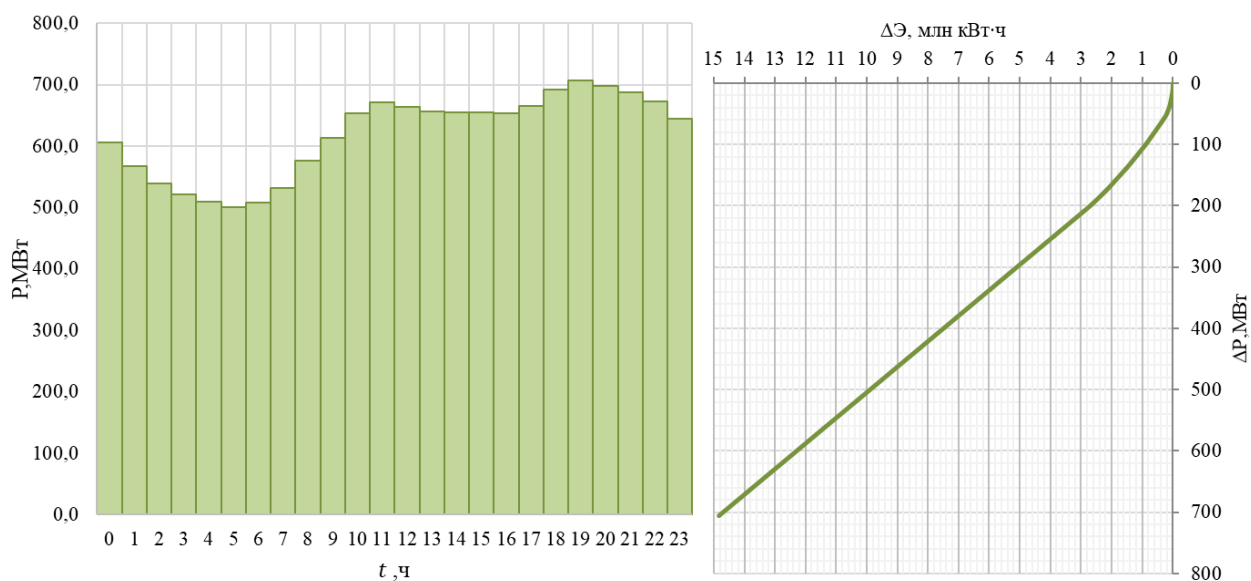


Рисунок 2.3 – ИКН зимних суток

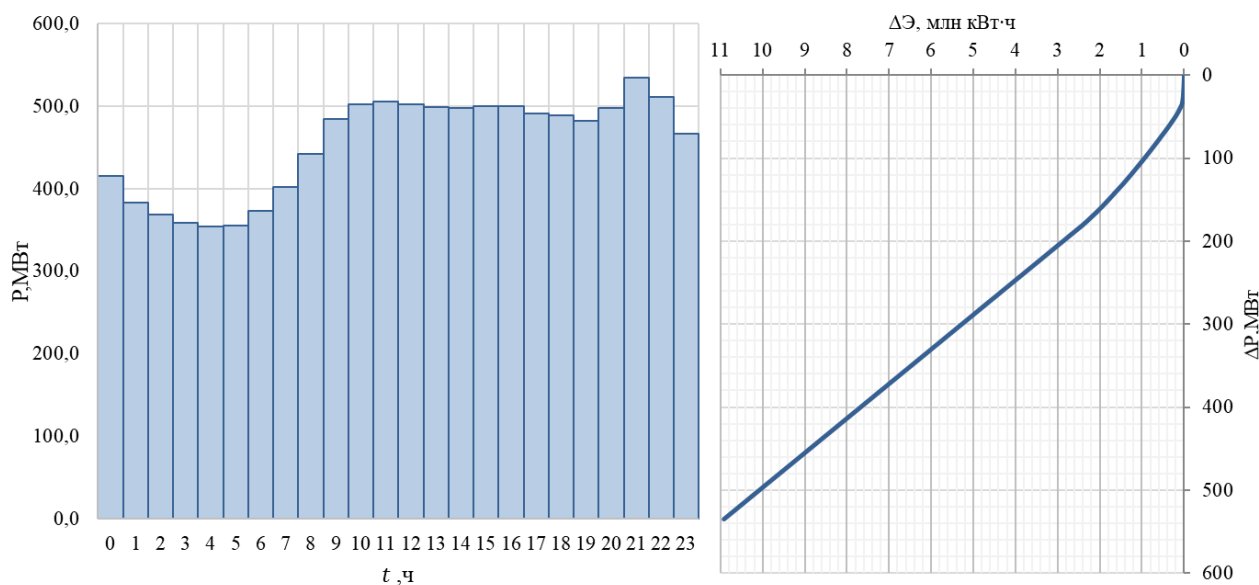


Рисунок 2.4 – ИКН летних суток

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Построение годовых графиков нагрузки энергосистемы велось по методике, описанной в 5 главе учебно-методического пособия «Выбор параметров ГЭС» [1].

Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Были найдены максимальная и среднемесячная нагрузки ЭС ОДУ Юга для каждого месяца, результаты занесены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки ОДУ Юга

P_z^{\max} = 707МВт	P_l^{\max} = 535МВт	$a=621$	$b=86$	P_z^{cp} = 619МВт	P_l^{cp} = 455МВт	$a=537$	$b=82$
t	α	$\cos \alpha$	$P(\max)$		$P(cp)$		
1	0,26	0,97	704		616		
2	0,79	0,71	681		595		
3	1,31	0,26	643		558		
4	1,83	-0,26	598		516		
5	2,36	-0,71	560		479		
6	2,88	-0,97	538		458		
7	3,40	-0,97	538		458		
8	3,93	-0,71	560		479		
9	4,45	-0,26	598		515		
10	4,97	0,26	43		558		
11	5,50	0,71	681		594		
12	6,02	0,97	704		616		

Согласно полученным данным был построен график мощностей (рисунок 2.5).

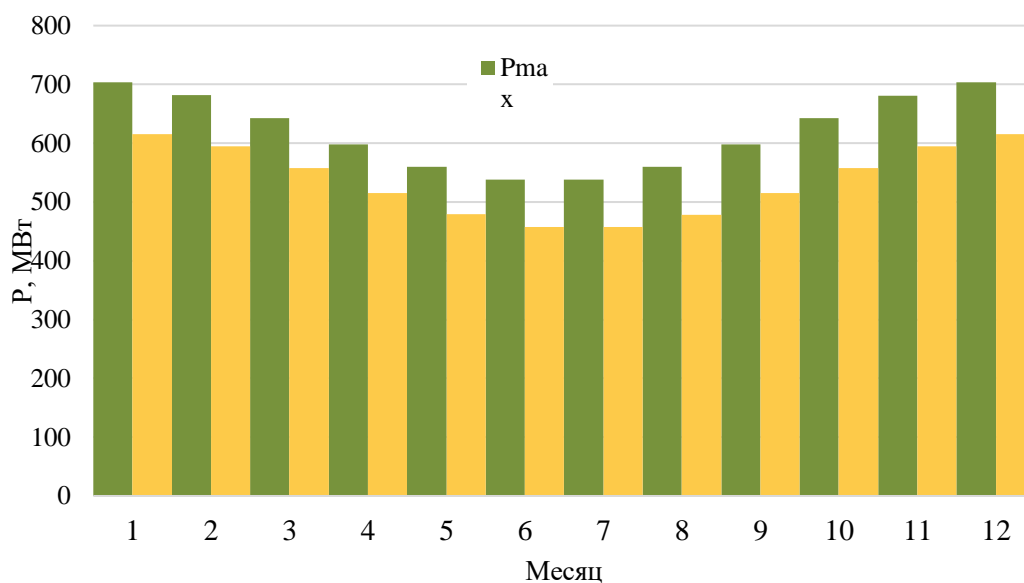


Рисунок 2.5 – График максимальных мощностей и среднемесячных мощностей

2.4 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Основной задачей ВЭР является определение рабочих мощностей, УМО, определение полезного объема водохранилища.

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{ползн}} = 0,0009 \text{ км}^3$ ($1/3 V_{\text{полн.}}$) к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{0,0009}{2,33} = 0,0004, \quad (2.6)$$

$$\bar{W} = \frac{\sum Q_{\text{ср.год} \cdot t}}{10^9} = \frac{74 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 2,33 \text{ км}^3, \quad (2.7)$$

Таким образом, получаем суточный тип регулирования.

Расчет сработки-наполнения водохранилища суточного регулирования начинается с построения ИКН и определения зоны работы существующих и проектируемой ГЭС.

2.4.1 Покрывтие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы

должны покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

В состав Астраханского РДУ входит Ингульская ГЭС с суточной гарантированной выработкой энергии: $\mathcal{E}_{\text{ср.сут}} = 2,43$ млн. кВт·ч.

Определим суточную выработку по январю и декабрю, добавив к выше приведённой выработке 20%, взятых от неё же: $\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}$ (январь) = 2,9 млн. кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}$ (июнь) = 1,9 млн. кВт·ч.

Тогда мощность среднесуточная:

$$N_{\text{ср.сут}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}}{24} \cdot 1000 = \frac{2,43}{24} \cdot 1000 = 101,3 \text{ МВт.} \quad (2.8)$$

Расчеты в каждом месяце по формуле 2.8 с учетом того, что зимняя среднесуточная выработка больше на 20% среднесуточной, а летняя – меньше на 20%, сводятся в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Мощности и выработка Ингульской ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
$N_{\text{раб}}$, МВт	234	226	221	216	211	208	208	211	216	221	226	234	220
$N_{\text{ср.сут}}$, МВт	122	108	100	96	88	80	80	88	96	100	108	122	101
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}$, млн. кВт·ч	2,9	2,6	2,4	2,3	2,1	1,9	1,9	2,1	2,3	2,4	2,6	2,9	2,4

Строим треугольник существующей ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной – рабочая мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в уже построенную ранее ИКН (Рисунок 2.3-2.4), так, чтобы две вершины треугольника касались её.

Используя ИКН, построенную (Рисунок 2.3-2.4) определяем зону работы Ингульской ГЭС на суточном графике каждого месяца.

2.4.2 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС. Покрытие графиков нагрузки проектируемой гидроэлектростанцией

После определения зоны работы существующих ГЭС рассчитываются рабочие мощности, для определения которых потребуется вычисление ряда мощностей и соответствующих им выработок:

$$N_{\text{гар}} = kQ_i H_i, \quad (2.9)$$

где $N_{\text{гар}}$ – мощность по водотоку,

k – коэффициент мощности ($k = 8,8$),

Q_i – расход рассматриваемого месяца,

H_i – напор рассматриваемого месяца;

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = 24N_{\text{гар}}, \quad (2.10)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ – выработка по водотоку;

$$N_{\text{сп}} = kQ_{\text{сп}}H_i, \quad (2.11)$$

где $N_{\text{сп}}$ – мощность санитарного попуска,
 $Q_{\text{сп}}$ – расход санитарного попуска;

$$\mathcal{E}_{\text{сп}} = 24N_{\text{сп}}, \quad (2.12)$$

где $\mathcal{E}_{\text{сп}}$ – выработка санитарного попуска.

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} + \mathcal{E}_{\text{сп}}, \quad (2.13)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ – пиковая выработка проектируемой станции;

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{сп}} + N_{\text{пик}}, \quad (2.14)$$

где $N_{\text{раб}}$ – рабочая мощность проектируемой станции в рассматриваемом месяце,

$N_{\text{пик}}$ – пиковая мощность, которая принимается по ИКН при определении зоны работы станции в пиковой части суточного графика нагрузки.

Зная значения $N_{\text{сп}}$, $\mathcal{E}_{\text{сп}}$ и $N_{\text{пик}}$, $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ определяется зона работы проектируемой ГЭС в базовой и пиковой части графика нагрузки, вписывая треугольники с соответствующими катетами.

Сработка – наполнение начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, уровень воды в нем равен отметке $\nabla_{\text{НПУ}} = 639$ м. Часом, в который начинается сработка водохранилища принимается час, в котором рабочая мощность близка или равна максимальной мощности проектируемой ГЭС в данном месяце.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей. Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}}, Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБКОН}}, N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{Гар}}$$

В Приложениях А и Б производится расчёт сработки-наполнения водохранилища, изменением мощности в часы, до полного цикла сработки-наполнения.

Максимальную рабочую мощность $N_{\text{раб}}$ тах выбираем по декабрю, которая равна $N_{\text{раб}} = 64$ МВт. Согласно этой мощности рассчитываем сработку – наполнение водохранилища в остальных месяцах. $N_{\text{уст}}$ принимаем согласно рабочей мощности декабря.

В те месяцы, когда полезный расход превышает максимальный

расход, пропускаемый через турбину, необходимы холостые сбросы. При введении холостых сбросов весь месяц уровень воды в водохранилище поддерживается на уровне НПУ, потому расчет сработки – наполнения в эти месяцы не нужен. Рабочая мощность в эти месяцы равна рабочей мощности января $N_{\text{раб}} = 64$ МВт.

Таблица 2.10 – Расчет рабочей мощности Чхалтинской ГЭС при условиях маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	28	37	47	Работа при НПУ = 639 м						61	30	24
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}, \text{млн. кВт}\cdot\text{ч}$	0,66	0,88	1,12							1,46	0,71	0,58
$N_{\text{сп}}, \text{МВт}$	17	17	18							17	17	17
$\mathcal{E}_{\text{сп}}, \text{млн. кВт}\cdot\text{ч}$	0,40	0,40	0,50							0,50	0,40	0,39
$\mathcal{E}_{\text{пик}}, \text{млн. кВт}\cdot\text{ч}$	0,26	0,47	0,65							0,99	0,31	0,19
$N_{\text{пик}}, \text{МВт}$	46	45	46							47	46	47
$N_{\text{раб}}, \text{МВт}$	63	62	64	64	64	64	64	64	64	64	63	64

В итоге строится график сработки – наполнения водохранилища (Рисунок 2.6), на котором отражаются графики каждого месяца.

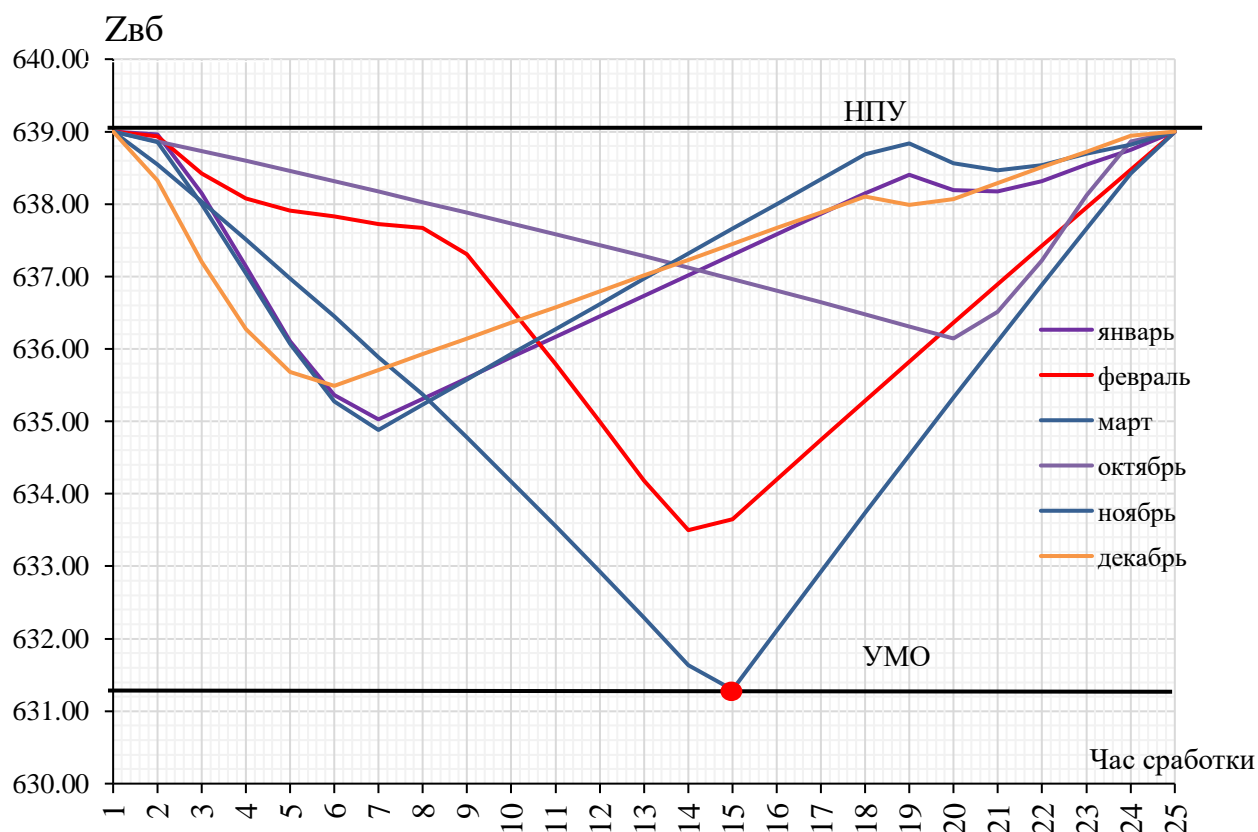


Рисунок 2.6 – График сработки – наполнения Чхалтинской ГЭС

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- рабочая мощность января – $N_{\text{раб}} = 64$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 631,30 м.

– полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 0,0009 \text{ км}^3 = 0,9 \text{ млн. м}^3$.

2.5 Покрывтие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы в условиях маловодного года

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

График баланса энергии строится на средних нагрузках энергосистемы (Рисунок 2.5). Указываются среднемесячные нагрузки существующих гидроэлектростанций, проектируемой гидроэлектростанции и ТЭС.

Средние значения нагрузки для проектируемой ГЭС определяются по таблицам сработки – наполнения для каждого месяца, путем вычисления среднего значения по суткам. Результат заносится в таблицу 2.11.

По полученным данным строится график баланса энергии (Рисунок 2.7).

Таблица 2.11 – Баланс энергии энергосистемы в маловодном году

$P_{\text{ср}}^{\text{сист}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{ср}}^{\text{сущ ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{ср}}^{\text{пр ГЭС}}, \text{ МВт}$
616	122	27
595	108	35
558	100	45
516	96	63
479	88	63
458	80	63
458	80	63
479	88	63
515	96	63
558	100	59
594	108	29
616	122	24

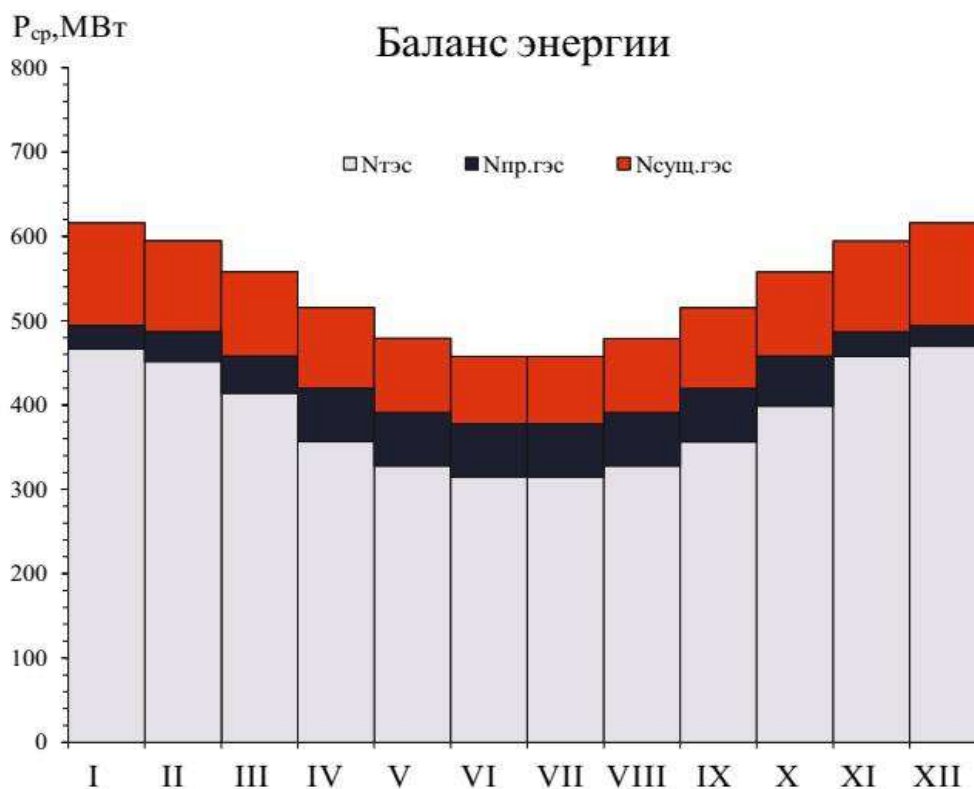


Рисунок 2.7 – Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы в условиях маловодного года

2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности (рисунок 2.8) энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.12.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущГЭС} = \frac{N_{раб}^{max}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{234}{6} = 39 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.15)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{прГЭС} = \frac{N_{раб}^{max}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{64}{6} = 11 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.16)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{рем}^{сущГЭС} = \frac{N_{раб}^{max}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{407}{2} = 203 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.17)$$

Таблица 2.12– Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

месяц	ЭС		Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	Р _{макс} , МВт	Н _{н.р.} , МВт	Н _{раб} , МВт	Н _{н.р.} , МВт	Н _{рем.} , МВт	Н _{раб} , МВт	Н _{н.р.} , МВт	Н _{рем.} , МВт	Н _{раб} , МВт	Н _{н.р.} , МВт	Н _{рем.} , МВт
I	704	21	234	17		63	4		407	56	
II	681	20	226	16		62	4		393	55	
III	643	19	221	15		64	4		358	51	
IV	598	18	216	14		64	4		318	48	
V	560	17	211	13		64	4		285	45	51
VI	538	16	208	12		64	4		266	43	51
VII	538	16	208	12		64	4		266	43	51
VIII	560	17	211	13		64	4		285	45	51
IX	598	18	216	14	39	64	4		318	48	
X	643	19	221	15		64	4	11	358	51	
XI	681	20	226	16		63	4		392	54	
XII	704	21	234	17		64	5		406	56	

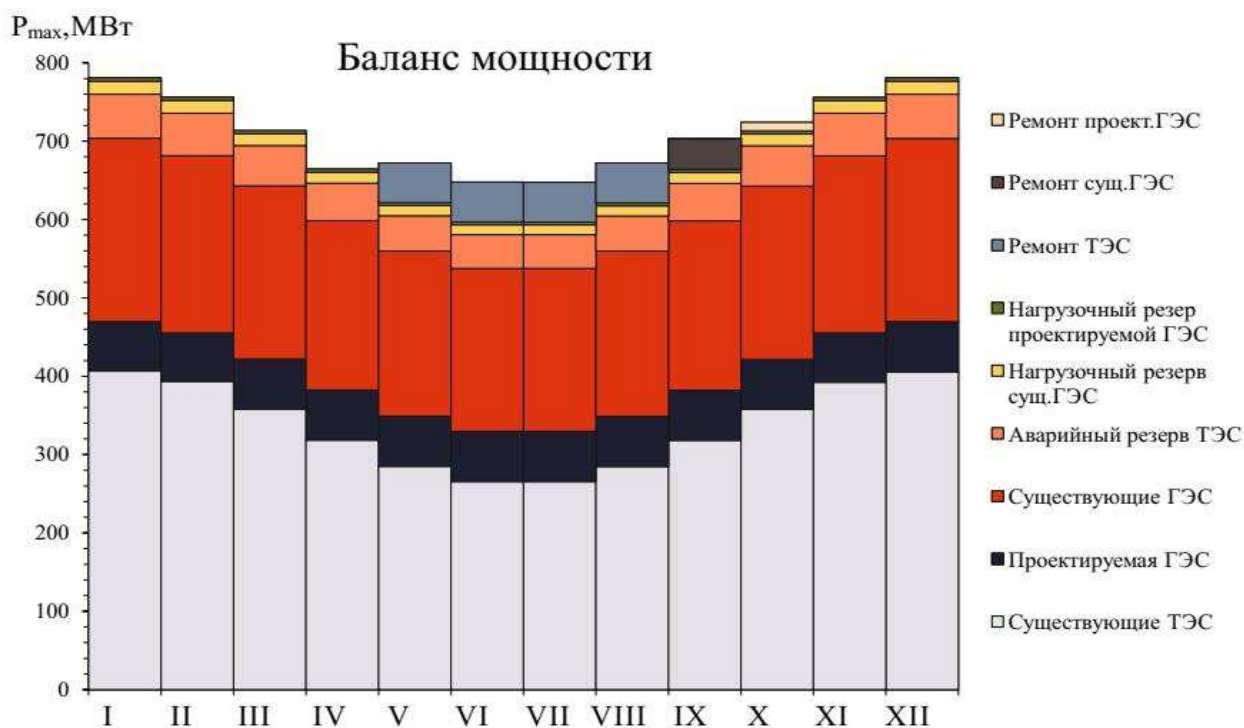


Рисунок 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст. ГЭС}} = N_{\text{раб ГЭС}} + N_{\text{рез ГЭС}} = 64 + 5 = 69 \text{ МВт.} \quad (2.18)$$

2.7 Определение среднегогодовой выработки

В случае суточного регулирования среднегогодовая выработка рассчитывается путем вычисления согласно работе маловодного года.

В каждом месяце в итоге ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году были определены рабочие мощности каждого часа и соответствующие им выработки по формуле 2.19.

$$\mathcal{E} = \frac{N_{\text{раб}} \cdot 1}{1000}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.19)$$

Для определения среднемесячной выработки необходимо сумму выработок каждого часа умножить на количество дней в месяце, так для января:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{мес}} = \sum \mathcal{E}_{\text{мес}} \cdot 31, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.20)$$

Среднегогодовая выработка является суммой всех среднемесячных выработок. Расчет сведен в таблицу 2.13.

Таблица 2.13– Расчет среднегогодовой выработки

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\sum \mathcal{E}_{\text{мес}}$	0,65	0,84	1,07	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,41	0,69	0,56
$\bar{\mathcal{E}}_{\text{мес}}$	20	24	33	46	48	46	48	48	46	44	21	17
$\bar{\mathcal{E}}_{\text{мл}}$	441 млн. кВт·ч											

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Для определения области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС построено режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля использована методика, приведенная в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [1].

Результаты расчётов сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1—Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ $м^3 / с$	$Z_{ВБ}, м$	$H_{НПУ}, м$	$H_{УМО}, м$	$H_{ВБ}^{дек}, м$	$H, м$	$Q, м^3 / с$	$H, м$	$Q, м^3 / с$
0	509,0	128,7	121,0	126,6	128,7	60,9	124,7	62,9
20	509,7	128,0	120,3	125,9	128,0	61,2	123,4	62,5
40	510,3	127,4	119,7	125,3	127,4	61,5	122,1	62,2
60	510,9	126,8	119,1	124,7	126,8	61,8	120,8	61,9
80	511,4	126,3	118,6	124,2	126,3	62,1	119,5	61,5
100	512,0	125,7	118,0	123,6	125,7	62,4	118,2	61,2
120	512,5	125,2	117,5	123,1	125,2	62,6	116,9	60,9
					124,7	62,9	115,6	60,5

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определено:

– максимальный напор $H_{max} = 128,2$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор $H_{расч} = 124,7$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор $H_{min} = 119,1$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

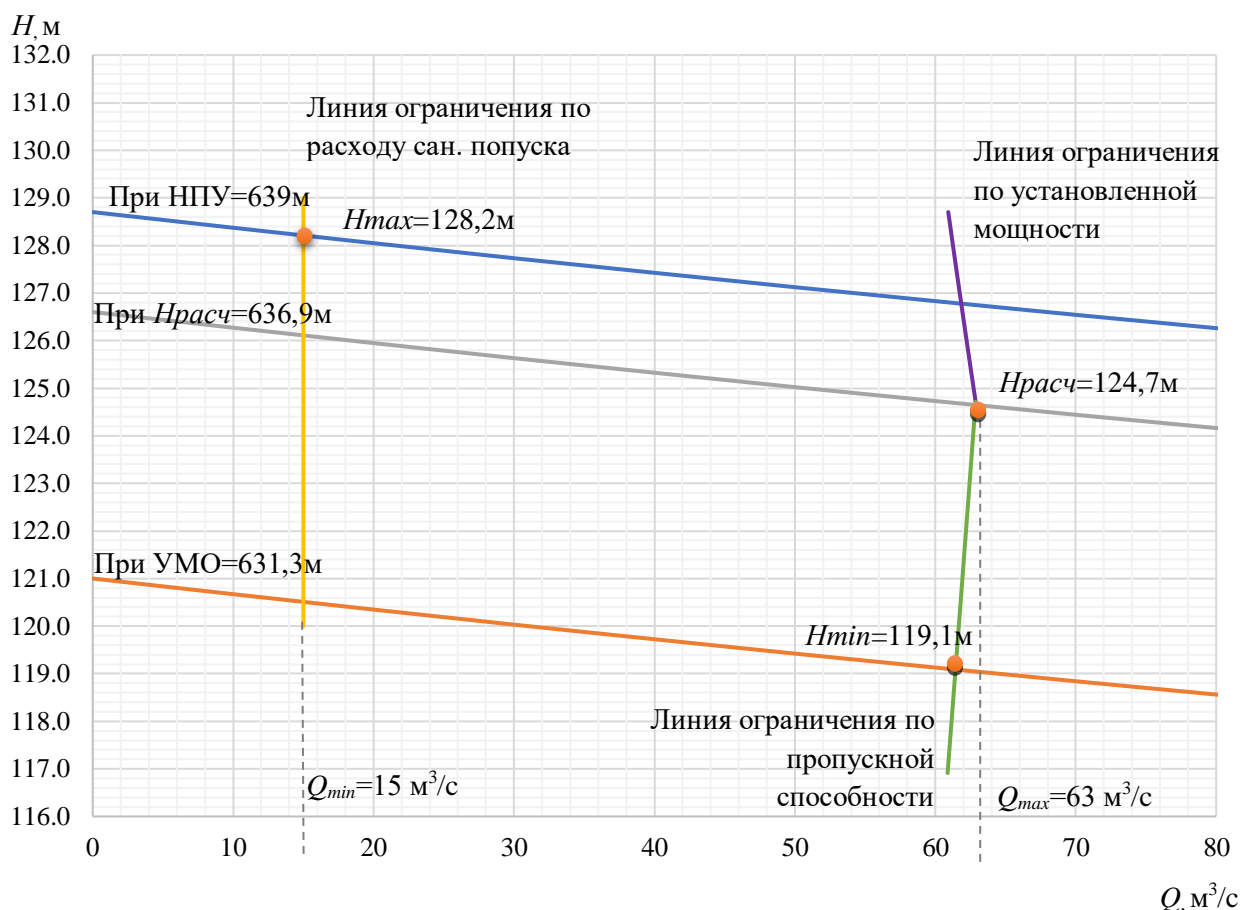


Рисунок 3.1– Режимное поле

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны 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;
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

3.2 Выбор турбины по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираются, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины.

Диапазону напоров соответствует ПЛД140-45В, РО140-В, РО170а-В и РО170б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		PO140 - B	ПЛД140 - B45	PO170a - B	PO170б - B
Максимальный напор	Н _{пред} , м	140	140	170	170
Диапазон регулирования	Н _{мин} /Н _{пр}	0,6	0,5	0,65	0,65
Оптимальная приведенная частота вращения	n`1, мин ⁻¹	73	85	68,1	69,1
Оптимальный КПД модели	η _{р1}	0,89	0,911	0,879	0,894
Приведенный максимальный расход	Q` _{1max P1} , л/с	0,98	1,05	0,795	0,682
Диаметр РК модельной турбины	D` _{1м} , м	0,515	0,46	0,4355	0,5587
Напор модельной турбины	H _м , м	4	4	4	4
Коэффициент вязкости	ν _м , 10 ⁶ м ² /с	1,678	1,426	1,426	1,566

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполнены расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины:

$$\eta_m = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_{1н}} \cdot 10} \sqrt{\frac{H_m}{H_n}} \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_m}} \right), \quad (3.1)$$

где $\eta_m, D_{1м}, H_m$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_{1н}, H_n$ – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_m, ν_n – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m (таблица 3.1.1);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1р} \cdot D_1^2 \cdot H_n^{3/2} \cdot \eta_m \cdot \eta_g, \quad (3.2)$$

где $Q'_{1р}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_g – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_g = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a}, \quad (3.3)$$

где $N_{ГЭС}^{уст} = 69$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z_a округлено в большую сторону Z_a .

Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточнена мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{Z_a}, \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где n'_{1p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 2.1);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принято ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения были нанесены на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q_1 \cdot \eta_m = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{z,ср}} \quad (3.7)$$

Левая часть уравнения определена подбором такой точки на линии n'_{1p} , чтобы произведение $Q_1 \cdot \eta_m$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Все расчеты для выбранных турбин сведены в таблицу 3.3 (РО140-В), таблицу 3.4 (ПЛД140Б-В45), таблицу 3.5 (РО170а-В) и в таблицу 3.6 (РО170Б-В).

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО140 – В

D_1 , м	1	1,25	1,6	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36
η_m	0,926	0,928	0,930	0,930	0,931	0,931	0,932	0,932	0,933	0,933
$N_{азр}$, МВт	12,02	18,82	30,91	30,91	39,16	43,66	48,40	54,41	60,77	67,48
Z_a , шт	5,74	3,67	2,23	2,23	1,76	1,58	1,43	1,27	1,14	1,02
Z_a , шт	6	4	3	2	2	2	2	2	2	2
$N_{азр}$, МВт	11,5	17,25	23	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
$m(\Delta_1)$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n_{cl}	831,3	665,8	520,8	520,8	463,2	438,9	417,0	393,5	372,5	353,7
n_{cl}	750	600	500	500	500	428,6	428,6	375	375	375
n_{1Hmax}	64,95	64,88	69,12	69,12	77,72	70,31	73,99	68,61	72,47	76,34
n_{1Hp}	65,86	65,78	70,09	70,09	78,81	71,29	75,02	69,56	73,48	77,40
n_{1Hmin}	67,39	67,31	71,72	71,72	80,64	72,95	76,77	71,18	75,19	79,20

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД140 – В45

D_1 , м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24
η_m	0,939	0,941	0,942	0,943	0,944	0,944	0,944	0,945	0,945
$N_{азр}$, МВт	13,00	20,35	25,55	33,41	42,32	47,17	52,29	58,78	65,64
Z_a , шт	5,31	3,39	2,70	2,07	1,63	1,46	1,32	1,17	1,05
Z_a , шт	6	4	3	2	2	2	2	2	2
$N_{азр}$, МВт	11,8	17,7	23,7	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5
$m(\Delta_1)$	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n_{cl}	827,8	662,8	592,1	518,3	460,9	436,8	415,0	391,6	370,7
n_{cl}	1000	750	600	600	500	500	500	428,57	375
n_{1Hmax}	86,97	81,46	72,96	83,34	78,10	82,42	86,74	78,80	72,84
n_{1Hp}	88,18	82,60	73,98	84,50	79,19	83,57	87,95	79,89	73,85
n_{1Hmin}	90,23	84,52	75,70	86,47	81,03	85,51	90,00	81,75	75,57

Примечание к таблице 3.4: жирным шрифтом, обозначены значения параметров, выбранных вариантов гидротурбины ПЛД140 – В45 – 190.

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины PO170a – B

D_1 , м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36
η_m	0,918	0,921	0,922	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926
$N_{aэp}$, МВт	9,67	15,15	19,03	24,89	31,54	35,16	38,97	43,82	48,94	54,35
Z_a , ШТ	7,13	4,55	3,63	2,77	2,19	1,96	1,77	1,57	1,41	1,27
Z_a , ШТ	7	5	4	3	2	2	2	2	2	2
$N_{aэp}$, МВт	9,9	13,8	17,3	23	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
$m(\Delta_1)$	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n_{cl}	777,3	622,6	556,2	487,0	433,2	410,5	390,0	368,1	348,4	330,8
n_{cl}	750	600	600	500	428,6	428,6	375	375	333,3	333,3
n_{IHmax}	64,81	64,73	72,45	68,96	66,46	70,13	64,57	68,43	64,25	67,67
n_{IHp}	65,71	65,63	73,46	69,92	67,38	71,11	65,47	69,38	65,14	68,61
n_{IHmin}	67,24	67,16	75,17	71,54	68,95	72,76	67,00	71,00	66,66	70,21

Таблица 3.6 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины PO170б – B

D_1 , м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36
η_m	0,927	0,929	0,930	0,931	0,932	0,933	0,933	0,933	0,934	0,934
$N_{aэp}$, МВт	8,38	13,12	16,47	21,54	27,29	30,42	33,73	37,91	42,35	47,03
Z_a , ШТ	8,24	5,26	4,19	3,20	2,53	2,27	2,05	1,82	1,63	1,47
Z_a , ШТ	8	5	4	3	3	2	2	2	2	2
$N_{aэp}$, МВт	8,625	13,8	17,25	23	23	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
$m(\Delta_1)$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
n_{cl}	785,7	629,3	562,2	492,2	437,7	414,8	394,1	371,9	352,1	334,3
n_{cl}	750	600	600	500	428,6	428,6	375	375	333,3	333,3
n_{IHmax}	65,05	64,98	72,74	69,23	66,73	70,42	64,84	68,71	64,51	67,96
n_{IHp}	65,96	65,89	73,75	70,20	67,66	71,40	65,74	69,67	65,41	68,90
n_{IHmin}	67,49	67,42	75,47	71,83	69,23	73,06	67,27	71,29	66,93	70,50

Примечание к таблице 3.6: жирным шрифтом, обозначены значения параметров, выбранных вариантов гидротурбины PO170б – B – 212.

Из полученных вариантов приняты к рассмотрению турбины: PO170б – B-212 с диаметром $D_1 = 2,12$ м, $z_a = 2$ и $n_c = 375$ об/мин, ПЛД140 – B45 – 190 с диаметром $D_1 = 1,90$ м, $z_a = 2$ и $n_c = 500$ об/мин.

На главной универсальной характеристике проведены линии $n_{I'_{max}}, n_{I'_{p}}, n_{I'_{min}}$. Окончательно положение расчетной точки на линии $n_{I'_{p}}$ определено с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на ГУХ на линии $n_{I'_{p}}$ подобрано такое сочетание Q_1 и η_m , чтобы выполнялось равенство, приведенное в уравнении (3.6).

Для полученной расчетной точки аналогично построена линия ограничения по мощности генератора, на линии $n_{I'_{min}}$, соответствующей напору H_{max} , при использовании уравнения (3.6) с учетом максимального напора.

Линия ограничения по турбине построена проведением через расчетную точку линии параллельной ближайшему открытию направляющего аппарата, a_0 . Полученная характеристика представлена в (Приложение В, В1).

3.2.1 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

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

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{\sqrt{H \cdot \Delta_p}}, \quad (3.8)$$

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta_p}} = \frac{15}{2,12 \cdot \sqrt{128,2 \cdot 1,05}} = 0,233 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (3.9)$$

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta_p}} = \frac{15}{2,12 \cdot \sqrt{119,1 \cdot 1,05}} = 0,241 \text{ м}^3 / \text{с}. \quad (3.10)$$

При выбранных параметрах турбина может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона УХ (Приложение В).

3.2.2 Определение отметки установки колеса гидротурбины

Отметку рабочего колеса:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.11)$$

где $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ — отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующая расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Высота отсасывания рассчитана для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующая наибольшего заглубления рабочего колеса:

- Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности;
- Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности;
- Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{Z_{н.б.}(Q_{н.б.})}{900} - \sigma H - 1,5 + \Delta Z_{x.пл} \quad (3.12)$$

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

$Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ — отметка НБ при данном расходе;

σ — коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике;

$\Delta Z_{x.пл}$ — разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО-турбин $\Delta Z_{x.пл} = \frac{B_0}{2}$, $B_0 = \frac{B_{0м} D_{1н}}{D_{1м}}$.

3.2.2.1 Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности

На ГУХ проектируемой турбины (приложение В) найдена точка расчетного напора и соответствующий ей расход, который пересчитан из приведенного по формуле (3.8). В этой точке определен $\sigma = 0,096$. По кривой связи нижнего бьефа - $\nabla Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) = 510,02$ м.

$$Q_{\min} = Q \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_p} = 0,62 \cdot 2,12^2 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 124,7} = 31,8 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.13)$$

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{510,02}{900} - 0,096 \cdot 124,7 - 1,5 + 0,238 \cdot 2,12 = -3,2 \text{ м}, \quad (3.14)$$

Отметка рабочего колеса:

$$(\nabla 1)H_p = \nabla HУ + (H_s^{\text{дон}})H_p = 510,02 - 3,2 = 506,82 \text{ м}. \quad (3.15)$$

3.2.2.2 Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности

На ГУХ проектируемой турбины (приложение В) найдена точка максимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитан из приведенного по формуле (3.8). В этой точке определен $\sigma = 0,09$. По кривой связи нижнего бьефа - $\nabla Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) = 510,01$ м.

$$Q_{\min} = Q \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\max}} = 0,6 \cdot 2,12^2 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 128,2} = 31,2 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.16)$$

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{510,01}{900} - 0,09 \cdot 128,2 - 1,5 + 0,238 \cdot 2,12 = -3,02 \text{ м}, \quad (3.17)$$

Отметка рабочего колеса:

$$(\nabla 1)H_{\max} = \nabla HУ + (H_s^{\text{don}})H_{\max} = 510,01 - 3,02 = 506,98 \text{ м}. \quad (3.18)$$

3.2.2.3 Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

На ГУХ проектируемой турбины (приложение В) найдена точка минимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитан из приведенного по формуле (2.8). В этой точке определен $\sigma = 0,097$. По кривой связи нижнего бьефа - $\nabla Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) = 509,99 \text{ м}$.

$$Q_{\min} = Q \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\min}} = 0,6 \cdot 2,12^2 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 119,1} = 30,82 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.19)$$

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{509,99}{900} - 0,097 \cdot 119,1 - 1,5 + 0,238 \cdot 2,12 = -2,78 \text{ м}, \quad (3.20)$$

Отметка рабочего колеса:

$$(\nabla 1)H_{\min} = \nabla HУ + (H_s^{\text{don}})H_{\min} = 509,99 - 2,78 = 507,21 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Аналогично пунктам 3.2.2.1 – 3.2.2.3 произведен расчет высоты отсасывания гидротурбины ПЛД140-В45. Полученные результаты представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбин

Тип турбины	D_l , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
РО 170а-В	2,12	2	375	34,5	-2,78	-3,02	-3,2
ПЛД140-В45	1,90	2	500	35,6	-14,49	-15,58	-16,50

Проведя анализ полученных результатов, окончательно принята к установке гидротурбина РО-170б-В-212, так как её высота отсасывания

соответствует допустимой. К УХ выбранной гидротурбины прилагается проточная часть модели гидротурбины (Приложение Г).

Из всех полученных значений H_s выбирается то, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее $H_{s3} = -3,2$ м.

3.3 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлическая спиральная камера ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для турбины РО1706-В выбрана высоту направляющего аппарата $b_0 = 0,199D_1 = 0,199 \cdot 2,12 = 0,422$ м, угол обхвата $\varphi = 351^\circ$ и высота статора $b_1 = b_0 + 0,2 = 0,622$ м.

Основные размеры статора для $D_1 = 2,12$ м:

$$D_a = 3,542 \text{ м}, D_b = 3,018 \text{ м}, D_4 = 3,792 \text{ м}, R_4 = 1,896 \text{ м}, h_1 = 0,23 \text{ м}.$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2h = 0,622 + 2 \cdot 0,23 = 1,082 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принята по графику $v_{cp} = f(H_p)$, откуда $v_{cp} = 9$ м/с.

Расход через входное сечение:

$$Q_{ex} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{34,67 \cdot 351}{360} = 33,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.23)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{ex} = \frac{Q_{ex}}{v_{cp}} = \frac{33,8}{9} = 3,756 \text{ м}^2. \quad (3.24)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{ex} = \sqrt{\frac{F_{ex}}{\pi}} = \sqrt{\frac{3,756}{3,14}} = 1,094 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{ex} = R_4 + \sqrt{p_{ex}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 1,896 + \sqrt{1,094^2 - \left(\frac{1,082}{2}\right)^2} = 2,846 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{ex} = p_{ex} + a_{ex} = 1,094 + 2,846 = 3,94 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a - \sqrt{a^2 - p^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (2,846 - \sqrt{2,846^2 - 1,094^2})}{351} = 0,224. \quad (3.28)$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{ex}}{360} = \frac{351}{360} = 0,975.$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитаны все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{C} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.29)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x. \quad (3.30)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.31)$$

Полученные значения расчетных сечений спиральной камеры сводятся в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Расчетные сечения спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\varphi - c$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-	-	-	М	М	М ²	М	М ²	М ²	М	М	М
351	0,975	0,218	0,828	0,536	0,732	0,950	0,903	1,196	1,094	2,846	3,940
336	0,933	0,209	0,793	0,500	0,707	0,917	0,840	1,133	1,064	2,813	3,877
321	0,892	0,200	0,758	0,465	0,682	0,882	0,777	1,070	1,034	2,778	3,812
306	0,850	0,190	0,722	0,430	0,655	0,846	0,716	1,008	1,004	2,742	3,746
291	0,808	0,181	0,687	0,394	0,628	0,809	0,654	0,947	0,973	2,705	3,678
276	0,767	0,172	0,651	0,359	0,599	0,771	0,594	0,887	0,942	2,667	3,609
261	0,725	0,162	0,616	0,323	0,569	0,731	0,535	0,827	0,910	2,627	3,537
246	0,683	0,153	0,581	0,288	0,537	0,690	0,476	0,768	0,877	2,586	3,462
231	0,642	0,144	0,545	0,253	0,503	0,646	0,418	0,710	0,843	2,542	3,385
216	0,600	0,134	0,510	0,217	0,466	0,601	0,361	0,653	0,808	2,497	3,305
201	0,558	0,125	0,474	0,182	0,426	0,551	0,304	0,597	0,773	2,447	3,220
186	0,517	0,116	0,439	0,146	0,383	0,498	0,248	0,541	0,736	2,394	3,130
171	0,475	0,106	0,404	0,111	0,333	0,440	0,193	0,486	0,697	2,336	3,033
156	0,433	0,097	0,368	0,076	0,275	0,372	0,138	0,431	0,657	2,268	2,925
141	0,392	0,088	0,333	0,040	0,200	0,288	0,083	0,376	0,613	2,184	2,797
126	0,350	0,078	0,297	0,005	0,069	0,148	0,022	0,314	0,561	2,044	2,604

Так как для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. В связи с этим построена плавная зависимость (рисунок 3.2) по уже имеющимся координатам R и φ до координаты $\left(\varphi = 0; R = \frac{3,018}{2}\right)$.

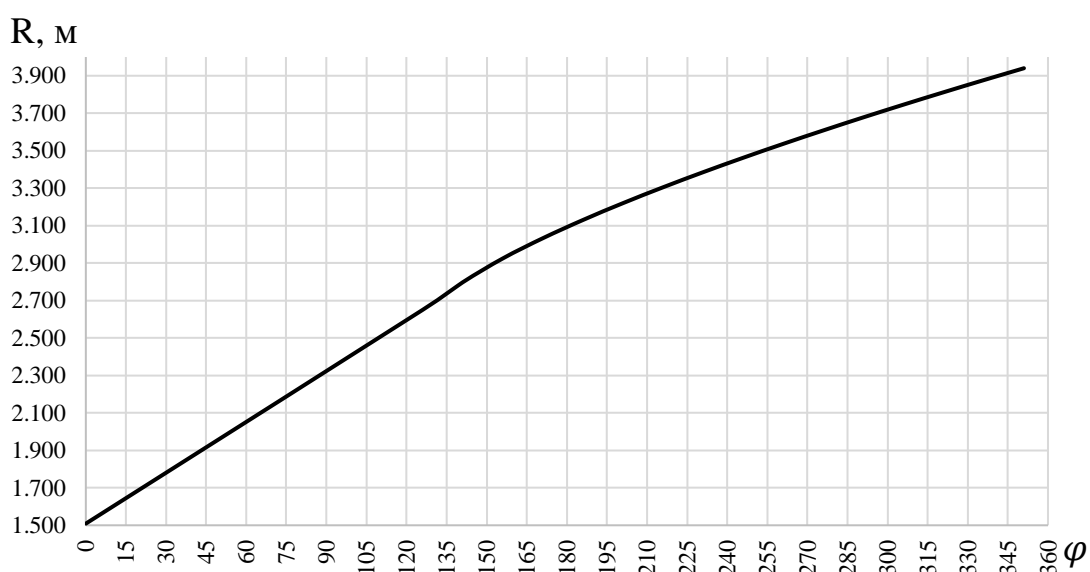


Рисунок 3.2 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры $R=f(\varphi)$

Значение R_6 в зависимости от угла φ : $R_{(\varphi=111^\circ)} = 2,508$ м.
 Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \sin a_k} = \frac{1,082}{2 \sin 35^\circ} = 0,64 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=111^\circ)} = \frac{R_{(\varphi=111^\circ)} - (R_4 + p_1(1 - \cos a_k))}{2 \cos a_k} =$$

$$= \frac{2,508 - (1,896 + 0,64(1 - \cos 35^\circ))}{2 \cos 35^\circ} = 0,42 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Данные сведены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Данные для построения эллиптических сечений спиральной камеры

Для круглого сечения			
φ°	p_1 , м	R , м	p_2 , м
111	0,64	2,508	0,422
96		2,367	0,281
81		2,223	0,137

Чертёж спиральной камеры представлен в Приложении Д.

3.4 Определение параметров и размеров гидрогенератора

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_n = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{34,5}{0,85} = 40,59 \text{ МВ,} \quad (3.34)$$

где $\cos \varphi = 0,81 \div 0,9$.

Число полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{375} = 16, \quad (3.35)$$

где $n_{\text{синх}}$ - синхронная частота гидрогенератора.

В связи с тем, что на вычисленные $N (S_H)$ и $n_{\text{синх}}$ не существует гидрогенератора, проведен упрощенный расчет основных параметров.

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 40,59 = 43,43 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.36)$$

где k - коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{40,59}{16} = 2,54 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.37)$$

Полюсное деление:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 2,54^{0,239} = 0,56 \text{ м}, \quad (3.38)$$

где A и α - эмпирические коэффициенты.

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,56 \cdot 16}{3,14} = 2,87 \text{ м}. \quad (3.39)$$

Далее проверено, не будет ли при выбранном диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет $v_{\text{пр}} = 160$ м/с для генераторов кажущейся мощностью $S \leq 175$ МВ · А.

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 2,87 \cdot 2 \cdot 375}{60} = 112,68 \text{ м/с}, \quad (3.40)$$

где $k_{\text{разг}}$ - коэффициент разгона.

При $D_i = 2,87$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{8,9}{2,54^{0,105}} = 8,07. \quad (3.41)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,07 \cdot 43,43}{3,14 \cdot 375 \cdot 2,87^2} = 1,08 \text{ м.} \quad (3.42)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принято ближайшее значение $l_a = 1,1$ м.

Определив D_i и l_a уточнено конструктивное исполнение генератора: при $D_i/l_a < 5$, ($2,6 \text{ м} < 5 \text{ м}$) рекомендуется принимать подвесное.

Внешний диаметр вала приближенно определяется по формуле:

$$d_g = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\text{ген}}}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{34,5}{375}} = 58,69 \text{ м.} \quad (3.43)$$

Принят $d_g = 60$ см.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 45 \cdot 2,87 \cdot 1,1 = 142,1 \text{ т,} \quad (3.44)$$

где $\psi = (48 \div 58)$ для подвесных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 142,1 = 78,2 \text{ т.} \quad (3.45)$$

Основные размеры генератора указаны в таблице 3.10. Параметры нового генератора рассчитываются приближенно, по табличной зависимости.

Таблица 3.10 - Основные размеры генератора Чхалтинской ГЭС

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	высота корпуса h_{cm}	(от 1,7 до 1,9) l_a	1,87
	диаметр корпуса D_{cm}	$(0,92 + 0,0016 \cdot n) D_i$	4,36
	диаметр активной стали D_a	$D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9)$	3,52
Верхняя крестовина	высота $h_{в,к}$	(от 0,2 до 0,25) D_i	0,57
	диаметр лучей $D_{в,к}$	D_{cm}	4,36
Подпятник	высота h_n	(от 0,15 до 0,2) D_i	0,43

	диаметр кожуха D_n	(от 0,4 до 0,5) D_i	1,29
--	----------------------	-----------------------	------

Продолжение таблицы 3.10

Нижняя крестовина	высота $h_{н.к}$	(от 0,1 до 0,12) $D_{ш}$	0,30
	диаметр лучей $D_{н.к}$	$D_{ш}+0,4$	3,42
Надстройка	высота h_0	(от 0,14 до 0,18) D_i	0,43
	диаметр d_0	(от 0,35 до 0,45) D_i	1,00
Кратер	диаметр $D_{кр}$	(от 1,5 до 1,85) D_i	4,74
	минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,50
Турбинная шахта	высота $h_{ш}$	2,5-3,5 м	3,00
	диаметр $d_{ш}$	D_b	3,02

Маркировка генератора: СВ-352/110/16. По выбранной турбине и компоновке генератора выбрана компоновка ГА [4] (приложение Е).

3.5 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_6^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{дон}} \right)^{0,33} = \left(\frac{5,1 \cdot 0,9}{32} \right)^{0,33} = 0,53 \text{ м}, \quad (3.46)$$

где $\tau_{дон} = 30 \div 35$ МПа.

Принято $\tau_{дон} = 32$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 34500}{375} = 0,9 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.47)$$

Так как полученное значение меньше минимально допустимого (0,6 м) окончательно принят диаметр вала 0,6 метра.

Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 34500}{375 \cdot 2,12} = 34,72 \text{ кН.} \quad (3.48)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B [1]:

-для $D_B = 600$ мм; $d_n = 615$ мм; $h_n = 300$ мм; $Z_{сегм}=8$.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{уд}]. \quad (3.49)$$

Допускаемое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 24,14 = 1206,94 \text{ кПа,} \quad (3.50)$$

где U определяется по формуле:

$$U = \frac{\pi \cdot n_{синх} \cdot d_n}{30} = \frac{3,14 \cdot 375 \cdot 0,615}{30} = 24,14 \text{ м/сек.} \quad (3.51)$$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{3,14 \cdot 375 \cdot 0,615}{30} = 34,62 \text{ м/сек.} \quad (3.52)$$

где α - центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.53)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_n} = \frac{34,72}{0,21 \cdot 0,3} = 564,01 \text{ кПа.} \quad (3.54)$$

где $l_{сегм}$ – длина сегмента в окружном направлении, определяется по формуле:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_n}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,615}{8} = 0,21 \text{ м.} \quad (3.55)$$

$$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$$

564,01 ≤ 1206,94 – условие выполнено. Выбранный сегментный подшипник способен воспринять все радиальные нагрузки в процессе работы.

3.6 Выбор маслonaпорной установки, электрогидравлического регулятора и кранов

Маслonaпорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме [4] для турбины РО1706-В-212 определен тип маслonaпорной установки: МНУ 1,6/1 – 40 – 2,5 – 2.

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 1,6 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 2,5–2 вместимостью 2,5 м³ с двумя насосами.

Выбран электрогидравлический регулятор [2]: ЭГР – 2И1 – 150 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–11.

Принят к установке в машинном зале ГЭС кран мостовой 100/20 т, грузоподъемностью главного крюка 100 т и вспомогательного крюка 20 т.

3.7 Определение диаметра деривационного сталежелезобетонного туннеля

Трасса деривационного туннеля выбрана, исходя из наименьшей длины, при обеспечении наибольшего перепада отметок верхнего и нижнего бьефов.

Экономически наиболее выгодный диаметр туннеля [12, с. 54] определен по формуле 3.56.

$$D_{\text{эк}} = \sqrt[7]{\frac{Q_p^3 \cdot T_p \cdot R \cdot Z_s \cdot \eta \cdot \beta}{c \cdot H_p}} = \sqrt[7]{\frac{62,4^3 \cdot 3000 \cdot 256,8 \cdot 0,02 \cdot 0,88 \cdot 1,1}{4000 \cdot 124,7}} = 3,6 \text{ м.} \quad (3.56)$$

где Q_p – расчётный расход воды через все турбины, м³/с;

T_p – расчётная продолжительность работы, $T_p = 3000$ ч;

R – расчётное сопротивление материала оболочки, МПа

Z_s – замыкающие затраты на, $Z_s = 0,02$ руб/кВт·ч;

η – КПД гидроагрегата, который равен 0,88;

β – коэффициент увеличения потерь энергии в период паводка,
 $\beta = 1,10$;

c – стоимость 1 тонны трубы с учётом монтажа и окраски, $c = 4000$ руб/т.

Расчётное сопротивление материала найдено по формуле (3.7.3).

$$R = \frac{R_n}{k} \cdot C \frac{m}{k_n} = \frac{380}{1,11} \cdot 1,1 \cdot \frac{0,75}{1,10} = 256,8 \text{ МПа}, \quad (3.57)$$

где C – коэффициент перехода от основных сопротивлений материала к производным, $C = 1,1$;

k – коэффициент безопасности по материалу, $k = 1,11$;

m – коэффициент условий работы, $m = 0,75$;

k_n – коэффициент надёжности сооружения, $k_n = 1,10$;

R_n – нормативное сопротивление материала, для марки стали ВСтЗпс

$R_n = 380$ МПа.

Диаметр водоводов определен так же по формуле 3.56.

$$D_{\text{эк}} = \sqrt[7]{\frac{Q_p^3 \cdot T_p \cdot R \cdot 3_s \cdot \eta \cdot \beta}{c \cdot H_p}} = \sqrt[7]{\frac{31,2^3 \cdot 3000 \cdot 256,8 \cdot 0,02 \cdot 0,88 \cdot 1,1}{4000 \cdot 124,7}} = 2,7 \text{ м.}$$

Все составляющие части формулы остаются теми же, за исключением среднего расхода, т.к. ниток водопровода, подводящих воду к гидроагрегатам $n = 2$. Таким образом, $Q_p = 31,2$ м³/с.

Приняты сталежелезобетонные туннели, выполненные из стали ВСтЗпс:

$D_T = 3,6$ м – деривационный туннель;

$D_{T(B)} = 2,7$ м – турбинные водоводы.

Толщина облицовки напорных туннелей с учетом крепости породы принята 0,4 м.

3.8 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в туннеле определится по формуле (3.59).

$$v = \frac{4Q}{\pi \cdot D_T^2} = \frac{4 \cdot 62,4}{3,14 \cdot 3,6^2} = 6,1 \text{ м/с.} \quad (3.58)$$

где Q – среднесуточный расход, м³/с;

D_T – диаметр деривационного туннеля, м.

Минимальная разность отметки УМО и верхней кромки водовода определится по формуле (3.60).

$$H_{кр} = 0,5D_T \left(\frac{v}{\sqrt{gD_T}} \right) = 0,5 \cdot 3,6 \cdot \left(\frac{6,1}{\sqrt{9,81 \cdot 3,6}} \right) = 1,9 \text{ м.} \quad (3.59)$$

Принято заглубление $H_{кр}=2,0$ м.

3.9 Определение габаритов машинного здания

Высота машинного зала определена, исходя из наиболее длинного неразборного конструктивного элемента гидроагрегата, которым является ротор генератора с валом до фланца, с запасом 0,5м [4].

Исходя из диаметра шахты гидроагрегата, которая равна 5,5 метра, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны, с учётом размещения вспомогательного оборудования, ширина машинного зала принята равной 12,7 метрам.

Ширина монтажной площадки:

- $$B_{м.п} = 3,5 \cdot D_1 = 3,5 \cdot 2,12 = 7,5 \text{ м.} \quad (3.60)$$

При такой ширине будет возможна раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Для деривационных ГЭС, длина блока определится по формуле (3.9.2).

- $$B_{бл} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 2,12 = 9 \text{ м.} \quad (3.61)$$

Длина машинного зала определится по формуле (3.9.3).

$$L_{мз} = B_{бл} \cdot n_{агр} + B_{м.п} = 9 \cdot 2 + 7,5 = 25,5 \text{ м.} \quad (3.62)$$

4 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

4.1 Определение класса сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количество населения в НБ. В соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986

Для проведения требуемых расчетов определяется класс гидротехнического сооружения на основании данных по СП [2].

Основание – порфириты и туфы (скала).

Высота ГТС 34 м – III класс.

Мощность ГЭС $N_{уст} = 69$ МВт – III класс.

Число населения (156 человек – село Ажара, 114 человек – поселок Левый Птыш, 81 человек – поселок Чхалта, 58 человек – поселок Правый Птыш) – III класс.

Таким образом, ГТС имеет III класс.

4.2 Проектирование сооружений напорного фронта

4.2.1 Определение отметки гребня глухой бетонной плотины и гребня быка

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

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s + a = 639 + 0,55 + 0,4 = 639,95 \text{ м.} \quad (4.1)$$

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{ФПУ} + h_s + a = 640 + 0,55 + 0,4 = 640,95 \text{ м.} \quad (4.2)$$

где a - запас, для сооружения III класса $a = 0,4$ м;

h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.3)$$

где $h_{run 1\%}$ - высота наката волн на откос обеспеченностью 1%;

Δh_{set} - высота ветрового нагона воды в верхнем бьефе;

a - конструктивный запас, принимаем 0,5 м или $0,1 h_{1\%}$.

Определение высоты ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha \quad (4.4)$$

где $\alpha = 0$ - угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров;

$V_w = 3$ м/с - расчетная скорость ветра, соответствующая 20% обеспеченности для сооружений третьего класса (для основного сочетания нагрузок);

$L = 213$ м - разгон волны для заданной расчетной скорости ветра, определяемый по розе ветров района гидроузла;

$d = 15$ м - условная расчетная глубина воды в водохранилище;

$k = 0,57 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый для скорости ветра 3 м/с;

Для основного сочетания нагрузок и воздействий по формуле 4.4

$$\Delta h_{set} = 0,57 \cdot 10^{-6} \frac{3^2}{9,81 \cdot 15} \cdot 1 = 0,000007 \text{ м.} \quad (4.5)$$

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{639 - 609}{2} = 15 \text{ м.} \quad (4.6)$$

Определение высоты волны 1% обеспеченности. Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где $t = 21600$ с - период развития волн на водохранилище

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 213}{3^2} = 232,17. \quad (4.7)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{3} = 70632. \quad (4.8)$$

По рисунку 1 на странице 36 [2] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ где дно не влияет на основные характеристики волн) значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 232,17: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,026, \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,95;$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 70632: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,12, \frac{g\bar{T}}{V_w} = 5,0.$$

Принимаем наименьшие значения комплексов $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,026, \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,95$ и находим средний период волны T (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м):

$$T = \frac{1,95 \cdot V_w}{g} = \frac{1,95 \cdot 3}{9,81} = 0,59 \text{ с.} \quad (4.9)$$

$$\bar{h} = \frac{0,03 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,03 \cdot 3^2}{9,81} = 0,02 \text{ м.} \quad (4.10)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 0,59^2}{2 \cdot 3,14} = 0,56 \text{ м.} \quad (4.11)$$

Проверяем условие для глубоководной зоны водохранилища:
 $d > 0,5\bar{\lambda}_d$.

$d = 15 \text{ м} > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 0,56 = 0,28 \text{ м}$ - условие выполняется, зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}K_i = 0,024 \cdot 2,1 = 0,05 \text{ м,} \quad (4.12)$$

где $K_i = 2,1$ - коэффициент, определяемый по рисунку 2 [1] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2} = 232,17$.

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%}, \quad (4.13)$$

где k_r и k_p - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по таблице 6 [1], для каменного покрытия плит $k_r = 1,0$ и $k_p = 0,9$;

$k_{sp} = 0,8$ - коэффициент, принимаемый по таблице 7 [1] при скорости ветра 3 м/с и $ctg\varphi = 3$ - для каменно-набросной плотины;

$k_{run} = 1,5$ - коэффициент, принимаемый по рисунку 10 [1] в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d / h_{1\%}$.

$$h_{run1\%} = 1,0 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot 1,5 \cdot 0,05 = 0,054 \text{ м.} \quad (4.14)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 635 + 1,6 \cdot 4 = 641,4 \text{ м.} \quad (4.15)$$

Из трех полученных выбираем наиболее высокую $\nabla ГБП = 641,4$ м.

4.2.2 Гидравлические расчеты

Гидравлическими расчетами устанавливается: ширина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, сопряжение потока в нижнем бьефе, наличие и параметры гасителей энергии.

