

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАМАКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАМАКАН. ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕМОНТА БЕТОННЫХ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Руководитель

подпись, дата

Инженер ПТС Филиала ПАО
«РусГидро» - «Саяно-
Шушенская ГЭС имени П.С.
Непорожнего»
должность

Р.В. Макаренко
ициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

И.А. Векшин
ициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Мамаканской ГЭС на реке Мамакан. Выбор материалов для ремонта бетонных и железобетонных конструкций».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и расчет гидротехнических
сооружений

подпись, дата

инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

подпись, дата

инициалы, фамилия

Мероприятия по охране окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда и противопожарная
безопасность

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические
обоснования

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ МАМАКАНСКОЙ ГЭС.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	13
1.1.4 Сейсмические условия	13
2 Водно-энергетические расчеты расчёты.....	14
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	14
2.2 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы	17
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	20
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	21
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	23
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	25
2.7 Определение рабочей мощности ГЭС	26
2.8 Построение режимного поля	27
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	29
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов	29
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	33
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	34
3.4 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры	35
3.5 Расчет вала на прочность	38
3.6 Расчет подшипника	38
3.7 Выбор маслонапорной установки	40
3.8 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	40
4 Компоновка сооружения и гидроузла	42
4.1 Определение класса сооружения и компоновки гидроузла.....	42
4.2 Определение отметки гребня бетонной плотины.....	42
4.3 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины	44
4.3.1 Определение ширины водосливного фронта.....	44
4.3.2 Определение отметки гребня водослива	46
4.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	47
4.3.4 Расчет сопряжения в нижнем бьефе	48
4.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	48

4.4 Конструирование бетонной плотины.....	50
4.4.1 Разрезка плотины швами.....	50
4.4.2 Быки.....	50
4.4.3 Устои	51
4.4.4 Галереи в теле плотины.....	51
4.4.5 Дренаж тела бетонных плотин	51
4.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины ...	52
4.6 Определение основных нагрузок на плотину. Расчетный случай при НПУ	53
4.6.1 Вес сооружения.....	53
4.6.2 Сила гидростатического давления воды	54
4.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления	55
4.6.4 Сила фильтрационного давления.....	55
4.6.5 Давление грунта	55
4.6.6 Волновое давление.....	55
4.7 Расчёт прочности плотины.....	56
4.7.1 Определение напряжений	56
4.7.2 Критерии прочности плотины	58
4.7.3 Обоснование устойчивости плотины.....	59
5 Организация строительства.....	61
5.1 Разбивка сооружения на этапы возведения.....	61
5.2 I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла	61
5.2.1 Компоновка Мамаканской ГЭС	61
5.2.2 Пропуск строительных расходов I очереди	62
5.2.3 Определение скорости потока в сжатом сечении.....	62
5.2.4 Конструкция перемычек для котлована I очереди	64
5.2.5 Пропуск строительных расходов II очереди	65
5.2.6 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов II очереди через донные отверстия.....	65
5.2.7 Глубина воды над порогом донного отверстия	66
5.2.8 Водоотлив	67
5.2.9 Водопонижение	68
5.2.10 Буровзрывные работы	68
5.2.11 Производство бетонных работ	71
5.2.12 Производство бетонных работ в котловане I очереди	71
5.2.13 Опалубочные работы.....	71
5.2.14 Арматурные работы.....	72
5.2.15 Приготовление бетонной смеси	72
5.2.16 Транспорт бетонной смеси	73
5.3 II этап - Перекрытие русла	74
5.4 III этап – наращивание сооружений до отметок для начала наполнения водохранилища.....	75
5.5 IV этап – наращивание сооружений до проектных отметок, необходимых для пуска первоочередных гидроагрегатов (ГА).....	76

5.6 V этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища для поочередного пуска всех ГА	76
6 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы	78
6.1 Требования по охране труда и технике безопасности для работников Мамаканской ГЭС	78
6.1.1 Основные положения	78
6.1.2 Охрана труда для работников Мамаканской ГЭС	80
6.2 Пожарная безопасность	83
6.3 Охрана природы. Общие положения	85
6.4 Отходы, образующиеся при строительстве	86
7 Технико-экономические показатели	87
7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	87
7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	87
7.3 Налоговые расходы	89
7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	90
7.5 Оценка инвестиционного проекта	91
7.5.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта ..	91
7.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта	92
7.5.3 Бюджетная эффективность	92
7.6 Анализ чувствительности	93
8 Выбор материалов для ремонта бетонных и железобетонных конструкций ..	95
8.1 Основные виды повреждений, дефектов и трещин	95
8.2 Выбор материалов для ремонта бетонных и железобетонных конструкций	98
8.3 Материалы для производства ремонтных ремонтных работ	103
8.4 Инъектирование бетона разрушенных зон гидротехнических сооружений	104
8.4.1 Область применения	104
8.4.2 Материалы для инъектирования	105
8.4.2.1 Смолы	105
8.4.2.2 Полицементные материалы	106
8.4.2.3 Гидроизолирующие составы	106
8.4.3 Плюсы и минусы использования инъекционной гидроизоляции	107
8.4.4 Используемое оборудование и его стоимость	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	111
ПРИЛОЖЕНИЯ А-Г	113-120

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ МАМАКАНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Мамакан;
2. Местонахождение ГЭС Иркутская область;
3. Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 184 м³/с;
 - б) всех турбин 668 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 2327 м³/с;
0,01% 2834 м³/с;
 - г) минимальный 45 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 280,00 м;
ФПУ 283,00 м;
УМО 271,00 м
 - в) объемы:
 - полный 6,15 км³;
 - полезный 2,2 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 42,0 м;
 - б) расчетный 34,5 м;
 - в) минимальный 30,9 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 213 МВт;
 - гарантированная 131 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 0,56 млрд. кВт·ч;
8. Бетонные плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая бетонная 97 м / 60 м;
 - б) водосливная 70 м / 60 м;
 - в) станционная 58 м / 60 м;
 - г) левобережная глухая бетонная 121 м / 60 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов 4 отверстий по 8 м;
 - в) общая длина 47 м;
 - г) максимальная высота 60 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании граниты, гранодиориты;
 - в) тип спиральной камеры бетонная трапецидальная;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов..... 15 м;

11. Основное оборудование:

а) тип турбины ПЛ50-В;

б) тип генератора СВ-808/130-40;

в) мощность генератора 53 МВт;

г) частота вращения 150 об/мин;

12. Технико-экономические показатели:

а) удельные показатели..... 71012,2 руб/кВт;

б) себестоимость энергии 0,26 руб/кВт·ч;

в) срок окупаемости 7,1 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. Наличие доступной для потребления энергии всегда было необходимо для удовлетворения потребностей человека, увеличения продолжительности и улучшения условий его жизни. Самым распространенным видом энергии является электрическая энергия. В настоящее время народное хозяйство стремительно растет, увеличивается число потребителей электрической энергии, тем самым необходимо увеличивать генерирующие мощности, растущая потребность в энергии призывает к реализации немалых мероприятий по увеличению эффективности работы энергетических установок.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях, различного типа. Самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день являются гидравлические.

Одним из основных сооружений гидравлических станций является плотина, которая служит для подпора воды, с последующим преобразованием потенциальной 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.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Мамаканская ГЭС – гидроэлектростанция расположенная на реке Мамакане, в Иркутской области, у поселка Мамакан, в 10 км от города Бодайбо.

Река Мамакан имеет длину 209 км, среднемноголетний сток 5800 км³ и площадь бассейна – 9460 км². Сток р. Мамакан формируется, в основном, талыми и дождовыми водами с преобладанием дождевых. Грунтовое питание сравнительно невелико и играет роль лишь в зимний период. Водный режим реки характеризуется весенне-летним половодьем в мае-июне, частыми дождовыми паводками в летне-осенний период, устойчивой зимней меженью и подъемами уровня воды весной и осенью.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат Иркутской области резкоконтинентальный, с малоснежной зимой, и с обильными осадками летом. Физико-географические условия, значительная территориальная протяженность области, сложность и расчлененность рельефа определяют разнообразие климатических элементов.

На климат Иркутской области оказывают влияние оз.Байкал и ангарские водохранилища. В прилегающих к ним районах зима заметно мягче, а лето прохладнее. Громадная масса воды и площадь этих водоемов сглаживают резкие среднегодовые и среднесуточные перепады. Вблизи байкальского побережья среднегодовая температура имеет положительное значение (до +0,5 °C).

Средняя температура – 1°C

Абсолютный минимум – минус 55°C

Абсолютный максимум – 35°C

Средняя температура июля, самого теплого месяца – 13°C

Средняя температура января, самого холодного месяца – минус 18°C

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Мамакан за период 1948-1997 гг. представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологические данные по реке Мамакан

M	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср. год}$
1	1948	41	12	44	54	290	605	571	226	527	108	82	73	219
2	1949	24	20	115	172	266	310	236	894	238	76	73	70	208
3	1950	60	49	63	146	354	413	246	237	275	126	92	82	170
4	1951	53	11	39	81	281	305	197	216	148	98	103	77	134
5	1952	74	71	96	205	632	484	530	333	238	63	56	28	232
6	1953	69	58	100	133	295	300	207	195	448	54	60	39	163
7	1954	60	56	71	76	261	324	226	217	148	118	98	68	144
8	1955	44	19	20	93	918	498	301	285	248	61	62	29	215
9	1956	37	22	48	94	305	374	300	466	218	58	93	81	175
10	1957	45	9	58	128	290	295	529	222	171	103	94	66	168
11	1958	46	19	46	98	945	476	287	305	294	85	61	34	225
12	1959	80	11	24	94	286	286	197	276	354	128	85	30	154
13	1960	22	20	22	84	251	290	705	222	166	87	51	30	163
14	1961	44	23	119	196	607	479	400	335	298	59	78	63	225
15	1962	38	23	60	197	870	404	360	290	253	90	89	60	228
16	1963	64	53	79	64	315	276	230	550	173	98	53	43	167
17	1964	28	24	50	148	325	925	708	295	303	74	71	26	248
18	1965	68	63	110	108	281	266	198	200	350	104	69	31	154
19	1966	55	45	62	125	274	333	179	174	202	130	96	87	147
20	1967	46	36	127	197	251	256	205	190	207	138	96	84	153
21	1968	26	24	59	131	325	350	392	192	213	79	65	56	159
22	1969	45	25	61	123	335	246	211	212	635	101	85	32	176
23	1970	21	13	27	92	359	345	203	323	253	94	59	57	154
24	1971	36	12	26	79	305	315	443	192	310	110	81	55	164
25	1972	41	29	87	123	653	1126	301	288	243	84	63	58	258
26	1973	43	28	29	50	286	330	881	231	295	100	56	49	198
27	1974	33	28	52	61	345	443	193	364	162	84	50	47	155
28	1975	15	12	57	113	258	335	354	222	192	89	53	32	144
29	1976	72	38	58	76	281	256	203	212	724	99	74	53	179
30	1977	42	69	75	148	463	463	399	241	177	67	48	42	186
31	1978	34	25	38	81	310	266	198	571	167	89	74	50	159
32	1979	77	75	83	114	643	423	325	288	207	72	71	50	202
33	1980	57	51	59	130	241	325	246	251	212	79	73	48	148
34	1981	48	18	31	98	847	502	310	492	202	73	43	33	225
35	1982	43	41	54	74	276	340	203	261	891	81	70	52	199

Продолжение таблицы 1.1

M	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} год
36	1983	56	50	63	54	315	315	315	281	192	158	69	45	159
37	1984	42	27	57	118	236	276	201	331	187	61	49	45	136
38	1985	18	9	34	73	295	1220	290	290	218	91	68	32	220
39	1986	36	17	67	66	315	389	212	271	167	74	108	98	152
40	1987	50	14	21	119	658	620	315	660	238	93	67	54	242
41	1988	19	10	32	74	310	286	266	207	276	147	118	89	154
42	1989	43	20	105	101	325	310	300	300	222	150	51	34	172
43	1990	48	18	51	59	840	1034	194	205	158	93	62	39	233
44	1991	32	12	19	84	300	443	1003	310	223	69	65	46	217
45	1992	51	45	57	108	271	295	202	202	1034	104	52	35	205
46	1993	41	33	123	70	305	276	305	182	153	118	128	105	153
47	1994	30	13	55	118	281	551	222	1112	148	60	60	51	225
48	1995	71	16	37	69	448	305	192	236	236	92	56	38	150
49	1996	17	8	56	64	300	955	772	305	148	87	61	32	234
50	1997	31	22	92	118	335	300	312	217	217	64	58	42	159
Q _{ср.мес}		44	29	60	106	395,16	431	336	312	279	92	72	52	184

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, 1.3 и на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа			
z _{вб} , м	V, км ³	z _{расч} , м	Δ
236	0	236,00	0,00
246,4	1	246,40	0,00
258	2,21	258,00	0,00
268	3,43	268,00	0,00
272	4,1	272,00	0,00
275,6	4,91	275,60	0,00
280	6,15	280,00	0,00

Таблица 1.3 – Координаты кривых связи нижнего бьефа

Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа							
зимняя				летняя			
znб, м	Q, м ³ /с	zрасч, м	Δ	znб, м	Q, м ³ /с	zрасч, м	Δ
225	0	225,01	0,01	225	0	225,00	0,00
228,5	230	228,49	-0,01	228,5	184	228,49	-0,01
231	409	230,99	-0,01	231	327	231,00	0,00
233	619	233,01	0,01	233	495	233,01	0,01
235	865	235,00	0,00	235	692	235,00	0,00
237	1171	236,99	-0,01	237	937	236,99	-0,01
239	1611	239,01	0,01	239	1289	239,01	0,01
240,7	2317	240,69	-0,01	240,7	1854	240,70	0,00
241,5	2834	241,50	0,00	241,5	2267	241,50	0,00

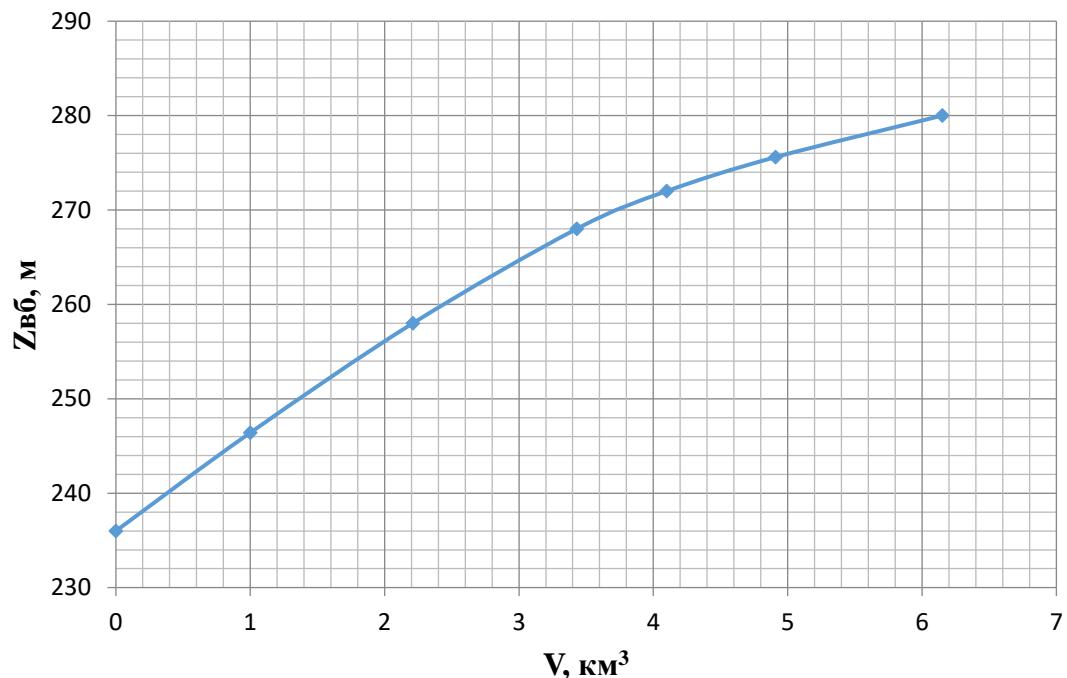


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

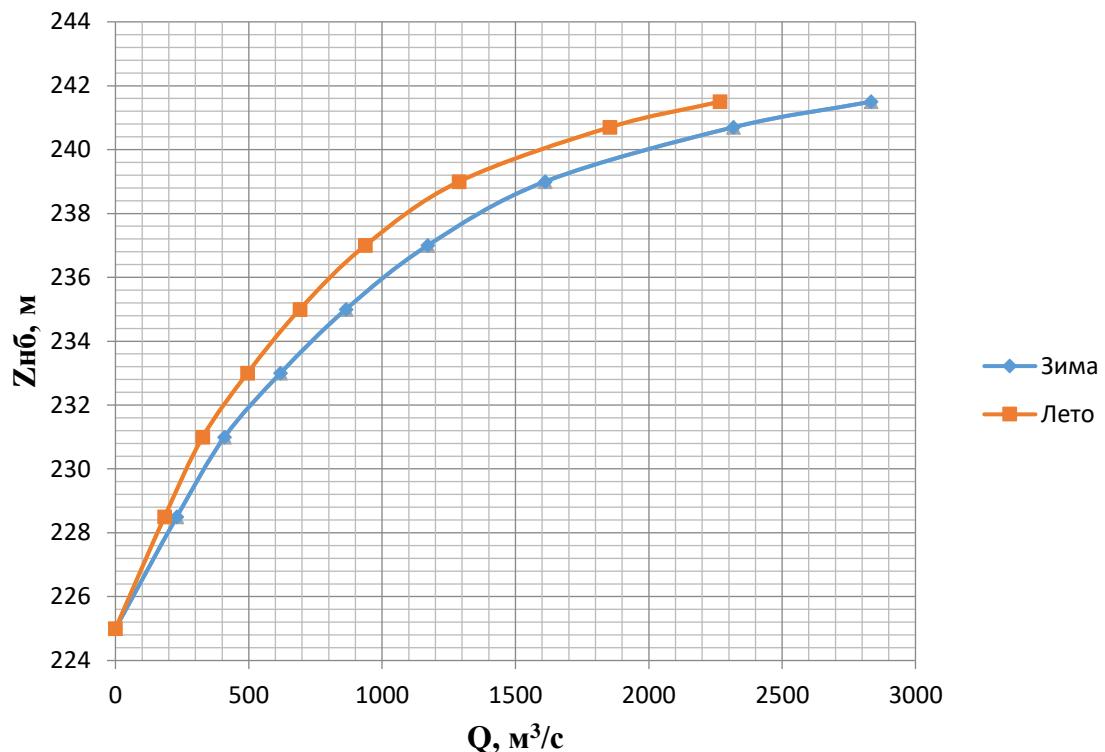


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Основание Мамаканской ГЭС сложено гранодиоритами.