4.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла.

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$;

$$Q_p = Q_{max.осн} - Q_{га} - Q_{ав} = Q_{max.осн} - Q_{га} \cdot (n_{га} - 1) - Q_{ав} = \\ = 324,03 - 31,8 \cdot (2 - 1) - 0,12 = 292,11 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.16)$$

где $Q_{max.осн}$ - максимальный расход для основного расчетного случая обеспеченностью 3,0 % (для сооружения III класса),

$Q_{га}$ - расход, проходящий через один агрегат;

$n_{га}$ - количество гидроагрегатов, $n_{га} = 2$;

$$Q_{ав} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{2,7 \cdot 10^6}{9 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,12 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Аналогично рассчитывается максимальный расход для поверочного случая по формуле 2.1:

$$Q_p = Q_{max.нов} - Q_{га} - Q_{ав} = Q_{max.осн} - Q_{га} \cdot (n_{га} - 1) - Q_{ав} = \\ = 385,42 - 31,8 \cdot (2 - 1) - 0,12 = 353,8 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{max.нов}$ - максимальный расход для основного расчетного случая обеспеченностью 0,5 % (для сооружения III класса).

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_s} = \frac{292,11}{16} = 18,3 = 20 \text{ м}, \quad (4.17)$$

где q_s - удельный расход на водосливе.

$$q_s = 1,25q_p = 1,25 \cdot 12,8 = 16 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.18)$$

где q_p - удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h]h_{НБ} = 5 \cdot 2,56 = 12,8 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.19)$$

где $h_{НБ}$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\text{max.осн}} = 324,03 \text{ м}^3/\text{с}$, $\nabla \text{ УНБ} = 611,56 \text{ м}$.

$$h_{НБ} = \nabla \text{ УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 611,56 - 609 = 2,56 \text{ м}, \quad (4.20)$$

где $[v_h]$ - допускаемая не размывающая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для скалы - $[v_h] = 5 \text{ м/с}$).

$$B = b \cdot n, \quad (4.21)$$

где n - число пролетов, b - стандартная ширина пролета, м, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов - изготовителей гидромеханического оборудования (8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30).

Задаемся $b = 10 \text{ м}$. Тогда число пролетов равно:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{20}{10} = 2, \quad (4.22)$$

Принимаем $n = 2$. Тогда ширина водосливного фронта:

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 2 = 20 \text{ м}. \quad (4.23)$$

4.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений определяется полный напор на гребне водослива сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{292,11}{0,49 \cdot 20\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,56 \text{ м}, \quad (4.24)$$

где m - коэффициент расхода водослива, принимается в зависимости от типа водослива (принимается водослив практического профиля типа А с $m=0,49$).

Его очертание отражено на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицера, тип А

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{292,11}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 20\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,75 \text{ м}, \quad (4.25)$$

где σ_n - коэффициент подтопления принимаем $\sigma_n = 1$, считая, что водослив в нижнем бьефе не затоплен;

ε - коэффициент бокового сжатия при количестве пролетов $n=4$.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \cdot \frac{3,56}{5} = 0,93, \quad (4.26)$$

где $\xi = 0,7$ - коэффициент формы вертикальных устоев, учитывающий округление их вертикального ребра.

$\xi_0 = 0,45$ - коэффициент круглой формы быков в плане.

Геометрический напор на гребне водослива (без учета скорости подхода потока к водосливу):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 3,75 - \frac{1,1 \cdot 0,4^2}{2 \cdot 9,81} = 3,7 \text{ м}, \quad (4.27)$$

где $\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса;

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_b)} = \frac{316,41}{(639 - 609)(8 + 1 \cdot 2)} = 1,05 \text{ м/с}, \quad (4.28)$$

где δ_b - толщина разрезного быка.

Толщина неразрезного быка определяется по рекомендациям Березинского А.Р.[5]:

$$\delta_b = 0,25 \cdot b = 0,25 \cdot 2 = 1 \text{ м}. \quad (4.29)$$

При разрезке быка его толщина увеличивается на 1 метр:

$$\delta_b = 1 + 1 = 2 \text{ м}. \quad (4.30)$$

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 639 - 4 = 635 \text{ м}, \quad (4.31)$$

где $H_{\text{ст}}$ - стандартный напор, ближайший к расчетному геометрическому напору H , в соответствии с техническим регламентом (...; 4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0. $H = H_{\text{ст}} = 4 \text{ м}$.

4.2.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется полный напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01нов} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{353,8}{0,49 \cdot 20\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,05 \text{ м}, \quad (4.32)$$

где $Q_{\text{р.пов}}$ – расход, при обеспеченности 0,5 (п.4.2.2.1).

$$H_{02нов} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{353,8}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 20\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,29 \text{ м}. \quad (4.33)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha V_{0пов}^2}{2g} = 4,29 - \frac{1,1 \cdot 0,44^2}{2 \cdot 9,81} = 4,28 \text{ м}, \quad (4.34)$$

$$V_{0пов} = \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{353,8}{(639 - 609)(20 + 3 \cdot 2)} = 0,44 \text{ м/с}, \quad (4.35)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla_{ФПУр} = \nabla_{ГВ} + H_{пов} = 635 + 4,28 = 639,29 \text{ м}. \quad (4.36)$$

Расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной. Это означает, что пропускная способность водослива при заданном ФПУ обеспечивается, принимаем $\nabla_{ФПУ} = 640 \text{ м}$.

4.2.2.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А строится по координатам Кригера-Офицера, приведенным в таблице 6-12 [1]. Координаты для построения оголовка плотины практического профиля определяются путем умножения табличных координат на $H_{cm} = 4 \text{ м}$ (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицера).

№ точки	x	y	№ точки	x	Y
1	0	0,504	21	8	4,94
2	0,4	0,144	22	8,4	5,476
3	0,8	0,028	23	8,8	6,032
4	1,2	0	24	9,2	6,612
5	1,6	0,024	25	9,6	7,576
6	2	0,108	26	10	7,84
7	2,4	0,24	27	10,4	8,488
8	2,8	0,4	28	10,8	9,156
9	3,2	0,584	29	11,2	9,848
10	3,6	0,792	30	11,6	10,56
11	4	1,024	31	12	11,296
12	4,4	1,284	32	12,4	12,052
13	4,8	1,576	33	12,8	12,828
14	5,2	1,9	34	13,2	13,62
15	5,6	2,256	35	13,6	14,436
16	6	2,644	36	14	15,272
17	6,4	3,056	37	14,4	16,124

18	6,8	3,492	38	14,8	16,996
19	7,2	3,948	39	15,2	17,884
20	7,6	4,432	40	15,6	18,792

После расчета координат гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки построено его начальное очертание (рисунок 4.2).

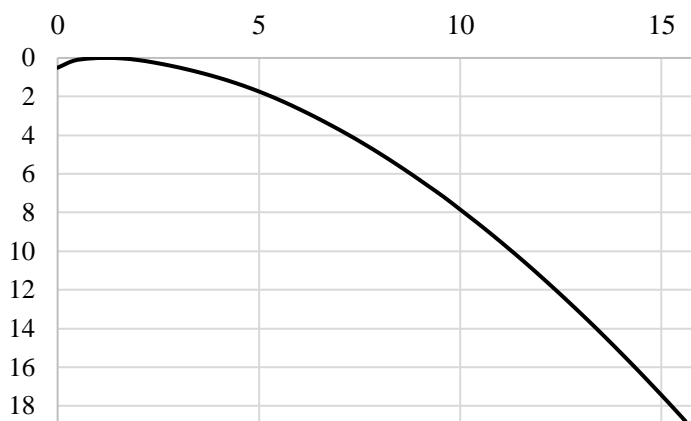


Рисунок 4.2 – Начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицерова.

Высота плотины равна:

$$H_{пл} = \nabla_{ГП} - \nabla_{дна} = 641,4 - 609 = 32,4 \text{ м.} \quad (4.37)$$

4.2.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

В бытовых условиях при уклоне дна отводящего русла $i < i_{кр}$ поток находится в спокойном состоянии, а непосредственно за водосливом - в бурном. Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины h_c'' и бытовой глубины $h_{НБ}$ устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

- а) $h_c'' > h_{НБ}$ - сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- б) $h_c'' = h_{НБ}$ - сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- в) $h_c'' < h_{НБ}$ - сопряжение в виде затопленного прыжка.

Определяется критическая глубина при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_o)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 292,11^2}{(20 + (4-1) \cdot 2)^2 \cdot 9,81}} = 2,42 \text{ м.} \quad (4.38)$$

где α - коэффициент Кориолиса, принят равным 1,1.

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 639 - 609 = 30 \text{ м.} \quad (4.39)$$

Определим отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{30}{2,42} = 12,4 \text{ м.} \quad (4.40)$$

Исходя из этого при использовании таблицы 9-10, плотина имеет среднюю длину сливной грани, при этом коэффициент скорости $\varphi = 0,95$.

По графику М.Д Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\xi'_c = 0,22$ и $\xi''_c = 3,0$.

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 0,22 \cdot 2,42 = 0,53 \text{ м.} \quad (4.41)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 3,0 \cdot 2,42 = 7,26 \text{ м.} \quad (4.42)$$

Так как $h''_c = 7,26 > h_{нб} = 2,56$ значит, прыжок отогнанный.

Как правило, отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью специальных устройств - гасителей энергии.

Во всех случаях за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита. Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 30,2 \cdot \sqrt{0,53} = 3,3 \text{ м,} \quad (4.43)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении.

$$v_c = \frac{q_g}{h'_c} = \frac{16}{0,53} = 30,2 \text{ м/с,} \quad (4.44)$$

где q_g – удельный расход на водосливе (п. 2.2.1 формула 2.3).

Удельный расход на стенке:

$$q_{cm} = \frac{Q_p}{(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{292,11}{(20 + 3 \cdot 2)} = 11,24 \text{ м/с.} \quad (4.45)$$

4.2.2.6 Расчёт водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки $h_{ст}$ проводят, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки $h_{ст}$ по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 7,26 - 2,28 = 10,08 \text{ м}, \quad (4.46)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой,

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{11,24}{0,49\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 11,24^2}{2 \cdot 9,81(1,1 \cdot 7,26)^2} = 2,28 \text{ м}, \quad (4.47)$$

σ – коэффициент запаса 1,1; m – выбирают по типу водослива.

После определения высоты стенки $h_{ст}$ проверяют условие сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой по формуле 4.2.39:

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 10,08 + 2,28 = 12,36 \text{ м}.$$

Может оказаться, что за стенкой образуется отогнанный прыжок, тогда назначают и рассчитывают вторую стенку или устанавливают шашки, пирсы и т. п.

Определим отношение по формуле 4.2.40 для нового значения полной удельной энергии перед стенкой:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{12,36}{2,42} = 5,11 \text{ м}.$$

Исходя из этого при использовании таблицы 9-10, плотина имеет среднюю длину сливной грани, при этом коэффициент скорости $\varphi = 0,95$.

По графику М.Д Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\xi'_c = 0,34$ и $\xi''_c = 2,3$.

Вычисляются сопряженные глубины по формулам 4.41 - 4.42 соответственно:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 0,34 \cdot 2,42 = 0,82 \text{ м}.$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,3 \cdot 2,42 = 5,57 \text{ м.}$$

Так как $h''_c = 5,57 > h_{нб} = 2,3$ значит, прыжок отогнанный.

Поскольку за стенкой оказался отогнанный прыжок, то необходимо проектировать вторую стенку или другой гаситель.

4.2.2.7 Расчет водобойного колодца

Ширина водобойного колодца B_k :

$$B_k = B + \sum \delta = 20 + (4 \cdot 2) = 28 \text{ м.} \quad (4.47)$$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_k = \sigma \cdot h''_c - (h_{нб} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 7,26 - (2,56 + 0,94) = 4,49 \text{ м,} \quad (4.48)$$

Где перепад ΔZ , вычисляется:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{нб}^2} \right) - \left(\frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h''_c{}^2} \right) = \\ &= \left(\frac{10,43^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 2,56^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 10,43^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 7,26^2} \right) = 0,94 \text{ м,} \end{aligned} \quad (4.49)$$

где $q = \frac{Q_p}{B_k} = \frac{292,11}{28} = 10,43 \text{ м}^3/\text{с};$

B_k – ширина водобойного колодца;

φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, принят 0,9;

α – коэффициент Кориолиса, принят 1,1.

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом, формула 4.2.39:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНО = 639 - 609 = 30 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения и сопряженные глубины в верхнем бьефе определены по формуле 4.40 – 4.42 в пункте 4.2.2.5: $\xi_{T_0} = 12,4 \text{ м, } h'_c = 0,53 \text{ м, } h''_c = 7,26 \text{ м.}$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} + d_k = 30 + 4,49 = 34,49 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{34,49}{2,42} = 14,25 \text{ м.}$$

Исходя из этого при использовании таблицы 9-10, плотина имеет среднюю длину сливной грани, при этом коэффициент скорости $\varphi = 0,95$.

По графику М.Д. Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\xi'_c = 0,2$ и $\xi''_c = 3,1$.

Вычисляются сопряженные глубины по формулам 4.40 - 4.42 соответственно:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 0,2 \cdot 2,42 = 4,84 \text{ м.}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 3,1 \cdot 2,42 = 7,5 \text{ м.}$$

Тогда новая глубина колодца:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{нб}^2} \right) - \left(\frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c^2} \right) = \\ &= \left(\frac{10,43^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 2,56^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 10,43^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 7,5^2} \right) = 0,95 \text{ м,} \end{aligned}$$

Тогда:

$$d_{k2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 7,5 - (2,56 + 0,95) = 4,74 \text{ м,} \quad (4.50)$$

Вычисления повторяют до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше $0,1 \cdot d_k$.

Проведем проверку:

$$0,1 \cdot d_k = 0,1 \cdot 4,49 = 0,45$$

$$d_{k2} - d_k = 4,74 - 4,49 = 0,25$$

$$0,45 > 0,25$$

Т.к. условие выполнилось, принимаем:

$$d_{k2} = 4,74 \text{ м.}$$

4.3 Конструирование плотины

Принимаем бетонную плотину гравитационного типа с вертикальной напорной гранью.

4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Так как основание скальное, заложение низовой грани принимаем 0,75.

$$B = (\text{НПУ} - \nabla\text{Подошвы}) \cdot 0,75 = (639-607) \cdot 0,75 = 24 \text{ м.} \quad (4.51)$$

4.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{\text{ос}} = b + \delta_B = 10 + 2 = 12 \text{ м.} \quad (4.52)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

δ_B – толщина быка.

Секции бетонных глухих левобережной и правобережной плотин конструктивно принимаем 15 м.

4.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки будут выдвинуты в верхний бьеф для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов.

Оголовок быка принимаем обтекаемым с формой для обеспечения плавного входа воды в водосбросное отверстие с минимальным сжатием потока.

В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка $\delta_6 = 2$ м.

Длина и ширина паза ремонтного затвора: $a = c = 0,6$ м.

Ширина паза t рабочего затвора принята равной 1 метру [16, с.27].

Расстояние между пазами по быку составит $d_o = 1$ м. Расстояние l_1' между аварийно-ремонтным и рабочим затворами составляет 1 м.

4.3.4 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею.

Дренажную воду, поступающую из тела плотины и основания, откачиваем при помощи насосных установок.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{др} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{30 \cdot 1,15}{25} = 1,334 \text{ м}, \quad (4.53)$$

где $H_d = 639 - 609 = 30$ м – напор над расчетным сечением, определяется по чертежу;

$I_{кр.м} = 25$ - величина критического градиента напора в бетоне;

$\gamma_n = 1,15$ - коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Принимаем $a_{др} = 2$ м.

4.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусматриваем две продольные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 15 м. Одну галерею проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа на отметке 610,0 м, с размерами 3,0х3,5 м, для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Габариты для смотровой галереи принимаем 2х2,5м на отметке 625,0 м.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

4. 3.6 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 3 м, ширина путей козлового крана 6 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 2 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 12 м.

4.3.7 Элементы подземного контура плотины. Цементационная завеса. Дренаж

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и наклонный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,5 \div 0,1)B, \quad (4.54)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем $l_1 = 3$ м в соответствии с расположением цементационно-дренажной галереи.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_d = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ м}, \quad (4.55)$$

где $H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 639 - 609 = 30$ м;

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав} = 0,5 \cdot 15 = 7,5 \text{ м}. \quad (4.56)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{12 \cdot 1,15}{15} = 0,92 \text{ м} = 1,0 \text{ м}, \quad (4.57)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{кр}$ – критический градиент напора на скальном основании, $J_{кр} = 15$;

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения.

Напор, действующий на завесу:

$$\Delta H = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ м}. \quad (4.58)$$

4.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

4.4.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Предварительная толщина водобоя была определена в пункте 4.2.2.5 по формуле (4.43).

Длина водобоя:

$$l_6 = (0,75 \div 1)l_{np} = 0,75 \cdot 33,16 = 25 \text{ м}, \quad (4.59)$$

где l_{np} - длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{np} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,26 - 0,53) = 33,16 \text{ м}. \quad (4.60)$$

Плиту водобоя проверяют на всплытие. Устойчивость плиты водобоя на всплытие определяется условием

$$K_{всп} = \frac{(\rho_{\sigma} - \rho_w) \delta_B \cdot l_B \cdot g}{(W_d + W_n + W_{\phi}) \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.61)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок [1];

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения [1];

W_d – дефицит давления;

W_n – пульсационная вертикальная динамическая нагрузка;

W_{ϕ} – фильтрационное противодействие,

$$W_{\phi} = 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot l \cdot \rho_w \cdot g \cdot 0,5 = 0,05 \cdot (34,74 - 7,26) \cdot 54,7 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,5 = 368649,0 \text{ Па}, \quad (4.62)$$

где l – расстояние от сжатого сечения до рисбермы;

T – превышение уровня верхнего бьефа над поверхностью водобоя $\nabla_{ПВ}$:

$$T = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПВ} = 639 - 604,26 = 34,74 \text{ м}. \quad (4.63)$$

$$W_d = \frac{1}{2} \cdot t_1 \cdot g \cdot \rho_w \cdot l = \frac{1}{2} \cdot 4,04 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot 54,7 = 1083946,1 \text{ Па}; \quad (4.64)$$

где

$$t_1 = (0,6 \div 0,7) \cdot (h_c'' - h_c') = 0,6 \cdot (7,26 - 0,53) = 4,04 \text{ м}; \quad (4.65)$$

$$W_n = \frac{\alpha \cdot V_c^2 \cdot \rho_w}{2} \cdot (\omega_{\otimes}^B) = \frac{0,05 \cdot 30,2^2 \cdot 1000}{2} \cdot 3,3 = 75243,3 \text{ Па}; \quad (4.66)$$

где ω_{\otimes}^B – площадь миделева сечения плиты водобоя,

$$\alpha = 0,05 \div 0,07.$$

Тогда коэффициент всплытия:

$$K_{всп} = \frac{(\rho_{\sigma} - \rho_w) \delta_B \cdot l_B \cdot g}{(W_d + W_n + W_{\phi}) \gamma_{lc}} = \frac{(2500 - 1000) 3,3 \cdot 54,7 \cdot 9,81}{(1083946,1 + 75243,3 + 368649) \cdot 1} = 1,73 \quad (4.67)$$

При проверке условия устойчивости плиты водобоя на всплытие по формуле 4.61:

$$K_{всп} = 1,73 \geq \gamma_n = 1,15$$

Условие выполняется, поэтому принимаем $\delta_B = 3,3$ м, $l_g = 54,7$ м в целях удобства проведения строительных работ.

4.4.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеивания потока.

Для рисбермы на скальном основании ее длина принимается:

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = 0,5 \cdot l_g = 0,5 \cdot 25 = 12,5 \text{ м.} \quad (4.68)$$

Толщина плит рисбермы принимается:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_g = 0,5 \cdot 3,3 = 1,65 \text{ м.} \quad (4.69)$$

Конструкция рисбермы по течению облегчается. Продольные швы между плитами устраиваются в перевязку.

Под рисбермой устраивается ленточный дренаж и обратный фильтр. Дренажные отверстия в плитах выполняются с шагом 6 и 6,4 метров в шахматном порядке диаметром 25 см.

4.5 Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании

Как правило, подземный контур плотин на скальном основании состоит из глубокой цементационной завесы и скважинного дренажа за ней. В СНиП [17, таблица 5, черт. 7] в представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цемзавесы $H_{ас}$ и дренажа $H_{др}$ при основном и особом сочетании нагрузок, при нормальной работе противифльтрационных и дренажных устройств и в случае нарушения их нормальной работы.

Применяя эти значения для соответствующей конструкции плотины и подземного контура, а также для рассматриваемого сочетания нагрузок и условий работы противифльтрационной системы строят эпюру фильтрационного противодействия. Определив по ней потерю напора на цемзавесе, по формуле 3.6 вычисляя толщину завесы ($\delta_{зав} = 1,0$ м).

$$\text{Для 3 класса сооружений } \frac{H_{ас}}{H_d} = 0,3, \text{ а } \frac{H_{др}}{H_d} = 0,05.$$

Для основного расчетного случая:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 639 - 609,23 = 29,77 \text{ м.}$$

Тогда значения напора по оси цемзавесы $H_{ас} = 8,93$ м и дренажа $H_{др} = 1,49$ м.

Для особого сочетания нагрузок:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 639 - 611,56 = 28,44 \text{ м.}$$

Тогда значения напора по оси цемзавесы $H_{ас} = 8,53$ м и дренажа $H_{др} = 1,42$ м.

4.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Первый расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{сан}$). Второй расчетный случай – особое сочетание нагрузок при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем бьефе (при $Q_{пов}$).

4.6.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения плотины определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 442,2 \text{ м}^2$.

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{Б}}{b + \delta_{Б}} = \frac{442,2 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2500}{10 + 2} = 9037,5 \text{ кН}, \quad (4.70)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролета;

$\delta_{Б}$ – толщина быка;

$\rho_{Б}$ – плотность бетона.

Точка приложения равнодействующей силы $G_{пл}$ также была определена с помощью программы AutoCad: $Y_{пл} = 10,26$ м; $X_{пл} = 8,95$ м.

Вес быка и его центр тяжести определяют аналогично:

$$G_{б} = \frac{S_{Б} \cdot \delta_{Б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{Б}} = \frac{594,1 \cdot 2 \cdot 2500 \cdot 9,81}{10 + 2} = 2428,4 \text{ кН}, \quad (4.71)$$

где S_B – площадь поперечного сечения быка, определяется по AutoCad:

$$S_B = 594,1 \text{ м}^2;$$

δ_B – толщина быка.

Точка приложения равнодействующей силы G_b также была определена с помощью программы AutoCad: $Y_b = 14,77\text{м}$; $X_b = 7,8\text{м}$.

Вес плоского затвора (кН) можно определить по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 55 \sqrt{55} \cdot 9,81 = 220,1 \text{ кН}, \quad (4.72)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (640 - 635 + 0,5) \cdot 10 = 55 \text{ м}^2, \quad (4.73)$$

где b – ширина пролета.

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = q_w \cdot g (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (639 - 635)^2 \cdot 0,5 \cdot 10 = 784,8 \text{ кН} \quad (4.74)$$

Вес затвора приводят к 1 п. м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{220,1}{10 + 2} = 18,33 \text{ кН/м}. \quad (4.75)$$

4.6.1.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Для основного сочетания нагрузок:

- со стороны верхнего бьефа:

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 639 - 607 = 32 \text{ м},$$

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 32^2}{2} = 5022,7 \text{ кН/м}, \quad (4.76)$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{Под}} = 609,23 - 607 = 2,23 \text{ м}$$

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,23^2}{2} = 24,4 \text{ кН/м} \quad (4.77)$$

Для особого сочетания нагрузок:

- со стороны верхнего бьефа:

$$h_1' = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{Под}} = 640 - 607 = 33 \text{ м,}$$

$$T_{\text{В}}' = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 33^2}{2} = 5341,6 \text{ кН/м.} \quad (4.78)$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\max}} - \nabla_{\text{Под}} = 611,95 - 607 = 4,95 \text{ м,}$$

$$T_{\text{Н}}' = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,95^2}{2} = 120,2 \text{ кН/м.} \quad (4.79)$$

4.6.1.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления рассчитана в п. 4.5.

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$\begin{aligned} p_{\text{ВЗВ}} &= \rho_w g h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,23 = 21,9 \text{ кН/м}^2, \\ p_{\text{ВЗВ}}' &= \rho_w g h_1' = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,95 = 48,6 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (4.80)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{Под}} = 609,23 - 607 = 2,23 \text{ м,}$$

где $h_1' = \nabla_{\text{УНБ}_{\max}} - \nabla_{\text{Под}} = 611,95 - 607 = 4,95 \text{ м.}$

Площади взвешивающего и фильтрационного давления: для основного расчетного случая - $S_{\text{взв}} = 53,5 \text{ м}^2$; $S_{\text{ф}} = 97,7 \text{ м}^2$, для поверочного- $S'_{\text{взв}} = 109,4 \text{ м}^2$; $S'_{\text{ф}} = 95,1 \text{ м}^2$.

Сила взвешивающего и фильтрационного давления определяются по формулам:

Для основного сочетания нагрузок:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma = 53,5 \cdot 10 = 535 \text{ кН/м.} \quad (4.81)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma = 97,7 \cdot 10 = 977 \text{ кН/м.} \quad (4.82)$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$W'_{\text{взв}} = S'_{\text{эп}} \cdot \gamma = 109,4 \cdot 10 = 1094 \text{ кН/м.} \quad (4.83)$$

$$W'_{\text{ф}} = S'_{\text{эп}} \cdot \gamma = 95,1 \cdot 10 = 951 \text{ кН/м,} \quad (4.84)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления/фильтрации для рассматриваемого расчетного случая.

Сила пригруза воды со стороны нижнего бьефа в поперечном случае:

$$S_{\text{np}} = 0,65 \text{ м}^2;$$

$$W_{\text{np}} = S_{\text{np}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 0,65 \cdot 10 = 6,5 \text{ кН/м.} \quad (4.85)$$

Площади эпюр рассчитаны в программе AutoCad.

4.6.1.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\phi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 1 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 10 \cdot 0,7^2 = 4,9 \text{ кН/м}^2 \quad (4.86)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии (10 кН/м³);

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов (1 м);

$\phi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} h_{\text{н}}}{2} = \frac{4,9 \cdot 1}{2} = 2,45 \text{ кН.} \quad (4.87)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа:

$$\begin{aligned}
p'_{\text{гр}} &= \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\
&= 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\
&= 2,71 - 72,88 = -70,17 \text{ кН/м}^2.
\end{aligned}
\tag{4.88}$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}} = \nabla_{\text{дна}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 609 - 607 = 2$ м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned}
p''_{\text{гр}} &= \left(\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\
&= (10 \cdot 1 + 15,7 \cdot 2) \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\
&= 11,21 - 72,8 = -61,6 \text{ кН/м}^2.
\end{aligned}
\tag{4.89}$$

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}$ равняется:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_{\text{в}} = 25 - (1 - 0,07) 10 = 15,7 \text{ кН/м}^3,
\tag{4.90}$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта;

n_0 – пористость сухого грунта;

$\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды.

Исходя из вышеприведённого расчёта, активное давление грунта отсутствует.

4.6.1.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном расчетных случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$\begin{aligned}
W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,05 \left(\frac{0,56}{3,14} + \frac{0,014}{2} \right) = \\
&= 0,05 \text{ кН}
\end{aligned}
\tag{4.91}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности; $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\lambda} = \frac{3,14 \cdot 0,05^2}{0,56} = 0,014 \text{ м} \quad (4.92)$$

Параметры волн определены в п. 4.2.1.

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{0,56}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} 0,05 = 0,01 \text{ м.} \quad (4.93)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%} = 0,055 \text{ м}$ над УВБ, а другая не ниже $8h_{1\%} = 0,4 \text{ м}$ УВБ.

4.6.2. Оценка прочности плотины

Для расчета принимаем:

1) За расчетное сечение принимается подошва плотины, плечи берутся относительно ее центра;

2) Вертикальные силы направленные вниз принимаются со знаком «+», а направленные вверх со знаком «-»;

3) Изгибающие моменты по часовой стрелке принимаются со знаком «+», а против часовой стрелки со знаком «-»;

4) Растягивающие напряжения принимаются со знаком «+», а сжимающие со знаком «-».

Все рассчитанные величины нагрузок, действующих на плотину сводятся в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м
T_B	1,0	→	5022,7	10,66	53542,2	5341,6	11	58757
T_H	1,0	←	24,4	0,74	-18,05	101,99	1,5	-152,99
G_6	0,95	↓	2428,4	4,2	-9689,25	2428,4	4,2	-9689,25
$G_{пл}$	0,95	↓	9037,5	3,1	-26615,3	9037,5	3,1	-26615,3
$W_{взв}$	1,0	↑	524,8	0	0	1073,2	0	0

Продолжение таблицы 4.2

W_ϕ	1,0	↑	958,4	8,34	7993,4	932,9	8,33	7771,3
E_H	1,2	→	2,5	2,33	6,99	2,5	2,33	6,99
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	0,045	31,99	1,45	0,045	31,99	1,45
q_3	0,9*	↓	18,34	9,99	-164,89	18,34	9,99	-164,89
			$\Sigma N=10001$		$\Sigma M=25057$	$\Sigma N=9478$		$\Sigma M=29842$

* В соответствии с СП 20.13330

Расчет крайевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины на уровне отметки 607 м (при расчете на 1 п. м. длины) выполняют по формулам:

Для основного расчетного случая:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{10001}{24} + \frac{6 \cdot 25057}{24^2} = -155,7 \text{ кПа}, \quad (4.94)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину, кН;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН·м;

B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -10 \cdot 32 = -320 \text{ кПа}, \quad (4.95)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 639 - 607 = 32 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как, у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке, кПа:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (4.96)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -87,7 + 10 \cdot 32 \cdot 0 = -155,7 \text{ кПа}. \quad (4.97)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 32 = -320 \text{ кПа}. \quad (4.98)$$

- для низовой грани:

Нормальное напряжение на низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6\sum M}{B_d^2} = -\frac{10001}{24} - \frac{6 \cdot 25057}{24^2} = -677,7 \text{ кПа.} \quad (4.99)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -677,7 \cdot 0,8 - 10 \cdot 2,23(1 - 0,8^2) = -441,8 \text{ кПа,} \quad (4.100)$$

где $m_t = \text{tg } \alpha_2 = 0,8$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 38,7^\circ$;

$H_d^t = УНБ_{Q_{\min}} - \nabla_{\text{нод}} = 609,23 - 607 = 2,23 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 2,23 - 677,7) \cdot 0,8 = 524,3 \text{ кПа.} \quad (4.101)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -677,7(1 + 0,8^2) + 10 \cdot 2,23 \cdot 0,8^2 = -1097,2 \text{ кПа.} \quad (4.102)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 2,23 = -22,3 \text{ кПа.} \quad (4.103)$$

Для особого сочетания нагрузок, формулы 4.94 - 4.103:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^{uu} = -\frac{N'}{B_d} + \frac{6\sum M'}{B_d^2} = -\frac{9478}{24} + \frac{6 \cdot 29842}{24^2} = -84,1 \text{ кПа,}$$

где N' – сумма вертикальных сил, действующих на плотину, кН;

M' – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН·м;

B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^{uu} = \sigma_y^{uu} m_u^2 - \gamma_w H_d^{uu} (1 - m_u^2) = -10 \cdot 33 = -330 \text{ кПа,}$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d'' = \nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Pi_{ОД} = 640 - 607 = 33 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как, у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке, кПа:

$$\tau_{xy}'' = (\gamma_w H_d'' + \sigma_y'') \cdot m_u = 0.$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_1'' = \sigma_y'' (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d'' m_u^2 = -84,1 + 10 \cdot 33 \cdot 0 = -84,1 \text{ кПа.}$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3'' = -\gamma_w H_d'' = -10 \cdot 33 = -330 \text{ кПа.}$$

- для низовой грани:

Нормальное напряжение на низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N'}{B_d} - \frac{6 \sum M'}{B_d^2} = -\frac{9478}{24} - \frac{6 \cdot 29842}{24^2} = -705,8 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -705,8 \cdot 0,8 - 10 \cdot 4,95 (1 - 0,8^2) = -469,5 \text{ кПа,}$$

где $m_t = \tan \alpha_2 = 0,8$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 38,7^\circ$;

$H_d^t = УНБ_{Q_{\min}} - \nabla\Pi_{од} = 611,95 - 607 = 4,95 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны НБ, м.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 4,95 - 705,8) \cdot 0,8 = 525,0 \text{ кПа.} \quad (4.104)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^{tt} = \sigma_y^{tt} (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^{tt} m_t^2 = -705,8(1 + 0,8^2) + 10 \cdot 4,95 \cdot 0,8^2 = -1125,8 \text{ кПа.} \quad (4.105)$$

$$\sigma_1^{tt} = -\gamma_w H_d^{tt} = -10 \cdot 4,95 = -49,5 \text{ кПа.} \quad (4.106)$$

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжения, кПа	Основной случай		Проверочный случай	
	напорная грань	низовая грань	напорная грань	низовая грань
σ_y	-155,7	-677,7	-84,1	-705,8
σ_x	-320	-441,8	-330	-469,5
τ_{xy}	0	524,3	0	525,0
σ_1	-155,7	-22,3	-84,1	-49,5
σ_3	-320	-1097,2	-330	-1125,8

4.6.3. Критерии прочности плотины

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (4.107)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

Основное сочетание нагрузок:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot |-1097,2|}{0,9} = 1401,9 \text{ кН/м}^2. \quad (4.108)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1401,9 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (4.109)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -155,7 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$\begin{aligned} |\sigma_y^u| &\geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \\ |-155,7| &\geq 0,25 \cdot 10 \cdot 32 \end{aligned} \quad (4.110)$$

$$155,7 \text{ кН/м}^2 \geq 80 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

Особое сочетание нагрузок:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot |-1125,8|}{0,9} = 1438,5 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1438,5 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

4. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

В данной работе $\sigma_y^u = -84,1 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

5. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u$$

$$|-84,1| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 33$$

$$84,1 \text{ кН/м}^2 \geq 82,5 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

4.6.4 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.111)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

Основной расчетный случай:

$$\begin{aligned} R &= (G_{\sigma} + G_{nl} - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot B_n = \\ &= (2428,4 + 9037,5 - 524,8 - 958,4 + 11,12) \cdot 0,6 + 70 \cdot 24 = \\ &= 7680,6 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (4.112)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс угла внутреннего трения скального грунта 0,6;

c – сцепление для грунта, 70 кН/м^2 ;

B_n – ширина подошвы плотины 24 м.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_{\sigma} - T_n + W_{волн} + E_n = 5022,7 - 24,4 + 2,45 + 0,05 = \\ &= 5000,9 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (4.113)$$

Таким образом, выполнено условие на сдвиг:

$$\frac{7680,6 \cdot 0,95}{5000,9 \cdot 1} = 1,38$$

$$1,38 > 1,15$$

Особое сочетание нагрузок:

$$\begin{aligned} R &= (G_b + G_{nl} - W_{эв} - W_{ф} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot B_n = \\ &= (2428,4 + 9037,4 - 1073,2 - 932,9 + 11,12) \cdot 0,6 + 70 \cdot 24 = \\ &= 7366,8 \text{ кН/м}, \end{aligned}$$

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_g - T_n + W_{волн} + E_n = 5341,6 - 120,2 + 2,45 + 0,05 = \\ &= 5223,9 \text{ кН/м}, \end{aligned}$$

Таким образом, выполнено условие на сдвиг:

$$\frac{7366,8 \cdot 0,95}{5223,9 \cdot 1} = 1,27$$

$$1,27 > 1,15$$

Расчётное значение коэффициента надёжности меньше 10% при особом сочетании нагрузок, что говорит о необходимом запасе сопротивления сдвигу (по потере несущей способности) плотины при экономичном использовании материалов на её возведение.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Периоды строительства ГЭС

Выделяют три основных периода, относящихся непосредственно к осуществлению гидротехнического строительства: 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.