1.1.4 Сейсмические условия

По территории области проходит Байкальская рифтовая зона, что обуславливает высокую сейсмичность региона. В Иркутской области происходило несколько крупных землетрясений — в 1862, 1959 и 2008 годах. В среднем каждые 15 лет в Иркутской области регистрируется землетрясение силой до 6 баллов. Сейсмические условия в Иркутской области представлены в СП 14.13330.2018. По СП для грунтов района строительства Мамаканской ГЭС расчетная сейсмичность площадки при сейсмичности района равна 7-8 баллов.

2 Водно-энергетические расчеты расчёты

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

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов [1] необходимо разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. К периоду половодья относятся V-IX месяцы; к периоду межени относятся X.XI, XII, I, II, III, IV месяцы.

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год, в период межени и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам рассчитываются расходы разной обеспеченности по формуле:

$$p(m) = \frac{m+0,3}{n+0,4} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

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

n – общее число членов ряда.

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

Ранжируем среднегодовые расходы, определяем обеспеченность, выделяем базовые маловодные и средневодные годы в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Проранжированные данные в порядке убывания

P, %	Годы	Qсред, м ³ /с	Годы	Qсред.полов., м ³ /с	Годы	Qсред.межен., м ³ /с
2	1972	258	1972	522	1967	103
4	1964	248	1964	511	1950	88
6	1987	242	1987	498	1993	88
8	1996	234	1996	496	1966	86
10	1990	233	1990	486	1952	85
12	1952	232	1981	471	1961	83
14	1962	228	1994	463	1962	80
16	1958	225	1985	463	1965	79
18	1961	225	1958	461	1949	79
20	1981	225	1991	456	1954	78
22	1994	225	1955	450	1979	77
24	1985	220	1948	444	1953	73
25	1948	219	1952	443	1989	72
27	1991	217	1962	435	1957	72
29	1955	215	1961	424	1980	71

Продолжение таблицы 2.1

P, %	Годы	Qсред, м ³ /с	Годы	Qсред.полов, м ³ /с	Годы	Qсред.межен, м ³ /с
31	1949	208	1973	405	1983	71
33	1992	205	1992	401	1977	70
35	1979	202	1982	394	1988	70
37	1982	199	1949	389	1972	69
39	1973	198	1979	377	1969	67
41	1977	186	1977	349	1976	67
43	1976	179	1976	335	1986	67
45	1969	176	1956	333	1951	66
47	1956	175	1969	328	1963	65
49	1989	172	1960	327	1959	65
51	1950	170	1971	313	1992	65
53	1957	168	1963	309	1968	63
55	1963	167	1950	305	1956	62
57	1971	164	1978	302	1997	61
59	1953	163	1957	301	1964	60
61	1960	163	1974	301	1987	60
63	1968	159	1970	297	1982	59
65	1978	159	1968	294	1948	59
67	1983	159	1989	291	1971	57
69	1997	159	1953	289	1984	57
71	1974	155	1983	284	1978	56
73	1959	154	1995	283	1958	56
75	1965	154	1959	280	1994	55
76	1970	154	1997	276	1995	54
78	1988	154	1975	272	1975	53
80	1967	153	1986	271	1990	53
82	1993	153	1988	269	1970	52
84	1986	152	1965	259	1973	51
86	1995	150	1980	255	1974	51
88	1980	148	1984	246	1981	49
90	1966	147	1993	244	1955	47
92	1954	144	1954	235	1991	47
94	1975	144	1966	232	1985	46
96	1984	136	1951	229	1996	46
98	1951	134	1967	222	1960	45

Для 50% обеспеченности на кривых обеспеченности присутствует конкретный год 1971/1950 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Результаты приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Коэффициенты приведения по межени и половодью

P=50%		
1971	Kм	0,731
	Kп	1,026
1950	Kм	0,941
	Kп	1,026

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1971 г.

Для обеспеченности 90% соответствует 1993/1966 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Результаты приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Коэффициенты приведения по межени половодью

P=90%		
1993	Kм	0,547
	Kп	1,051
1966	Kм	0,847
	Kп	1,081

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1993 г.

Умножая месяцы, относящиеся к половодью на K_p , а месяцы, относящиеся к межени на K_m приводим средневодный год к типичному. Расход каждого месяца маловодного года должен быть меньше или равен расходу соответствующего средневодного месяца. Если условие не выполняется, то производится корректировка. В таблице 2.4 расчетные средневодный и маловодный года. Гидрограф представлен на рисунке 2.1.

Таблица 2.4 – Средневодный и маловодный года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср
$Q_{50\%}$, m^3/c	56	46	59	137	363	424	252	243	282	119	87	77	179
$Q_{90\%}$, m^3/c	47	38	53	106	296	360	193	188	218	110	81	74	147

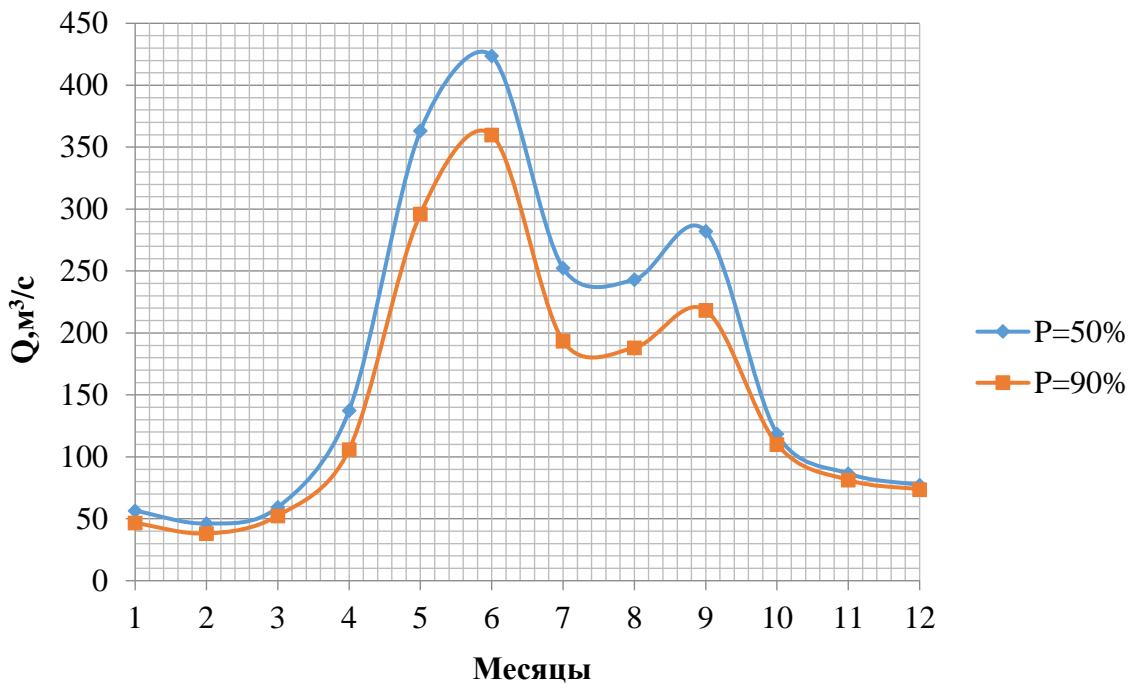


Рисунок 2.1 - Гидрографы средневодного и маловодного годов

2.2 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы

Отношение годовой выработки ОДУ к годовой выработке РДУ:

$$K = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{206,88}{49,32} = 4,2; \quad (2.2)$$

Используя сайт системного оператора [3], выберем один зимний день(27.12.16), один летний(28.06.16), учитывая что это будут не выходные или праздничные дни, и составим таблицу мощностей потребления ОДУ и РДУ (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Данные для построения суточных графиков нагрузки

ОДУ	Рзима	Рлето	РДУ	Рзима	Рлето	K
0	27003	20450	0	6429	4869	4,2
1	26317	19428	1	6266	4626	4,2
2	25837	18754	2	6152	4465	4,2
3	25471	18410	3	6065	4383	4,2
4	25348	18339	4	6035	4366	4,2
5	25253	18180	5	6013	4329	4,2
6	25692	18250	6	6117	4345	4,2
7	26502	18629	7	6310	4435	4,2
8	27486	19355	8	6544	4608	4,2
9	28086	20143	9	6687	4796	4,2

Продолжение таблицы 2.5

ОДУ	Рзима	Рлето	РДУ	Рзима	Рлето	К
10	28725	20957	10	6839	4990	4,2
11	28919	21437	11	6885	5104	4,2
12	28775	21518	12	6851	5123	4,2
13	28399	21401	13	6762	5095	4,2
14	28221	21275	14	6719	5065	4,2
15	28064	21218	15	6682	5052	4,2
16	27969	21244	16	6659	5058	4,2
17	28163	21186	17	6705	5044	4,2
18	28462	21252	18	6777	5060	4,2
19	29058	21176	19	6919	5042	4,2
20	28850	21017	20	6869	5004	4,2
21	28467	20859	21	6778	4966	4,2
22	28062	20935	22	6681	4985	4,2
23	27563	21106	23	6563	5025	4,2

Для рассчитанных суточных графиков нагрузки строим интегральные кривые нагрузки (ИКН), следующим образом: располагаем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, определяем временные интервалы этих зон и определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчеты представлены в таблицах 2.6 – 2.7.

Таблица 2.6 – Данные для построения ИКН зимнего суточного графика нагрузки

t, ч	P, МВт	P _i , МВт	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ МВт·ч	P _{корд} , МВт	Э _{корд} , млн·кВт·ч
0	6429	6918	33	1	33	33	0,033
1	6266	6885	16	2	32	49	0,065
2	6152	6869	18	3	54	67	0,119
3	6065	6851	12	4	48	79	0,167
4	6035	6839	62	5	310	141	0,477
5	6013	6777	1	6	6	142	0,483
6	6117	6776	15	7	105	157	0,588
7	6310	6761	42	8	336	199	0,924
8	6544	6719	14	9	126	213	1,05
9	6687	6705	18	10	180	231	1,23
10	6839	6687	6	11	66	237	1,296
11	6885	6681	0	12	0	237	1,296
12	6851	6681	22	13	286	259	1,582
13	6762	6659	97	14	1358	356	2,94

Продолжение таблицы 2.6

t, ч	P, МВт	P _i , МВт	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ МВт·ч	P _{корд} , МВт	Э _{корд} , млн·кВт·ч
14	6719	6562	18	15	270	374	3,21
15	6682	6544	115	16	1840	489	5,05
16	6659	6429	119	17	2023	608	7,073
17	6705	6310	45	18	810	653	7,883
18	6777	6265	114	19	2166	767	10,049
19	6919	6151	34	20	680	801	10,729
20	6869	6117	53	21	1113	854	11,842
21	6778	6064	29	22	638	883	12,48
22	6681	6035	23	23	529	906	13,009
23	6563	6012	6012	24	144288	6918	157,297

Таблица 2.7 – Данные для построения ИКН летнего суточного графика нагрузки

t, ч	P, МВт	P _i , МВт	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ МВт·ч	P _{корд} , МВт	Э _{корд} , млн·кВт·ч
0	4869	5123	19	1	19	19	0,019
1	4626	5104	9	2	18	28	0,037
2	4465	5095	30	3	90	58	0,127
3	4383	5065	5	4	20	63	0,147
4	4366	5060	2	5	10	65	0,157
5	4329	5058	7	6	42	72	0,199
6	4345	5051	7	7	49	79	0,248
7	4435	5044	3	8	24	82	0,272
8	4608	5041	16	9	144	98	0,416
9	4796	5025	21	10	210	119	0,626
10	4990	5004	15	11	165	134	0,791
11	5104	4989	5	12	60	139	0,851
12	5123	4984	18	13	234	157	1,085
13	5095	4966	97	14	1358	254	2,443
14	5065	4869	74	15	1110	328	3,553
15	5052	4795	170	16	2720	498	6,273
16	5058	4625	17	17	289	515	6,562
17	5044	4608	143	18	2574	658	9,136
18	5060	4465	30	19	570	688	9,706
19	5042	4435	52	20	1040	740	10,746
20	5004	4383	17	21	357	757	11,103
21	4966	4366	21	22	462	778	11,565
22	4985	4345	17	23	391	795	11,956
23	5025	4328	4328	24	103872	5123	115,828

Интегральные кривые нагрузки для зимнего и летнего периода представлены в приложении А (рисунок А.1, А.2).

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы по данным таблиц 2.8 и 2.9. Годовой график среднемесячных нагрузок представлен на рисунке 2.2.

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ) \cdot \pi)/180; \quad (2.3)$$

где t – порядковый номер месяца в году; a , b , – коэффициенты, которые определяются по формулам:

$$a = \frac{P_{зим} + P_{лет}}{2} = 6021; \quad (2.4)$$

$$b = \frac{P_{зим} - P_{лет}}{2} = 898. \quad (2.5)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем аналогично по предыдущим формулам:

$$a = 5691;$$

$$b = 868.$$

Таблица 2.8 – Годовые максимальные нагрузки

Месяц	a	b	P_{max} , МВт
1			6888
2			6656
3			6254
4			5789
5			5387
6			5154
7			5154
8			5385
9			5787
10			6251
11			6654
12			6887

Таблица 2.9 – Годовые среднемесячные нагрузки

Месяц	a	b	P сред, МВт
1	5691	864	6526
2			6302
3			5915
4			5468
5			5080
6			4856
7	5691	864	4856
8			5078
9			5465
10			5912
11			6300
12			6524

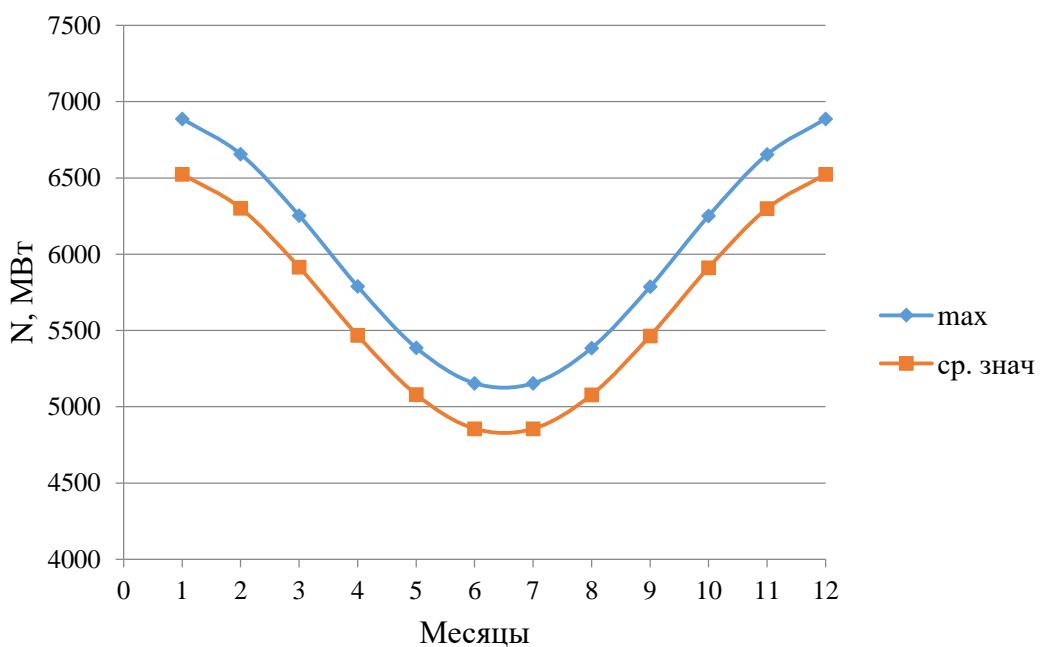


Рисунок 2.2 – Годовой график среднемесячных нагрузок

2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Основной задачей водоэнергетического расчёта является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции. Исходные данные в таблицах 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10 – Исходные данные: потери расхода Q

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт	16	23	26	103	315	354	233	215	200	148	68	58
Qисп	0	0	0	1	6	7	5	2	2	0,7	0	0
Qледобор	0,3	0,2	0,3	-2,8	-1,0	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,3
Qфильтр	0,1	0,1	0,1	0,5	1,6	1,8	1,2	1,1	1,0	0,7	0,3	0,3
Σпотерь	0,4	0,3	0,4	-1,3	6,9	8,2	5,8	3,2	3,0	1,5	1,7	2,6

Таблица 2.11 – Исходные данные: требования ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт	16	23	26	103	315	354	233	215	200	148	68	58
QBХК'	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7
QBХК''	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98

$$Q_{\text{Пол}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{пот}}; \quad (2.6)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{Пол}} + Q_{\Phi}; \quad (2.7)$$

$$Z_{\text{ВБ}} = Z_{\text{НПУ}}; \quad (2.8)$$

$$Z_{\text{НБ}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}); \quad (2.9)$$

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.10)$$

где Δh - потери напора, равные 1,0 м;

$$N_{\text{быт}} = k \cdot 9,81 \cdot Q_{\text{Пол}} \cdot H; , \quad (2.11)$$

$$N_{\text{ВХК}} = k \cdot 9,81 \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H; \quad (2.12)$$

где k – коэффициент мощности, равный 0,88;

Определяем положение линии гарантированной мощности проектируемой ГЭС на годовом графике среднемесячных нагрузок. Результаты расчета таблица 2.12.