5.2 Этапы возведения сооружений и пропуск строительных расходов

Общую задачу каждого периода разбиваем на ряд более частных задач и выделяем внутри каждого периода соответствующие этапы. В основном периоде для речных гидротехнических сооружений выделяем 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; наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов; наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

Компоновка Чхалтинской ГЭС

Компоновка ГЭС – деривационная. Чхалтинская ГЭС состоит из головного узла, где создается водохранилище и низового угла, где располагается Здание ГЭС и объекты энергетического назначения.

Компоновка гидротехнических сооружений головного узла (ГУ) ГЭС на реке Чхалта имеет русловую компоновку;

Принятая принципиальная компоновочная схема сооружений ГУ – смешанная: бетонные глухие плотины и водосливная плотина

В состав напорного фронта ГУ входят:

- левобережная бетонная глухая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- правобережная бетонная глухая плотина.

Пропуск строительных расходов, исходя из генплана сооружений и учитывая скальное основание, выполняем через безнапорный строительный туннель, расположенный в правом берегу (с учетом искривления русла реки, что уменьшит длину туннеля).

5.3 Определение максимального строительного расхода

Определяем максимальный строительный расход в соответствии СП 58.13330 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» пункт 8.30.

Временные гидротехнические сооружения – перемычки, с помощью которых осуществляются перекрытие реки и формирование котлована, принимаем IV класса при сроке эксплуатации до 10 лет – максимальный строительный расход соответствует 10% обеспеченности.

$$Q_{10\%} = 280,02 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$УВ (Q_{10\%}) = 611,7 \text{ м};$$

Отметка дна 609 м.

5.4.1 I этап – расчет и строительство строительного безнапорного туннеля

Основные строительные работы I этапа:

- 1) Строительство строительного безнапорного туннеля,
- 2) Возведение верховой и низовой перемычек строительного туннеля.

5.4.1.1 Гидравлический расчет безнапорного туннеля

5.4.1.1.1 Выбор типа и сечения туннеля

Сечение принято I типа, применяемое в плотинах и прочных породах без горного давления. Поперечное и продольное сечение принятого сечения представлены на рисунках 5.1 и 5.2 соответственно.

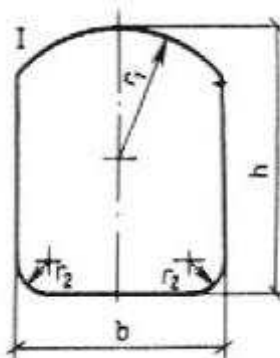


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение туннеля I типа

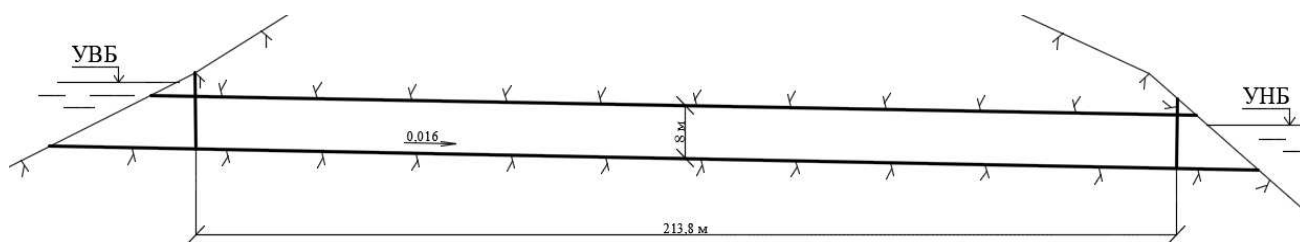


Рисунок 5.2 – Продольное сечение безнапорного туннеля

Размеры сечения подбираются исходя из предварительного расчета живого сечения и габаритов: $H = 8$ м, $b = 8$ м.

$$\frac{H}{b} = \frac{8}{8} = 1,0, \text{ отношение } H/b \text{ принимается в диапазоне от 1 до 1,5.}$$

Глубина воды в туннеле:

$$h_p = 0,85H = 0,85 \cdot 8 = 6,8 \text{ м.} \quad (5.1)$$

5.4.1.1.2 Определение минимальной площади живого сечения и уклона туннеля

$$\omega = \frac{Q_p}{V_{\max}} = \frac{280,02}{20} = 14 \text{ м}^2, \quad (5.2)$$

где Q_p – расчетный расход в строительный период (10%);

V_{\max} – принятая скорость течения воды в туннеле из условия неразмываемости пород туннеля. Для основания из доломита допустимая неразмывающая скорость равна 20 м/с.

Принятая площадь поперечного сечения должна быть больше полученного по формуле 5.2 значения. Условие выполнено.

Предварительный максимальный уклон туннеля:

$$I = \frac{Q_p^2}{\omega^2 C^2 R} = \frac{280,02^2}{14^2 \cdot 26,1^2 \cdot 1,2} = 0,5, \quad (5.3)$$

где $n = 0,04$ – коэффициент шероховатости канала, принимаемый согласно СП 100.13330.2016 «Мелиоративные системы и сооружения» Приложение М, таблица М2 в скале посредственной обработки с выступами (0,04 – 0,045) для временного сооружения.

C – коэффициент Шези, принимается по таблице приложения 6 в руководстве по гидравлическим расчетам (при использовании формулы Павловского) в зависимости от n и R . В данном случае $C = 31,0$.

R – гидравлический радиус, определяется по формуле:

$$R = \frac{\omega}{\chi} = \frac{54,4}{21,6} = 2,5 \text{ м}, \quad (5.4)$$

где ω - площадь живого сечения туннеля,

χ - смоченный периметр сечения, определяется по формуле:

$$\chi = b + 2h_p = 8 + 2 \cdot 6,8 = 21,6 \text{ м}^2. \quad (5.5)$$

Предварительный уклон, полученный расчетом – неприемлем, т.к. его величина велика и заглубления выходного портала туннеля на такую величину, влечет за собой увеличение объемов работ и удорожание его строительства.

Поэтому рассчитаем уклон исходя из фактической длины туннеля, отметки порога верхового портала $\nabla ПВП$ равной отметке дна реки и низового портала $\nabla ПНП$ на 3,5 м ниже отметки дна. Намечаем на генплане трассу туннеля.

Фактический уклон туннеля:

$$I_\phi = \frac{\nabla ПВП - \nabla ПНП}{L} = \frac{609 - 605,5}{213,8} = 0,016, \quad (5.6)$$

где L – длина туннеля, определяемая по чертежу в AutoCad, $L = 213,8$ м.

5.4.1.1.3 Проверка пропускной способности туннеля для Q_p

$$Q = \omega C \sqrt{RI} = 8 \cdot 6,8 \cdot 31 \sqrt{2,5 \cdot 0,016} = 337,3 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.7)$$

$$Q \geq Q_{(10\%)}$$

$$337,3 \text{ м}^3 > 280,02 \text{ м}^3/\text{с}$$

Условие выполняется.

Определим уровень верхнего бьефа:

$$\text{УВБ}_{(Q10\%)} = \text{УНБ}_{Q(10\%)} + JL + z = 611,7 + 0,016 \cdot 213,8 + 1,75 = 616,9 \text{ м}, \quad (5.8)$$

где z – разность отметок УВБ и УНБ, определяется по формуле:

$$z = (1 + \xi_{\text{вх}}) \frac{V^2}{2g} = (1 + 0,3) \cdot \frac{5,15^2}{2 \cdot 9,81} = 1,75 \text{ м}, \quad (5.9)$$

где $V < V_{\text{max}} = 20$ м/с, определяется по формуле:

$$V = \frac{Q_{(10\%)}}{\omega} = \frac{280,02}{8 \cdot 6,8} = 5,15 \text{ м/с}, \quad (5.10)$$

$\xi_{\text{вх}} = 0,3$ – коэффициент потерь напора (0,2-0,5).

Определяем отметки гребней перемычек строительного туннеля:

$$\begin{aligned} \text{ГВП} &= \text{УВБ}_{(Q_{10\%})} + d = 616,9 + 1 = 617,9 \text{ м} \\ &(\text{высота перемычки } 617,9 - 609 = 8,9 \text{ м}), \end{aligned} \quad (5.11)$$

где d – превышение гребня над уровнем воды ($d = 1$)

$$d = h_n + \Delta h + \alpha = 0,5 + 0,5 = 1,5 \text{ м},$$

где h_n – высота наката ветровой волны на откос

Δh – высота ветрового нагона,

$h_n + \Delta h$ (0,5-1,0 м), принимаем 0,5 м,

α – запас (0,40-0,50 м), принимаем 0,5 м.

$$\text{ГНП} = \text{УНБ}_{(Q_{10\%})} + \alpha = 611,7 + 0,5 = 612,2 \text{ м} \quad (612,2 - 605,5 = 6,7 \text{ м}). \quad (5.12)$$

Исходя из полученных данных строятся сечения ВП и НП, представленных на рисунках 5.3 и 5.4 соответственно.

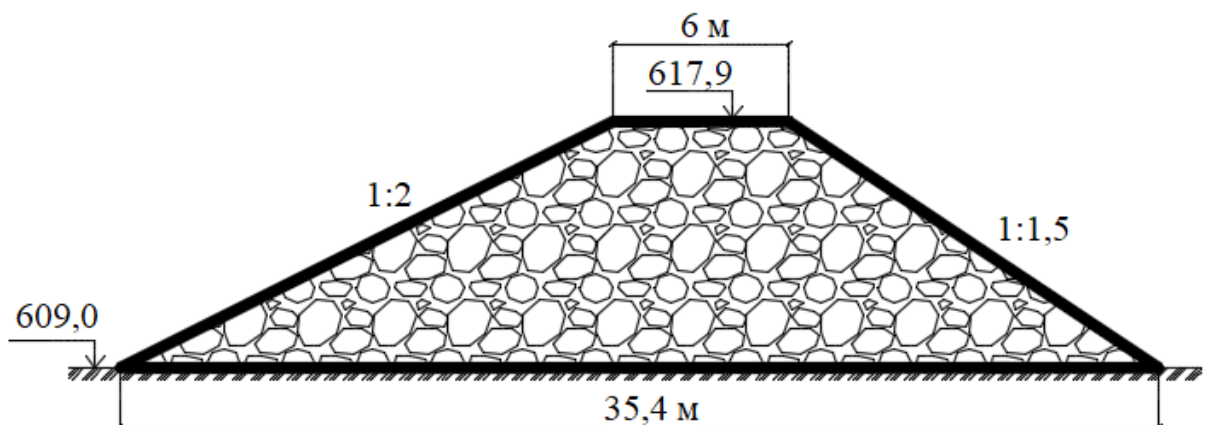


Рисунок 5.3 – Верховая перемычка

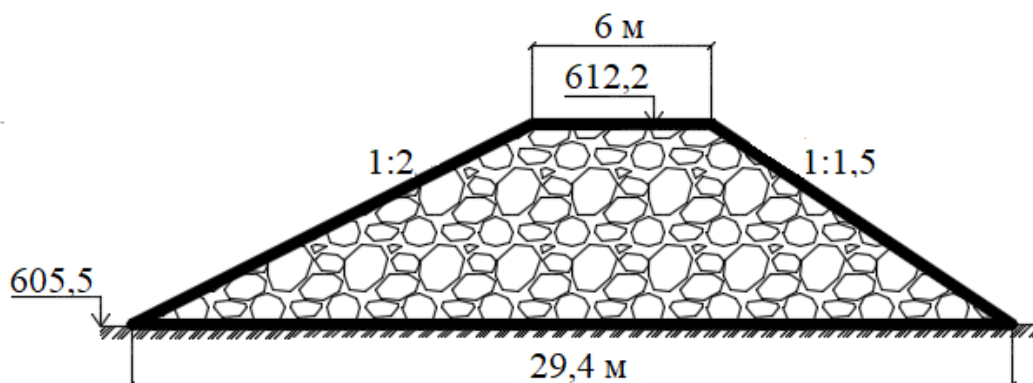


Рисунок 5.4 – Низовая перемычка

Характеристики перемычек приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики перемычек строительного туннеля

Перемычки	Длина, м	Площадь, м ²	Объем, м ³
Верховая	45	174	7830
Низовая	50	119	5950
Σ			13780

Технология возведения перемычек

Перед возведением перемычек отсыпаем скальный банкет, затем начинаем отсыпку перемычек в стоячую воду. По ГЭСН 36-01-004-3 “Возведение плотин, способом отсыпки грунта в искусственные прудки слоями до 4 м” на 1000м³ грунта приходится 16,83 маш.ч./1000 м³.

Время возведения перемычек:

$$T = \frac{V_{\text{сумм}} \cdot 16,83}{1000} = \frac{13780 \cdot 16,83}{1000} = 231,9 \text{ ч.}$$

В данной работе были рассмотрены 3 сечения безнапорного туннеля, результаты сведены в таблицу 5.2, для выявления наиболее подходящего сечения и высоты перемычек.

Таблица 5.2 – Сводная таблица расчетных сечений туннеля

Размеры сечения, м	Уклон	Пропускная способность, м ³ /с	Высота перемычки, м
4X4	0,016	51,36	33,3
8X8	0,016	337,3	9,4
10X8	0,016	384,43	9,44

Таким образом, чем больше сечение туннеля, тем выше отметка гребня перемычки. Для дальнейшего проектирования принимаем туннель с

сечением 8X8 с пропускной способностью $Q_p = 337,3$ м³/с и высотой верховой перемычки 9,4 м.

Объем строительного туннеля:

$$V_{\text{тунн}} = 13632 \text{ м}^3.$$

Определение времени на проходку туннеля:

Проходку туннеля осуществляем с помощью бурового стволопроходческого комплекса VSM 7700/5500.

Время проходки определяем по ГЭСН 29-01-020 -монтаж бурового стволопроходческого комплекса VSM 7700/5500 – 936 м.час.

По ГЭСН 29-01-021 – демонтаж бурового стволопроходческого комплекса VSM 7700/5500 – 614 м.час.

По ГЭСН 29-01-023 – проходка ствола с помощью бурового стволопроходческого комплекса VSM 7700/5500 – 5,65 м.час/пм.

При длине туннеля 213,8м, время проходки составит $213,8 \cdot 5,65 = 1208$ м.час.

$\sum t = 936 + 614 + 1208 = 2758$ час = 5,5 мес. При работе в 3 смены и 1 механизмом.

5.4.2 II этап – перекрытие русла

Состав работ:

1. Отсыпка перемычек до отметок перекрытия;
2. Нарращивание перемычек по высоте до отметок, необходимых для пропуска расчетного строительного расхода.

Определяем отметки гребней перемычек

$$\text{ГВП} = \text{УВБ}_{(Q_{10\%})} + d = 616,9 + 1,5 = 618,4 \text{ м} \quad (5.13)$$

(высота перемычки $618,4 - 609 = 9,4$ м),

где d – превышение гребня над уровнем воды ($d = 1,5$)

$$d = h_n + \Delta h + \alpha = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ м},$$

где h_n – высота наката ветровой волны на откос

Δh – высота ветрового нагона,

$h_n + \Delta h$ (0,5-1,0 м), принимаем 1,0 м,

α – запас (0,40-0,50м), принимаем 0,5 м.

$$\text{ГНП} = \text{УНБ}_{(Q_{10\%})} + \alpha = 611,7 + 0,5 = 612,2 \text{ м} \quad (612,2 - 609 = 3,2 \text{ м}). \quad (5.14)$$

Принимаем перемычки каменно – земляные с суглинистым ядром.

Отметка верха ядра верховой перемычки принимается $616,9 + 0,5 = 617,4$ м,

тогда высота ядра $617,4-609 = 8,4$ м. Отметка верха ядра низовой перемычки принимается $611,7+0,5 = 612,2$ м, тогда высота ядра $612,2-609 = 3,2$ м.

Характеристики перемычек котлована приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Характеристики перемычек котлована

Перемычки	Длина, м	Площадь, м ²	Объем, м ³
Верховая	96	211,1	20265,6
Низовая	89	35,6	3168,4
Σ			23434

Время возведения перемычек:

$$T = \frac{V_{\text{сумм}} \cdot 16,83}{1000} = \frac{23434 \cdot 16,83}{1000} = 394,4 \text{ ч.}$$

5.4.2.1 Конструкция перемычек

В зависимости от вида имеющихся грунтов, используемых для возведения перемычки, выбирают ее тип и способ возведения.

Приняты каменно – земляные перемычки с суглинистым ядром. Заложения откосов перемычек (для верховой и низовой перемычки заложения откосов одинаковы) $m_b=2$; $m_n=1,5$.

Для суглинистого ядра угол внутреннего трения $tg\varphi=1,25$, следовательно для ядра $m_b = m_n=1,25$.

Высота перемычек определена в пункте 5.4.1.1.3 при расчете пропуска строительного расхода. Ширина гребня перемычки принята 6 м. Кроме суглинистого ядра в составе перемычки имеются 2 переходные зоны (рисунок 1), ширина каждой зоны из условия производства работ принимается равной 3 м.

Конструкции перемычек приведены на рисунке 5.5.

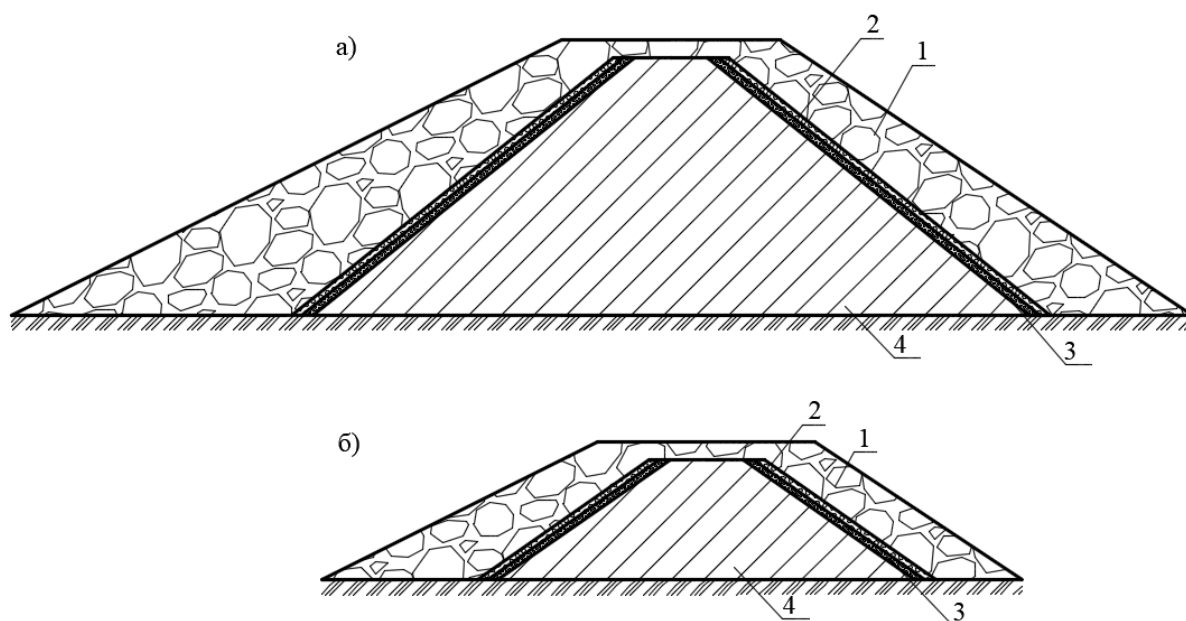


Рисунок 5.5 – Конструкции верховой и низовой перемычек
 а – верховая перемычка, б – низовая перемычка; 1 – Скала (рваный камень), 2 – вторая переходная зона гравийно-галечниковый грунт, 3 – первая переходная зона песчано-гравийная смесь 4 – суглинистое ядро

5.4.2.1.1 Проектирование суглинистого ядра. Фильтрационный расчет

Задачи:

- 1) Определение положения депрессионной кривой;
- 2) Определение величины фильтрационного расхода;
- 3) Оценка общей фильтрационной прочности ядра перемычки.

Фильтрационный расчет выполняется для суглинистого ядра верховой перемычки. Для низовой перемычки – аналогично.

Для расчета положения депрессионной кривой построена схема (рисунок 5.6).

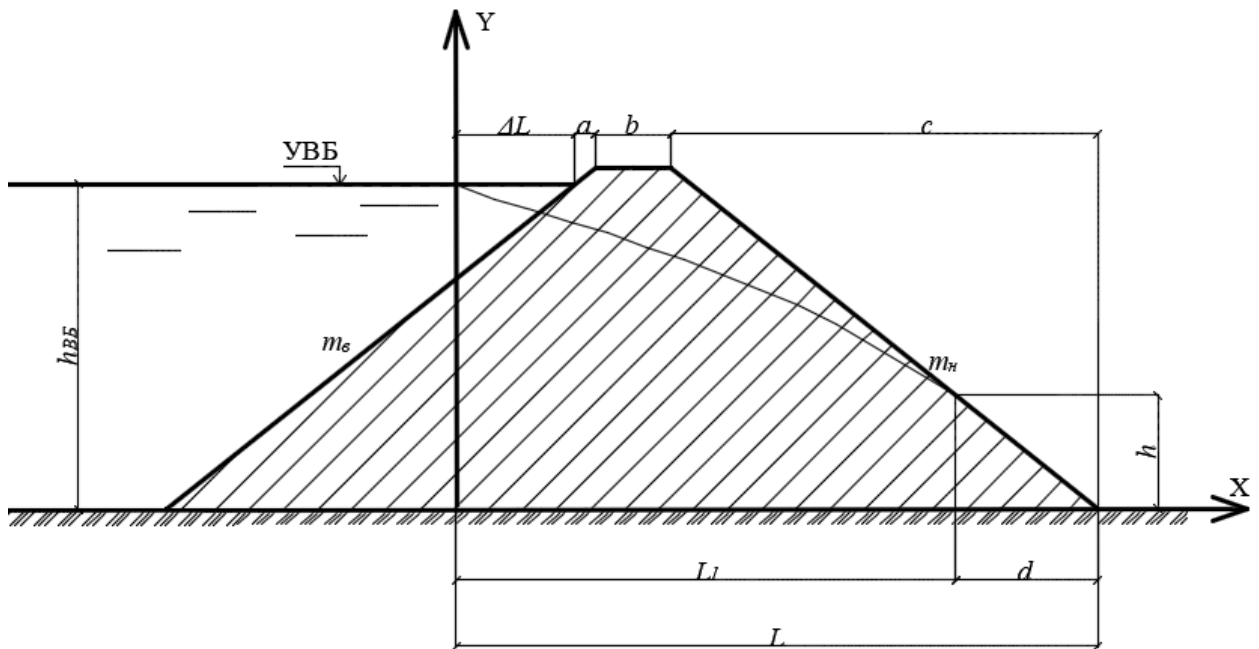


Рисунок 5.6 – Схема к расчету положения депрессионной кривой
 $h_{ВБ}$ – глубина воды в ВБ относительно подошвы перемычки; $m_в, m_н$ – заложение верхового и низового откоса перемычки; a – расстояние от уреза воды до бровки гребня; h – высота выхода депрессионной кривой на низовой откос перемычки; L_1 – горизонтальное расстояние от начала координат до выхода депрессионной кривой на низовой откос; b – ширина гребня перемычки; c – ширина низового откоса; h – высота выхода депрессионной кривой на низовой откос перемычки; L – горизонтальное расстояние от начала координат до завершения низового откоса, d – расстояние от выхода кривой депрессии до края низового откоса.

1. Определение положения осей координат

Ось координат x располагают на линии водоупора – подошвы перемычки. Ось координат y направлена вертикально вверх и отступает влево от уреза воды в ВБ на верховом откосе на величину ΔL , рассчитываемую по формуле:

$$\Delta L = \lambda \cdot h_{ВБ} = 0,36 \cdot 7,9 = 2,82 \text{ м}, \quad (5.15)$$

где $h_{ВБ} = \text{УВБ} - \nabla_{\text{дна}} = 616,9 - 609 = 7,9 \text{ м}$,

λ – коэффициент верхового откоса и определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{m_в}{1 + 2 \cdot m_в} = \frac{1,25}{1 + 2 \cdot 1,25} = 0,36. \quad (5.16)$$

2. Определение высоты выхода депрессионной кривой на низовой откос перемычки

Высота выхода депрессионной кривой на низовой откос перемычки:

$$h = \frac{L}{m_n} - \sqrt{\left(\frac{L}{m_n}\right)^2 - h_0^2} = \frac{15,91}{1,25} - \sqrt{\left(\frac{15,91}{1,25}\right)^2 - 7,9^2} = 2,75 \text{ м}, \quad (5.17)$$

где L – горизонтальное расстояние от начала координат до завершения низового откоса, определяется по формуле:

$$L = \Delta L + a + b + c = 2,82 + 0,63 + 2,00 + 10,46 = 15,91 \text{ м}. \quad (5.18)$$

3. Построение кривой депрессии.

Определение координат депрессионной кривой по формуле Дюпюи:

$$y^2 = h_{BB}^2 - \frac{(h_{BB}^2 - h^2) \cdot x}{L_1} = 7,9^2 - \frac{(7,9^2 - 2,75^2) \cdot x}{12,51} = 61,41 - 4,38x \quad (5.19)$$

где L_1 – горизонтальное расстояние от начала координат до выхода депрессионной кривой на низовой откос, определяется по формуле:

$$L_1 = L - d = 15,91 - 3,4 = 12,51 \text{ м}, \quad (5.20)$$

где d – высота выхода депрессионной кривой на низовой откос перемычки.

Полученное уравнение является функцией определяющей нахождение депрессионной кривой в теле суглинистого ядра. Значения x принимаются в диапазоне от 0 до $L_1 = 12,51$ м.

Для расчета значений координат кривой использована программа Excel. Полученные значения сведены в таблицу 5.4. По данным строится кривая депрессии (рисунок 5.7).

Таблица 5.4 – координаты для построения депрессионной кривой

у	7,9	7,6	7,3	7,0	6,7	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,3	2,7
х	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12,51

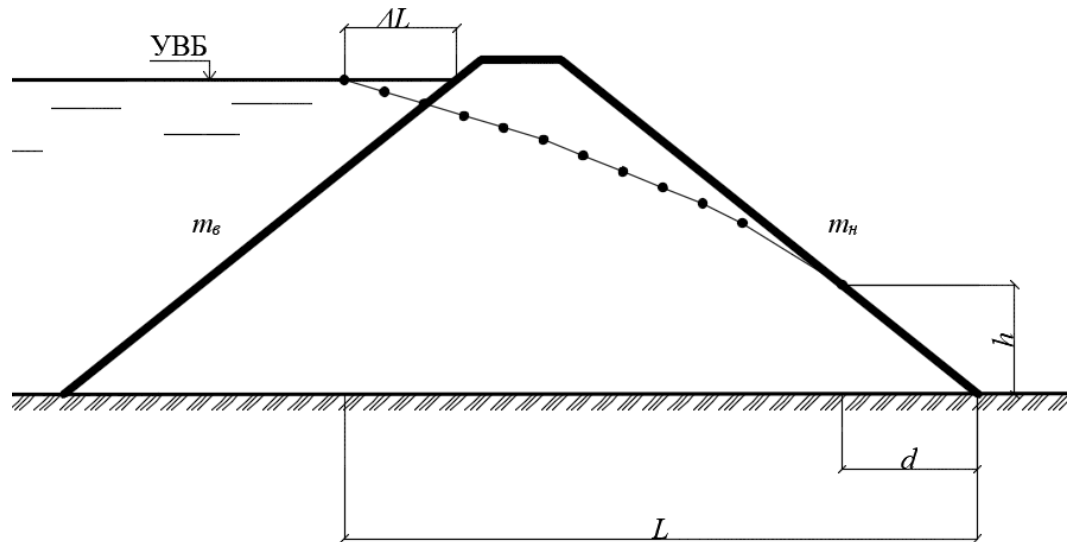


Рисунок 5.7 – Кривая депрессии

4. Определение удельного фильтрационного расхода через ядро

$$q = \frac{h_{ВБ}^2 - h^2}{2} \cdot (L_1 - \Delta L) \cdot k_{\phi} = \frac{7,9^2 - 2,75^2}{2} \cdot (12,51 - 2,82) \cdot 10^{-8} = \quad (5.21)$$

$$= 359,0 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3/\text{с},$$

где k_{ϕ} – коэффициент фильтрации суглинка (принят 10^{-8} м/с).

5. Оценка общей фильтрационной прочности

Оценка общей фильтрационной прочности выполняется при максимальном напоре, действующем на плотину, при этом должно выполняться условие

$$J_{est,m} \leq \frac{J_{cr,m}}{\gamma_n} \quad (5.22)$$

где $J_{est,m}$ – средний градиент напора в расчетной области фильтрации;

$J_{cr,m}$ – критический средний градиент напора для грунта ядра, для суглинка равен 3;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для IV класса 1,10.