Таблица 2.12 – Расчет режимов работы ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Zвб, м	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Zнб, м	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
H, м	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Nпол.быт, МВт	15,6	22,7	25,6	104,3	308,1	345,9	227,2	211,8	197,0	146,5	66,3	55,4
Nбыт, МВт	6	9	10	39	106	118	80	75	70	53	25	21
Nвхк, МВт	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7
Nбыт-Nвхк	53,30	53,30	53,30	53,51	53,51	53,51	53,51	53,51	53,51	53,51	53,30	53,3

Построим годовой график среднемесячных нагрузок с учетом всех проведенных расчетов (рис. 2.3).

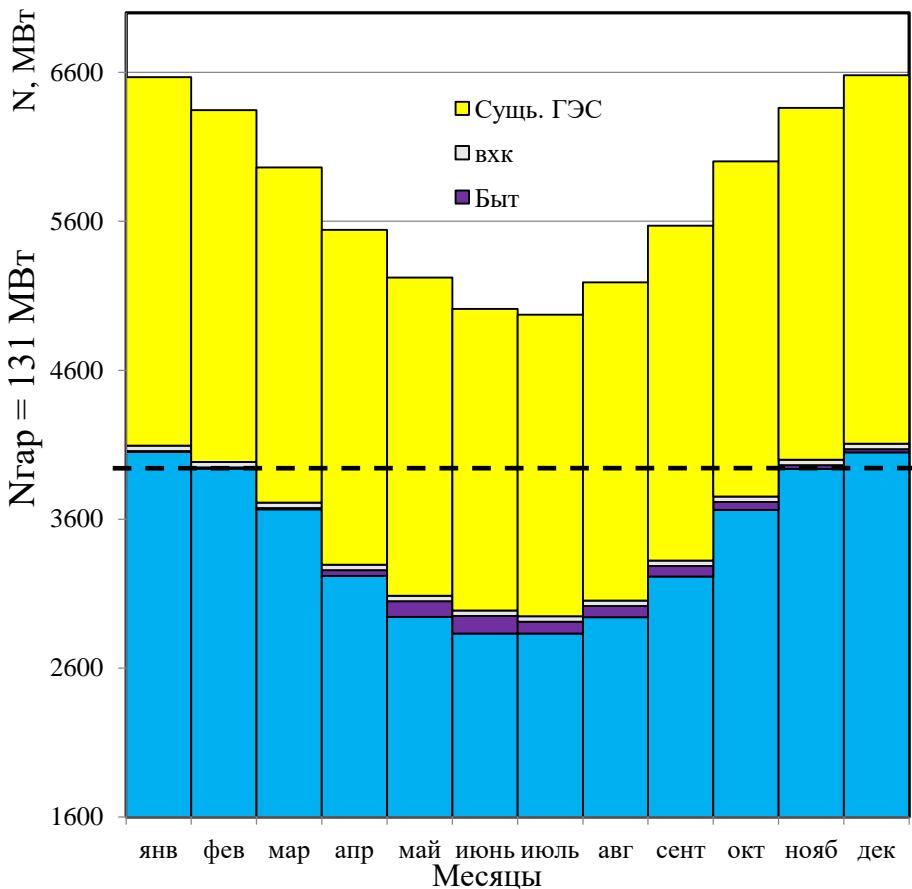


Рисунок 2.3 – Баланс энергии Мамаканской ГЭС

Теперь стало возможным определение мощностей, с которыми проектируемая ГЭС должна работать в заданной энергосистеме. Все месяцы, лежащие выше линии гарантированной мощности и не пересекающие $N_{ВХК}$ будут работать по гарантированной мощности, оставшиеся месяцы будут работать с мощностью, обеспечивающей расход ВХК.

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Исходными данными являются:

- гидрограф маловодного года;
- потери воды из водохранилища;
- требования ВХК;
- кривые зависимости объема водохранилища от отметки верхнего бьефа;
- кривые зависимости отметки нижнего бьефа от расхода;

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено $\nabla НПУ = 280$ (м).

Полезный расход есть полный бытовой расход за вычетом потерь из водохранилища:

$$Q_t^{\text{пол}} = Q_t^{\text{быт}} - Q_t^{\phi} - Q_t^{\text{и}} - Q_t^{\text{л}}, \quad (2.13)$$

где $Q_t^{\text{быт}}$ – бытовой расход;

$Q_t^{\phi}, Q_t^{\text{и}}, Q_t^{\text{л}}$ – потери на фильтрацию, испарение, льдообразование соответственно.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_t^{\text{ГЭС}} = Q_t^{\text{пол}} - Q_t^{\text{вых}} \quad (2.14)$$

где $Q_t^{\text{пол}}$ – полезный расход;

$Q_t^{\text{вых}}$ – расход воды из водохранилища.

Величиной $Q_t^{\text{вых}}$ варьируем для достижения нужной мощности. Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_t^{\text{НБ}} = Q_t^{\text{ГЭС}} + Q_t^{\phi} \quad (2.15)$$

где $Q_t^{\text{ГЭС}}$ – расход через турбины ГЭС.

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V_t = Q_t^{\text{вых}} \cdot t \quad (2.16)$$

где $Q_t^{\text{вых}}$ – расход воды из водохранилища;

t – число секунд в месяце.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H_t = z_t^{\text{ВБ}} - z_t^{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.17)$$

где $z_t^{\text{ВБ}}$ – среднее значение отметки ВБ;

$z_t^{\text{НБ}}$ – отметка НБ;

Мощность станции определяем по формуле:

$$N_t = k_N \cdot Q_t^{\text{ГЭС}} \cdot H_t, \quad (2.18)$$

где k_N – коэффициент мощности из исходных данных;

Водно-энергетический расчет режима работы Мамаканской ГЭС в маловодном году представлен в приложении А (таблица А.1).

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Исходными данными являются:

- гидрограф средневодного года;
- потери воды из водохранилища;
- требования ВХК;
- кривые зависимости объема водохранилища от отметки верхнего бьефа;
- кривые зависимости отметки нижнего бьефа от расхода;

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено $\nabla\text{НПУ} = 280$ (м).

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объема воды в водохранилище по кривой связи.

Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ, исходя из известного расхода в НБ.

Расчетные формулы для сработки-наполнения водохранилища в средневодном году (50% обеспеченности) представлены в пункте 2.5.

Результаты расчётов сведены в таблицу А.2 приложение А.

По результатам расчетов представим сработки-наполнения водохранилищ маловодного (90% обеспеченности) и средневодного (50% обеспеченности) лет на одном графике (рис. 2.4).

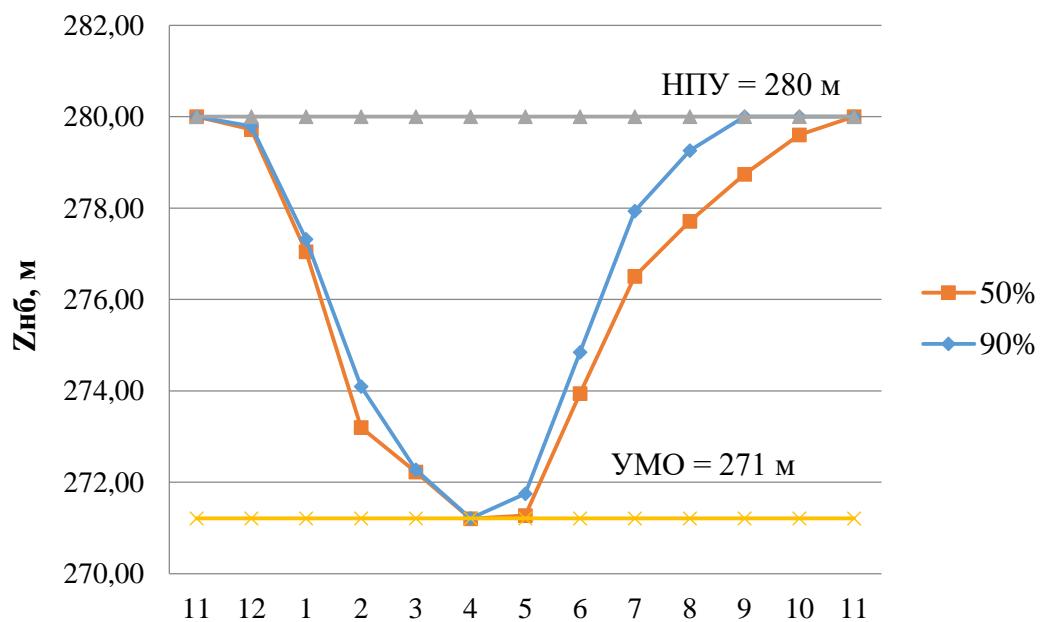


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища

2.7 Определение рабочей мощности ГЭС

Рабочая мощность ГЭС определяется в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

Строим ИКН для 6 месяцев, начиная с января, т.к. график симметричен. Вписываем существующие ГЭС с их выработкой и рабочей мощностью (таблица 2.13).

Таблица 2.13 – Мощность существующих ГЭС

Месяц, t	Мощность, МВт
Январь	185
Февраль	178
Март	164
Апрель	156
Май	142
Июнь	133

Остальные месяцы строятся симметрично.

Результаты расчетов представлены в приложении А (таблица А.3).

График баланса мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.5.

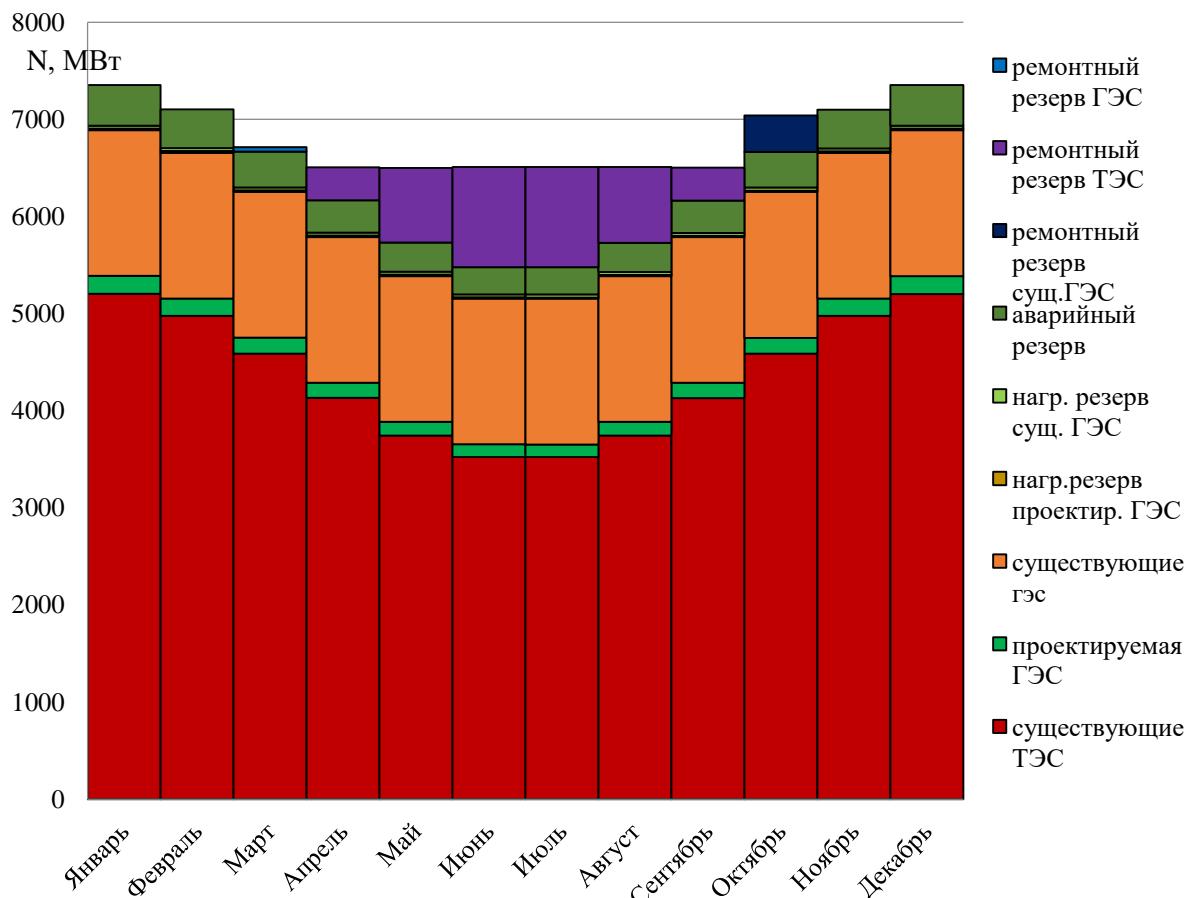


Рисунок 2.5 – Баланс мощности энергосистемы

2.8 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (2.19)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 280$ (м), для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 271$ (м);

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

Δh – потери напора в подводящих сооружениях.

Линия расчётного напора считается по предыдущей формуле, где $\nabla ВБ$ будет являться средняя $\nabla ВБ$ января графика сработки-наполнения водохранилища маловодного года.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса Q_{min} .

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{ycm}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}; \quad (2.20)$$

где N_{ycm} – установленная мощность проектируемой ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

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

Уравнение линии пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}; \quad (2.21)$$

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

$H_{ГЭС}$ – напор ГЭС;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора. Результаты расчета представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Данные для построения режимного поля

Кривая связи НБ для зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по генератору		Линия ограничения по турбине	
$Q_{НБ}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}$, м	H_{\max} , м	H_{\min} , м	$H_{ср}$, м	H , м	Q , $\text{м}^3/\text{с}$	H , м	Q , $\text{м}^3/\text{с}$
405	241,5	37,5	29,5	34,0	39,5	100	36	405
348	241,0	38,0	30,0	34,5	37,5	145	34,5	375
256	240,0	39,0	31,0	35,5	35,5	190	33	345
186	239,0	40,0	32,0	36,5	33,5	235	31,5	315
136	238,0	41,0	33,0	37,5		280	30	285
97	237,0	42,0	34,0	38,5		325		255
64	236,0	43,0	35,0	39,5		370		225
36	235,0	44,0	36,0	40,5		415		195
0	233,5	45,5	37,5	42,0		460		165

По данным таблицы 2.14 строится режимное поле проектируемой станции (рис. 2.6).

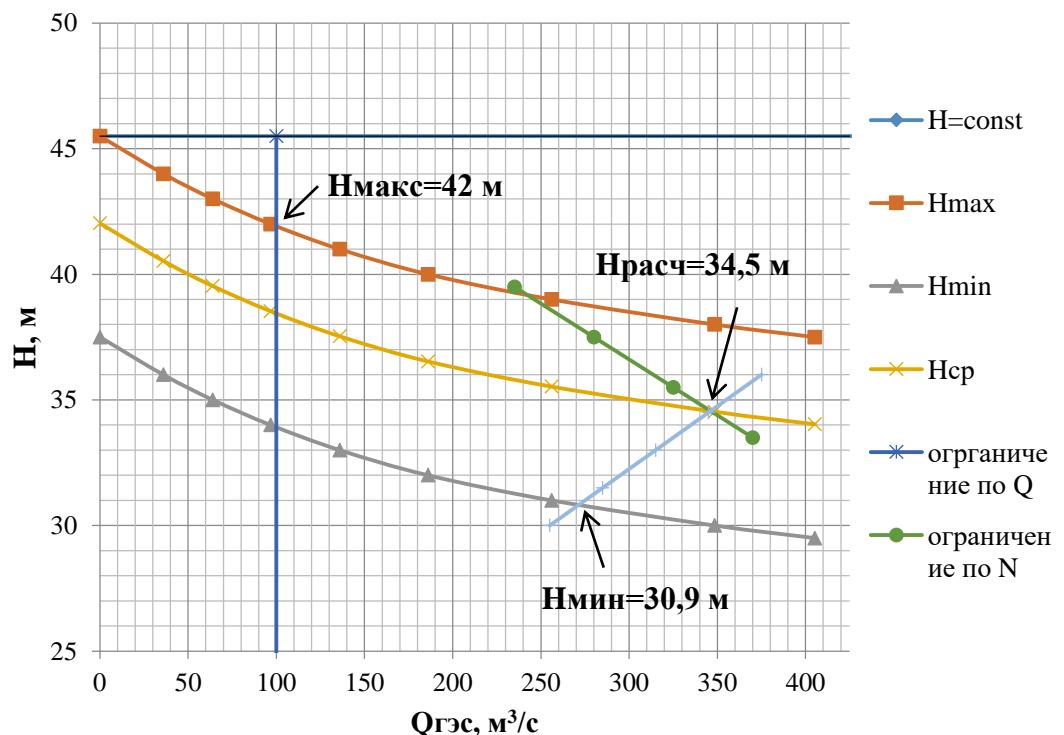


Рисунок 2.6 – Режимное поле Мамаканской ГЭС

По режимному полю принимаем следующие параметры:

- расчетный напор $H_{расч} = 34,5$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 30,9$ м;
- максимальный напор $H_{\max} = 42$ м.