При оценке общей фильтрационной прочности величину среднего градиента напора определяют по формуле:

$$J_{est,m} = \frac{h_{ВБ} - h}{L_1 - \Delta L} = \frac{7,9 - 2,75}{12,51 - 2,82} = 0,53 \quad (5.23)$$

$$\frac{J_{cr,m}}{\gamma_n} = \frac{3}{1,1} = 2,7$$

0,53 < 2,7 - условие выполняется.

Фильтрационная прочность суглинистого ядра в составе каменно набросной перемычки находится в допустимых пределах.

5.4.3 III этап – возведение сооружений в котловане на всю высоту

Основные строительные работы III этапа (котлован):

- 1) Откачка воды и водопонижение в котловане;
- 2) Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу правого и левого берегов с применением БВР;
- 3) Бетонирование тела водосбросной плотины, подводящего канала, быстротока, глухой левобережной бетонной плотины, глухой правобережной бетонной плотины;
- 4) Нарращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту;
- 5) Устраивают глубокую цементационную завесу;
- 6) Бурят дренажные скважины в основании плотины.

5.4.3.1 Осушение котлована

Осушение котлована выполняем методом открытого водоотлива. Откачку осуществляем насосами, которые будут установлены на берегу. Планируем не менее двух насосов: основной и резервный, количество насосов влияет на время откачки. Объем воды, которую будем откачивать равен 2-3 объемам котлована. Соблюдаем интенсивность откачки, то есть градиент напоров не должен превышать допустимый для скального грунта, из которого сложены откосы котлована, в противном случае произойдет суффозия – и размыв бортов.

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем для скальных грунтов - 0,5 – 0,8 (м/сут) / 1 - 1,15 (м/сут).

Определяем площадь котлована (по программе AutoCad), $S_{кот} = 9613 \text{ м}^2$.

Глубину воды в котловане $h_{в} = УНБ_{Q(10\%)} - \text{дно} = 611,7 - 609 = 2,7 \text{ м}$ при строительном расходе воды в реке $Q_{стр} = 280,02 \text{ м}^3/\text{с}$.

Определяем объем воды, которую требуется откачать из котлована с учетом фильтрации:

$$V_{воды} = S \cdot h_{в} \cdot 2 = 9613 \cdot 2,7 \cdot 2 = 51911 \text{ м}^3. \quad (5.24)$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы 1К80-50-200б, имеющий производительность $W = 40 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды

до 35 м в количестве $n = 4$ шт. с учетом водопонижения, с учетом резервного (5 шт), характеристики которого представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Технические характеристики насоса 1К80-50-2006

Q, м ³ /час	H, м	n, об/мин	N, кВт	Допускаемый кавитационный запас, м	Масса насоса, кг
40	35	2900	8	3,5	58

Рассчитываем время откачки с использованием n насосов:

$$t = \frac{V_{\text{кот}}}{W \cdot n} = \frac{51911}{40 \cdot 4} = 324,4 \text{ ч} = 14 \text{ сут.} \quad (5.25)$$

Интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{2,7}{14} = 0,19 \text{ м/сут.} \quad (5.26)$$

Интенсивность откачки ниже допустимой величины для грунтов (граниты) $J_{\text{дон}} = 0,5$ (м/сутки).

Рационально эти же насосы применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

5.4.3.2 Водопонижение котлована

Для поддержания котлована в сухом состоянии, по периметру устраиваем водосбросные канавки сечением 2·2 м и зумпфы-приямки – еще более глубокие, чем канавки. Откачка воды производим из приямков за пределы котлована по трубам. Насосы располагаем во временных передвижных насосных станциях.

5.4.3.3 Разработка котлована

Цикл земляных работ в случае скального основания состоит из:

- рыхления грунта буровзрывным способом;
- разработки грунта экскаватором с погрузкой в автотранспорт;
- транспортировки в отвал и складирование.

5.4.3.4 Буровзрывные работы

Разработку грунтов с помощью БВР проводим методом скважинных зарядов. Схема бурения – вертикальные скважины с сеткой расположения 4·4

м. Схема расположения зарядов представлена на рисунке 5.8. Бурение скважин в скальных грунтах (граниты) выполняется с помощью станков роторно-шарошечного бурения.

Подбор станка:

Класс пород (гранит) по классификации пород по относительному показателю трудности бурения породы – 10 (труднобуримые), по классу пород подбираем модель бурового станка 5СБШ-200-36 с технической скоростью бурения 3,8 м/ч, т.к. котлован малых размеров.

Определяем сменную производительность бурового станка:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_в} \cdot K_{у.б} = \frac{8}{0,26 + 0,052} \cdot 0,85 = 21,8 \text{ м/см}, \quad (5.27)$$

где $T_{см}$ - продолжительность смены, ч, ($T_{см} = 8$ ч);

$T_0 + T_в$ - продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций (20% от T_0), приходящихся на 1м скважины, ч;

$K_{у.б}$ – коэффициент использования сменного времени.

$$T_0 = \frac{1}{V_T} = \frac{1}{3,8} = 0,26 \text{ ч.}$$

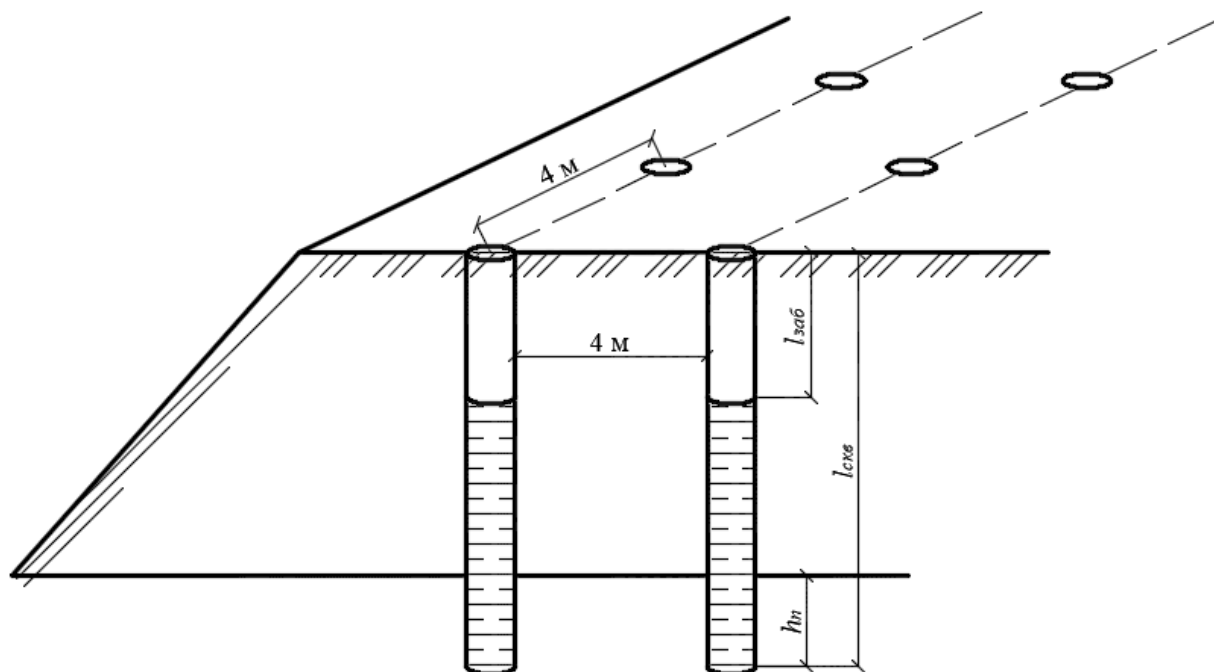


Рисунок 5.8 – Схема расположения зарядов

Определяем объем буровых работ в пм бурения. Объем грунта, приходящийся на 1 скважину равен $V = 4 \cdot 4 \cdot 4 = 64 \text{ м}^3$.

Определение объемов земельно-скальных работ:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 = 11916 + 13208 + 10050 = 35174 \text{ м}^3, \quad (5.28)$$

где W_1 – объем выемки грунта для врезки в берега;

W_2 – объем выемки грунта из быстроготока;

W_3 – объем выемки для обустройства автодорог.

Объемы определяются по чертежам в программе AutoCad.

Количество скважин:

$$N_{скв} = \frac{W}{V} = \frac{35174}{64} = 550 \text{ шт.} \quad (5.29)$$

Глубина скважин:

$$L_{скв} = H_{уст} + h_n = 4 + 2 = 6 \text{ м}, \quad (5.30)$$

где $H_{уст}$ – высота рабочего уступа, для экскаватора ЭО – 5114 составляет 4 м,
 h_n – глубина перебура, принимается $h_n = (10-12) d_{скв}$.

$$h_n = 10 \cdot d_{скв} = 10 \cdot 0,2 = 2 \text{ м.} \quad (5.31)$$

Объем (в погонных метрах) бурения определяется по формуле:

$$V_{пм.бур} = N_{скв} \cdot L_{скв} = 550 \cdot 6 = 3300 \text{ пм.} \quad (5.32)$$

Время, которое требуется на бурильные работы:

$$\frac{V_{пм.бур}}{П_{б.см}} = \frac{2766}{66,7} = 42 \text{ смены.} \quad (5.33)$$

5.4.3.5 Производство земляных работ

Суммарный объем выемки $W = 35174 \text{ м}^3$.

Разработку разрыхленного грунта выполняем экскаватором.

Цикл земляных работ состоит из набора грунта экскаватором прямая лопата с погрузкой в транспорт, транспортировки в полезную насыпь на расстоянии 3 км. Подбираем экскаватор ЭО – 5114 емкостью ковша 1 м^3 , объем кузова автосамосвала 4-5 ковшей экскаватора $4 - 5 \text{ м}^3$, подбираем машину ЗИЛ – 45085 объемом кузова $5,36 \text{ м}^3$.

Определяем необходимое количество транспорта:

$$(m-1)T_n = \frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_3, \quad (5.34)$$

где m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

T_n – время погрузки 1 машины;

L_1 и L_2 – длина пути груженой машины и обратно в км, 3 км;

V_1 и V_2 – скорость в пути груженой машины и обратно в км/час, 30 км/час и 60 км/час;

T_p – время разгрузки самосвала в час, 40 сек;

T_3 – время задержки в пути час, 10 мин.

Время погрузки:

$$T_n = \frac{W}{\Pi_9} = \frac{5,36}{77,7} = 0,068 \text{ час}, \quad (5.35)$$

где W – емкость кузова в м³;

Π_9 – эксплуатационная производительность экскаватора м³/час.

Определяем эксплуатационную производительность экскаватора:

$$\Pi_9 = \Pi_m \cdot T_p \cdot K_6 = 97,14 \cdot 1 \cdot 0,8 = 77,7 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.36)$$

где Π_m – техническая производительность м³/час;

T_p – длительность периода работы час;

K_6 – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период.

Определяем техническую производительность экскаватора:

$$\Pi_m = \frac{3600 \cdot q \cdot K_n}{t_{\text{ц}} \cdot K_p} = \frac{3600 \cdot 1 \cdot 0,85}{21 \cdot 1,5} = 97,14 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.37)$$

где K_n – коэффициент наполнения ковша;

K_p – коэффициент разрыхления грунта;

$t_{\text{ц}}$ – продолжительность цикла (для данных условий), с.

Определяем необходимое количество транспорта:

$$(5.38)$$

$$m = \left(\frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_3 \right) \cdot \frac{1}{T_n} + 1 = \left(\frac{3}{30} + \frac{3}{60} + 0,011 + 0,2 \right) \cdot \frac{1}{0,068} + 1 = 6,3 \text{ шт.}$$

Принимаем количество машин равным 7.

Определяем объем выемки в месяц одного экскаватора:

$$V_{вм} = \Pi_э \cdot W_k \cdot t_ц = 77,7 \cdot 1 \cdot 21 = 13054 \text{ м}^3. \quad (5.39)$$

Определяем количество времени на разработку котлована 1 очереди:

$$\frac{W}{V_{вм}} = \frac{35174}{13054} = 2,7 \text{ мес.} \quad (5.40)$$

Время определяем исходя из интенсивности БВР 1,2 месяца / 35200 м³ = 0,012 маш.ч/м³ и земляных работ исходя из месячной производительности экскаватора 13054 м³/мес при 1-сменной работе 1 экскаватора.

Объемы скальных и земельных работ на каждом этапе строительства отражены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Объемы скальных и земельных работ на каждом этапе строительства

№ Этапа	Наименование объекта	Объем, м ³	Время, месяц
Выемка грунта			
I	Строительный туннель	13600	5,5 мес 1 буровым стволотпроходческим комплексом
I	Деривационный туннель	75000	33,4 мес 1 буровым стволотпроходческим комплексом
I	Водоприемные сооружения и Здание ГЭС	3400	БВР 0,1 мес в 1 смену + ЭСК 0,4 мес, 1 экск в 1 смену
II	Котлован (скальный грунт)	35200	БВР 1,2 мес в 1 смену + ЭСК 2,8 мес, 1 экск в 1 смену
	Итого:	127200	43,3 мес
Насыпные работы			
I	Перемычки строительного канала: Верховая и низовая	13800	0,3 мес
II	Перемычки котлована: Верховая и низовая	23400	0,6 мес
	Итого:	37200	0,9 мес

5.5 Производство бетонных работ

Цикл бетонных работ состоит из:

- Вспомогательных работ: опалубочные и арматурные работы.
- Основных работ: приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси (горизонтальный и вертикальный), подготовка блока к бетонированию, укладка и уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ.

5.5.1 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетоносмесительной установке, принят бетонный завод «Эконом 15», который находится в 3 км от производимых работ.

Комплектация:

- Бетоносмеситель 1 БП-750 со скипом
- Эстакада под бетоносмеситель 1 БП-750 с лестницей Н-2 м.
- Дозирующий комплекс ДКБ-5 мини
- Дозатор воды ДВП-25
- Дозатор химических добавок ДХП-15
- Дозатор цемента ВМХ ДЦ-250
- Шнек для цемента ВМХ, ф 219х9000

Технические параметры:

- Производительность, 15 м³/час
- Объем по загрузке бетона, 750 л
- Объем готового замеса бетона, 500 л
- Объем готового замеса раствора, 600 л
- Крупность заполнителя не более, 70 мм
- Пульт управления в ручном режиме

Определяем требуемое время укладки бетонной смеси:

$$T_{mp} = \frac{V_{б.ч}}{I_{mp}} = \frac{96376}{15} = 6425 \text{ часов.} \quad (5.41)$$

Принятое количество рабочих дней (сутки) в месяц $T_{сут} = 25$, количество смен в сутках $T_{см} = 3$, и количество часов в смене $T_{ч} = 8$.

$$T_{mp}(\text{мес}) = \frac{T_{mp}}{T_{сут} \cdot T_{см} \cdot T_{ч}} = \frac{6425}{25 \cdot 8 \cdot 3 \cdot 0,85} = 12,6 \text{ мес.} \quad (5.42)$$

5.5.2 Опалубочные работы

Площадь опалубливаемой поверхности в м²:

$$S = V \cdot K_{on} = 96376 \cdot 0,4 = 38550 \text{ м}^2, \quad (5.43)$$

где V - объем бетона внутри опалубливаемой поверхности S , м^3 ;

$K_{on} = 0,4$ - коэффициент опалубливаемой поверхности в $\text{м}^2/\text{м}^3$, для массивных плотин.

Объем бетонирования водосливной части $V_g = 15100 \text{ м}^3$.

Суммарный объем бетона левобережной и правобережной глухих частей плотины составляет $V_{г.п} = 76680 \text{ м}^3$, сооружения расположенные по водотоку – 4596 м^3 .

Объем бетона всего этапа $V = 15100 + 76680 + 4596 = 96376 \text{ м}^3$

Количество машино-часов для установки и разборки щитовой плоской опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 25-50 т: деревометаллической площадью щита до 10 м^2 определяем по ГЭСН 37-01-021-04 – 15,83 маш/ч на 100 м^2 опалубливаемой поверхности. Время установки и разборки щитовой плоской опалубки 6103 маш/часов, равное 255 суток.

5.5.3 Арматурные работы

Необходимое количество арматуры принимаем по коэффициенту армирования $\mu = 10 \text{ кг}/\text{м}^3$, далее вычисляем количество арматуры на объем бетона III этапа: $96376 \cdot 10 = 963760 \text{ кг} = 963,76 \text{ т}$.

Количество машино-часов для установки кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т армосетки массой свыше 5 т определяем по ГЭСН 37-01-027-03– 36,31 маш/ч на 100 т арматуры. Время установки армосетки 350 маш/часов.

Арматурные работы выполняются в составе бетонного завода.

5.5.4 Транспортировка бетонной смеси

5.5.4.1 Горизонтальный транспорт:

Доставку бетонной смеси от бетонного завода осуществляем путем транспортировки автобетоносмесителем.

Принят автобетоносмеситель FUSO с емкостью барабана $3,0 \text{ м}^3$ со следующими техническими характеристиками:

Модель Fuso

Шасси Fuso

Колесная формула 2×1

Тип привода КОМ

Полезный объем смесительного барабана 3 куб.м.

Полезная грузоподъемность по бетонной смеси 7500 кг

Частота вращения смесительного барабан 0-14 об/мин

Вместимость бака для воды 400 л
Высота загрузки 3200 мм
Высота выгрузки 150-1200 мм
Полная масса автобетоносмесителя 13500 кг
Габаритные размеры 5000х2400х3200 мм

Определяем объем смеси перевозимый одним автобетоносмесителем до места подачи в блок, который высчитывается по формуле Q в м³/смену:

$$Q = \frac{q \cdot 60 \cdot T \cdot k}{t(\text{ц})} = \frac{3 \cdot 60 \cdot 8 \cdot 0,8}{26} = 44,5 \text{ м}^3 / \text{смена}, \quad (5.44)$$

где q – Объем порции бетонной смеси 3 м³, перевозимый за 1 рейс в м³;

60 – количество минут в часе;

T – продолжительность смены в часах;

k – Коэффициент использования рабочего времени = 0,8;

$t(\text{ц})$ – 26 мин, продолжительность цикла в минутах $t(\text{ц}) = t$ (загрузка 5 мин)+ t (грузовой пробег 8 мин)+ t (выгрузка 3 мин)+ t (порожний пробег 5 мин)+ t (очистка кузова 5 мин).

Потребность количества автотранспорта N_p определяем по формуле:

$$N_p = \frac{I \cdot t(\text{ц})}{q} = \frac{7,7 \cdot 0,43}{3} = 1,1 \text{ шт}, \quad (5.45)$$

где I – интенсивность укладки бетонной смеси в блок в м³/ч.

Принято 2 машины.

5.5.4.2 Вертикальный транспорт

Выбираем схему подачи бетонной смеси в блоки бетонирования бетоноукладочными кранами КБГС – 450, с характеристиками представленными в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Технические характеристики КБГС – 450

Показатели	КБГС-450
Наибольший вылет крюка, м	40,0
Наименьший вылет крюка, м	7,0
Грузоподъемность, т	18,0
при наибольшем вылете	10,0
при наименьшем вылете	25,0
Высота подъема крюка, м	45,0
Скорость передвижения грузовой тележки, м/мин	30,0
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,4

Скорость передвижения крана, м/мин	9,0
Завод-изготовитель	Чеховский завод Гидросталь-конструкция

Количество машино-часов для укладки бетонной смеси в блок кранами КБГС – 450 определяем по ГЭСН 37-01-008-01«Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в бетонные блоки площадью до 150 м²» – 5,41 маш/ч на 100 м³ бетона, вибратор - 29,51 м.час/100м³. Время укладки бетона равняется $963,8 \cdot 5,41 = 5214$ часов, при двухсменной работе 326 суток. Вибрирование $963,8 \cdot 29,51 = 28442$ м.час.

Для данного сооружения целесообразно принять схему с размещения бетоноукладочных кранов непосредственно на сооружения

Суммарное количество машино-часов на весь цикл бетонных работ составляет: 4292 (опалубка) + 350 (Арматура) + 5214 (Бетон)+ 28442 (вибрирование) = 38298 маш.ч.

Интенсивность производства бетонных работ: $38298/96376 = 0,4$ маш.ч/м³.

Все рассчитанные объемы бетонных работ на каждом этапе строительства сведены в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 - Объемы бетонных работ на каждом этапе строительства

№ Этапа	Отметка этапа, м	Бетонные работы	Объем, м ³	Время, месяц
III	▽ 641,40	Водосливная плотина	15100	8,5 месяцев, 3 смены 1 краном
III	▽ 641,40	Глухая левобережная бетонная часть	60500	48 месяцев, 3 смены 1 краном
III	▽ 641,40	Глухая правобережная часть плотины	16200	13 месяцев, 3 смены 1 краном
III	▽ 623,90 ▽ 641,40	Здание ГЭС и Водоприемные сооружения	16300	13 месяцев, 3 смены 1 краном
III		Облицовка деривационного туннеля	39200	31 месяцев, 3 смены 1 БУК
Итого:			147300	113,5

5.5.5 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

В общем случае мероприятия по подготовке блоков имеют своей целью обеспечить условия для нормального ведения бетонных работ в блоке и для набора бетоном и конструкцией проектной прочности, включая получение прочного и плотного сцепления свежеложенной смеси с ранее уложенным бетоном или с естественным основанием. Эти мероприятия подразделены на следующие группы:

- установка опалубки (деревянную крупнопанельную щитовую, плоскую с деревянными фермами – подкосами) и заделка щелей;
- установка и зачистка проектных арматурных конструкций;

- установка закладных частей для различного оборудования;
- установка контрольно-измерительной аппаратуры;
- подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- подготовка поверхностей оснований блоков;
- приемка блоков к бетонированию;
- проверка готовности всего тракта приготовления – транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

В зимний период дополнительно добавляется группа мероприятий по установке тепляков или шатров и поддержанию в них необходимого температурного режима. Каждая группа мероприятий имеет свой набор работ, обеспечивающих в итоге нормальный ход бетонных работ и требуемые качества бетона и бетонных конструкций. Установка (монтаж) типа арматурных конструкций и опалубки осуществляется на основе чертежей и схем армирования и схем опалубки блоков.

5.5.6 Подготовка оснований блоков

Подготовка естественных оснований заключается в обеспечении требуемых условий для получения в контактном слое требуемых прочностных и противодиффузионных свойств. При наличии скальных оснований (диорит) предусматриваются следующие операции: разработка защитного слоя; удаление всех продуктов выветривания (рыхлой скалы, бухтящих кусков); отвод ключей грунтовых напорных вод при необходимости; очистка, промывка, продувка воздухом; сдача комиссии по приемке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания.

Подготовка поверхности ранее уложенного бетона предусматривается:

- удаление опалубки, штраб, пробок, и других деревянных закладных частей;
- удаление наплывов, раковин (до здорового бетона);
- удаление пятен мазута, нефти, битума;
- удаление цементной пленки;
- очистку от мусора;
- окончательную промывку струей воды под напором и продувку сжатым воздухом.

Цементная пленка удаляется различными способами в зависимости от возраста бетона в основании: в возрасте бетона 6-12 ч - водяной или воздушной струей под давлением 0,4-0,5 МПа; в возрасте бетона 8-20 ч - металлическими механическими щетками; в возрасте бетона более 3 сут - с применением гидропескоструйного аппарата.

5.5.7 Уплотнение бетонной смеси

Уплотнение бетонной смеси является одним из основных технологических процессов при бетонировании конструкций, в значительной мере определяющим качество уложенного бетона.

Для возведения массивных бетонных сооружений применяются жесткие и малопластичные бетонные смеси, то основным методом уплотнения при возведении таких конструкций принимаем виброуплотнение.

Виброуплотнение заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний - вибратора. Процесс виброуплотнения сводится к разрушению первоначальной структуры укладываемой смеси (трехфазной) и в переводе ее в разжиженное состояние (пластично-вязкое течение), при которой смесь подчиняется действию силы тяжести, растекается, занимая всю возможную форму, уплотняется и приобретает более устойчивую, плотную (приближающуюся к двухфазной) структуру. При этом зерна заполнителя перемещаются в результате чего достигается заполнение межзернового пространства цементным тестом с одновременным вытеснением воздуха, отделением части воды на поверхность уплотняемой смеси. Таким образом, вибрирование позволяет уменьшить содержание воздуха и расход воды для приготовления бетонной смеси, а, следовательно, повысить плотность и прочность бетона.

Принят ручной вибратор ИВ-117, укладка бетонной смеси производится по послойной схеме (каждый слой перекрывается следующим после завершения разравнивания и уплотнения бетонной смеси на всей площади блока).

Технические характеристики ручного вибратора марки ИВ-117:

- | | |
|--------------------------------|---------------|
| • Частота колебаний | 10000 кол/мин |
| • Длина рабочей части | 410 мм |
| • Наружный диаметр корпуса | 51 мм |
| • Масса вибративного механизма | 4,5 кг |
| • Мощность электродвигателя | 1,2 кВт |

5.5.8 Уход за бетоном

При производстве бетонных работ обязательны комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий (СП «Конструкции бетонные гидротехнических сооружений. правила производства и приемки работ»):

а) создание и поддержание температурно-влажностного режима, необходимого для приобретения бетоном требуемых проектом прочности и долговечности в установленные сроки, а также предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации и образование опасных трещин;

б) предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений в ходе строительного-монтажных работ.

Для массивных гидротехнических сооружений необходимые мероприятия по уходу за бетоном по регулированию температурного режима массивных сооружений.

Влажностный уход за свежеуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей в постоянно влажном состоянии путем распыления над ними воды, создания на них тонкой водяной пленки, заливки их водой или укрытия песком (или иным влагоемким материалом), систематически увлажняемым в процессе твердения бетона.

Уход за свежеуложенным бетоном гидротехнических конструкций следует начинать сразу же по достижении бетоном прочности 0,5 МПа и продолжать не менее 14 сут. либо до перекрытия блока блоком. Влажностный уход за кавитационностойким, износостойким бетоном и бетоном, к которому предъявляются требования высокой морозостойкости (MF 200 и выше) продолжается не менее 28 сут.

При бетонировании в жаркую и сухую погоду открытая поверхность свежеуложенной бетонной смеси сразу же после ее укладки и уплотнения в незащищенных шатром массивных блоках и конструкциях типа плит должна укрываться паронепроницаемой (полиэтиленовой) светлой пленкой 0,16—0,20 мм и находится под нею в течение $6 \div 8$ ч, после чего может быть начат систематический влажностный уход за бетоном посредством полива водой и др.

В жаркую и сухую погоду на период ухода за бетоном должна также постоянно находиться во влажном состоянии неснятая деревянная опалубка.

Закрепление конструкции опалубки в свежеуложенный бетон с применением тяжей и анкеров производится при прочности бетона при сжатии не менее 2,5 МПа.

В случае обнаружения дефектов бетона (раковин, каверн, трещин) причины их появления (неправильно подобранный состав бетонной смеси, нарушения правил ее приготовления, недостаточное уплотнение бетонной смеси, неправильный уход за бетоном и т. д.) выясняются и устраняются.

Поверхностные раковины в уложенных блоках обязательно расчищаются до здорового бетона. Расчищенные раковины на лицевых поверхностях блока заполняются бетонной смесью той же марки (класса), что и в конструкции, но с крупностью заполнителя до 20 мм.

6 Охрана труда. Пожарная безопасность

6.1 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, трудового кодекса, санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, государственным стандартам безопасности труда, правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приёмам работ, приёмам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по соблюдению безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и безопасности. Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учёте несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, 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, введённых уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах

ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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.

В качестве практического примера разработан вопрос по ОТ для программы первичного инструктажа для обходчиков гидросооружений Чхалтинской ГЭС на тему: «Работы, выполняемые по нарядам и распоряжениям. Порядок выдачи и оформления наряда и распоряжения. Допуск к работе. Окончание работ».

1 Работы, выполняемые по нарядам и распоряжениям. Порядок выдачи и оформления наряда и распоряжения. Допуск к работе. Окончание работ

1.1 Работы, выполняемые по нарядам и распоряжениям

1.1.1 Работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС проводятся по нарядам-допускам и (или) распоряжениям.

1.1.2 По нарядам выполняются:

- ремонт гидротурбин, их вспомогательного оборудования (регуляторов скорости, маслонапорных установок) и механической части генераторов;
- ремонт гидротехнических сооружений (перечень работ устанавливается техническим руководителем ГЭС);
- ремонт насосов;
- ремонт компрессорных установок;
- ремонт вентиляционных установок;
- ремонт грузоподъемных кранов и подкрановых путей;
- все виды работ и осмотров в водопроводящем тракте (водоводы, спиральные камеры, отсасывающие трубы), а также в каналах, шахтах, туннелях, колодцах, баках и резервуарах;
- дефектоскопия оборудования, металлических и бетонных конструкций;
- нанесение антикоррозионных покрытий, гидроизоляционные работы;
- сборка и разборка лесов, подмостей и площадок;
- земляные работы в зоне расположения подземных коммуникаций;
- все виды подводных работ;
- работы, проводимые с плавучих средств;
- взрывные работы;
- промывы лож водохранилищ и верхних бьефов;
- ремонт трубопроводов и арматуры (без снятия ее с трубопроводов);
- работы в газоопасных местах.

1.1.3 Для обеспечения безопасного проведения работ должны быть выполнены:

- выдача наряда (распоряжения) на работу;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места;
- подготовка рабочего места;
- выдача разрешения на допуск к работе;
- допуск на рабочее место;
- надзор за работающими при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе;
- оформление окончания работы.

1.2 Порядок выдачи и оформления наряда

1.2.1 Наряд-допуск (далее - наряд) оформляется в двух экземплярах.

При выполнении плановых ремонтных работ оба экземпляра наряда передаются для подготовки рабочего места дежурному (оперативно-ремонтному) персоналу, в ведении которого находятся гидромеханическое оборудование и гидротехнические сооружения, накануне дня производства работ.

1.2.2 Приложение к наряду является неотъемлемой частью наряда и должно быть подписано выдающим наряд и руководителем работ.

1.2.3 Наряд выдается на одного производителя работ (наблюдающего) с одной бригадой на одно рабочее место, или на несколько рабочих мест одной схемы присоединения гидромеханического, электротехнического оборудования (гидротехнических сооружений), или на несколько однотипных рабочих мест.

1.2.4 Расширение рабочего места, изменение числа рабочих мест и условий работы, а также замена руководителя или производителя работ без выдачи нового наряда не допускаются.

1.2.5 Руководитель работ указывает и подписывает в строке наряда "Особые условия" меры безопасности в процессе проведения работы:

- о необходимости применения ППР (технологических карт и технических условий),
- о недопустимости применения открытого огня,
- о выполнении всей работы или некоторых операций под непосредственным надзором руководителя работ,
- об установке специальных ограждений, использовании средств подмащивания и лестниц,
- о необходимости применения бригадой средств общей и индивидуальной защиты, о порядке использования грузоподъемных и других механизмов,
- об особенностях выполнения совмещенных работ по нарядам (установка защитных устройств, определение очередности выполнения

работ, временный вывод бригады в безопасное место, установление режима труда и отдыха бригады),

- о периодичности анализа воздушной среды в процессе выполнения работы.

Перед работами в газоопасных местах предварительно проводится анализ воздушной среды, результат которого заносится в наряд, производившим анализ.

1.2.6 При работе по наряду бригада должна состоять не менее чем из двух человек, включая производителя работ, который в строке наряда "с членами бригады" не указывается.

1.3 Допуск бригады к работе

1.3.1 Допускающий перед проведением допуска должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места, указанных в наряде работником, выдавшим наряд, личным осмотром, по записям в оперативном журнале и сообщениям персонала других структурных подразделений, внесенным в наряд.

При отсутствии оперативного персонала, но с его разрешения, проверку подготовки рабочего места руководитель работ совместно с производителем работ допускается выполнять самостоятельно.

При повторных (ежедневных) допусках выполнение мероприятий по подготовке рабочих мест, соответствия их характеру и месту работы проверяют лица, проводящие повторный допуск, совместно с производителем работ (наблюдающим).

1.3.2 Подпись в соответствующей строке наряда о выполнении условий проведения работы (в том числе по оборудованию других подразделений) допускающий ставит после выполнения их в полном объеме.

1.3.3 Работник, расписавшийся в наряде или сообщивший о выполнении необходимых мероприятий по отключению оборудования других подразделений, связанных с ремонтируемым оборудованием, отвечает за полноту и точность их выполнения.