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{\max} = 42$ м.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ-50-В;
- поворотно-лопастная ПЛД-50-В.

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (табл. 3.1):

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов гидротурбин

Параметр	ПЛ-50-В	ПЛД-50-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	50
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1\ opt}, \text{об/м}$	116
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1\ opt}, \text{л/с}$	1000
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м}}\ opt$	0,916
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\ max}, \text{л/с}$	1500
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1\ max})$	0,60
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\ m}, \text{м}$	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{м}$	12
Температура	$t_{\text{мод}}, ^{\circ}\text{C}$	21
		16

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$Q'_{(p1)} = 1,50 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,889 \text{ – для ПЛ-50-В;}$$

$$Q'_{(p1)} = 1,705 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,862 \text{ – для ПЛД-50-В.}$$

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2, 3.3, для ПЛ50-В и ПЛД50-В соответственно.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.1)$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,916) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{0,46}{4,75}\right)^2 \cdot \frac{12}{34,5} \cdot \left(\frac{1,51}{1,51}\right)^2} \right),$$

где $\eta_{(p1)}$, D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_H, v_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_H и t_M ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Гср}, \quad (3.2)$$

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,52 \cdot 4,75^2 \cdot 34,5^{1,5} \cdot 0,943 \cdot 0,97,$$

где $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{Гср}$ – средний КПД генератора (принимаем по справочным данным [5] равным 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a} = \frac{213000}{62391,4}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст} = 213$ МВт – расчетная установленная мощность ГЭС.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 116 \cdot \frac{\sqrt{34,5 \cdot 1,061}}{4,75}, \quad (3.4)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.1);

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{\max} , H_p и H_{\min} , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{I_{\max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 4,75}{\sqrt{30,9 \cdot 1,061}}, \quad (3.5)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 4,75}{\sqrt{34,5 \cdot 1,061}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I_{\min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 4,75}{\sqrt{42 \cdot 1,061}}, \quad (3.7)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}. \quad (3.8)$$

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{53250}{9,81 \cdot 4,75^2 \cdot (1,061 \cdot 34,5)^{1,5}}.$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

$$Q'_I = \frac{60}{4,75^2 \cdot \sqrt{30,9 \cdot 1,061}},$$

где Q_{\min} – минимальный расход через ГЭС.

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицах 3.2 и 3.3

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D₁ гидротурбины ПЛ50–В

Параметры	ПЛ50–В				
D _{1,м}	3,55	4	4,25	4,5	4,75
D _{T,%}	0,941	0,942	0,943	0,943	0,943
N' а,кВт	34770,59	44186,041	49905,37	55973,78	62391,4
Z, шт	6,13	4,82	4,27	3,81	3,41
z а,шт	8	6	6	4	4
N а,МВт	26625	35500	35500	53250	53250
Δ	1,059	1,060	1,060	1,061	1,061
n 'с	197,50	175,36	165,08	155,95	147,77
n синх	200	187,5	166,7	166,7	150
n' мин	106,47	112,41	106,16	112,38	106,72
n' расч	117,47	124,03	117,14	124,00	117,75
n' макс	124,12	131,06	123,77	131,02	124,42
Q · ѡт	1,096	1,151	1,019	1,364	1,224
Q · ѡт при Нмакс	0,816	0,857	0,759	1,015	0,911
Q'мин		0,655		0,518	0,464
Q'макс		0,562		0,444	0,398

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D₁ гидротурбины ПЛД50-В.

Параметры	ПЛД50–В				
D _{1,м}	4	4,25	4,5	4,75	5
D _{T,%}	0,943	0,944	0,944	0,944	0,945
N' а,кВт	49621,631	56042,63	62855,36	70059,93	77656,43
Z, шт	4,29	3,80	3,39	3,04	2,74
z а,шт	6	4	4	4	3
N а,МВт	35500	53250	53250	53250	71000
Δ	1,094	1,095	1,095	1,096	1,096
n 'с	173,58	163,41	154,36	146,26	138,97
n синх	187,5	166,7	166,7	150	142,8
n' мин	110,63	104,48	110,60	105,03	105,23
n' расч	122,06	115,28	122,03	115,89	116,11
n' макс	128,98	121,81	128,95	122,45	122,69
Q · ѡт	1,151	1,529	1,364	1,224	1,473
Q · ѡт при Нмакс	0,857	1,138	1,015	0,911	1,096
Q'мин				0,457	
Q'макс				0,392	

Анализируя полученные варианты параметров турбины выбираем турбину ПЛ50–В со следующими параметрами: ПЛ50–В с D₁=4,75 м, Z_a=4, n_c=150 об/мин.

Варианты с турбиной ПЛД50–В и другими диаметрами в дальнейшем рассматриваться не будут, так как расчетные точки на главной универсальной характеристике не находится в рекомендуемом по справочным данным диапазоне изменения Q'_{\max} и σ .

Зоны работы данных турбин представлены на главной универсальной характеристике (приложение Б, рисунок Б.1)

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимое заглубление РК.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчёт производим по формуле:

$$VZ_{\text{п.к.}} = Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) + H_s, \quad (3.10)$$

где $Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{н.б.}}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и Нрасч;
3. Работа одного агрегата при H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_x, \quad (3.11)$$

где В – барометрическое давление (10,33 м вод.ст);

ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$;

$\Delta Z_{x,\text{пл.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{x,\text{пл.}}=0$.

Гидротурбина ПЛ50-В-475.

При H_{\max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{234,95}{900} - 0,249 \cdot 42 - 1,5 = -1,92;$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{234,82}{900} - 0,45 \cdot 34,5 - 1,5 = -6,99 \text{ м};$$

При H_{\min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{234,76}{900} - 0,425 \cdot 30,9 - 1,5 = -4,59 \text{ м};$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$Z_{PK1} = 234,95 - 1,92 = 233,03$$

$$Z_{PK2} = 234,82 - 6,99 = 227,83$$

$$Z_{PK3} = 234,76 - 4,59 = 230,17$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK2} = 227,83$.

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{53,3}{0,85} = 62,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.12)$$

где $\cos\varphi$ принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{150} = 40. \quad (3.13)$$

По справочным данным [5] выбираем гидрогенератор: СВ-808/130-40. Данные генератора представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-808/130-40

Наименование величины	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	64,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	63
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	150
Исполнение		Зонтичное	

3.4 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

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

Бетонная спиральная камера имеет трапециoidalное поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в НА.

По чертежу проточной части (приложение В) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

1. Наружный радиус входного сечения

$$R_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1; \quad (3.14)$$

$$R_{\text{вх}} = 1,739 \cdot 4,75 = 8,26 \text{ м.}$$

2. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 7,35;$$

$$r_a = D_a / 2 = 7,35 / 2 = 3,68. \quad (3.15)$$

3. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 6,425;$$

$$r_b = D_b / 2 = 6,425 / 2 = 3,21. \quad (3.16)$$

4. Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{onm}} ; \quad (3.17)$$

$$Q_0 = \frac{53250}{9,81 \cdot 34,5 \cdot 0,943} = 167 \text{ м}^3/\text{с.}$$

5. Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{bx} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} ; \quad (3.18)$$

$$Q_{bx} = \frac{167 \cdot 225}{360} = 104 \text{ м}^3/\text{с.}$$

6. Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{bx} = \frac{Q_{bx}}{V_{bx}} ; \quad (3.19)$$

$$F_{bx} = \frac{104}{5,5} = 19 \text{ м}^2.$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.5.

$$a_i = r_i - r_a; \quad (3.20)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i^2; \quad (3.21)$$

$$k^2 = \frac{m_{bx}}{a_{bx}^2}; \quad (3.22)$$

$$b_i = m_i + b_0; \quad (3.23)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \operatorname{tn} 15^\circ; \quad (3.24)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln \left(\frac{r_a}{r_b} \right) + b_i \ln \left(\frac{r_i}{r_a} \right) - r_k \cdot cty \cdot \ln \left(\frac{r_k}{r_a} \right) + m_i; \quad (3.25)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^O = \frac{225}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i; \quad (3.26)$$

Таблица 3.5 – Расчеты

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	8,26	7,84	7,43	7,01	6,60	6,18	5,76	5,35	4,93	4,52	4,10	3,68
b_i	13,91	11,79	9,87	8,15	6,63	5,32	4,20	3,29	2,58	2,07	1,77	1,66
a_i	4,59	4,17	3,75	3,34	2,92	2,51	2,09	1,67	1,26	0,84	0,42	0,01
r_k	6,96	6,39	5,87	5,41	5,01	4,65	4,36	4,11	3,92	3,79	3,70	3,68
r_k/r_a	1,89	1,74	1,60	1,47	1,36	1,27	1,19	1,12	1,07	1,03	1,01	1,00
$\ln(r_k/r_a)$	0,64	0,55	0,47	0,39	0,31	0,24	0,17	0,11	0,06	0,03	0,01	0,00
r_i/r_a	2,25	2,13	2,02	1,91	1,79	1,68	1,57	1,46	1,34	1,23	1,12	1,00
$\ln(r_i/r_a)$	0,81	0,76	0,70	0,65	0,58	0,52	0,45	0,38	0,29	0,21	0,11	0,00
$r_k \cdot \operatorname{ctg} \phi$	25,95	23,83	21,91	20,19	18,68	17,36	16,25	15,34	14,63	14,12	13,81	13,71
$r_k \cdot \operatorname{ctg} \phi \cdot \ln(r_k/r_a)$	16,56	13,17	10,27	7,82	5,78	4,10	2,76	1,72	0,95	0,42	0,11	0,00
m_i	12,24	10,12	8,20	6,49	4,97	3,65	2,54	1,63	0,92	0,41	0,11	0,00
J_i	4,78	3,69	2,78	2,05	1,47	1,03	0,72	0,50	0,36	0,28	0,24	0,22
ϕ_i	225	173,50	130,76	96,19	69,07	48,57	33,73	23,55	17,00	13,12	11,13	10,52
Q_i	139	107	81	59	43	30	21	15	11	8	7	6

Далее строим график зависимости по уже имеющимся координатам r_i и φ (рис. 3.1).

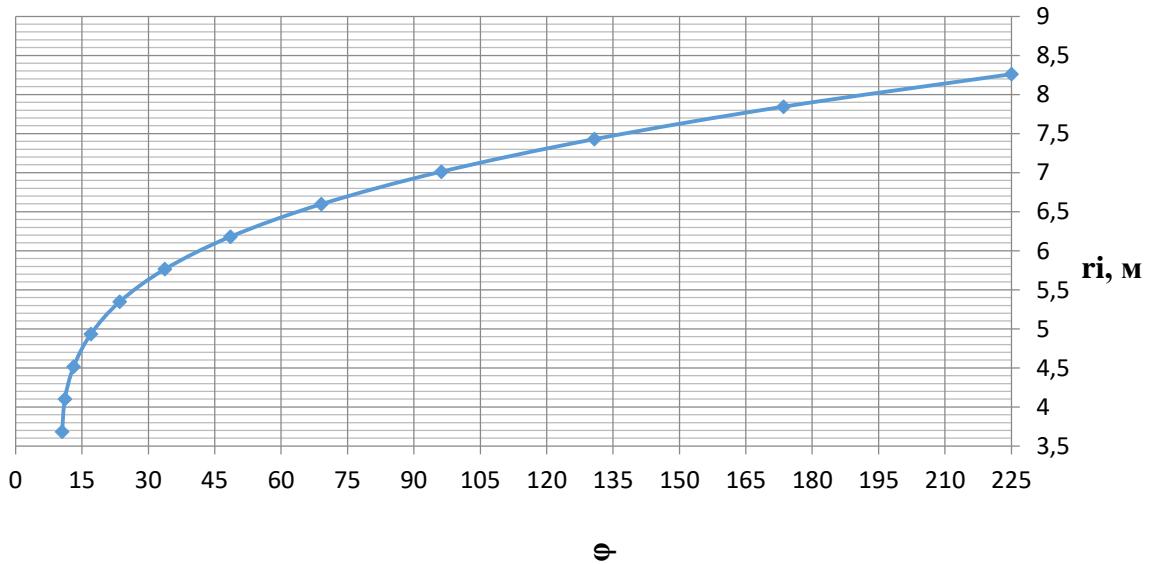


Рисунок 3.1 – График зависимости r_i от φ

Чертёж спиральной камеры представлен на рисунке 3.2.

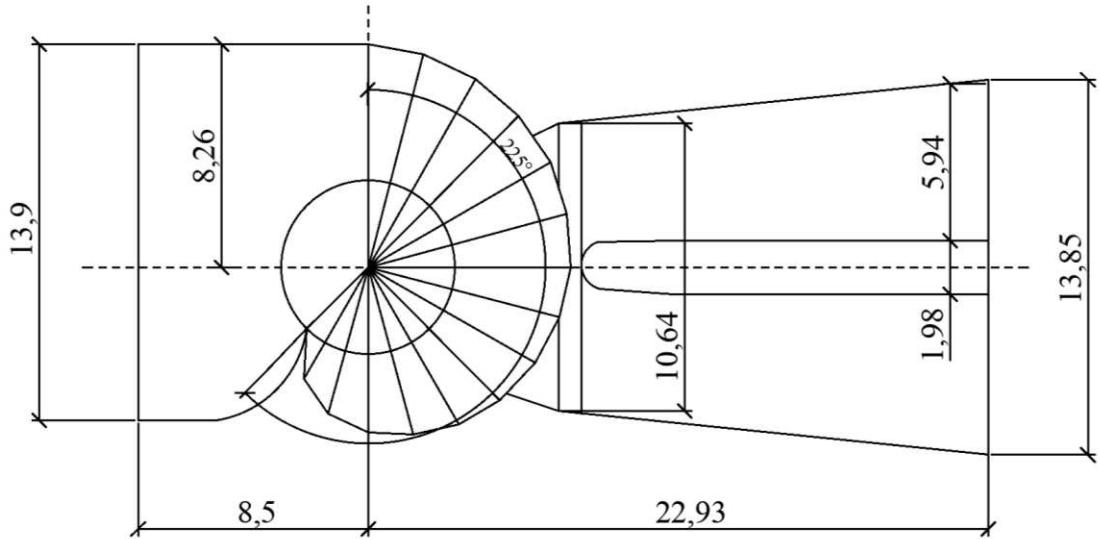


Рисунок 3.2 – Чертеж металлической спиральной камеры

3.5 Расчет вала на прочность

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 производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.27)$$

где $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35 \text{ МПа}$.

Принимаем $\tau_{\text{доп}} = 30 \text{ МПа}$, а крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяем по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{сих}}} = \frac{0,00974 \cdot 53250}{150} = 3,46 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (3.28)$$

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 3,46}{30} \right)^{0,33} = 0,839 \text{ м} \text{ округляем до } 0,85 \text{ м.}$$

3.6 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:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 53250}{150 \cdot 4,75} = 59,79 \text{ кН}; \quad (3.29)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$ [4]:

для $D_{\text{в}} = 850$ мм;

$$d_{\text{п}} = 870 \text{ мм};$$

$$h_{\text{п}} = 0,4 \text{ м};$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$(3.30) \quad p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}];$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U$ (кПа).

$$U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 150 \cdot 0,87}{30} = 13,66 \text{ м/сек}; \quad (3.31)$$

Определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{59,79}{1 + 2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 51,79; \quad (3.32)$$

где центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^0}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{8} = 45; \quad (3.33)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 13,66 = 682,95 \text{ кПа};$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{59,79}{0,29 \cdot 0,4} = 514,98 \text{ кПа}; \quad (3.34)$$

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

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,87}{8} = 0,29 \text{ м}; \quad (3.35)$$

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

$514,98 \leq 682,95$ – условие выполнено. Выбранный сегментный подшипник способен воспринять все радиальные нагрузки в процессе работы.

3.7 Выбор маслонапорной установки

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

По номограмме [6] для турбины ПЛ50-В-475 определим тип маслонапорной установки: МНУ 8/1 – 40 – 8 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 8 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа, имеющим сливной бак МА 8 – 2 вместимостью 8 м³ с двумя насосами.

Принимаем к установке в машинном зале ГЭС кран мостовой 250 т, грузоподъемностью крюка 250 т.

3.8 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС должна выбираться в соответствии с ОСТ 108.023.105-84.

Для выбора схемы компоновки необходимы следующие данные:

Тип генератора: Зонтичный

Номинальные значения D₁: 4,75 м

Расположение под пятника генератора: на нижней крестовине

Расположения подшипников генератора

Верхнего: в верхней крестовине

Нижнего: –

В результате проведенного анализа было выявлено, что подходит 1 схема компоновки, которая представлена на рисунке 3.3.

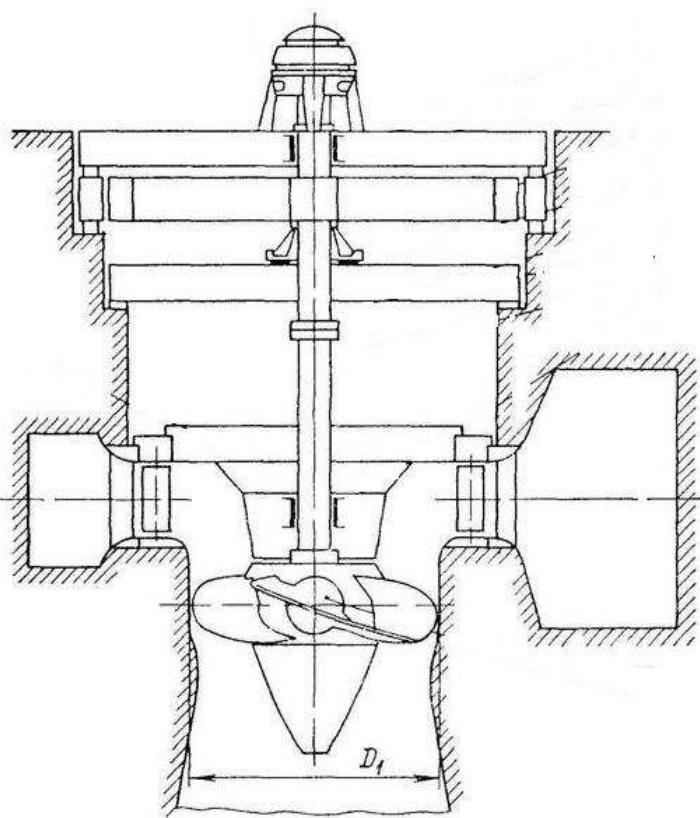


Рисунок 3.3 – Схема компоновки

4 Компоновка сооружения и гидроузла

4.1 Определение класса сооружения и компоновки гидроузла

Класс ГТС назначается в соответствии с критериями[15]

1. По высоте сооружения и типу грунта:

Тип грунта – Скальный: граниты, гранодиориты

Высота водосливной плотины – 58 м ($\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дно} = 280 - 225 = 55$ м)

Класс сооружения – **II**

2. По назначению и условиям эксплуатации:

ГЭС установленной мощностью – $N_{\text{уст}} = 213$ МВт

Класс сооружения – **III**

3. По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

Поселок Мамакан численностью населения – 1640 человек находящийся ниже по течению от ГТС, поселок Бодайбо в 10 км ниже ГТС численностью населения – 13104 человека, Всего при возникновении аварии могут пострадать – 14744 человека.

Класс сооружения – **I**

Вывод: Выбираем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – **I класс.**

Основной: $Q_{p=0,1\%} = 2327$ м³/с;

Проверочный: $Q_{p=0,01\%} = 2834$ м³/с;

Длина напорного фронта на отм. НПУ составляет 346 м. Высота плотины 60 м. В состав напорного фронта входят: Глухая левобережная бетонная плотина, правобережная бетонная плотина, водосбросная плотина, станционная часть.

4.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{НПУ} + h_s, \quad (4.1)$$

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (4.2)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для I класса сооружения $a = 0,8$ м;

Определяем высоту ветрового нагона волны для основного случая по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha \quad (4.3)$$

где $V_w = 15$ м/с – расчетная скорость ветра 2% обеспеченности;
 K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра,

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 15) \cdot 10^{-7} = 16,5 \cdot 10^{-7}; \quad (4.4)$$

Длина разгона волны при $\alpha=0^\circ$;
 $L = 1000$ м – длина разгона волны;
Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla HPU - \nabla DNA}{2} = \frac{280 - 225}{2} = 27,5 \text{ м} \quad (4.5)$$

$$\Delta h_{set} = 16,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{15^2 \cdot 1000}{9,81 \cdot 27,5} \cdot 1 = 0,0014.$$

Определяем высоту волны 0,01 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.6)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [16, Приложение А1, рис. А2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

\bar{h} – средняя высота волны;
 $g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения;
 $t = 6$ ч = 21600 с – период действия ветра.

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1000}{15^2} = 43,6; \quad (4.7)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 141264; \quad (4.8)$$

По графику [16, Приложение А, рис. А2] определяются величины $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{gT}{V_w}$ для полученных значений $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ по верхней огибающей кривой, расчеты предоставлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчеты

	$\frac{gL}{V_w^2} = 43,6$	$\frac{gt}{V_w} = 14126,4$
$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	1,28	4,79
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$	0,0122	0,108

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,28$; $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0122$ и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,28 \cdot V_w}{g} = \frac{1,28 \cdot 15}{9,81} = 1,96 \text{ с}; \quad (4.9)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0122 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,0122 \cdot 15^2}{9,81} = 0,28 \text{ м}; \quad (4.10)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,96^2}{2 \cdot 3,14} = 6 \text{ м}; \quad (4.11)$$

$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ - условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

$$K_i = 2,1;$$

$$h_{1\%} = 0,28 \cdot 2,1 = 0,59 \text{ м},$$

$$h_s = 0,59 + 0,0014 + 0,8 = 1,39 \text{ м}.$$

Таким образом отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla ГГП = 280 + 1,39 = 281,40 \text{ м}. \quad (4.12)$$

4.3 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их

открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

(n - 1) при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$;

Определяется расчётный расход; сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{osn.max} - (n - 1) \cdot Q_{ГA}, \quad (4.13)$$

где $Q_{osn.max}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая 0,01% обеспеченности для I класса сооружений,

$Q_{ГA}$ – расход через один гидроагрегат,

n – количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 2327 - (4 - 1) \cdot 167 = 1826 \frac{m^3}{c},$$

$$Q_{ГA} = \frac{213000}{9,81 \cdot 0,943 \cdot 34,5 \cdot 4} = 167 \frac{m^3}{c},$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e} \quad (4.14)$$

где q_e – удельный расход на водосливе, равный

$$q_e = 1,25 q_p, \quad (4.15)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [\nu_h] \cdot h_{HB}, \quad (4.16)$$

где $h_{HB} = 16$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla HB = f(Q_{HB})$ при $Q_{osn.max}$;

$[\nu_h] = 3$ м/с – допустимая скорость на рисберме;

$$q_p = [\nu_h] \cdot h_{HB} = 3 \cdot 16 = 48 \frac{m^3}{c};$$

$$q_e = 1,25 q_p = 1,25 \cdot 48 = 60 \frac{m^3}{c};$$

$$B = \frac{Q_p}{q_e} = \frac{1826}{60} = 30,4 = 31 \text{ м};$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того, $B = b \cdot n$,

где n – число пролетов (не менее 2÷3),

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м.

Принимаем 4 пролета по 8 метров.

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 4 = 32 \text{ м.} \quad (4.17)$$

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (4.18)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера – Офицерова типа А, $m = 0,49$,

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{1826}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,84 \text{ м.}$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\pi} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (4.19)$$

где σ_{π} – коэффициент подтопления (принимается равным единице)

$$H_{02} = \left(\frac{1826}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,56 \text{ м;}$$

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 * \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{8,84}{8} = 0,89; \quad (4.20)$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 9,56 - \frac{1,1 \cdot 0,81^2}{2 \cdot 9,81} = 9,52; \quad (4.21)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

$\alpha = 1,1$ коэффициент Кориолиса,

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla HPU - \nabla DNA)(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1826}{(280-225)(32+(4-1)\cdot 3)} = 0,81 \frac{m}{s}; \quad (4.22)$$

где ∇HPU и ∇DNA отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

B – полная ширина с учётом быков;

δ_B – толщина быка, $\delta_B = 3\text{м}$.

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляю до $H_{ct} = 10$ метров[19].

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla GB = \nabla HPU - H_{ct} = 280 - 10 = 270. \quad (4.23)$$

4.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p\text{,пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2333}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,41 \text{ м}; \quad (4.24)$$

$$Q_{p\text{,пов}} = 2834 - (4 - 1) \cdot 167 = 2333 \frac{\text{м}^3}{\text{s}}; \quad (4.25)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p\text{,пов}}}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2333}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,25 \text{ м}; \quad (4.26)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 11,25 - \frac{1,1 \cdot 0,99}{2 \cdot 9,81} = 11,2 \text{ м}; \quad (4.27)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{p\text{,пов}}}{(\nabla\Phi\Pi U - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{2333}{(282-225)(32+(4-1)*3)} = 0,99 \text{ м/c}; \quad (4.28)$$

$$\nabla\Phi\Pi U_p = \nabla\Gamma B + H_{\text{пов}} = 270 + 11,2 = 281,2 \text{ м} < \nabla\Phi\Pi U = 282 \text{ м}. \quad (4.29)$$

4.3.4 Расчет сопряжения в нижнем бьефе

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-2) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1826^2}{(32+(4-1)\cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 6,06 \text{ м}; \quad (4.30)$$

$$T_0 = \nabla H\Pi U - \nabla \text{дна} = 280 - 225 = 55 \text{ м}; \quad (4.31)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{55}{6,06} = 9,08; \quad (4.32)$$

По графику М.Д. Чертоусова [17, рис. 9.55] $\xi_c = 0,33$ и $\xi_c'' = 2,7$

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,33 \cdot 6,06 = 2 \text{ м}; \quad (4.33)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 2,7 \cdot 6,06 = 16,4 \text{ м}; \quad (4.34)$$

Тип сопряжения бьефов:

$h_c''(16,4 \text{ м}) > h_{HB}(16 \text{ м})$ прыжок отогнанный, тогда необходимо рассчитать гасители энергии.

4.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{Z_1} - 1 \right) \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)} \right) = 0,9 \cdot 36,5 \cdot 0,9^2 \cdot 0,86 \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{39}{36,5} - 1 \right) \cdot \left(\frac{1}{0,9^2 \cdot 0,25} \right)} \right) = 49,4 \text{ м}; \quad (4.35)$$

$$\nabla \text{носка} = \nabla H\Pi U_{\text{max}} + 2 \text{ м} = 241,5 + 2 = 243,5 \text{ м}; \quad (4.36)$$

$$z_0 = \nabla H\Pi U - \nabla H\Pi B = 280 - 241 = 39 \text{ м}; \quad (4.37)$$

$$z_1 = \nabla H\Pi U - \nabla \text{носка} = 280 - 243,5 = 36,5 \text{ м}; \quad (4.38)$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{gh_H} = \frac{24,08^2}{9,81 \cdot 2,2} = 26,87; \quad (4.39)$$

где:

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 36,5} = 24,08 \text{ м/с}; \quad (4.40)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{52,2}{24,08} = 2,2 \text{ м}; \quad (4.41)$$

где q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_p}{B} = \frac{1826}{35} = 52,2 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (4.42)$$

где B – ширина потока на носке,

$$B = B + \Sigma \delta = 32 + 1 \cdot 3 = 35 \text{ м};$$

Проверим соблюдения условия безопасного отлета струи на прочном основании:

$$L > 0,4 \cdot Z_0 (18,4 \text{ м});$$

Условие соблюдается.

Рассчитаем глубину ямы размыва:

$$h_{раз} = t - h_{НБ} = 25,6 - 16 = 9,6 \text{ м}; \quad (4.43)$$

где t определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{НБ}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{26,87}) \cdot \sqrt{26,87} \cdot \sqrt[4]{\frac{16}{1}} \cdot 2,2 = 25,6; \quad (4.44)$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяется по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} = 49,4 + \frac{25,6}{0,7} = 86 \text{ м}; \quad (4.45)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

где $a = \nabla \text{носка} - \nabla \text{дна} = 243,5 - 225 = 18,5$ – высота уступа над дном.

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g \cdot (0,5h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{НБ})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \sqrt{0,33 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,2 \cdot 0,87 + 18,5 - 16)}{24,08^2 \cdot 0,75}} = 0,7; \quad (4.46)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{kp} + 3,7 \cdot h_{pas} = 2,5 \cdot 6,06 + 3,7 \cdot 9,6 = 50,7 \text{ м.} \quad (4.47)$$

4.4 Конструирование бетонной плотины

Выбираем бетонную плотину гравитационного вида с вертикальной напорной гранью.

Принимаем заложение низовой грани $m^t = 0,7$

Заглубление подошвы плотины на 2 м.

Ширина подошвы плотины составит:

$$B = (\text{НПУ} - \nabla_{\text{под}}) \cdot 0,7 = (280 - 223) \cdot 0,7 = 40 \text{ м.}$$

4.4.1 Разрезка плотины швами

Швы устраиваются для обеспечения монолитности бетона секций плотины при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м[5]. Принимаем расстояние между швами равным 11 метров. Разрез делаем по быку.

Температурно-усадочные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

4.4.2 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 обтекаемой формой для обеспечения плавного входа воды в водосбросное отверстие с минимальным сжатием потока.

Согласно рекомендациям, для $b = 8 \text{ м}$, толщина быка (по Березинскому) принимается в связи с тем, что бык не разрезной принимаем толщину быка

$$\delta_b = 3 \text{ м.}$$

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0,5 \text{ м}$.

Длина паза ремонтного затвора $c = 0,5 \text{ м}$.

Длина паза рабочего затвора $c' = 0,5 \text{ м}$.

Ширина паза рабочего затвора $a' = 0,6 \text{ м}$.

Толщина быка между пазами $d_o = 1,8 \text{ м}$.

Расстояние между пазами 1 м.

Ширина быка по гребню 15 м.

Схема быка в плане изображена на рисунке 4.1.

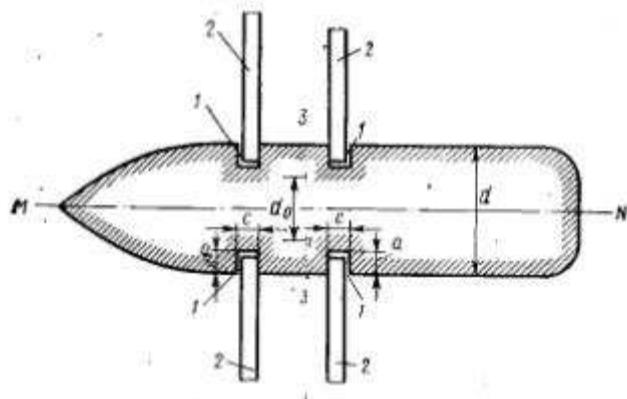


Рисунок 4.1 – Схема быка в плане

4.4.3 Устои

В проекте устраиваем разделительный устой, который отделяет водосливную плотину от станционной части плотины.

4.4.4 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м по высоте.

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей принимаем: смотровая – 2x2,5 м; цементационно – дренажные – 2,5x3,0 м.

4.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины устраиваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметром 25 см с расстоянием между осями 2 м.

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

$$a_{dp} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp.m}} = \frac{54 \cdot 1,25}{25} = 2,7 \text{ м}, \quad (4.48)$$

где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБmin} = 280 - 226 = 54 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением, определяется по чертежу;

$I_{kp.m} = 25$ - величина критического среднего градиента напора;
 $\gamma_n = 1,25$ - коэффициент надёжности для I класса сооружений.

4.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного напора. Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (4.49)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = 0,1 \cdot 40 = 4 \text{ м.}$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (4.50)$$

где $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} \min = 280 - 226 = 54 \text{ м};$

где $\nabla \text{НБ} \min$ – минимальная отметка НБ при $Q_{\text{сан. поп.}} = 50 \text{ м}^3/\text{с.}$

Принимаем: $h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 54 = 32,4 \text{ м.}$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (4.51)$$

Принимаем: $h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 32,4 = 19,4 \text{ м.}$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 200 мм. с шагом 3 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (4.52)$$

Напор по оси дренажа $H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 54 = 10,8 \text{ м.}$
где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора для скального основания, $J_{\text{кр}} = 15$;
 $\gamma = 1,25$ – коэффициент надежности для I класса сооружений.

Определим напор, действующий на завесу по формуле:

$$\Delta H = Hd - Has = 54 - 32,4 = 21,6 \text{ м.} \quad (4.53)$$

где Hd и Has – геометрические параметры эпюры фильтрации.

Толщина завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{21,6 \cdot 1,25}{15} = 1,8 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем 4 м.

Эпюры фильтрационного и взвешенного давления изображены на рисунке 4.2.

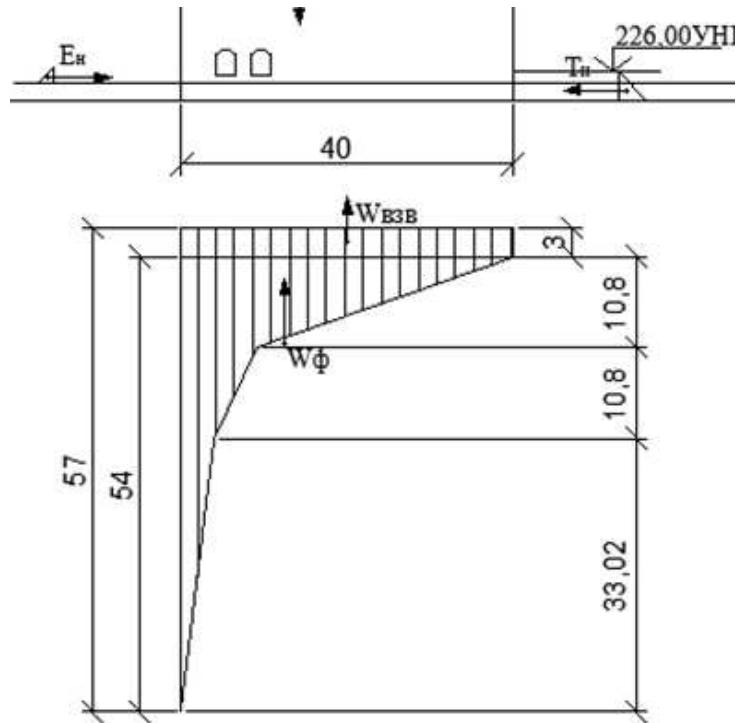


Рисунок 4.2 – Эпюры фильтрационного и взвешенного давления

4.6 Определение основных нагрузок на плотину. Расчетный случай при НПУ

4.6.1 Вес сооружения

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6}; \quad (4.54)$$

где $S_{пл} = 1260,5 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения плотины, определенная в программе AutoCad.

$S_6 = 1510,8 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка, определенная в программе AutoCad.

b – ширина пролета.

δ_6 – толщина быка.