1.3.4 Первичный допуск к работе по нарядам на оборудовании, отключаемом для ремонта по диспетчерской заявке, проводится с разрешения руководителя смены ГЭС, о чем должна быть сделана отметка в соответствующей строке наряда перед допуском бригады к работе.

1.3.5 При первичном допуске к работе руководитель и производитель работ (наблюдающий) по наряду совместно с допускающим проверяют выполнение необходимых мероприятий по подготовке рабочих мест, указанных в строках наряда "Для обеспечения безопасных условий необходимо".

1.3.6 Первичные и ежедневные допуски к работе по нарядам оформляются записью в оперативном журнале и журнале "Учета работ по нарядам и распоряжениям" с указанием номера наряда и места работы.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям должен проводиться непосредственно на рабочем месте.

Допуск к работе становится возможным только после проведения целевого инструктажа.

Допускающий при инструктаже указывает рабочее место бригады, сообщает о выполненных мероприятиях по подготовке рабочего места к работе, об оборудовании ремонтируемой схемы и соседних участков, находящемся под давлением, напором или напряжением, в пожаро- или взрывоопасном состоянии, проверяет у руководителя, производителя работ и наблюдающего (у членов бригады) наличие и срок действия квалификационных удостоверений о проверке знаний и допускает их к работе.

При отсутствии удостоверений или истечении срока очередной проверки знаний правил и инструкций по охране труда допуск к работе не разрешается.

1.3.7 Проверка подготовки рабочих мест и допуск к работе по наряду оформляются подписями допускающего, руководителя и производителя работ в соответствующих строках наряда. Допуск оформляется только на рабочем месте бригады, после чего допускающий в присутствии руководителя и производителя работ по наряду вывешивает на месте работы плакат или знак безопасности "Работать здесь!".

Производитель работ осуществляет допуск к работе и инструктаж бригады непосредственно на рабочем месте о мерах по безопасному проведению работ, включая их технологию, правильному применению инструмента, приспособлений и механизмов.

1.3.8 Первичный допуск по наряду оформляется в таблице ежедневного допуска к работе.

1.4 Окончание работы. Закрытие наряда

1.4.1 После полного окончания работы бригада проводит уборку на рабочем месте, снимает установленные ею временные ограждения, знаки и плакаты безопасности, восстанавливает демонтированные и поврежденные в процессе ремонта стационарные ограждения.

1.4.2 Руководитель работ, принимая рабочее место от производителя работ, проверяет, все ли работники выведены с рабочего места, а также его состояние. После устранения бригадой обнаруженных нарушений он расписывается в строке наряда "Работа полностью окончена", с указанием даты и времени.

1.4.3 Допускающий закрывает наряд после проверки состояния рабочих мест лично или подчиненным персоналом. Подпись в строке наряда "Рабочие места осмотрены, наряд закрыт" он ставит после приемки рабочих мест руководителем работ, при этом указываются время и дата закрытия наряда.

6.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах противопожарного режима в Российской Федерации утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 (с изменениями на 25.04.2020). В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещённых в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях

и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих МБГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренчерами – ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется высокая надёжность работы данных устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

В качестве практического примера разработан вопрос по ППБ для программы первичного инструктажа для обходчиков гидросооружений

Чхалтинской ГЭС на тему: «Первичные средства пожаротушения и правила их использования».

2 Первичные средства пожаротушения и правила их использования

2.1 Общие положения

2.1.1 Производственные, административные, вспомогательные и складские здания, сооружения и помещения, а также открытые производственные площадки и участки обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормами, устанавливаемыми Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390).

2.1.2 Первичные средства пожаротушения предназначены для использования работниками ЧГЭС, личным составом подразделений пожарной охраны в целях локализации пожаров и подразделяются на следующие типы:

- переносные огнетушители;
- пожарные краны и средства для обеспечения их использования;
- пожарный инвентарь.

2.1.3 Использование первичных средств пожаротушения, пожарного инструмента и пожарного инвентаря для хозяйственных, производственных и других нужд, не связанных с тушением пожара, запрещается.

2.1.4 Кроме прямого назначения разрешается использовать средства пожаротушения при локализации и ликвидации стихийных бедствий и катастроф, а также для обучения персонала.

2.1.5 Приказом о мерах пожарной безопасности в организации распределяются зоны технического обслуживания, назначены ответственные лица для надзора и поддержания исправного состояния и содержания в постоянной готовности всех средств пожаротушения к использованию в случае пожара.

2.2 Огнетушители

2.2.1 Огнетушители служат для тушения очагов возгорания в начальной их стадии, а также для противопожарной защиты небольших сооружений, машин и механизмов.

На ЧГЭС установлены огнетушители типа ОУ–5 и ОП–5.

2.2.2 Углекислотные огнетушители (ОУ)

Для тушения загораний различных веществ и материалов, а также электроустановок под напряжением до 10000В (10кВ) применяются углекислотные огнетушители, заряженные сжиженным углекислым газом.

Принцип действия: при приведении огнетушителя в действие углекислота в виде газа или углекислотного снега, направленная в зону

загорания, снижает концентрацию кислорода и одновременно охлаждает горящее вещество и окружающую среду.

Углекислотные огнетушители должны приводиться в действие после направления раструба в очаг пожара, так как время их действия ограничено несколькими секундами и в первый момент выбрасывается основное количество углекислоты.

Для приведения в действие ОУ-5 необходимо:

— используя транспортную рукоятку, снять и поднести огнетушитель к месту горения;

— направить раструб на очаг горения и открыть запорно-пусковое устройства (рычаг), предварительно сорвав пломбу и выдернув чеку (запорно-пусковое устройство позволяет прерывать подачу углекислоты).

Рабочее положение огнетушителя — вертикальное.

Выходящую из раструба струю углекислоты следует направлять с наветренной стороны в место наиболее активного горения, не ближе 1 метра от очага горения.

При тушении загораний легковоспламеняющихся и горючих жидкостей струю углекислоты следует направлять под углом к поверхности горения, не допуская при этом разбрызгивания, под основание пламени с края и по мере сбивания пламени перемещать струю углекислоты по площади горения.

После применения углекислотных огнетушителей в закрытых помещениях, последние необходимо проветрить.

2.2.3 Порошковые огнетушители (ОП)

Порошковые огнетушители служат для тушения пожаров и загораний твердых, жидких и газообразных веществ, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В.

Для приведения в действие порошковых огнетушителей ОП-5 необходимо:

— поднести огнетушитель к очагу пожара;

— выдернуть клин или чеку;

— нажать на рычаг и направить струю порошка в огонь.

Для прекращения подачи струи порошка достаточно отпустить рычаг.

Допускается многократное пользование и прерывистое действие.

В рабочем положении огнетушитель следует держать строго вертикально.

Огнетушители порошковые размещаются в помещениях административно-производственного корпуса (в каждом кабинете), в здании ГЭС в специально отведенных местах, на отметках сооружений ГЭС, с их расположением необходимо ознакомиться.

Не следует использовать порошковые огнетушители для защиты электронного оборудования, которое может выйти из строя при попадании порошка.

При тушении пожара порошковыми огнетушителями необходимо учитывать возможность образования высокой запыленности и снижения видимости очага пожара в результате образования порошкового облака (особенно в кабинетах).

При использовании огнетушителей для тушения электрооборудования под напряжением необходимо соблюдать безопасное расстояние от распыляющего сопла и корпуса огнетушителя до токоведущих частей в соответствии с рекомендациями производителя огнетушителей.

2.3 Пожарные краны

2.3.1 ГЭС должна иметь источники противопожарного водоснабжения для тушения пожаров.

2.3.2 В качестве источников противопожарного водоснабжения используется противопожарный водопровод. Все водопроводящие трубы системы пожаротушения маркированы красным цветом.

2.3.3 ПК (пожарные краны) внутреннего ППВ (противопожарного водоснабжения) во всех помещениях оснащены пожарными напорными рукавами диаметром 51 мм и длиной 15 м, а также стволами, которые размещены в пломбируемых шкафах.

Располагаются в коридорах помещений, на каждом этаже на расстоянии 50 м между шкафами.

2.3.4 Перед использованием удостовериться в том, что пожарный рукав присоединен к пожарному крану и пожарному стволу.

Направить сопло пожарного рукава на очаг возгорания и открыть вентиль перекрывающий подачу воды.

2.4 Песок

2.4.1 Ящики для песка объемом 0,5 куб. метра укомплектованы совковой лопатой.

2.4.2 Ящики с песком установлены со щитами на открытых площадках, возле здания ГЭС и административно-производственного корпуса на отметках 513,50 и 512,20.

2.4.3 Тушение песком должно производиться путем разбрасывания его по горящей поверхности, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Чхалтинской ГЭС

7.1 Общие сведения о районе строительства

Чхалтинская ГЭС расположена на реке Чхалта (приток реки Кодор) в 12 км от её устья.

Чхалта (Адзгара, Ацгара) — река в Абхазии, между Главным Кавказским хребтом и Чхалтским хребтом. Образуется от слияния истоков Аданге и Маруха на высоте 1488 м. Верхний участок р. Чхалты (Ацгары) является мелководным. Урез устья – 492 м. Средний уклон - 24,5 м/км.

Протяженность реки 40,6 км. Скорость течения реки составляет в среднем 2,9–3,1 м/с. имеет комбинированный режим питания, обусловленный таянием ледников, стаиванием снежного покрова на равнине и — в меньшей степени — ливневыми дождями. Половодье длится около шести месяцев.

Среднегодовой расход воды в реке составляет 102 м³/с, среднегодовой сток — 2,16 км³. Поверочный расход обеспеченностью 0,5% составляет 385 м³/с.

Субтропический климат в горах простирается приблизительно до отметки в 400 м. Вечные снега лежат на высоте от 2700–3000 м. Продолжительность безморозного периода на побережье: 250–300 дней. В горах мощный снежный покров, в районе гребней около 170 ледников общей площадью около 70 км².

Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98, согласно СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» равна -5°С.

Большую часть территории занимают отроги Водораздельного хребта, ограничивающего Абхазию с севера: Гагрский, Бзыбский, Абхазский и Кодорский хребты. С юго-востока в Абхазию заходит, постепенно сужаясь, Колхидская низменность. Узкая полоса низменности тянется вдоль побережья к северо-западу от реки Кодор. Между горами и низменностями пояс холмистых предгорий. Развиты карстовые явления (пещеры Воронья, Абрскила, Анакопийская).

По геологической карте определено, что в районе створа Чхалтинской ГЭС нет зон тектонического контакта. Распространены вулканические породы: порфириды и туфы среднеюрского возраста. Широко развиты меловые известняки, мергели, песчаники и глины.

В рассматриваемом створе находятся граниты.

Практически вся территория Абхазии потенциально находится в условиях 9-балльной сейсмичности. Соответственно все строения и проектируемые сооружения с учетом скального основания должны быть рассчитаны на землетрясения 8 баллов.

Растительность в районе строительства ГЭС очень разнообразна, соответствует климатическому и высотному (от 30 до 650 м над уровнем моря) поясу, зависит от количества осадков, тепла и почвы. Довольно много

реликтовых растений, эндемиков. По берегам Чхалты расположены дуб, каштан, граб, тис ягодный бук.

Животный мир в районе строительства ГЭС представлен особями следующих видов: медведи, волки, кабаны, лисы, шакалы, рыси, куницы, барсуки, олени, серны и косули. По речным долинам встречаются норка, ласка и выдра. К краснокнижным видам орнитофауны относятся беркут, орлан-белохвост, бородач, белеголовый сип.

Водные биологические ресурсы р.Чхалта представлены в основном одним видом рыб - ручьевая форель.

На площадке строительства произрастают виды растений, внесенных в Красную книгу РФ (частично), но и являются исчезающими в самой Абхазии: колокольчик парадоксальный, иглица, лавровишня.

В связи с тем, что в районе строительства находятся краснокнижные виды растений и животных (птиц), с начала строительства необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных видов с целью разработки мероприятий, минимизирующих воздействие на растительный и животный мир при строительстве и в процессе дальнейшей эксплуатации станции, а также для разработки компенсационных мероприятий причиненного ущерба при реализации проекта создания Усть-Камской ГЭС.

Воздействие Чхалтинской 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 ГЭС

В период строительства в районе строительства гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и поселка резко возрастет уровень шума.

Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Она загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка.

В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Для обеспечения надлежащего качества воды в зоне водохранилищ предусматривается полная лесочистка и санитарная очистка ложа водохранилища до его затопления.

Лесочистка производится с максимально возможным хозяйственным использованием древесины. Под затопление могут быть оставлены только отдельные древостой ниже уровня сработки водохранилища (с учетом высоты дерева), расположенные в труднодоступных местах в случае, если по прогнозным проработкам это существенно не повлияет на качество воды в водохранилище. Санитарная очистка производится с

целью уменьшения загрязнения поверхностного стока путем агротехнических мероприятий и очистных сооружений.

При строительстве Чхалтинской ГЭС выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- 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:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- 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 и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Чхалта в нижнем бьефе Чхалтинской ГЭС;
- 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;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Мероприятия по инженерной защите, предусматривающие:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;
- отведение поверхностного стока, дренажных, хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод с соблюдением "Правил".

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Однако соблюдение режима водоохраных зон не означает запрета на проведение берегоукрепительных и благоустроительных работ по берегам водных объектов.

При разработке строительных планов необходимо рационально выбирать карьеры, местоположение строительной базы, дорог и т. п. К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных земель и озеленение территории. По водохранилищу наиболее эффективным природоохраным мероприятием считается инженерная защита. Для предотвращения или уменьшения переработки берегов их укрепляют.

В связи с тем, что при подготовке ложа водохранилища необходима очистка от древесной и кустарниковой растительности, в процессе лесосводки будет образовано большое количество древесных отходов.

Норматив образования отхода:

$$M = S \cdot q \cdot \rho = 5684 \cdot 2250 \cdot 0.6 = 7673400 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где S – площадь лесосводки, км;

q – удельная масса древесины (2250 т/км²);

ρ – плотность древесины (0,6 т/м³).

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное

воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

7.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{96376 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 4337 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – объем бетонных работ, м³;

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

7.4.2 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, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{963,8 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 19,3 \text{ т}, \quad (7.3)$$

где N – объем бетонных работ, м³;

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

Таким образом в результате строительства будет образовано 4337 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 19,3 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.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации ГЭС

В период эксплуатации происходит разностороннее влияние на окружающую среду.

Гидротехнические сооружения должны эксплуатироваться с соблюдением требований законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды.

В период эксплуатации Чхалтинской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС необходимо организовать наблюдения за:

- Качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- Качеством сбрасываемых сточных вод;
- Соблюдением правил при накоплении отходов: различных видов отработанных масел (турбинных, трансформаторных, гидравлических, индустриальных), ломом черных и цветных металлов, кабельной продукции, аккумуляторов резервных источников питания и др.;

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

В связи с тем, что на расстоянии 20 км от ГЭС находятся населенные пункты – Чхалта и Ажара, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Чхалта от сбросов Чхалтинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения населенных пунктов Чхалта и Ажара, в пределах промплощадок объектов Чхалтинской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Для экономической оценки первых лет эксплуатации сформирована таблица 8.1

Таблица 8.1– Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	69	69	69	69	69
Число часов использования установленной мощности	Часы	6400	6400	6400	6400	6400
Выработка электроэнергии	МВт·ч	441600	441600	441600	441600	441600
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	6624	6624	6624	6624	6624
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	434976	434976	434976	434976	434976
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1206	1235	1262	1289	1318
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	524,58	537,20	548,94	560,68	573,30
НДС к выручке	млн.руб	87,43	89,53	91,49	93,45	95,55

Стабильными остаются показатели, зависящие от неизменных значений установленной мощности и часов ее использования, так же постоянны значения расхода электроэнергии на собственные нужды, ввиду принятого процента на данный расход. Поэтому объем реализации электроэнергии не подвержен изменению, пока постоянны предшествующие данные. Тариф на электроэнергию в зависимости от ценовой зоны, утвержден, и его изменение отслеживается по ЕСУ.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

1. амортизационные отчисления;
2. расходы по страхованию имущества;
3. эксплуатационные расходы;
4. расходы на ремонт производственных фондов;
5. расходы на услуги регулирующих организаций;
6. налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и объектов незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	53,6
Прочие	473,6	34,1
Итого по ГЭС		87,7

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт в процентах

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,12
От 6 до 15	0,17
От 16 до 25	0,3
Свыше 25	0,4

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,380	9,3
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097	0,9
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	0,3
Итого		10,4

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	44,3	47,7	47,7	47,7	47,7
Расходы на страхование, млн.руб.	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	87,7	87,7	87,7	87,7	87,7
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Налог на воду, млн.руб.	3,7	4,1	4,1	4,1	4,1
Итого, млн.руб.	162,5	166,3	166,3	166,3	166,3

До начала производства электроэнергии и мощности, нельзя в полной мере охарактеризовать показатели текущих затрат по ГУ, т.к. в период строительства отсутствуют эксплуатационные затраты, расходы на услуги регулирующих компаний и водный налог. Завершение строительства и ввод в эксплуатацию сооружений Чхалтинской ГЭС происходит в марте 2025 года,

поэтому значения данного года отличны от последующих эксплуатационных лет. Из данных таблицы видно, что затраты по ГУ с 2026 года стабильны, вследствие неизменных процентов каждого расхода или налога.

Для большей наглядности и характеристики текущих затрат по гидроузлу, представлена диаграмма (рисунок 8.1). Данные для построения диаграммы соответствуют 2029 году – 5 году эксплуатации Чхалтинской ГЭС.



Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу в процентах

Наибольший процент затрат присущ для эксплуатационных затрат и амортизационных отчислений, соответственно равный 29% и 53%, наименьший процент затрат одинаков для водного налога и расходов на ремонт производственных фондов и составляет 2%.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	197,5	200,1	202,4	204,4	206,6
НДС, млн.руб.	140,1	218,8	220,8	222,7	224,6
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Налог на имущество, млн.руб.	26,8	25,8	24,7	23,7	22,6
Итого, млн.руб.	368,5	448,7	451,9	454,8	457,9

Наиболее значительными являются налоги на прибыль и на добавленную стоимость, с каждым годом их денежное значение увеличивается вследствие увеличения прибыли и добавленной стоимости соответственно. Наименее значим взнос в социальные фонды, который составляет 34% (максимальный в составе рассмотренных налогов) от фонда оплаты труда и, следовательно, имеет неизменное значение. Налог на имущество имеет уменьшающийся характер.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	1015,2	1041,5	1064,9	1083,5	1094,9
Текущие расходы, млн.руб.	166,3	166,3	166,3	166,3	166,3
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1011,1	1037,4	1060,9	1079,4	1090,8
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	917,8	945,2	969,7	989,3	1001,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	183,6	189,0	193,9	197,9	200,4
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	734,3	756,2	775,8	791,4	801,4
Ставка налога на прибыль,%	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Согласно полученным данным, все показатели увеличиваются с каждым годом, кроме текущих расходов и ставки налога на прибыль, которые сохраняют свое значение.

Для наглядности и анализа чистой прибыли по годам эксплуатации построен график (Рисунок 8.2).

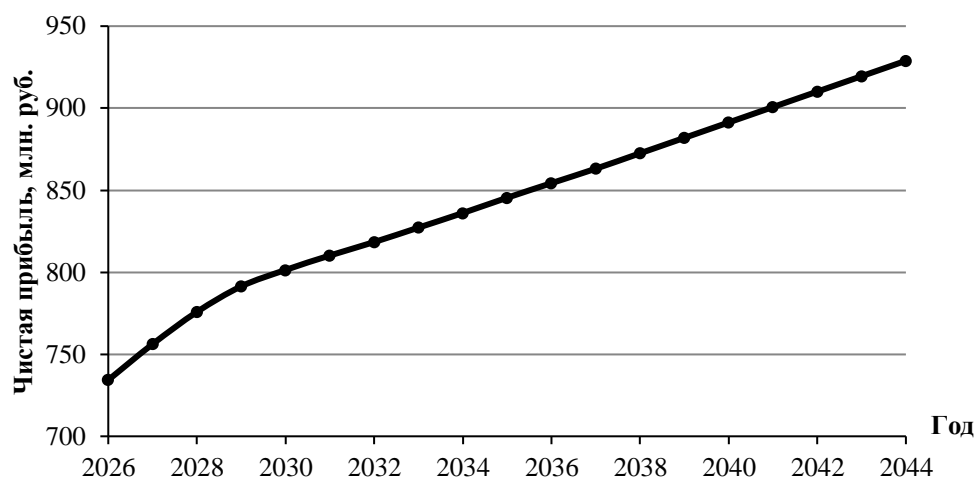


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб

С 2026 года происходит рост положительной чистой прибыли, которая увеличивает свое значение в течение всего рассматриваемого периода проекта.

8.3 Анализ денежных потоков

Для анализа денежных потоков, предусматривается построение графика кэш-фло (Рисунок 8.3) с укрупненным периодом до срока окупаемости.



Рисунок 8.3 – Кэш-фло по этапам реализации проекта

Кривая кэш-фло в период строительства, ТЭО и монтажа оборудования имеет нисходящий характер на всем протяжении, денежные потоки отрицательны. Это происходит во временном промежутке от 2020 года до 2024. С начала производства электроэнергии и мощности кривая приобретает восходящий характер. С этого момента денежные потоки отрицательны, но их значение увеличивается. Когда кривая пересекает ось абсцисс, соответствующей 0 денежных единиц, проект достигает своего срока окупаемости, приходящийся на второй квартал 2029 года. Исходя из полученных данных, проект окупится через 4 года после начала производства продуктов электростанции или через 7,5 лет от начала реализации проекта.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

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

8.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО 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.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Чхалтинской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся 2020 год 1 квартал.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Чхалтинская ГЭС на реке Чхалта»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	227,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	14,15
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,13
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,24
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,31
Удельные капиталовложения, руб/кВт	76623,2

Дисконтированный период окупаемости равен 7,5 года, что является рациональным, индекс прибыльности находится в допустимом диапазоне (1-2), удельные капиталовложения находятся в пределах нормы. Себестоимость электроэнергии рациональна.

8.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн. руб.	7,7	176,3	196,7	201,6	345,7
В региональный бюджет, млн. руб.	26,4	29,9	28,9	27,9	26,8
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	34,1	206,4	225,6	229,5	372,5

В состав средств, которые поступают в федеральный бюджет, согласно Налоговому Кодексу РФ, входят НДС, налог на прибыль, налог на воду и взносы во внебюджетные фонды. Их исчисление начинается с ввода станции в эксплуатацию. В состав средств, поступающих в региональный бюджет, входит только налог на имущество. И его исчисление введется с самого начала реализации проекта. Наибольшая часть налоговых поступлений направляется в федеральный бюджет.

8.5 Анализ чувствительности

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

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Объем сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Для анализа данных показателей построены соответствующие каждому пункту графики (рисунки 8.4 – 8.6).

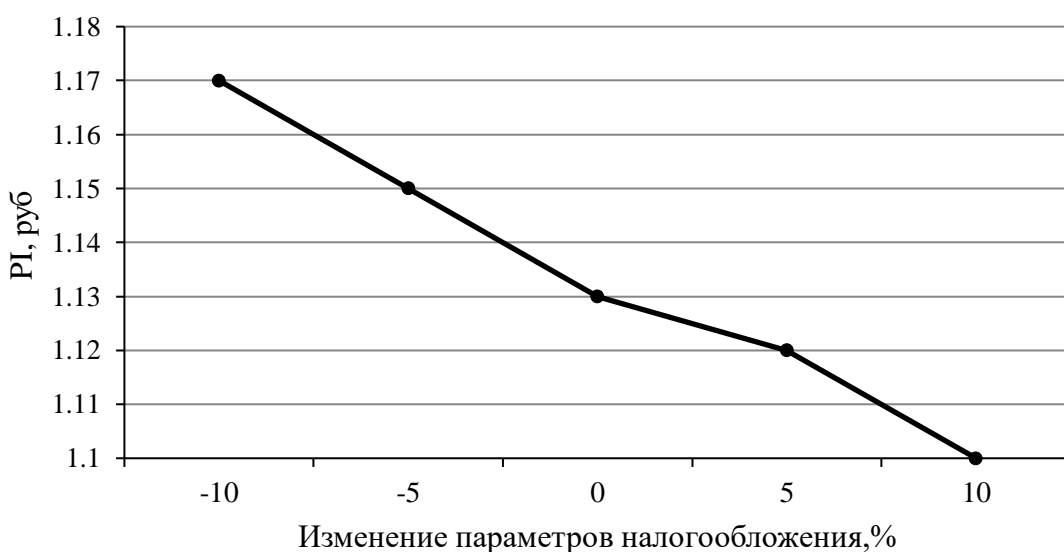


Рисунок 8.4 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Индекс прибыльности становится меньше в связи увеличением процента налогообложения предприятия. С увеличением суммы налогов, доходность предприятия уменьшается, следствием этого и является низкий показатель индекса прибыльности. Увеличение суммы PI, приходящейся на определенный процент изменения процента налогообложения, на каждом шаге практически одинаково (относительно предыдущего), кроме одного

переходного участка между 0% и 5% и разница PI этого участка отличается от остальных на 0,01 рубля, что незначительно. Можно сказать, что изменение индекса прибыльности относительно изменения процента налогообложения – линейно. Но значения противоположны.

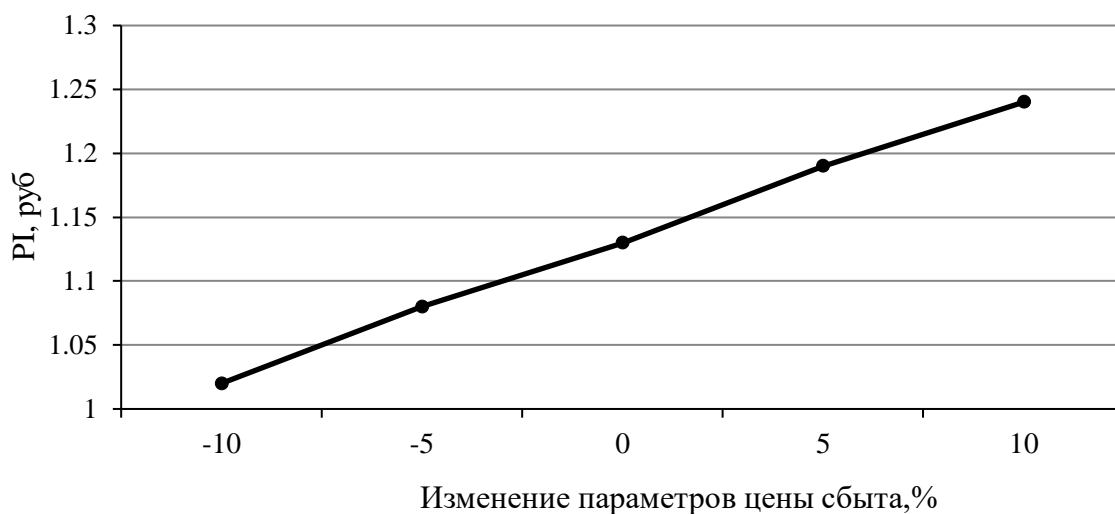


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Прибыль предприятия напрямую зависит от цен сбыта, получаемой продукции. Чем выше цены на электроэнергию и мощность, производимых на станции, тем доходней само производство. Соответственно, индекс прибыльности, характеризующий этот показатель, увеличивается. Увеличение суммы PI, приходящейся на определенный процент изменения цены сбыта, на каждом шаге практически одинаково (относительно предыдущего). Так же как и в случае с прошлым графиком это изменение можно практически назвать линейным.

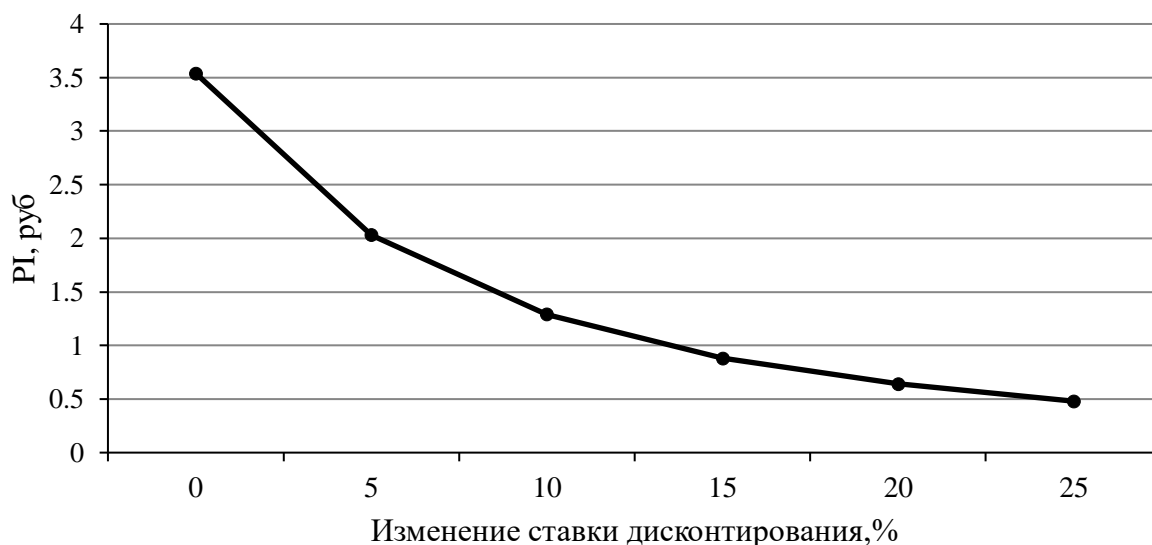


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Проект будет являться прибыльным пока ставка дисконтирования ниже суммы доходов от производства электроэнергии, от которых в свою очередь зависит индекс прибыльности. Значит, при повышении ставки дисконтирования будет уменьшаться доход предприятия, и как следствие индекс прибыльности так же будет уменьшаться. Увеличение суммы PI, приходящейся на определенный процент изменения ставки дисконтирования, на каждом шаге сильно изменяется (относительно предыдущего). С увеличением ставки дисконтирования разность между двумя соседними значениями индекса прибыльности уменьшается. Если между 0% и 5% разница 1,51 рубль, то между 20% и 25% - 0,16 рублей.

9 Собственные деформации бетона при эксплуатации плотин

Согласно требованиям нормативной документации все гидротехнические сооружения¹ должны отвечать условиям прочности, устойчивости, долговечности. Как известно все ГТС работают в сложных *температурно-влажностных* условиях, непрерывно изменяющихся во времени. Изменение *температуры* бетонных сооружений происходит вследствие экзотермии цемента в период строительства, искусственного разогрева или охлаждения бетона и колебаний температуры наружной среды во время эксплуатации сооружения. *Влажностные* изменения связаны с процессами «потребления» воды при гидратации цемента, высыхания или увлажнения бетона.

В период эксплуатации бетонных плотин изменение температурного поля сооружений происходит вследствие колебаний температуры окружающей среды – наружного воздуха и воды в водохранилище. Влажностные изменения связаны с процессом увлажнения бетона верховой грани, воспринимающей напор постоянно или длительное время, а также нижней – в зоне переменного уровня и под воздействием атмосферных осадков.

Как температурные, так и влажностные изменения вызывают в бетонных конструкциях нежелательные деформации, которые осложняют работу сооружения и уменьшают его долговечность.

В свободно-деформирующихся конструкциях температурно-влажностные деформации вызывают изменения размеров отдельных элементов сооружения, что приводит к нарушению стыков или швов между ними; в напорных конструкциях, это может вызвать увеличение фильтрации воды через сооружение и изменение фильтрационного давления.

В заземленных конструкциях, где деформации не могут развиваться свободно, изменение температуры и влажности вызывает напряженное состояние, приводящее в ряде случаев к появлению трещин. Трещинообразование в бетоне – наиболее опасное следствие температурных и влажностных воздействий. Оно приводит к увеличению фильтрации и коррозионному разрушению материала, а в неармированных конструкциях к выключению бетона из работы на растяжение и в некоторых случаях к потере несущей способности конструкции.

В составе работы по проектированию гидротехнических сооружений Чхалтинской ГЭС в рамках специального вопроса рассмотрены вопросы о температурно-влажностных изменениях в бетоне плотины, разработаны мероприятия по уменьшению разрушающего влияния этих воздействий, а также контроля деформаций в строительный период и период эксплуатации.