ρ_6 – плотность бетона.

$$G_{пл} = \frac{1260,5 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3} = 21583,4 \frac{\text{kH}}{\text{м}};$$

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1510,8 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3} = 9700,9 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (4.55)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.56)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (282 - 270 + 0,5) \cdot 8 = 100 \text{ м}^2; \quad (4.57)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 100 \cdot \sqrt{100} \cdot 9,81 = 539,6 \text{ кН}.$$

Вес затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{539,6}{8 + 3} = 49,1 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (4.58)$$

4.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего быча:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 57^2}{2} = 15936,3 \frac{\text{kH}}{\text{м}}; \quad (4.59)$$

где $h_1 = \nabla H_{ПУ} - \nabla под = 280 - 223 = 57 \text{ м}$,

- со стороны нижнего быча:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 3^2}{2} = 44,2 \frac{\text{kH}}{\text{м}}; \quad (4.60)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под} = 226 - 223 = 3 \text{ м.}$

4.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

$S_{\text{взв}} = 140,4 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, определенная в программе AutoCad.

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{взв}} \cdot \rho \cdot g = 140,4 \cdot 1 \cdot 9,81 = 1377,3 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (4.61)$$

4.6.4 Сила фильтрационного давления

$S_\phi = 407,5 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрации, определенная в программе AutoCad.

$$W_\phi = S_\phi \cdot \rho \cdot g = 407,5 \cdot 1 \cdot 9,81 = 3997,5 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (4.62)$$

4.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi}{2} \right), \quad (4.63)$$

где $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_h = 2,1 \text{ м}$ – толщина слоя наносов;

$\varphi = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

$$p_h = 10 \cdot 2,1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 10,3 \frac{\text{kN}}{\text{м}}. \quad (4.64)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{10,3 \cdot 2,1}{2} = 11,3 \text{ кН}. \quad (4.65)$$

4.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определяется по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.66)$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,59^2}{6} = 0,18 \text{ м}, \quad (4.67)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,59 \cdot \left(\frac{6}{3,14} + \frac{0,18}{2} \right) = 5,8 \frac{\text{kH}}{\text{m}} \quad (4.68)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже УВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,59 = 0,73 \text{ м.} \quad (4.69)$$

Эпюра волнового давления представлена в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на расстоянии $1,1 \cdot h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,59 = 0,65 \text{ м}$ над УВБ, а другая ниже УВБ на $8 \cdot h_{1\%} = 8 \cdot 0,59 = 4,72 \text{ м}$.

4.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

4.7.1 Определение напряжений

В расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающие – со знаком «+». Сбор всех нагрузок представлен в таблице 4.2. Точки приложения равнодействующих сил найдены в программе AutoCad.

Таблица 4.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γf	Направление	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T_B	1	\rightarrow	15936,3	18,8	299602,4
T_H	1	\leftarrow	44,2	0,6	-26,5
G_6	0,95	\downarrow	9215,9	8,6	-79256,7
$G_{\text{пл}}$	0,95	\downarrow	20504,2	5,8	-118924,4
$W_{\text{взв}}$	1	\uparrow	1377,3	0	0
W_{ϕ}	1	\uparrow	3997,5	7,5	29981,3
E_H	1,2	\rightarrow	13	2,67	34,71
$W_{\text{волн}}$	1	\rightarrow	5,8	55,5	321,9
q_3	0,9	\downarrow	49,6	18,3	-907,68

$$\Sigma M = 130825 \text{ кНм.}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины:

1. Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2}, \quad (4.70)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_d – ширина подошвы плотины.

$$N = G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_{ф} + q_3, \quad (4.71)$$

$$N = 20504,2 + 9215,9 - 1377,3 - 3997,5 + 49,6 = 24395 \text{ кН},$$

$$\sigma_y^t = -\frac{24395}{40} - \frac{6 \cdot (130825)}{40^2} = -1100,5 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_W \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.72)$$

где $m_t = 0,7$ – заложение низовой грани;

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{дно} = 226 - 225 = 1 \text{ м}. \quad (4.73)$$

$$\sigma_x^t = -1100,5 \cdot 0 - 10 \cdot 1 \cdot (1 - 0,7^2) = -5,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\tau_{xy}^t = (\gamma_W \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = (10 \cdot 1 + (-1100,5)) \cdot 0,7^2 = -534, \quad (4.74)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_W \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1100,5 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 1 \cdot 0,7^2 = \\ &= -1634,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (4.75)$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_W \cdot H_d^t = -10 \cdot 1 = -10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (4.76)$$

2. Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{24395}{40} + \frac{6 \cdot (130825)}{40^2} = -138,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.77)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_W \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.78)$$

где $m_u = 0$ – так как у водосливной плотины напорная грань вертикальная;

$$H_d^t = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дно} = 280 - 225 = 55 \text{ м.}$$

$$\sigma_x^u = -119,3 \cdot 0 - 10 \cdot 55 \cdot (1 - 0) = -550 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2},$$

$$\tau_{xy}^u = -(\gamma_W \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = -(10 \cdot 55 - 138,6) \cdot 0 = 0, \quad (4.79)$$

$$\sigma_1^u = -\gamma_W \cdot H_d^u = -10 \cdot 55 = -550 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (4.80)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_W \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -138,6 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 55 \cdot 0 = \\ &= -138,6 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \end{aligned} \quad (4.81)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кПа	Низовая грань, кПа
σ_y	-138,60	-1100,50
σ_x	-550	-5,10
τ_{xy}	0,00	-534,40
σ_1	-550,00	-1634,80
σ_3	-138,60	-10,00

4.7.2 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b; \quad (4.82)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию;

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

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 138,6}{0,9}; \quad (4.83)$$

Таким образом принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 192,5 \text{ кН/m}^2$. [18, табл.3].

$$2800 \text{ кН/m}^2 \geq 192,5 \text{ кН/m}^2.$$

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений: $\sigma_y^u < 0$.

$$-138,6 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} < 0;$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (4.84)$$

$$138,6 \text{ kH/m}^2 \geq 137,5 \text{ kH/m}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

4.7.3 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (4.85)$$

где $\gamma_n = 1,25$;

$\gamma_{lc} = 1$;

$\gamma_c = 0,95$.

Расчетное значение обобщенной несущей способности;

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega; \quad (4.86)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$ – внутреннее трение грунта основания;

$c = 100 \text{ кПа}$ – сцепление для скалы;

$\omega = 40 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы на 1 п. м.

$$R = (20504,2 + 9215,9 - 1377,3 - 3997,5 + 49,6) \cdot 0,7 + 100 \cdot 40 = \\ = 21076,4 \text{ кН/м};$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_g - T_h + W_{\text{сост}} + E_h; \quad (4.87)$$

$$F = 15936,3 - 44,2 + 5,8 + 13 = 15910,9 \text{ кН/м};$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{21076,4 \cdot 0,95}{15910,9 \cdot 1} \geq 1,25;$$

$$1,26 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига по основанию.

5 Организация строительства

5.1 Развивка сооружения на этапы возведения

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 — введение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

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

Общую задачу каждого периода 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 введения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

I этап — введение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап — перекрытие русла;

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

IV этап — наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

V этап — наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.2 I этап — введение сооружений, необходимых для перекрытия русла

5.2.1 Компоновка Мамаканской ГЭС

Для строительства Мамаканской ГЭС применяется русловая компоновка. Принципиальная компоновочная схема "ГЭС с бетонными плотинами и приплотинным зданием ГЭС". При русловой компоновке все бетонные сооружения располагаются в русле реки Мамакан.

Напорный фронт создается: левобережной глухой и станционной частью бетонной плотиной, бетонной водосливной плотиной и правобережной глухой бетонной плотиной.

I этап - введение сооружений для перекрытия русла

Состав работ на I этапе:

- возведение перемычек
- водоотлив и водопонижение в котловане
- выемка мягких грунтов (бульдозерами, экскаваторами и т.п. перевозка автосамосвалами в полезные насыпи, работа на отвалах)
- рыхление скальных грунтов (буровзрывные работы или специальные механизмы)
- выемка скальных грунтов (экскаваторами, транспортировка автосамосвалами в полезные насыпи или отвалы, работы на отвале)
- бетонные работы
- насыпь грунтов
- монтаж гидромеханического оборудования (ГМО) – затворы.

5.2.2 Пропуск строительных расходов I очереди

Класс перемычек назначаем в соответствии с СП 58.13330.2012 “бетонные и гидротехнические сооружения” пункт 8.24 для временных ГТС IV класса ежегодную расчетную вероятность расчетных максимальных расходов воды следует принимать равным: при сроке эксплуатации до 10 лет – 10%. Исходные данные связи расхода и уровня приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные связи расхода и уровня

Расход, м ³ /с	0	230	409	619	865	1171	1611	2317	2834
Уровень, м	233,5	235	236	237	238	239	240	241	241,5

Определяем $Q_{10\%} = 1066 \text{ м}^3/\text{с}$ из курсового “Определение расчетных гидрологических характеристик”.

Для скальных грунтов величину сжимаемого русла принимаем 45% от ширины реки.

$$B_{сж} = 0,45 \cdot 221,5 = 99,68; \quad (5.1)$$

УУВ при $Q_{10\%} = 238,7 \text{ м}$;

С Ген. Плана ширина реки равна между отметками $238,7 = 221,5 \text{ м}$.

5.2.3 Определение скорости потока в сжатом сечении

$$V_{сж} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{сж}} = \frac{Q_{10\%}}{B_{сж} \cdot h_0} = \frac{1066}{99,68 \cdot 13,7} = 0,8 \frac{\text{м}}{\text{с}}; \quad (5.2)$$

$V_{сж} < 3 \text{ м/с}$ по условию судоходства и меньше значения не размывающейся скорости для естественных грунтов реки.

Максимально допустимая не размывающаяся скорость для гранитного основания при средней глубине потока $h_{cp} = 3 \text{ м}$, $V_{неразм} = 22 \text{ м/с}$. По

Приложению 4., таб. 4.1. Допустимые средние скорости для грунтов русел рек [1] Строительство Гидроэлектростанций России Б.М. Ерахтин.

Вывод: $V_{сж} < 22$ м/с, поэтому оставляем выбранные значения сжатого русла, для пропусков расхода I очереди.

При сжатом русле перед верховой перемычкой ВП образуется подпор, а между ВП и НП – перепад Z .

$$Z_{расч} = \frac{V_{сж}^2}{2\varphi^2 g} - \frac{V_0^2}{2g}; \quad (5.3)$$

где $\varphi = 0,8$ – коэффициент скорости;

$$g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$V_0 = \frac{Q_{10\%}}{\omega_0}; \quad (5.4)$$

$$\omega_0 = B_0 \cdot (h_0 + Z_{прин}); \quad (5.5)$$

Из-за того, что значения практически не меняются → принимаем $Z_{прин} = 0,46$.

Зная подпор у ВП можем определить отметку гребня ВП и отметки гребня НП. Расчеты и график зависимости $Z_{прин}$ от $Z_{расч}$ представлены в таблице 5.2 и на рисунке 5.1.

Таблица 5.2 – Расчеты

$Z_{прин}$	0,2	0,4	0,6	0,8	1
ω_0	3078,85	3123,15	3167,45	3211,75	3256,05
V_0	0,35	0,34	0,34	0,33	0,33
$Z_{расч}$	0,045	0,045	0,045	0,045	0,046

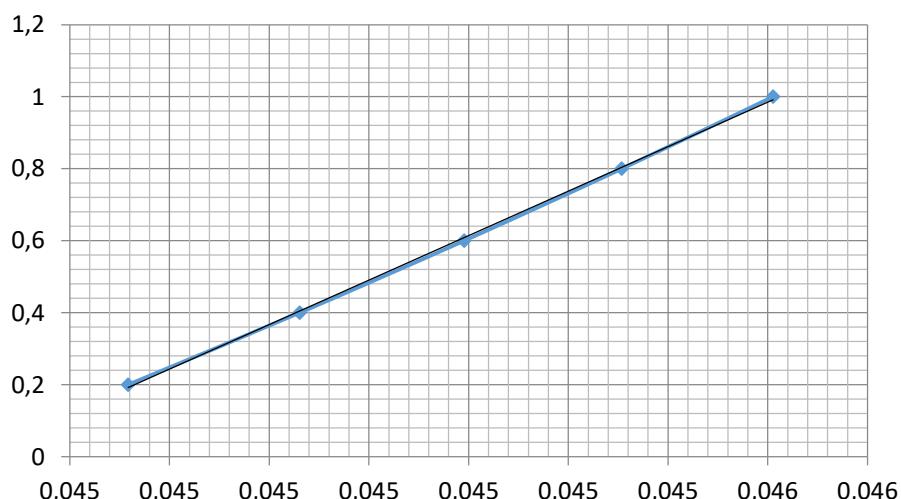


Рисунок 5.1 – График зависимости $Z_{прин}$ от $Z_{расч}$

$$\nabla ГВП = УВ_{10\%} + Z_{\text{прин}} + d = 238,7 + 0,46 + 3,5 = 242,66 \text{ м}; \quad (5.6)$$

где $d = h_h + \Delta h + \alpha$; (5.7)

$d = 1 + 0,5 = 1,5$ (с учетом ледохода = 3,5);

$$\nabla ГНП = УВ_{10\%} + d = 238,7 + 0,5 = 239,2 \text{ м}; \quad (5.8)$$

где $d = 0,5 \text{ м}$.

5.2.4 Конструкция перемычек для котлована I очереди

При условии наличия грунтов они позволяют 100% механизировать устройство работ и более дешевые поэтому выбираем каменно-землянную перемычку. Ввиду того, что ширина русла не позволяет разместить продольную перемычку шириной 67 м, меняем тип продольной перемычки с меньшей шириной сечения – ряжевая. Конструкции каменно-землянной и ряжевой продольной перемычки изображены на рисунках 5.2 и 5.3.

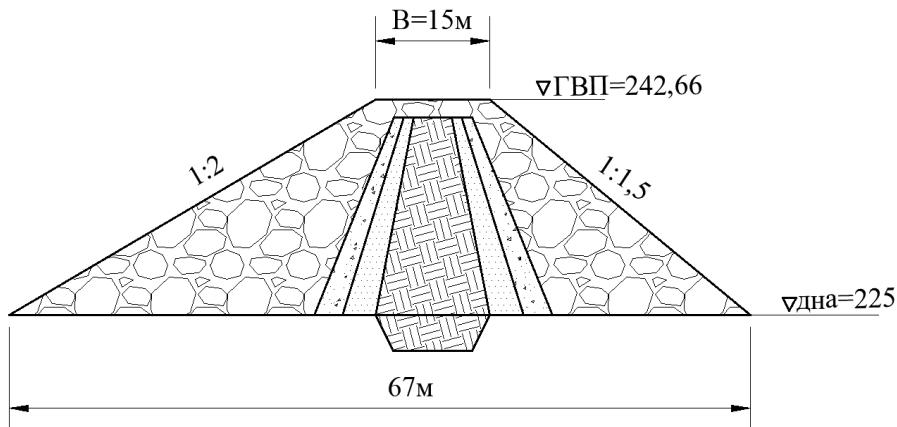


Рисунок 5.2 – Каменно-землянная перемычка

Определяем объем верховой и низовой перемычек:

$$S_{\text{сеч}} = 450,3 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{перем}} = 450,3 \cdot (119,5 + 138,6) = 116222 \text{ м}^3. \quad (5.9)$$

$$L_{\text{низовой перемычки}} = 119,5 \text{ м}, \text{ а } L_{\text{верховой перемычки}} = 138,6 \text{ м.}$$

Время отсыпки перемычек определяем по ГЭСН 81-02-36-2017 “Земляные конструкции ГТС” таблица ГЭСН 36-01-004-01 равно 16,83 м.час на 1000 м³ при отсыпке в воду в искусственных прудках, $\left(\frac{116222}{1000}\right) \cdot 16,83 = 1956$ часов, при 2-х сменной работе 122 суток.

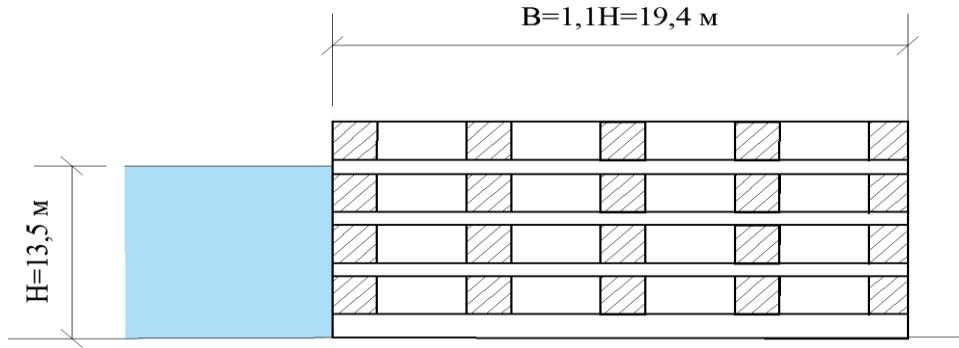


Рисунок 5.3 – Конструкция ряжевой продольной перемычки

5.2.5 Пропуск строительных расходов II очереди

Пропуск строительного расхода II очереди предполагается выполнить через донные отверстия строительного периода.

Поверхностный эксплуатационный водосброс с отбросом струи.

5.2.6 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов II очереди через донные отверстия

1. Определяем минимальное допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки.

$$n_{min} = \frac{Q_{10\%}}{V_{don} \cdot h_p \cdot L} = \frac{1066}{22 \cdot 13,7 \cdot 4} = 0,88 \approx 1; \quad (5.10)$$

Эксплуатационный водосброс запроектированный для Мамаканской ГЭС состоит из 4 отверстий шириной 8 м, поэтому максимальное количество донных отверстий строительного периода 4 и максимальной шириной 8 м.

Исходя из конструктивной особенности водосливной плотины максимальная высота донного отверстия может быть 14 м – принимаем $h=6$ м.

2. Определяем расчетную отметку порога донного отверстия ($\nabla ПДО$).

Из конструктивных особенностей $\nabla ПДО = 225$ м.