¹ Далее ГТС

9.1 Гидротехнический бетон

Бетон — искусственный каменный строительный материал, получаемый в результате формования и затвердевания рационально подобранной и уплотнённой смеси, состоящей из вяжущего вещества (цемент), крупных и мелких заполнителей (гравий или щебень, песок), воды.

В роли вяжущего при производстве классического бетона используют различные виды цемента: портландцемент; шлакопортландцемент; пуццолановый цемент. Портландцемент является основным видом вяжущего при изготовлении тяжелых гидротехнических бетонов в составе напорных сооружений.

Шлакопортландцемент обладает пониженной морозостойкостью, а пуццолановый цемент — высокой влагостойкостью. Последний используют для приготовления бетонных конструкций, предназначенных для подземных и подводных сооружений.

Другой материал, используемый для приготовления бетона, крупный заполнитель — щебень или гравий. Требования: размеры используемых для наполнения бетона материалов должны быть в диапазоне от 1 до 8 см. Наполнителями могут быть не только эти материалы, но и керамзит, а для обустройства бетонного фундамента часто используют битый кирпич.

Входящий в состав бетона песок должен быть средней или крупной фракции — песчинки от 1,2 до 3,5 мм в диаметре. Мелкие фракции песка для изготовления бетона не подходят, их трудно связать в единый монолит. Поэтому бетонные конструкции с использования песка мелких фракций быстро раскрошатся. Помимо фракции для прочности бетона значение имеет и чистота песка. Допускается наличие в составе небольшого количества глины или ила, но общее количество таких примесей не должно превышать 5%.

Используемая для приготовления бетона вода тоже должна быть максимально чистой. Чем больше в ней будет растворенных солей и посторонних примесей, которые могут взаимодействовать с цементом или заполнителем, тем хуже будет качество искусственного камня.

Бетоны, применяемые для возведения частей гидротехнических сооружений, постоянно или периодически омываемые водой и обладающие такими свойствами, которые обеспечивают длительную нормальную службу бетонной кладки в указанных условиях, называются гидротехническими.

Отличительным свойством гидротехнического бетона любого назначения является его водостойкость, обеспечивающая длительную работу сооружения в водной среде; при соответствующих условиях службы бетонного сооружения гидротехнический бетон, кроме того, должен обладать необходимой водонепроницаемостью, морозостойкостью и пониженным тепловыделением.

Гидротехнические сооружения возводятся в самых различных условиях и помимо силовых воздействий подвергаются воздействиям воды, мороза, агрессивных сред, кавитации, увлажнению-высушиванию и т.д. Вследствие этого бетоны для гидротехнических сооружений должны обладать свойствами, отличающими их от обычных бетонов, рассчитываемых в основном на силовые воздействия.

9.1.1 Особенности бетона и бетонных работ в гидротехническом строительстве

Гидротехнические бетоны должны обладать такими дополнительными свойствами, как водонепроницаемость, морозостойкость, кавитационная стойкость и трещиностойкость. Выполнение этих требований обеспечивается соответствующим подбором состава бетона, специальной технологией его приготовления и технологией производства бетонных работ.

Гидротехническое строительство в нашей стране характеризуется укладкой огромных объемов бетона. Особенно большие объемы бетонных работ имеют место на гидроузлах с бетонными плотинами. Таким образом, одной из основных особенностей бетонных работ в гидротехническом строительстве является большой объем этих работ.

Отсюда вытекает и вторая особенность бетонных работ в гидротехническом строительстве - необходимость предусматривать в комплексе бетонных работ технологические мероприятия по обеспечению трещиностойкости и монолитности массивных бетонных сооружений. Известно, что твердение бетона идет с выделением тепла при гидратации цемента, т.е. бетон в период твердения разогревается. При массивных конструкциях бетон разогревается до 40 и даже 50-60°C. Затем этот бетон подвергается внешнему воздействию температур наружного воздуха и начинает остывать до эксплуатационной температуры, причем остывание протекает неравномерно, вызывая температурные перепады и, как следствие, температурные напряжения. Технология производства бетонных работ должна обеспечить такой температурный режим в блоках бетонирования и в целом в сооружении, который не вызвал бы недопустимых температурных перепадов и трещинообразования в блоках и обеспечил монолитность этих конструкций. Поэтому в комплексе бетонных работ имеются технологические мероприятия по регулированию температуры бетонной смеси на бетонном заводе и бетона в блоках бетонирования.

Третьей особенностью производства бетонных работ в гидротехническом строительстве является необходимость обеспечения однородности бетона с требуемыми его качествами, опять же с целью повышения трещиностойкости и монолитности. Поэтому комплекс бетонных работ должен включать технологические операции по обеспечению такой

однородности. Это точное фракционирование заполнителей и точное дозирование составляющих и др.

Существенной особенностью, вытекающей также из больших объемов работ, является необходимость комплексной механизации всех технологических операций и всей технологий бетонных работ, так как только комплексная механизация всех процессов с механизмами большой производительности может обеспечить укладку таких больших объемов работ с большой интенсивностью.

Таким образом, как по требованиям к свойствам бетона, так и к технологии его приготовления и укладки, бетон для гидротехнических сооружений имеет значительные отличия от обычных бетонов.

9.1.2 Требования, предъявляемые к бетону гидротехнических сооружений

Требования к бетонам гидротехнических сооружений устанавливаются на основе анализа условий службы сооружений в соответствии с указаниями нормативных документов.

Основным при установлении требований к бетону является правильное определение комплекса внешних факторов, воздействующих на бетон гидротехнических сооружений в период строительства и последующей эксплуатации. В зависимости от характера воздействующих факторов и их интенсивности устанавливают соответствующие требования к бетону и назначают класс и марки бетона.

Бетон подразделяют по следующим признакам:

- а) в зависимости от расположения в конструкциях по отношению к уровню воды на подводный бетон, бетон зоны переменного уровня воды и бетон надводный;
- б) по массивности конструкций на бетон массивный и немассивный;
- в) по действию напора воды на бетон напорных и бетон безнапорных конструкций;
- г) по расположению в массивных конструкциях на бетон наружной и бетон внутренней зоны.

Основными техническими требованиями к бетону гидротехнических сооружений являются:

- механическая прочность и предельная растяжимость (предельная относительная деформация),
- водонепроницаемость,
- морозостойкость,
- допустимая степень водопоглощения и линейных изменений при увлажнении и высыхании,
- стойкость против агрессивного воздействия воды данного состава,
- отсутствие вредного взаимодействия щелочей цемента с заполнителями,

- допустимая степень разогрева,
- специальные, устанавливаемые в проекте (например, стойкость против кавитационного разрушения при больших скоростях воды, стойкость против истираемости потоком воды с донными и взвешенными наносами).

Прочность бетона характеризует сопротивляемость бетона сжимающим и растягивающим напряжениям, а также его деформативность. Классы бетона по прочности для речных гидротехнических сооружений, как правило, устанавливаются в возрасте 180 дней. В случае сокращенных сроков строительства и быстрого ввода сооружений в эксплуатацию допускается устанавливать их в возрасте 28 и 90 дней. Для бетона морских сооружений классы по прочности устанавливаются в возрасте 28 дней.

Методы определения различных характеристик бетона по образцам в лабораторных условиях регламентируются соответствующими нормативными документами.

Водонепроницаемость бетона характеризует сопротивление бетона воздействию напоров воды. Марки устанавливаются в зависимости от градиента напора J , определяемого как отношение максимального напора в метра к толщине конструкции в метрах, и от температуры воды t .

Для речных гидротехнических сооружений марки бетона по водонепроницаемости устанавливают в возрасте 180 дней, для морских - в возрасте 28 дней.

Морозостойкость бетона - это сопротивляемость бетона воздействию попеременного замораживания и оттаивания. Марка по морозостойкости для речных гидротехнических сооружений устанавливается в зависимости от климатических условий района и числа расчетных циклов попеременного замораживания и оттаивания или перехода через нуль температуры воздуха в течение год. Среднемесячная температура определяется по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», а также по данным гидрометеорологической службы.

Срок твердения бетона по марке морозостойкости принимается равным 28 суткам, а для массивных сооружений в теплой опалубке - 60 суткам.

Стойкость бетона к агрессивной среде характеризует его сопротивляемость разрушению от действия подземных или иных вод, содержащих различные агрессивные включения. Агрессивность воды устанавливается в соответствии со специальными инструкциями.

Существенным требованием к бетону гидротехнических сооружений в массивных конструкциях является требование пониженного тепловыделения при твердении бетона для снижения перепадов температур и вследствие этого облегчения борьбы с трещинообразованием. Это требование обеспечивают применением соответствующего вида цемента с пониженной теплотой гидратации, тщательным подбором состава бетона с минимально необходимым расходом цемента при применении различных добавок, снижающих расход цемента. По этому показателю особенно ценным и являются укатанные бетоны с расходом цемента - 60-120кг/м³.

9.2.1 Собственные деформации бетона

Под собственными деформациями бетона понимают **объемные деформации** (изменение объема), связанные с **температурными и влажностными** воздействиями на бетон при отсутствии внешней нагрузки.

Деформирование бетона – способность материала изменять свою форму и размеры под воздействием внешней нагрузки, физико-химических процессов, происходящих в бетоне и под влиянием внешней среды.

1. Температурный режим

Период строительства. Температурный режим массивных сооружений в начальный период, включая период возведения сооружения, определяется в основном процессом тепловыделения (экзотермии) цемента. Общее количество тепла, выделяемое цементом, зависит от рода и марки цемента и изменяется в пределах от 30 до 80 ккал/кг и более.

Тепловыделение в бетоне происходит в первые 6 - 7 дней после его затворения, когда выделяется до 90% от общего количества тепла Э. При этом наиболее интенсивно тепловыделение происходит в первые двое суток (максимум достигается через 8-12 часов после затворения бетона), в дальнейшем процесс затухает. Интенсивность тепловыделения зависит также от температуры бетона: при высокой температуре процесс ускоряется, при низкой – замедляется.

Величина подъема температуры в адиабатических условиях, т. е. без учета потерь тепла, может быть посчитана по формуле:

$$\Delta t = \frac{\mathcal{E}}{c\gamma};$$

где Э – общее тепловыделение цемента в ккал/кг;

Ц – расход цемента в бетоне в кг/м³;

c и γ – теплоемкость и объемный вес бетона.

Процесс остывания массивных плотин, разогретых от экзотермии, происходит сравнительно медленно и для отдельных сооружений продолжается в течение нескольких лет. После этого внутренняя часть тела плотины принимает среднегодовую температуру данной местности, а зоны близ наружных граней (на 5-6 м вглубь от поверхности) подвергаются сезонным температурным колебаниям, зависящим от колебаний температуры окружающих сред – воздуха и воды.

Меры для уменьшения влияния экзотермии:

- 1) применение низкотермичных цементов;
- 2) уменьшение расхода цемента путем подбора зернового состава заполнителей;
- 3) применение добавок, замедляющих процесс тепловыделения;
- 4) искусственное охлаждение бетонной смеси и бетонной кладки;
- 5) разрезка плотины швами на секции, столбы.

Охлаждение бетонной смеси в летний период производится путем предварительного охлаждения заполнителей и цемента и применения для затворения холодной воды, иногда с добавкой льда. Применение искусственного охлаждения бетонной смеси позволяет снизить ее температуру до 5-10°C и таким образом уменьшить температуру кладки, разогретой вследствие экзотермии.

Для охлаждения бетона в массивных сооружениях применяют метод трубного охлаждения, при котором внутрь сооружения укладывают змеевики из труб, по которым пропускается холодная вода или охлаждающий раствор.

Эксплуатационный период. В этот период влияние начальных процессов в бетоне (экзотермия) затухает, и температура сооружения определяется в основном колебаниями температуры окружающей среды (наружного воздуха и воды водохранилища).

2. Влажностный режим

Строительный период. При твердении бетона, которое сопровождается испарением свободной воды на гидратацию, происходит усадка бетона, характеризующаяся сокращением размеров и уменьшением объема бетонного элемента. Проявляется в первые месяцы твердения, постепенно затухает.

Наибольшую усадку имеет цементный камень, образующийся при твердении бетона. Усадочные деформации вызывают напряжения различного знака за счет большего сокращения цементного камня, в котором возникают напряжения растяжения, а в заполнителе – напряжения сжатия.

Если растет напряжение и достигает предела прочности цементного камня на растяжение, то в нем появляются трещины.

Эксплуатационный период. Бетон, уложенный в тело плотины, находится в разных влажностных состояниях. Его наружные поверхности, контактирующие с воздухом интенсивно, высыхают, а внутри бетон еще долго остается влажным, что создает условия для неравномерной усадки бетона.

Усадка вызывает растягивающие напряжения в наружных слоях бетона, что может привести к появлению трещин.

Усадка частично обратима, так как при увеличении влажности внешней среды (погружение бетона в воду) в нем происходят обратные процессы – набухание, которое характеризуется сжимающими напряжениями, при которых увеличиваются размеры (объем) рассматриваемого бетонного элемента.

Деформации усадки и набухания являются собственными деформациями бетона.

9.2.2 Усадка и набухание бетона

Наиболее интенсивно процессы, связанные с изменением объема бетона, проявляются в период строительства. Твердение бетона сопровождается выделением тепла, таким образом, сначала бетонный блок разогревается, следовательно, его объем увеличивается, а потом остывает, тогда его объем уменьшается. Если бы бетонный блок находился в изолированном пространстве – то эти процессы не вызывали бы появления напряжений. А так как блок окружен объектами (основание, боковые поверхности другого блока и т.п.), которые мешают свободному изменению объема, то возникают напряжения.

Усадка и набухание происходит интенсивно в первое время, а затем ее интенсивность затухает (рисунок 9.1).

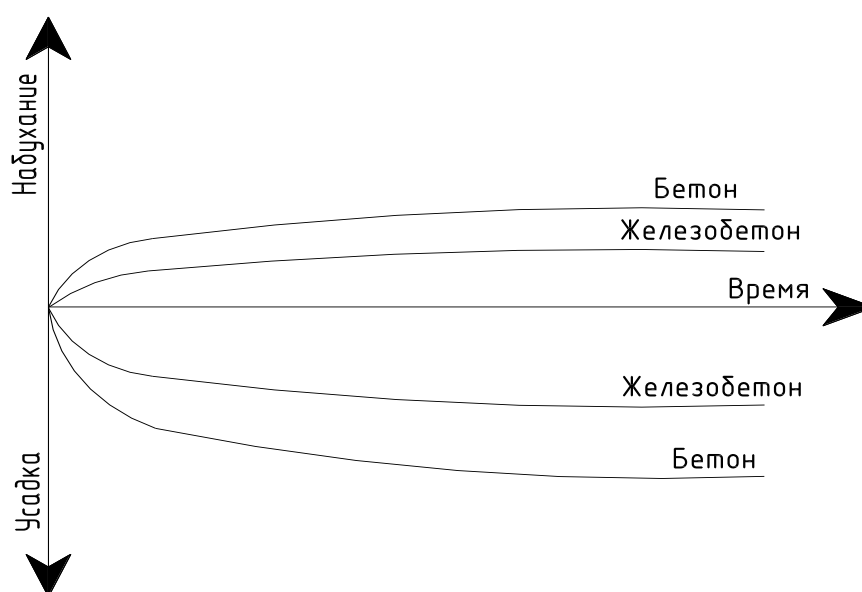


Рисунок 9.1 – Изменение усадки и набухания с течением времени

Усадка (набухание) зависит от вида цемента, водоцементного отношения, способа укладки и ухода за бетоном, температуры, влажности и других условий. В среднем усадка равна 0,3 мм/м, а набухание 0,1 мм/м. Усадка связана с уменьшением объема бетонной смеси, которая при твердении теряет избыток воды.

9.2.2.1 Усадка

С усадкой связано появление трещин в бетоне. Дело в том, что верхние слои сохнут быстрее, чем внутренние, в связи с чем, внутренний массив бетона препятствует усадке внешних слоев и в тех появляются растягивающие напряжения, которые приводят к появлению трещин.

Наиболее эффективные меры по уменьшению усадки – увлажнение открытых поверхностей бетона, уменьшение содержания цемента,

уменьшение В/Ц, уменьшение плотности бетона. А также применение армирования, так как благодаря сцеплению материалов скольжения арматуры в бетоне практически не происходит.

В соответствии с современными воззрениями, различают по крайней мере три составляющих суммарной деформации усадки бетона:

-контракционную, (контракция – это стягивание, сжатие), в основном заканчивается после окончания твердения бетона и происходит в период строительства;

-влажностную;

-карбонизационную усадку.

Наибольшую роль играют влажностная и карбонизационная усадка, протекающие в уже достаточно затвердевшем бетоне, причем основная доля приходится на ту из них, которая связана с потерей влаги бетоном. Развитие этих деформаций с течением времени весьма существенно сказывается на напряженно-деформированном состоянии элементов конструкций.

-Влажностная усадка определяется перемещением и испарением влаги в образовавшемся жестком каркасе цементного камня.

Усадка при высыхании

ГОСТ 24544-81 «Бетоны. Методы определения деформации усадки и ползучести» усадку бетона указывает незначительную, но с «возрастом» материал может терять до 5 мм на каждый метр высоты. Причиной этого является постепенная усадка, длящаяся годами. Раньше из-за нее специалисты предлагали оставлять фундамент на 1 год, а потом приступать к строительству здания. Сегодня тратить столько времени не нужно, полезнее правильно выполнить армирование и заказать качественную смесь напрямую от производителя.

Следствием карбонизационной усадки являются трещины различного рода (карбонизация – это насыщение какого-либо раствора углекислым газом).

Изменения в цементном камне, которые вызываются его частичным перерождением под действием внешней среды, способствуют развитию карбонизационной усадки.

Карбонизацией, как явлением химической коррозии цементного камня, можно охарактеризовать все явления, связанные с воздействием на цементный камень углекислого газа или агрессивной углекислоты. Явление карбонизации может возникать как самопроизвольно (при реакции компонентов цементного камня с CO_2 , содержащимся в атмосфере или водных растворах), так и искусственно – направленной подачей углекислого газа к бетонным изделиям. Углекислый газ, содержащийся в атмосфере, в присутствии влаги, может вступать в реакцию, как с продуктами гидратации портландцемента, так и с минералами цементного камня. Даже при весьма малых концентрациях CO_2 (парциальное давление паров углекислого газа $3 \cdot 10^{-5}$ МПа).

Наибольшему влиянию карбонизации поддается $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (гидрооксид кальция). При этой реакции объем твердой фазы увеличивается на 12% , за счет образования кальцита.

Увеличение веса, вызванное карбонизацией $\text{Ca}(\text{OH})_2$ сопровождается усадкой цементного камня, поскольку кристаллы $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (портландит) растворяются под действием сжимающих напряжений, вызванных усадкой при высушивании.

Следствием карбонизационной усадки является постепенное перерождение цементного камня. Основные минералы разрушаются, понижается щелочность жидкой фазы, прочностные и деформативные свойства бетона ухудшаются, утрачивается пассивирующее (арматура пассивна, когда не происходит коррозии арматуры) действие щелочной среды цементного камня на арматуру и требуются специальные мероприятия по защите арматуры

9.2.2.2 Набухание

При набухании цементного камня армирующий эффект заполнителей проявляется в возникновении в цементном камне напряжений сжатия, которые уменьшают растягивающие напряжения, вызванные усадкой, и способствуют закрытию трещин, образовавшихся в процессе усадки.

Набухание бетона в 6 ... 10 раз меньше усадки. В этом находит свое отражение частичная необратимость усадки при увлажнении бетона после длительного периода высыхания (во-первых, деформации набухания “постаревшего” бетона на порядок меньше деформаций его усадки в молодом возрасте, и, во-вторых, зависимость усадки бетона от его относительной влажности существенно больше, чем набухания).

Процесс набухания бетона в воде происходит намного быстрее усадки, потому что капиллярный подсос воды идет значительно быстрее, чем диффузия влаги при высыхании бетона. При набухании проникновение воды происходит с поверхности бетона, поэтому объем наружных слоев увеличивается, в то время как внутренний не успевает увеличиться. Это вызывает в наружном слое бетона неопасные сжимающие напряжения.

Процесс набухания бетона в эксплуатируемой плотине можно проследить по изменению деформаций в «конусах».

Чтобы минимизировать последствия усадки/набухания бетона, заранее, еще на стадии **проектирования**, подбирают состав бетона, вычисляют процентный показатель высыхания бетона, вводят специальные добавки или проводят виброуплотнение раствора.

Для контроля деформаций и напряжений в бетоне строящегося и эксплуатируемого сооружения требуются специальные наблюдения, которые предусматриваются проектом, для этого в период строительства

производится установка дистанционной контрольно-измерительной аппаратуры² в тело плотины.

9.3 Наблюдение и контроль

Натурные наблюдения, проводимые в строительный и эксплуатационный периоды, являются одним из существенных средств обеспечения контроля надежности плотины. Наблюдения, проводимые в строительный период, способствуют обеспечению надежности сооружений, так как они направлены на улучшение качества строительства. Наблюдения, проводимые в эксплуатационный период, являются основным средством контроля надежности и долговечности сооружения.

Контроль напряжений в теле плотины осуществляется тензометрическим методом, основанным на пересчете измеренных с помощью тензометров деформаций в напряжения по уравнениям для упруго-ползучего тела. Для получения напряженной деформации из измеренной деформации в тензометрах, установленных группой в бетонном массиве, называемой «розеткой», вычитают деформации, измеренные в ненапряженном образце, именуемом «конусом». Группы разноориентированных тензометров «розетки» и тензометры в «конусах» устанавливаются в контрольных, конструктивно отличных секциях, а также в береговых секциях. Измерительные точки располагают в горизонтальных поперечных створах с шагом 30-40 м по высоте плотины на различном расстоянии от наружных граней.

Ненапряженный образец в бетоне предназначен для измерений величин температурной деформации бетона и усадки, которые учитываются при вычислении упругой составляющей деформации бетона. Образец (конус) выделяется из блока двойной формой, выполненной из листового железа в виде усеченного конуса (рисунок 9.2). Между его стенками закладываются сухие опилки, а внутрь устанавливаются датчики. Податливость железных форм и засыпки исключает распространение в конусе напряжений. В конус устанавливается ПЛДС и датчик температуры.

² Далее КИА

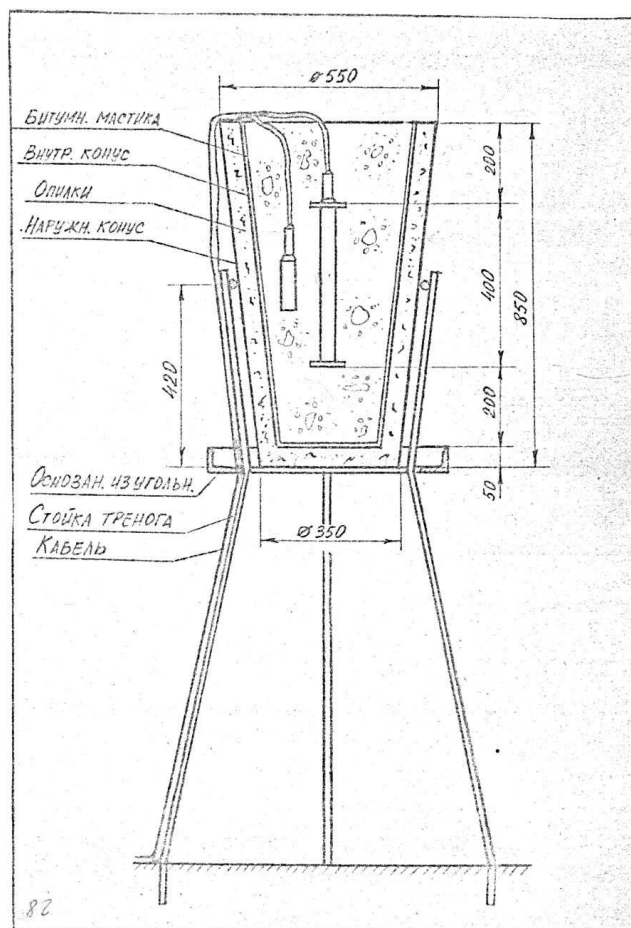


Рисунок 9.2 – Усадочный конус

Преобразователи линейных деформаций применяются для измерения деформаций материалов, возникающих в результате действия напряжений, усадки, температурных факторов и других причин. По измеренным деформациям при известных физико-механических свойствах материала определяются действующие напряжения.

В основе конструкции датчика лежит натянутая струна, частота колебаний которой зависит от ее натяжения, или, что, то же самое, от величины ее относительного удлинения.

На выделенном стомиллиметровом участке струны размещен электромагнит с сердечником, при помощи которого электрическим импульсом в струне вызываются колебательные движения.

Колеблющаяся струна, взаимодействуя с электромагнитом, возбуждает периодически изменяющийся ток, который по проводам воспринимается вторичным измерительным прибором – частотомером.

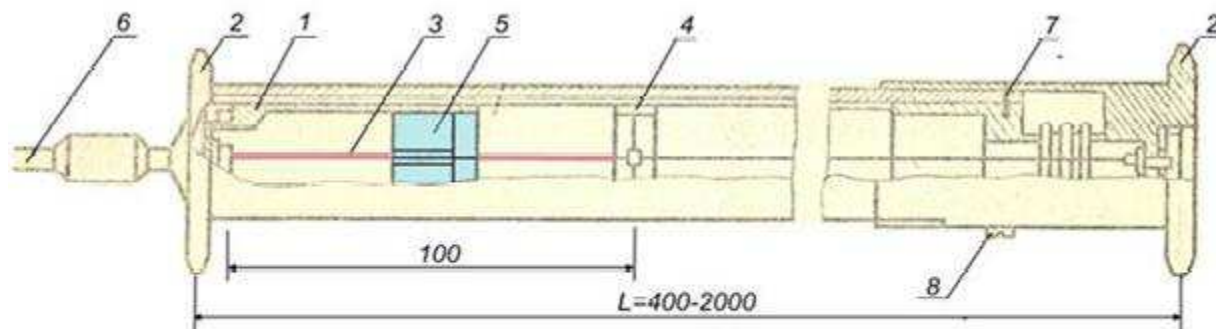
Для каждого вида наблюдений используются свои приборы и аппаратура.

В работе рассматривается плотина высотой 34,4 м, сооружения которой имеют III класс.

При таких данных достаточно использование ПЛДС-400 (рисунок 9.3), ПТС (рисунок 9.4) и при необходимости ПДС (рисунок 9.5).

Деформации в бетоне определяются с помощью преобразователей линейных деформаций (ПЛДС) с базой 400 (в данном случае).

Представляет собой нежесткую конструкцию с телескопической рабочей частью. Струна закреплена в ниппелях у анкеров. Рабочий участок струны длиной 100 мм выделен промежуточной опорой, представляющий собой упругую диафрагму. Посередине этого участка расположен электромагнит, провода от которого выведены на кабель.

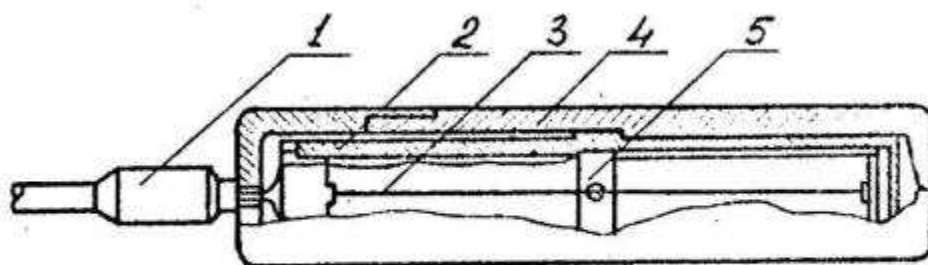


1 - телескопическая трубка, 2 - анкера, 3 - натянутая струна,
4 - промежуточная опора (диафрагма), 5 - электромагнит с сердечником
6 - кабель, 7 - стопорный винт алюминиевый,
8 - стопорный винт транспортный.

Рисунок 9.3 – Конструктивная схема ПЛДС

Температура бетона измеряется термометрами типа ПТС-60 (преобразователь температуры струнный). Диапазон измеряемых температур составляет от -20 до 60°C.

Конструктивно он выполнен из дюралюминиевой гильзы, внутри которой натянута стальная струна. При нагревании дюралюминиевая гильза, получая большие удлинения, натягивает струну, следовательно, при этом увеличивается и частота ее колебаний. Вызов датчика (возбуждение колебательных движений струны) осуществляется при помощи электромагнита, в его же обмотке формируется выходной сигнал. Прибор заключен в стакан, который загерметизирован головкой со штуцером.



1 – штуцер кабеля, 2 – дюралевая гильза, 3 – струна, 4 – корпус датчика, 5 - электромагнит.

Рисунок 9.4 – Конструктивная схема ПЛДС

Поровое **давление** в бетоне регистрируются пьезодинамометрами типа ПДС-10 (преобразователь давления струнный), верхний предел измерения которых составляют 0.3 МПа.

Принцип работы основан на ослаблении гидростатическим давлением натяжения струны, которое поддерживается специальной распорной пружиной, размещенной внутри датчика (рисунок 9.5). Давление воды передается через фильтрующую часть на упругую диафрагму, которая связана со струной. При отсутствии давления струна имеет максимальное натяжение, при увеличении давления диафрагма через плунжер давит на пружину и сжимает ее, что сопровождается уменьшением натяжения струны и частоты ее колебаний.



1 - фильтрующая часть датчика, 2 - диафрагма
3 - струна, 4 - пружина.

Рисунок 9.5 – ПДС в разрезе

9.4 Проектирование Чхалтинской ГЭС

9.4.1 Учет влажностных изменений проектируемой станции

Проектируемая станция находится в Абхазии, где температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98, согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» равна -5°C . Тогда бетон в большей степени подвержен усадке и как следствие возникновению трещин.

Для правильного функционирования и надежности сооружения необходимо правильно подобрать состав бетона и уход за ним в период строительства. Эти меры необходимы для того чтобы в период эксплуатации свести к минимуму изменения объема бетона и как следствие: возникновение деструктивных процессов, таких как набухание и усадка.

Учитывая вышесказанное в данном спецвопросе рассмотрен для Чхалтинской ГЭС в Абхазии более подробно вопрос собственных деформациях бетона.

9.4.2 Период проектирования

Для решения вопроса о собственных деформациях бетона для гидротехнического сооружения, в данном случае плотины Чхалтинской ГЭС на этапе проектирования важно разработать состав бетона, водоцементное

отношение, мероприятия по уходу за бетоном в период строительства и подбор и установку КИИ для отслеживания собственных деформаций бетона плотины в период эксплуатации.

Для наглядного понимания развития возможных напряжений в теле плотины, была построена ее математическая модель (рисунок 9.6) при помощи программного комплекса COSMOS/M.

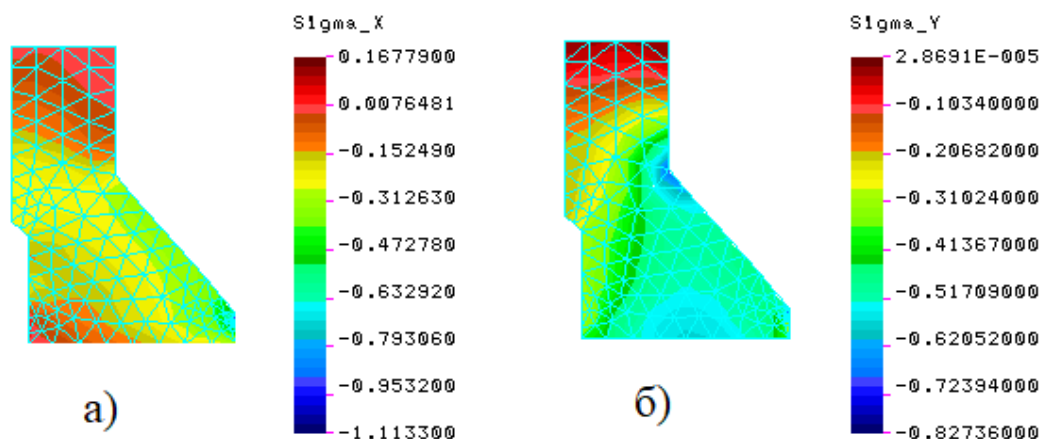


Рисунок 9.6 – Распространение напряжений в теле Чкалтинский плотины: а) распределение напряжений S_x в сечении плотины, б) распределение напряжений S_y в сечении плотины.

Из рисунка 6 видно, что наиболее напряженными зонами профиля плотины является гребень и основание, причем в основном напряжения по обеим осям имеют сжимающий характер. Растягивающие напряжения присущи контакту скала-бетон, а также гребню из-за температурной составляющей.