$\nabla ПДО$ определяется из условия пропуска расходов при перекрытии. Перекрытие предполагает выполнить в осенний межень в Октябре месяце исходя из гидрографа реки.

$$Q_{перекр} = Q_{Октября} = 92 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\nabla УНБ \text{ при } Q_{перекр} = 234,1 \text{ м};$$

$$\nabla УВБ = \nabla УНБ_{Q_{\Pi}} + Z_{max} = 234,1 + 1 = 235,1 \text{ м}; \quad (5.11)$$

Донные отверстия строительного периода в период эксплуатации могут быть использованы для пропуска расходов зимой, в случае посадки станции на ноль, то есть отключения всех гидроагрегатов.

5.2.7 Глубина воды над порогом донного отверстия

$$H_{\Pi} = \left(\frac{Q_{\Pi}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{92}{0,3 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,65 \text{ м}; \quad (5.12)$$

где $m = 0,3$ – коэффициент расхода водослива;

$$b = n \cdot L = 2 \cdot 8 = 16 \text{ м}; \quad (5.13)$$

$$\nabla_{ПДО} = \nabla_{УВБ} - H_{\Pi} = 235,1 - 2,65 = 232,45 \text{ м}. \quad (5.14)$$

3. Определяем количество отверстий для пропуска паводка. Отметки донных отверстий изображены на рисунке 5.4.

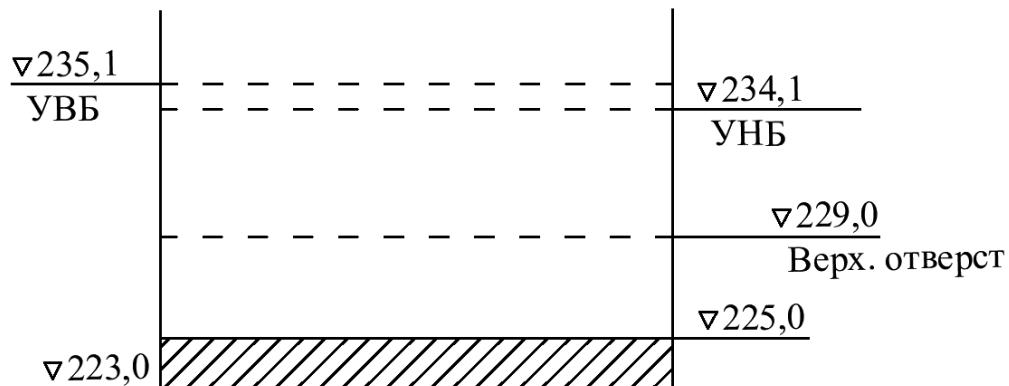


Рисунок 5.4 – Отметки донных отверстий

Отверстие затопленное пропускной способностью определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{D_0} \cdot (2g \cdot Z_{D_0})^{1/2}; \quad (5.15)$$

$$\text{где } Z_{D_0} = \frac{Q_p^2}{\mu \cdot \omega_{D_0}^2 \cdot 2g} = \frac{1066^2}{0,82^2 \cdot 96^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 9,35; \quad (5.16)$$

$$Q_p = Q_{10\%};$$

$$\mu = \frac{1}{\left(1 + \delta_{bx} + \frac{2gL}{c^2} \cdot R \right)} = \frac{1}{\left(1 + 0,2 + 2 \cdot 9,81 \cdot \frac{16}{93,4^2} \cdot 2,2 \right)} \approx 0,82; \quad (5.17)$$

где $n = 0,012$ – коэффициент шероховатости;

$$\omega = b \cdot h = 8 \cdot 6 = 48; \quad (5.18)$$

$$\chi = 2 \cdot b + 2 \cdot h = 28; \quad (5.19)$$

$$R = \frac{\omega}{\chi} = \frac{48}{28} = 1,7; \quad (5.20)$$

где $c = 93,4$ – по таблице[12];

$$\nabla_{УВБ_{Q_{10\%}}} = \nabla_{УНБ_{Q_{10\%}}} + Z_{D0} = 234,1 + 9,35 = 243,45 \text{ м}; \quad (5.21)$$

Определяем отметки гребня перемычек II очереди:

$$\nabla_{ГВП} = \nabla_{УВБ_{Q_{10\%}}} + d = 243,45 + 3,5 = 246,95 \text{ м}; \quad (5.22)$$

– отметка верха бетонного сооружения в котловане I очереди:

$$\nabla_{ГНП} = \nabla_{УНБ_{Q_{10\%}}} + d = 234,1 + 2,5 = 236,6 \text{ м}; \quad (5.23)$$

Конструкции верховой и низовой перемычек II очереди принимаем аналогичными, как для котлована I очереди.

5.2.8 Водоотлив

Откачу воды из котлована I очереди осуществляем способом открытого водоотлива

При открытом водоотливе откачка воды из котлована производится непосредственно с воды. Откачка осуществляется центробежными насосами, которые могут быть установлены на берегу, бровке, pontонах. Планируется не менее двух насосов: основной и резервный, количество насосов влияет на время откачки. Объем воды, которую необходимо откачать равен 2-3 объемам котлована. Необходимо соблюдать интенсивность откачки, то есть градиент напоров не должен превышать допустимый для грунтов, из которых сложены откосы котлована, в противном случае произойдет суффозия – и размытие бортов.

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем (после уплотнения перемычек и откосов составляет:

-для скальных и крупнозернистых грунтов -0,5-0,8м/сут / 1-1,5 м/сут

То есть количество насосов подбирается из обеспечения допустимой скорости откачки.

Определяем объем воды в котловане I очереди $14978 \text{ м}^2 \cdot 13,5 \cdot 2 = 404406 \text{ м}^3$. Принимаем центробежный насос Д630 производительностью 630 $\text{м}^3/\text{ч}$.

Рассчитываем время откачки с использованием n насосов.

$$t = \frac{V_{\text{kot}}}{W \cdot n}; \quad (5.24)$$

$$t = \frac{404 \cdot 406}{630 \cdot 2} = 320 \text{ час; (при работе 24 час/сут = 14 суток)}$$

Определяем интенсивность откачки $13,5 \text{ м} / 14 \text{ сут} = 0,97 \text{ м/сут}$ - не превышает допустимой.

5.2.9 Водонижение

Для поддержания котлована в сухом состоянии, по периметру устраиваем водосбросные канавки сечением $2 \cdot 2 \text{ м}$ 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.

Производство земельно-скальных работ состоит из:

- Разработки скальных грунтов методом рыхления;
- Разработки разрыхленного грунта экскаватором с погрузкой в транспорт;
- Транспортировки грунта;
- Складирования.

5.2.10 Буровзрывные работы

Разработку скального массива котлована сложенного гранодиоритами, которые в соответствии с “Классификацией горных пород по коэффициенту крепости М.М. Протодьякова” относятся:

- Категория грунта XIII;
- Средний объемный вес – 3100 кг;
- Прочность при раздавливании – 1600 кг/см^2 ;
- Время бурения на 1 п.м. (легкими перфораторами – 27,5 мин);
- φ – коэффициент крепости – 16;

По трудности бурения работы, грунты относятся к весьма труднобуримым.

Класс пород ($\Pi_B=15$), принимаем модель бурового станка СБУ-125У-52.

- Техническая скорость бурения – 6 м/ч;
- 125 мм – Диаметр скважины;
- h (п)–10 диаметров скважины – перебур.

Назначаем схему бурения грунтов методом скважинных зарядов.

Схема бурения изображена на рисунке 5.5.

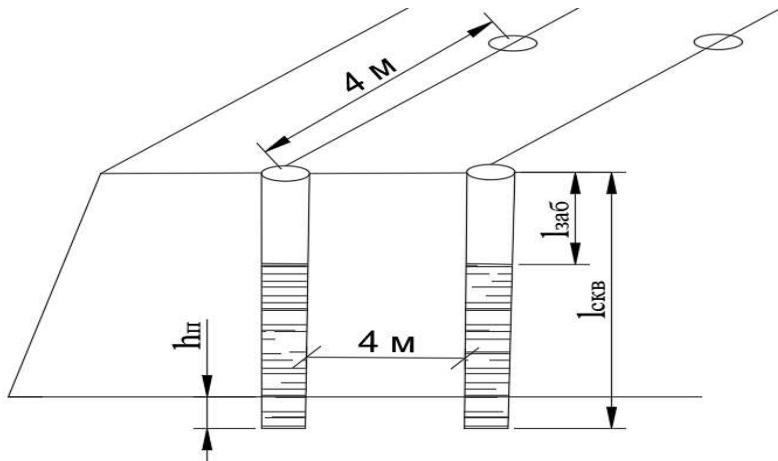


Рисунок 5.5 – Схема бурения

$$L_{\text{скв}} = H_{\text{уст}} + h_{\text{п}} = 4 + 1,25 = 5,25 \text{ м}; \quad (5.25)$$

где $H_{\text{уст}}$ – высота рабочего уступа;

$L_{\text{скв}}$ – глубина скважины;

$h_{\text{п}}$ – глубина перебора;

$$h_{\text{п}} = 0,125 \cdot 10 = 1,25 \text{ м}; \quad (5.26)$$

$$N = \frac{980400}{64} = 15319 \text{ скважин}; \quad (5.27)$$

где N – число скважин(считаем по разрезу врезки);

$N \cdot L_{\text{скв}}$ – погонные метры бурения;

$$T = \frac{N \cdot L_{\text{скв}}}{\Pi_{\text{б смен}}} = \frac{15319 \cdot 5,25}{33} = 2437 \text{ – количество смен или } 2437 \cdot 8 = 19496 \text{ маш} \cdot \text{ч}; \quad (5.28)$$

где T – время бурения.

Определение объема выемки из котлована I очереди:

Врезка под глухую правобережную плотину $9820 \text{ м}^2 \cdot 40 \text{ м} = 392800 \text{ м}^3$

Объем под водосливную плотину и яму размыва $276200 \text{ м}^2 \cdot 2 \text{ м} = 552400 \text{ м}^3$

Объем выемки под раздельный устой $17600 \text{ м}^2 \cdot 2 \text{ м} = 35200 \text{ м}^3$

Суммарный объем выемки по котловану I очередь $392800 + 552400 + 35200 = 980400 \text{ м}^3$.

Производительность бурового станка:

$$\Pi_{\text{б смен}} = \frac{T_{\text{см}}}{T_0 + T_B} \cdot K_{\text{н.б.}} = \frac{8}{0,17 + 0,034} \cdot 0,85 = 33 [\text{м/смен}]; \quad (5.29)$$

где $T_B = 20\%$ от T_0 ;

$K_{\text{н.б.}} = 0,85$;

$$T_0 = \frac{1}{V_{\text{бyp}}} = \frac{1}{6} = 0,17. \quad (5.30)$$

Разработка разрыхленного грунта экскаватором с погрузкой в автотранспорт:

1. Объем выемки по котловану I очереди (980400 м^3 – Объем V_B по чертежу).

Разработка разрыхленного грунта выполняется экскаватором. Подбираем экскаватор ЭКГ 5А – прямая лопата объемом ковша 5 м^3 , самосвал объемом кузова от $20 – 25 \text{ м}^3$. Выбираем БелАЗ-7548 грузоподъемность 42 т.

2. Определение количества необходимого транспорта.

Определяем необходимое количество транспорта:

$$(m - 1) \times T_{\Pi} = \frac{L_1}{V_2} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_z; \quad (5.31)$$

где m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

T_{Π} – 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_z – время задержки в пути час, 10 мин;

Время погрузки:

$$T_{\Pi} = \frac{W}{\Pi_z} = \frac{25}{281,4} = 0,09 \text{ ч}; \quad (5.32)$$

где W – емкость кузова в м^3 , 25 м^3 ;

Π_z – эксплуатационная производительность экскаватора $\text{м}^3/\text{час}$;

Определяем эксплуатационную производительность экскаватора:

$$\Pi_z = \Pi_t T_p K_B = 351,7 \times 1 \times 0,8 = 281,4 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (5.33)$$

где Π_t – техническая производительность $\text{м}^3/\text{час}$;

T_p – длительность периода работы час;

K_B – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период;

Определяем техническую производительность экскаватора:

$$\Pi_t = \frac{3600 q K_h}{t_q K_p} = \frac{3600 \times 5 \times 0,85}{29 \times 1,5} = 351,7 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (5.34)$$

где K_h – коэффициент наполнения ковша;

K_p – коэффициент разрыхления грунта;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла (для данный условий), с;

Определяем необходимое количество транспорта:

$$(m - 1) \times T_p = \frac{L_1}{V_2} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_3 = (m - 1) \times 0,09 = \frac{3}{30} + \frac{3}{60} + 0,011 + 0,2 ;$$

$$m = \frac{0,328}{0,09} + 1 = 4,6 ;$$

Принимаем количество машин равным 5.

Определяем объем выемки в месяц одного экскаватора:

$$V_{в.м.} = \Pi_e T_p = 281,4 \times 8 \times 21 = 47\ 275 \text{ м}^3/\text{мес}; \quad (5.35)$$

Определяем количество времени на разработку котлована 1 очереди:

$$\frac{V}{V_{в.м.}} = \frac{980400}{47275} = 21 \text{ мес}; \quad (5.36)$$

На отвалах работает бульдозер Т-140.

5.2.11 Производство бетонных работ

Цикл производства бетонных работ состоит из:

-Вспомогательных работ (заготовка заполнителя, опалубочные и арматурные работы).

-Основных работ (приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси (горизонтальный и вертикальный), подготовка блока к бетонированию, укладка уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ).

5.2.12 Производство бетонных работ в котловане I очереди

Объем бетона для сооружений котлована I очередь до отметки 246,95 м равен:

$$V_B = 958 \cdot 167 = 159986 \text{ м}^3. \quad (5.37)$$

5.2.13 Опалубочные работы

Определяем площадь опалубочной поверхности:

$$S = K_{оп} \cdot V_B = 0,5 \cdot 958 \cdot 167 = 79993 \text{ м}^2; \quad (5.38)$$

где $K_{оп} = 0,5 \text{ м}^2/\text{м}^3$;

$S_{сеч.плот.} = 958 \text{ м}^2$ – определяем по программе AutoCAD.

Количество машино-часов для установки и разборки опалубки в блоке кранами КБГС – 450 (краны те же, что и для выполнения бетонных работ, подобраны ниже) определяем по ГЭСН 37-01-014-02 Установка и разборка плоской с горизонтальными и наклонными тяжами кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в бетонные блоки площадью до 150 м^2 – 13,63 маш/ч на 100 м^2 опалубки.

Время укладки бетона равняется:

$$79993 \cdot \frac{13,63}{100} = 10\ 903 \text{ часов} = 681 \text{ сутки} – \text{при 2 – х сменной работе};$$

5.2.14 Арматурные работы

Процент армирования массивных плотин $10 \div 15 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Принимаем $10 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Необходимое количество арматуры равно $159986 \cdot 10 = 1599860 \text{ кг}$.

Количество машино-часов для укладки бетонной смеси в блок кранами КБГС – 450 (краны те же, что и для выполнения бетонных работ, подобраны ниже) определяем по ГЭСН 37-01-026-05 Установка арматурных конструкций кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в бетонные блоки массой от 1-5 т – 157,37 маш/ч на 100 т арматуры. Время установки арматурных конструкций равняется:

$$1599,860 \cdot \frac{157,37}{100} = 2518 \text{ часов} = 157 \text{ суток} – \text{при 2х сменной работе};$$

5.2.15 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимаем быстровозводимый бетонный завод «Classic Twin 100» который находится в 3 км от производимых работ.

Комплектация:

Бетоносмеситель двухвальный;

Бункеры инертных от 2x10 до 9x60;

Установленная мощность 170/140;

Дозатор воды весовой;

Дозатор химических добавок от 1 до 6;

Дозатор цемента 1400.

Технические параметры:

Производительность, $100 \text{ м}^3/\text{час}$.

5.2.16 Транспорт бетонной смеси

Транспорт бетонной смеси от бетонного завода до места укладки выполняем с помощью автобетоносмесителей 6 м³

Принимаем автобетоносмеситель от компании КАМАЗ 58146W с техническими характеристиками:

- объемом смесительного барабана, 6 м³;
- максимальной скоростью передвижения 60 км/ч.

Определяем объем смеси перевозимый одним автобетоносмесителем до места подачи в блок, который высчитывается по формуле Q в м³/смену:

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot k/t(\text{ц}) = \text{м}^3/\text{смену}; \quad (5.39)$$

где q – Объем порции бетонной смеси 6м³, перевозимый за 1 рейс в м³.

60 – количество минут в часе.

T – продолжительность смены в часах.

k – Коэффициент использования рабочего времени = 0,8.

t(ц) – 26 мин, продолжительность цикла в минутах t(ц) = t(загрузка 5 мин)+t(грузовой пробег 8 мин)+t(выгрузка 3 мин)+ t(порожний пробег 5 мин)+t(очистка кузова 5 мин).

$$Q = 6 \cdot 60 \cdot 8 \cdot 0,8/26 = 89 \text{ м}^3/\text{смену};$$

Потребность количества автотранспорта N_р определяем по формуле:

$$N_p = I \cdot t(\text{ц})/q = \text{шт}; \quad (5.40)$$

где I – интенсивность укладки бетонной смеси в блок в м³/ч.

$$N_p = 100 \cdot 0,43/6 = 7,2 \text{ шт};$$

Принимаем 8 машин.

Вертикальный транспорт:

Выбираем схему подачи бетонной смеси в блоки бетонированияс помощью бетоноукладочных кранов КБГС-450 с техническими характеристиками предоставленными в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Технические характеристики крана

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

Продолжение таблицы 5.3

Показатели	КБГС-450
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. Время укладки бетона равняется

$$159986 \cdot \frac{5,41}{100} = 8\ 655 \text{ часов} = 541 \text{ сутки} - \text{при 2 - х сменной работе;}$$

Для данного сооружения целесообразно принять схему с размещения бетоноукладочных кранов непосредственно на сооружениях.