9.4.3 Подбор класса бетона и его состава

Необходимо определить классы бетона по условиям прочности на сжатие (В5 определен при проектировании гидротехнических сооружений при определении прочности сооружения) и по водонепроницаемости.

Марку бетона по водонепроницаемости назначают в зависимости от градиента напора, определяемого как отношение максимального напора, м, к толщине конструкции (или расстоянию от напорной грани до дренажа), м, и температуры контактирующей с сооружением воды, °С, по таблице 2 с учетом агрессивности воды по СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии».

$$gradH = \frac{H_{\max}}{l_1} = \frac{\Phi ПУ - \nabla_{\text{подошвы}}}{l_1} = \frac{33}{3} = 11 \text{ м.}$$

Температура воды в реке равна 18 °С. Исходя из полученных данных, принимается W8.

С учетом пункта 9.4.1 марка бетона по морозостойкости не требуется.

Состав бетона разрабатывается согласно ГОСТ 27006 «Бетоны. Правила подбора состава бетона» и при использовании руководства по подбору состава тяжелого бетона.

Подбор состава бетона включает: определение номинального состава, расчет и корректировку рабочего состава, расчет и передачу в производство рабочих дозировок.

Для определения номинального состава бетона необходимого для данного сооружения, исходными данными являются:

а) проектную марку бетона к определенному возрасту, требуемую долю марочной прочности к заданному сроку (распалубочную, передаточную прочности), устанавливаемые по ГОСТ 10180-74, а также марки по водонепроницаемости (В), морозостойкости (Мрз), истираемости, коррозионной стойкости и др. с указанием срока достижения требуемых свойств или ограничения значения В/Ц;

б) подвижность (см) или жесткость (с), определяемые по ГОСТ 10181-76;

в) вид и наибольшую крупность заполнителя, число и размеры фракций, на которые будет разделяться заполнитель при приготовлении бетонной смеси;

г) вид и марку цемента при испытании по ГОСТ 310.4-81 «Цементы. Методы определения предела прочности при изгибе и сжатии».

9.4.4 Мероприятия по уходу за бетоном

В целях обеспечения трещиностойкости бетона в контактной зоне применяют некоторые технологические меры, в том числе снижение температуры в блоках во время твердения за счет внутреннего отвода тепла.

Осуществляется это 2 способами – поверхностным и/или трубным.

В зависимости от размеров блоков бетонирования выбирается тип охлаждения.

Приняты блоки бетонирования размерами: высота – 1,5 м, ширина – 10 м, длина – 10 м.

Для высоты блоков бетонирования от 1,0 до 1,6 применяется поверхностное охлаждение.

При поверхностном охлаждении должно обеспечиваться равномерное распределение воды на поверхности бетона с разницей температур не более 3°С-4°С. Сухие места не допускаются.

В жаркие месяцы (май – октябрь) используется полив, а в холодное время года (ноябрь – апрель) - увлажнение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Чхалтинской ГЭС, с плотинной высотой 34,4 м на реке Чхалта, являющейся сооружением III класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 3% и поверочного 0,5% обеспеченности случаев: $Q_{3\%} = 324,0 \text{ м}^3/\text{с.}$, $Q_{0,5\%} = 385,8 \text{ м}^3/\text{с.}$

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность ЧГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 69 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 631,3 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет $0,9 \text{ км}^3$.

Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 441 млн. кВт·ч

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 128,2 м;

расчётный – 124,7 м;

минимальный – 119,1 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет $62,4 \text{ м}^3/\text{с.}$

Выбрана гидротурбина РО170б-В. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 2 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 2,12 м. Для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 375 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-352/110/16 с номинальной мощностью 40,6 МВт.

Конструктивно проектируемая ЧГЭС представляет собой высоконапорную плотинно-деривационную гидроэлектростанцию с обособленным зданием ГЭС (здание ГЭС не входит в состав напорного фронта и находится на расстоянии нескольких километров от напорных сооружений).

ЧГЭС спроектирована по плотинно-деривационной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосливная бетонная плотина головного узла деривации;
- глухие правобережная и левобережная бетонная плотина головного узла деривации;
- водоприёмник шахтного типа;
- деривационный туннель;
- уравнильный резервуар;
- сталежелезобетонные водоводы.

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины головного узла деривации:

- ширина подошвы – 24 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 607 м;
- отметка гребная водослива – 635 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий – 10 м;
- отметка гребня плотины – 641,4 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина ЧГЭС отвечает требованиям надёжности.

Технология гидротехнических работ по возведению сооружений ЧГЭС запроектирована в 3 этапа:

I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

III этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища; наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов; наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

Пропуск строительных расходов, исходя из генплана сооружений и учитывая скальное основание, выполняем через безнапорный строительный туннель, расположенный в правом берегу (с учетом искривления русла реки, что уменьшит длину туннеля).

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Оценка эффективности капиталовложений в такое масштабное производство, как гидроэнергетика показывает, что проект «Чхалтинская ГЭС на реке Чхалта», с установленной мощностью 69 МВт экономически оправдан.

Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 750 месяцев (25 лет), а период окупаемости - 227 месяцев (7,57 лет). Себестоимость э.энергии составляет 0,31 руб/Квт·ч. Удельные капиталовложения 76623,2 руб/Квт.

Оценка рисков в условиях меняющейся экономической обстановки показала, что проект достаточно устойчив в рамках рыночной экономики, поэтому строительство данной электростанции требует благоприятных условий, но в случае их несоблюдения требуется корректировка показателей, что учтено при анализе чувствительности.

Из этого можно сделать вывод, что строительство ЧГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю Александровский А.Ю., Е.Ю Затеева., Б.И Силаев. Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. 114 с.
2. Системный оператор единой энергетической системы: [Электронный ресурс]. 2016. - Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
3. Орахелашвили, Б.М. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию. Саяногорск: СШФ СФУ, 2011. - 28 с.
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций: справочное издание / Л.Ф. Абдурахманов [и др.]; отв. ред. Д.С. Щавелев. - Москва: Энергоатомиздат, 1988. - 400 с.
5. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Москва: Стандартинформ, 2006. - 8 с.
6. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. Москва: «РусГидро», 2012. - 296 с.
7. ОАО Силовые машины: Электронный ресурс. 2014. - Режим доступа: <http://www.power-m.ru>.
8. Кривченко, Г.И. Гидроэлектрические станции / Г.И. Кривченко, В.Я. Карелина. - Москва: Энергоатомиздат, 1987. - 464 с.
9. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. - 541 с.
10. Прошин, А.С. Монтажные краны электростанций / А.С. Прошин. - Москва: Машиностроение, 1973. - 246 с.
11. ГОСТ 534-84 Краны мостовые опорные. Пролеты Москва: ИПК Издательство стандартов, 2010. - 5 с.
12. Бальзанников, М.И. Сооружения деривационной ГЭС: выбор основных параметров и их расчет: учебное пособие/ М.И. Бальзанников, Ю.В. Евдокимов, А.А. Орлова. - Москва: Издательский дом МЭИ, 2007. - 64с.
13. Васильев, Ю.С. Проектирование зданий гидроэлектростанций: учебное пособие / Ю.С. Васильев, Г.А. Петро. - Ленинград: ЛГТУ, 1991. - 79 с.
14. Трепененков, Р.И. Альбом чертежей конструкций и деталей промышленных зданий: учебное пособие для вузов / Р.И. Трепененков. - Москва: Стройиздат, 1980. - 284 с.
15. Методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы «Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла» - СШФ СФУ, 2015. - 72 с.
16. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения: учеб. пособие / Л.Н. Рассказов. Ч.1: учебник для студентов вузов - Москва: Стройиздат, 1996. - 435 с.

17. Кисилев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам / П.Г. Кисилев [и др.] - Москва: Энергия, 1974. - 312 с.
18. Чугаев, Р.Р. Гидротехнические сооружения: Часть 1 Глухие плотины: учебное пособие / Р.Р. Чугаев [и др.] - Москва: Агропромиздат, 1985. - 318 с.
19. СНИП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения/ Госстрой России. - М.: ФГУП ЦПП, 2004. - 24 с.
20. СНИП 2.06.04 - 82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) / Госстрой России. - М.: ФГУП ЦПП, 2004. - 46 с.
21. СНИП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. - М.: Госстрой, 1989. - 30 с.
22. СНИП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004. - 46 с.
23. СНИП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. - М.: Госстрой, 1988. - 51 с.
24. Ветра, топографические данные: :[Электронный ресурс]. 2016. - Режим доступа: <http://energywind.ru>.
25. Гришин, М.М. Гидротехнические сооружения, М.,1962; Замарин Е.А, и Фандеев В.В., Гидротехнические сооружения, 4 изд., М.,1960.
26. Недрига, В.П. Гидротехнические сооружения: справ. Проектировщика / В.П. Недрига [и др.] - Москва: Стройиздат, 1983. - 543 с.
27. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Учебник для вузов. - Москва: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2008 - 467 с.
28. Телешев В.И. Производство гидротехнических работ, часть 1, общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы, М., 2012. - 485 с.
29. Хазиахметов Р.М. Экологические аспекты развития гидроэнергетики - [Электронный ресурс]. 2016. - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru>.
30. СП от 01.07.1985 № 3907” Санитарными правилами проектирования, строительства и эксплуатации водохранилища”, 1985 г. - 98 с.
31. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2000.
32. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО» - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.
33. «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг. (приказ ОАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №62) - Москва, 2012. - 18 с.
34. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5августа 2000г.N117-ФЗ.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А.
ВЭР маловодного года с обеспеченностью годового стока 90 %**

Таблица А.1 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году, зимние сутки.

время	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Напор, м	Nгэс, МВт	Выработка, млн.	Nраб, МВт
	Q быт.	Q испар.	Q лед.	Q ф	Q шт	Q полез.	Q н б	Q вдхр	Q ГЭС	Q хс	Q сп	V нач.	dV	V кон	Z нач.ВБ	Z кон.ВБ	Z ср ВБ	Z НБ				
18	22	0	0	1	0	21	45	23	44	0	15	0,00287	0,000081	0,0028	639,00	638,32	638,7	510,4	126,61	49	0,049	49
19	22	0	0	1	0	21	59	37	58	0	15	0,0028	0,00013	0,0027	638,32	637,20	637,8	510,8	125,07	64	0,064	64
20	22	0	0	1	0	21	52	30	51	0	15	0,0027	0,00011	0,0026	637,20	636,27	636,7	510,6	124,35	56	0,056	56
21	22	0	0	1	0	21	41	19	40	0	15	0,0026	0,00007	0,0025	636,27	635,68	636,0	510,3	124,08	44	0,044	44
22	22	0	0	1	0	21	28	6	27	0	15	0,0025	0,00002	0,0025	635,68	635,49	635,6	509,9	124,29	30	0,030	30
23	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0025	-0,00002	0,0025	635,49	635,71	635,6	509,5	124,91	16	0,016	16
0	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0025	-0,00002	0,0025	635,71	635,93	635,8	509,5	125,13	16	0,016	16
1	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0025	-0,00002	0,0025	635,93	636,14	636,0	509,5	125,35	16	0,016	16
2	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0025	-0,00003	0,0026	636,14	636,36	636,3	509,5	125,57	16	0,016	16
3	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0026	-0,00003	0,0026	636,36	636,58	636,5	509,5	125,78	16	0,016	16
4	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0026	-0,00003	0,0026	636,58	636,80	636,7	509,5	126,00	16	0,016	16
5	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0026	-0,00003	0,0026	636,80	637,01	636,9	509,5	126,22	16	0,016	16
6	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0026	-0,00003	0,0027	637,01	637,23	637,1	509,5	126,44	16	0,016	16
7	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0027	-0,00003	0,0027	637,23	637,45	637,3	509,5	126,66	16	0,016	16
8	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0027	-0,00003	0,0027	637,45	637,67	637,6	509,5	126,88	16	0,016	16
9	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0027	-0,00003	0,0027	637,67	637,88	637,8	509,5	127,10	16	0,016	16
10	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0027	-0,00003	0,0028	637,88	638,10	638,0	509,5	127,31	16	0,016	16
11	22	0	0	1	0	21	26	4	25	0	15	0,0028	0,00001	0,0028	638,10	637,99	638,0	509,8	126,86	28	0,028	28
12	22	0	0	1	0	21	19	-3	18	0	15	0,0028	-0,00001	0,0028	637,99	638,07	638,0	509,6	127,14	21	0,021	21
13	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0028	-0,00003	0,0028	638,07	638,29	638,2	509,5	127,50	16	0,016	16
14	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0028	-0,00003	0,0028	638,29	638,51	638,4	509,5	127,72	16	0,016	16
15	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0028	-0,00003	0,0028	638,51	638,73	638,6	509,5	127,94	16	0,016	16
16	22	0	0	1	0	21	15	-7	14	0	15	0,0028	-0,00003	0,0029	638,73	638,94	638,8	509,5	128,16	16	0,016	16
17	22	0	0	1	0	21	20	-2	19	0	15	0,0029	-0,00001	0,00287	638,94	639,00	639,0	509,7	128,04	22	0,022	22

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б.
ИКН зимних суток**

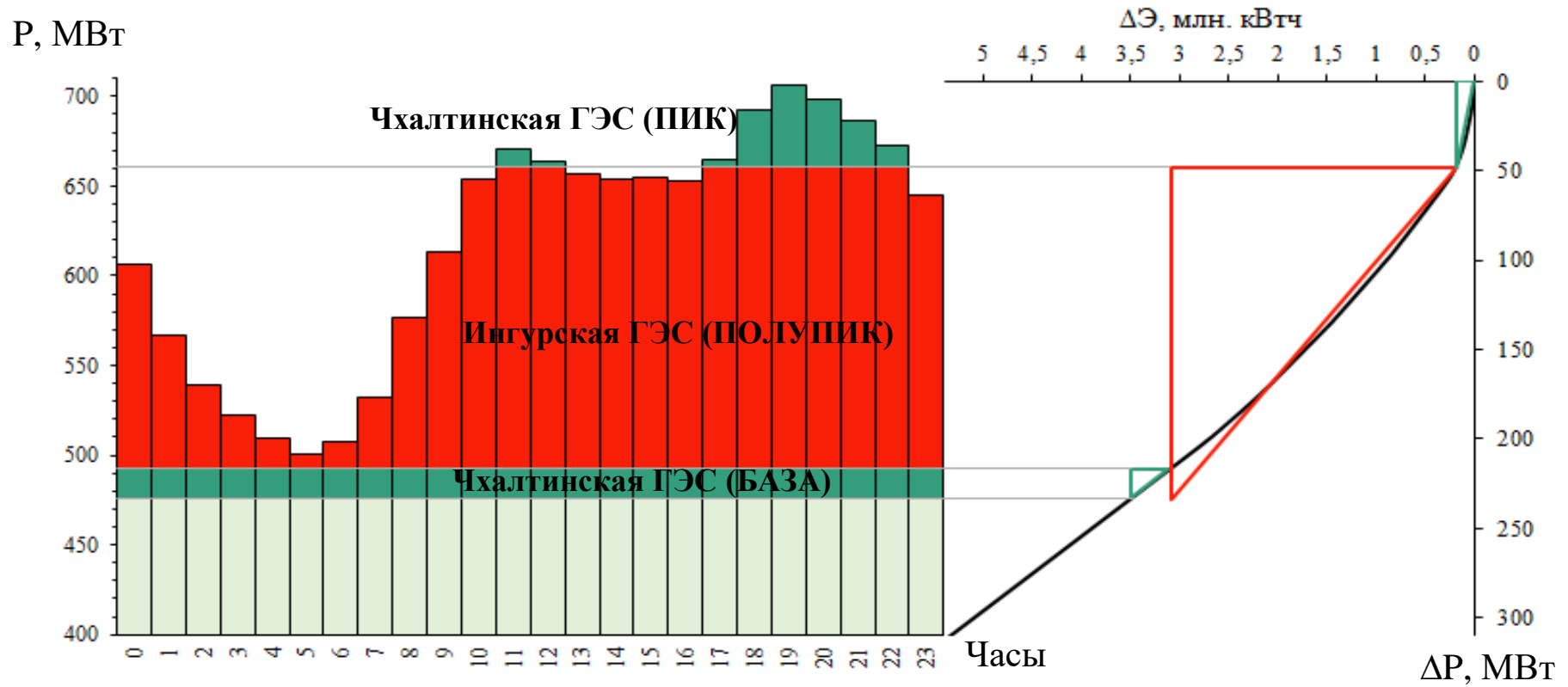


Рисунок Б1 – ИКН зимних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ В.

Универсальная характеристика гидротурбины

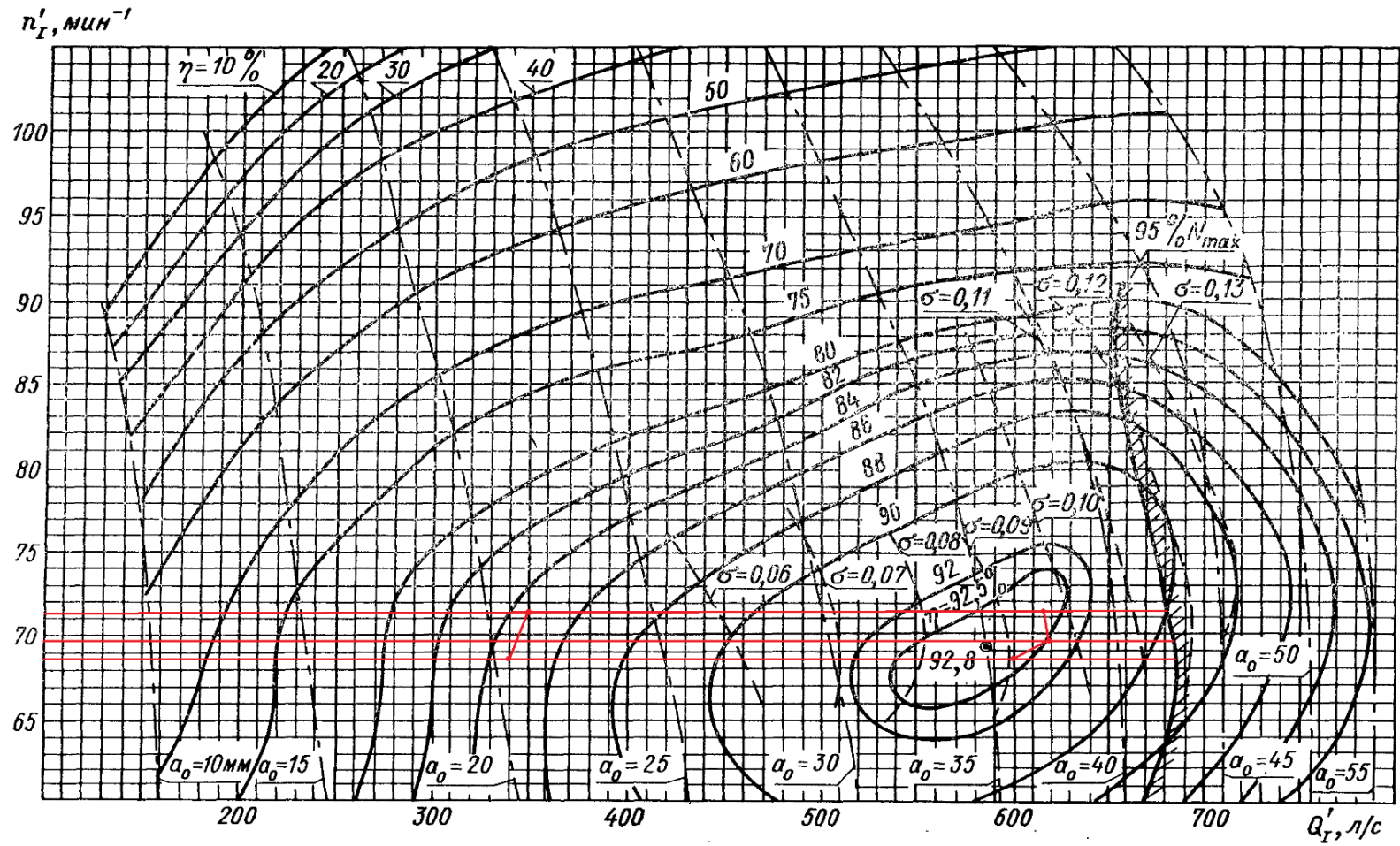


Рисунок В.1 – Зона работы гидротурбины РО1706 – В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г.
Проточная часть гидротурбины

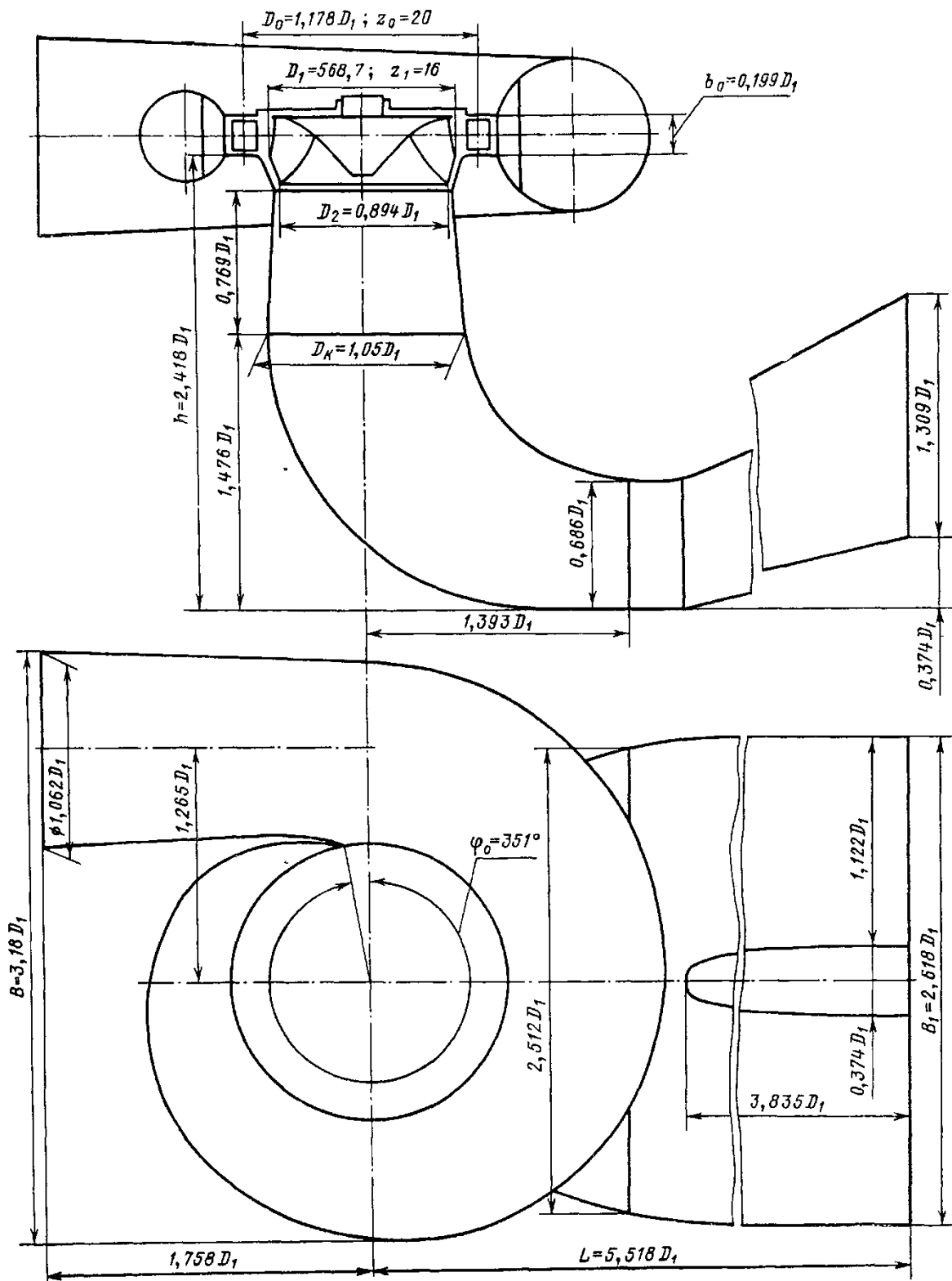


Рисунок Г.1 – Проточная часть гидротурбины PO1706 – В

ПРИЛОЖЕНИЕ Д.
План спиральной камеры

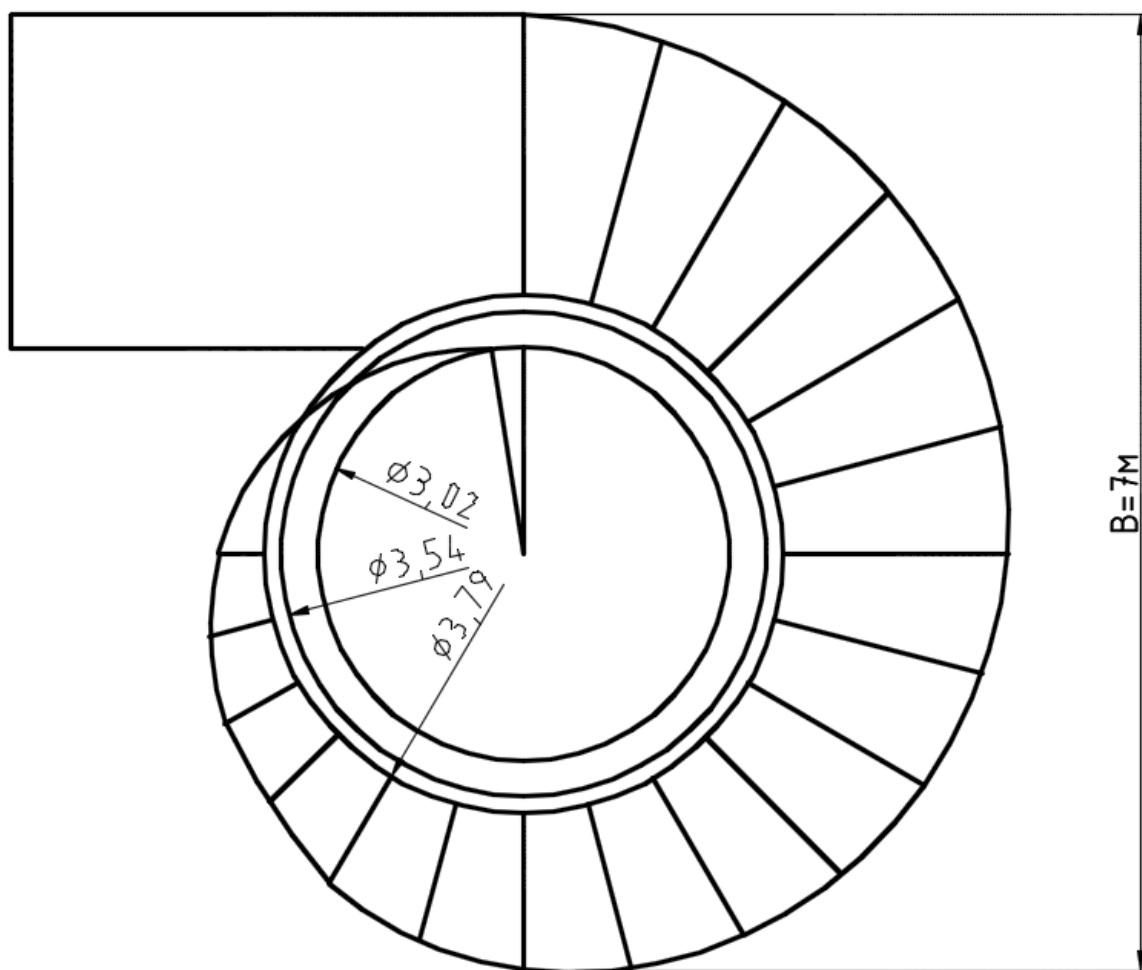


Рисунок Д.1 – План спиральной камеры Чхалтинской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.
Компоновка гидроагрегата

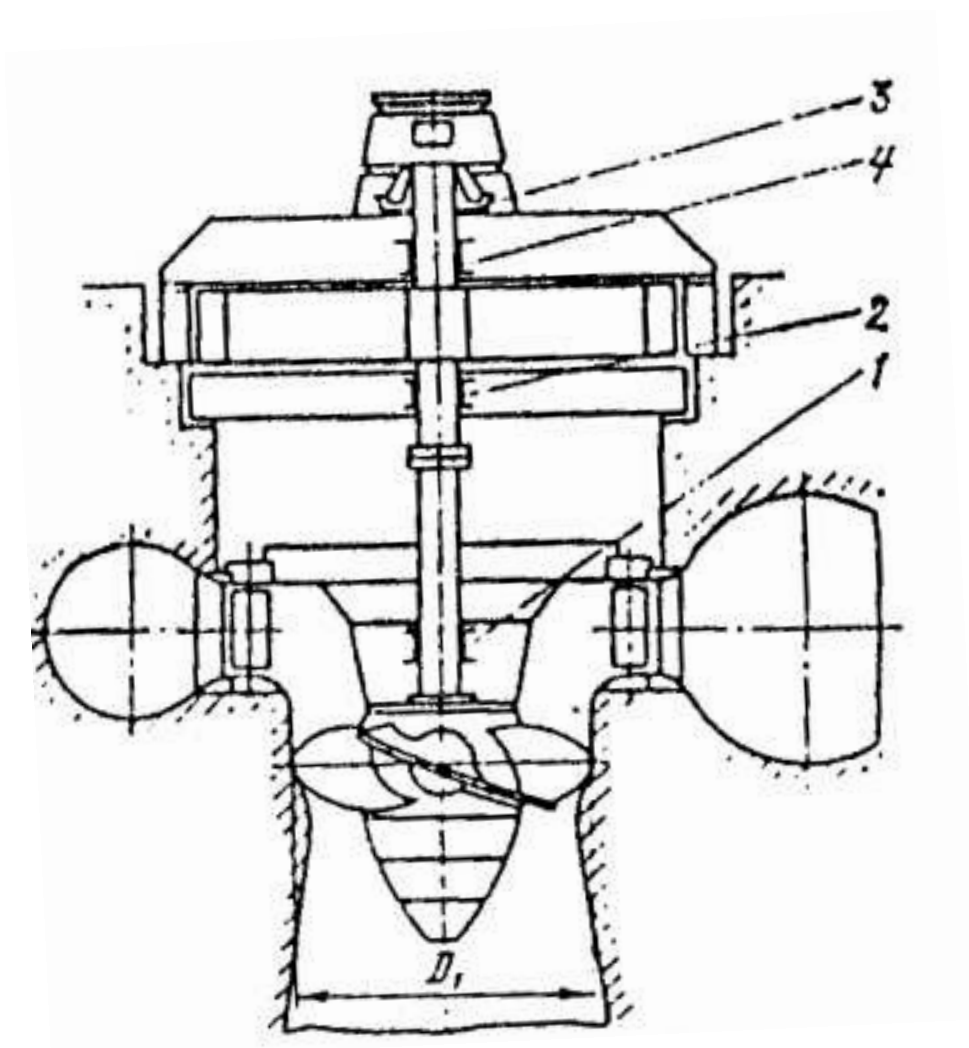


Рисунок Е.1 –Компоновка гидроагрегата с генератором подвесного типа, подпятником на верхней крестовине и тремя радиальными опорами

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А. А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия



«02» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧХАЛТИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧХАЛТА.
СОБСТВЕННЫЕ ДЕФОРМАЦИИ БЕТОНА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ПЛОТИН

тема

Руководитель	 <u>05.07.20</u> подпись, дата	_____	<u>Е.В. Фирищак</u> должность, ученая степень	<u>_____</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 _____ подпись, дата		<u>СБ16-01</u> номер группы	<u>К.В. Багаева</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Чхалтинской ГЭС на реке Чхалта. Собственные деформации бетона при эксплуатации плотин».

Консультанты по разделам:

Консультант

Зайн 28.06.20 В.В. Замеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчеты

Зайн 28.06.20 С.Ю. Замеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Масленникова 02.07.20 А.В. Масленникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Ф.Р. 05.07.20 С.В. Рудницас
подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ

Соколов 02.07.20 Т.Ю. Соколовская
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Зайн 02.07.20 В.В. Замеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Рудницас 02.07.20 В.А. Рудницас
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Купчиха 02.07.20 В.В. Купчихина
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Чабанова 02.07.20 А.А. Чабанова
подпись, дата инициалы, фамилия