Суммарное количество машино-часов на весь цикл бетонных работ составляет:

10903 (опалубка) + 2518 (Арматура) + 8655 (Бетон) = 22076 маш.ч
интенсивность производства бетонных работ равняется $22076/159986 = 0,14$ маш.ч/м³.

5.3 II этап - Перекрытие русла

Состав работ:

- Предварительное стеснение русла;
- Разборка низовой перемычки – затопление котлована I очереди;
- Разборка верховой перемычки – пропуск строительных расходов через донные отверстия;
- Отсыпка каменного банкета в проране;
- Устройство перемычек для котлована II очереди.

Способ перекрытия русла:

- Пионерный с двух сторон.

Конструкция банкета:

$$\text{отметка ГБ} = \text{УНБ(Qп)} + Z + \alpha = 234,1 + 1 + 0,5 = 235,60 \text{ м.} \quad (5.41)$$

Конструкция банкета изображена на рисунке 5.6.

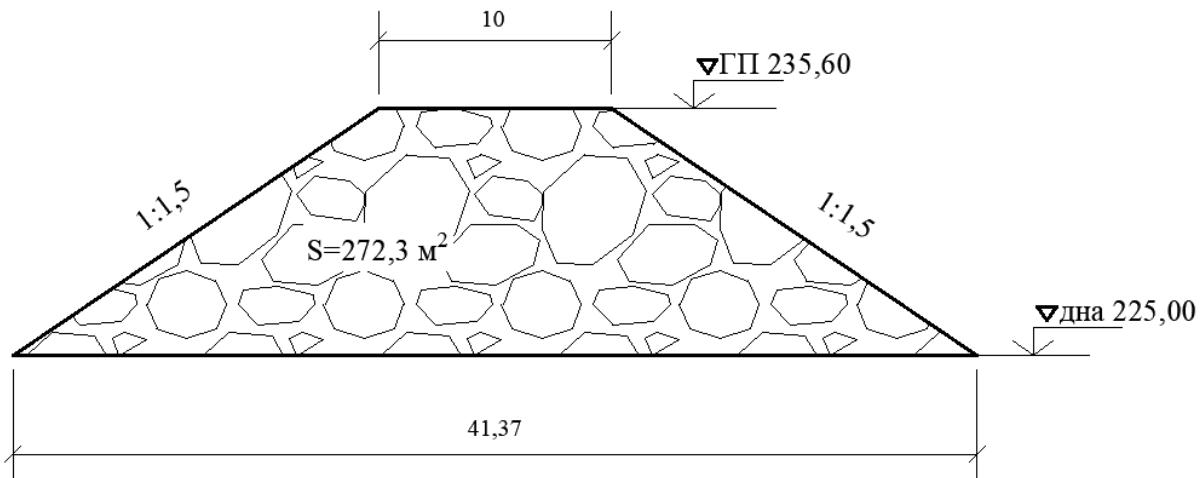


Рисунок 5.6 – Банкет

$$\text{Объем банкета } V_6 = S \cdot L = 272,3 \cdot 56 = 15249 \text{ м}^3. \quad (5.42)$$

где S – площадь поперечного сечения банкета;

L – длина банкета.

Параметры площади сечения определяются по программе AutoCAD.

5.4 III этап – наращивание сооружений до отметок для начала наполнения водохранилища

-водоотлив и водопонижение в котловане II очереди;

-рыхление скальных грунтов (буровзрывные работы или специальные механизмы);

-выемка скальных грунтов (экскаваторами, транспортировка автосамосвалами в полезные насыпи или отвалы, работы на отвале);

-наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту(левобережной глухой бетонной плотины, станционной части бетонной плотины, строительство приплотинного здания ГЭС);

-обеспечение возможности уменьшения и регулирования пропускной способности строительных отверстий в период наполнения водохранилища.

Объемы работ:

$$S_{\text{сеч}} = 315 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{перем}} = 315 \cdot (72,4 + 95,3) = 52826 \text{ м}^3;$$

где $L_{\text{низовой перемычки}} = 72,4 \text{ м}$, а $L_{\text{верховой перемычки}} = 95,3 \text{ м}$.

Время отсыпки перемычек определяем по ГЭСН 81-02-36-2017

“Земляные конструкции ГТС” таблица ГЭСН 36-01-004-01 равно 16,83 м.час на 1000 м³ при отсыпке в воду в искусственных прудах,

$$\left(\frac{52826}{1000}\right) * 16,83 = 889 \text{ часов, при 2-х сменной работе 56 суток.}$$

Определяем объем воды в котловане II очереди $9048 \text{ м}^2 \cdot 13,5 \cdot 2 = 244\ 296 \text{ м}^3$. Принимаем центробежный насос Д630 производительностью 630 м³/ч.

Рассчитываем время откачки с использованием п насосов:

$$t = \frac{V_{\text{kot}}}{W \cdot n} = \frac{244\ 296}{630 \cdot 1} = 388 \text{ часа; (при работе 24 час/сут = 16 суток).}$$

Определяем интенсивность откачки $13,5 \text{ м} / 16 \text{ сут} = 0,8 \text{ м/сут}$ - не превышает допустимой.

Объем бетона для сооружений котлована III очереди до отметки 246,95 м равен:

$$V_B = 809 \cdot 40 = 32360 \text{ м}^3;$$

Объем бетона для сооружений котлована IV очереди до отметки 285,0 м равен:

$$V_B = 5642 \cdot 40 = 225680 \text{ м}^3;$$

Технология производства работ:

Все работы по котловану II очереди выполняются аналогично технологиям разработанным для котлована I очереди. Интенсивности выполнения работ принимаются аналогично рассчитанным для котлована I очереди.

5.5 IV этап – наращивание сооружений до проектных отметок, необходимых для пуска первоочередных гидроагрегатов (ГА)

-наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту до отметки гребня;

-регулируемый пропуск строительных расходов для обеспечения наполнения водохранилища для пуска первых ГА через донные отверстия;

-пуск агрегатов I очереди.

5.6 V этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища для поочередного пуска всех ГА

-наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту до проектных отметок;

-поочередный пуск гидроагрегатов.

Объемы земляных и бетонных работ приведены в таблицах 5.4-5.5.

Таблица 5.4 – Объемы земляных работ на каждом этапе строительства
Время определяем исходя из интенсивности БВР 19496 маш.ч /980440м³=0,02 маш.ч /м³ и земляных работ исходя из месячной производительности экскаватора 47275 м³/мес при 1-сменной работе 1 экскаватора

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Время, сутки
Выемка грунта			
I	Котлован I очереди (скального грунта):	116222	21 мес+бвр 19496 маш ч
III	Котлован II очереди (скального грунта):	244296	5,2 мес+ БВР 4886 маш.ч
Насыпные работы			
I	Перемычки котлована I очереди: Верховая, продольная (ряжевая) и низовая	404406	122
II	Перекрытие русла (отсыпка банкета)	15249	16
II	Перемычки котлована II очереди: Верховая и низовая	52826	56

Таблица 5.5 – Объемы бетонных работ на каждом этапе строительства
Время определяем исходя из интенсивности бетонных работ 0,14 маш.ч/м³

№ этапа	Отметка этапа, м	Бетонные работы	Объем, м ³	Время, сутки
I	▽ 246,95	Правобережная глухая, водосливная и раздельный устой	159986	22398 маш.ч /16=1400 сут
III	▽ 246,95	Левобережная глухая, станционная и приплотинное здание ГЭС	141050	19747 маш.ч /16=1234 сут
IV	▽ 285,00	Наращивание бетонных сооружений по всему фронту	116990	16379 маш.ч /16=1024 сут
Итого:			418026	58523 маш.ч /16=3658 сут

6 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

6.1 Требования по охране труда и технике безопасности для работников Мамаканской ГЭС

6.1.1 Основные положения

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических 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.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам 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 и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике 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 техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете 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, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандарта, 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, обеспечивающем 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 в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил [20];
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются: выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил [20]: ответственный руководитель работ, допускающий, производитель работ, наблюдающий, члены бригады.

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

области деятельности, Стандарта, 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.

6.1.2 Охрана труда для работников Мамаканской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Мамаканской ГЭС следует считать: обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения обеспечения правил охраны труда на Мамаканской ГЭС должно выполняться следующее:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно

разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Мамаканской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;

- на Мамаканской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции, инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать их;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;
- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;
- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;
- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;
- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);
- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;
- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;
- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;
- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное иочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;
- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;
- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;
- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;
- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

6.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [21]. 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 размещенных 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 подчиненного 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 и 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 проектируемой гидроэлектростанции 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 проектируемую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

6.3 Охрана природы. Общие положения

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для проектируемой ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании проектируемой ГЭС являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52- ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200-ФЗ (ред. от 01.05.2016);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации проектируемой ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.

6.4 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:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (6.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (639944 м³)

q – удельный норматив образования, % (q = 1,8%)

ρ – плотность бетона, т/м³ (ρ = 2,5 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{639944 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 28797,5 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков.

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}$$

где N – количество арматуры, т (108 т)

q – удельный норматив образования, % (q = 1,0%)

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ (ρ = 2,0 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{108 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,16 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 28797,5 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,16 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 Технико-экономические показатели

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность, МВт	96,36	200,32	213	213
Число часов использования установленной мощности	1440	1440	1440	1440
Выработка электроэнергии, МВт·ч	0,14	0,29	0,31	0,31
Расход электроэнергии на СН, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на СН, МВт·ч	1387,54	2884,63	3067,2	3067,2
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	0,14	0,29	0,30	0,30
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1143	1175	1206	1235
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	13,08	27,96	30,52	31,25
НДС к выручке, млн. руб.	2,2	4,7	5,2	5,3

Вывод: С 6 года строительства электростанции, возможна реализация энергии, при вводе в эксплуатацию всех агрегатов годовая выручка составит около 45 млрд рублей в год.

7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2019 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2016 года представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	652291,20
Прочие расходы	274,0	700344,00
Итого	529,2	1352635,20

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов и представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2017 года представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	28835,940
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт*ч	2018,831
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	585,221
Итого		31439,993

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Белая, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу, млн. руб.

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления	25,26	117,01	280,38	288,71	288,71
Расходы на страхование	0,27	67,25	132,83	137,43	134,66
Эксплуатационные затраты	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Расходы на ремонт производственных фондов	0,02	6,30	12,45	12,88	12,62
Расходы на услуги регулирующих компаний	14,22	29,56	31,43	31,43	31,43

Продолжение таблицы 7.5

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на воду	3,47	8,09	8,83	8,83	8,83
Итого	44,61	229,59	467,29	480,66	477,63

Вывод: Текущие затраты растут до определенного периода (2027 г.), после чего происходит снижение расходов на ремонт производственных фондов и расходов на страхование, в связи с чем идёт снижение затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 7.1.

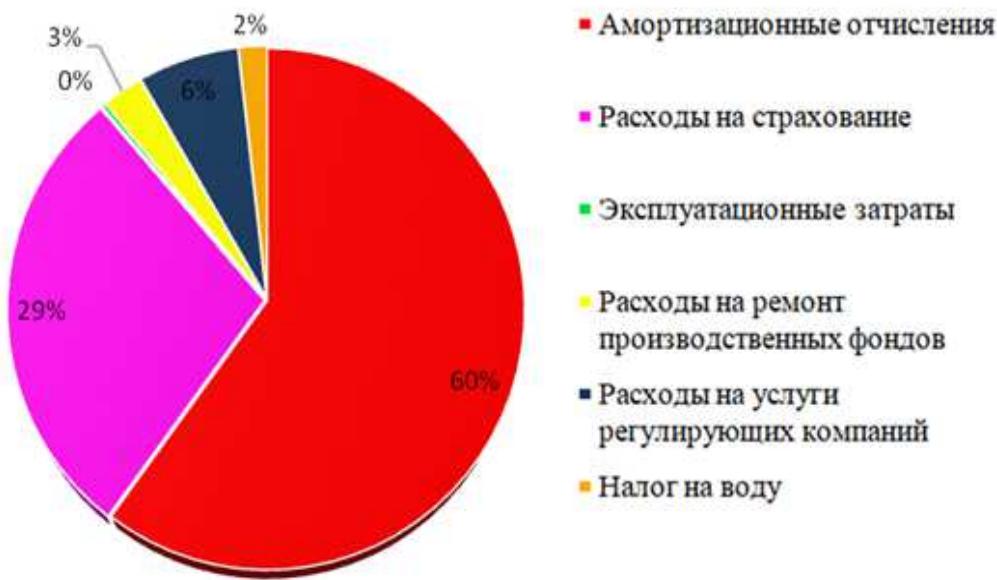


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

Вывод: большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления, т.к. строительство ГЭС – это капиталоемкое производство.

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Мамаканской 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 за период 2020-2024 годы приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	132,45	425,52	381,28	398,24	417,48
НДС, млн.руб.	172,91	457,54	513,13	358,24	543,65
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	15,54	10,87	5,77	5,77	5,77
Налог на имущество, млн.руб.	0,61	142,31	304,56	315,22	308,87
Водный налог, млн. руб	321,53	1036,24	1204,75	1077,48	1275,79
Итого, млн. руб	132,45	425,52	381,28	398,24	417,48

Вывод: Наблюдается ежегодный рост НДС и налогов на прибыль, а взносы в социальные фонды и налог на имущество снижаются с каждым годом.

Существенный отток денежных средств, после завершения строительства будет по налогу на прибыль и налог на добавленную себестоимость (НДС).

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Мамаканской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Годовая прибыль в схеме реализации «крупные потребители» представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	1327,8	2831,4	3085,0	3155,3	3271,
Текущие расходы, млн.руб.	44,62	229,59	467,30	480,66	477,6
Прибыль до налогообложения, млн.руб.	1283,2	2601,8	2617,7	2674,6	2793,
Скорректированный налог на прибыль,	256,64	520,36	523,55	534,93	558,8
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	851,64	1637,7	1559,5	1591,0	1673,
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Вывод: Из таблицы наблюдаем, что чистая прибыль прямо-пропорциональна выручке, так же в таблице ярко выраженный скачок чистой прибыли в 2025 г, что непрерывно связано с вводом в работу всех ГА и выходе на Нуст.

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 7.2

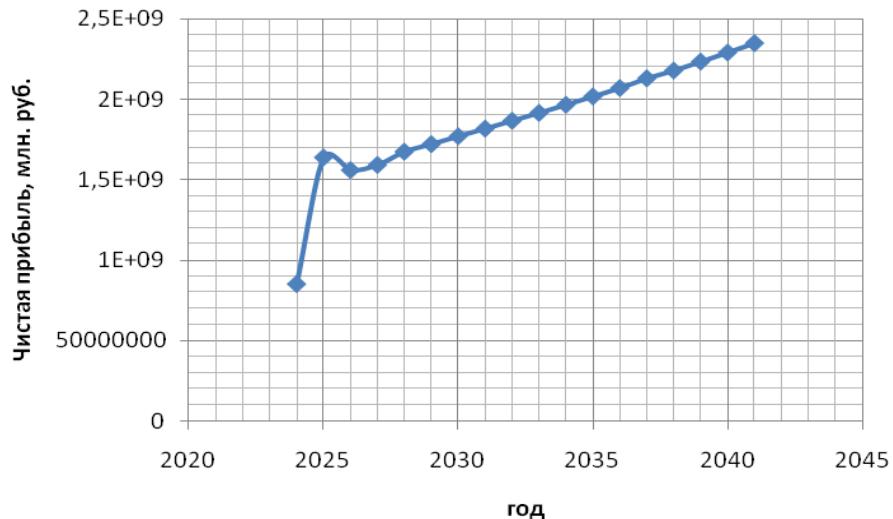


Рисунок 7.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

Следовательно, чистая прибыль, с каждым годом – увеличивается, из-за увеличения выдаваемой мощности ГЭС.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2019 №9).

7.5.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии перед ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными

РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

- Единими сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта Project Expert фирмы Expert System. Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- Период прогнозирования для Мамаканской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования
- Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2019 года.

7.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Мамаканской ГЭС на реке Мамакан мощностью 213 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Мамаканской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	85
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	506,25
Индекс прибыльности – PI	1,07
Себестоимость руб./кВт*ч	0,26
Удельные капиталовложения, руб./кВт	71012,2

Для реализации проекта, требуется сумма кредита в размере 71012,2 млн. руб. поставки 10% годовых на срок 251 месяц.

Полученная величина себестоимости на электроэнергию Мамаканской ГЭС 0,26 руб./кВт·ч ниже предписанного Единими Сценарными Условиями ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС;

7.5.3 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 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2024	2025	2026	2027	2028
В Федеральный бюджет, млн. руб.	324,39	902,03	909,03	771,09	975,75
В региональный бюджет, млн. руб.	0,58	23,74	347,26	313,65	310,46
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	324,97	925,77	1256,28	1084,74	1286,21

Вывод: Основная часть налоговых поступлений это поступления в федеральный бюджет, который состоит из: водного налога, налога на прибыль, налога на добавленную стоимость и взносов во внебюджетные фонды. Поступления в региональные фонды – второстепенная (меньшая) часть.

7.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования, операционные расходы и т.д.) на его конечные характеристики.

Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

Результаты анализа чувствительности учитываются при сравнении взаимозаменяемых и не взаимозаменяемых, с ограничением по максимальному бюджету инвестиционных проектов. Анализ чувствительности сам по себе не изменяет факторы риска.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI (рис.7.3 – 7.4).

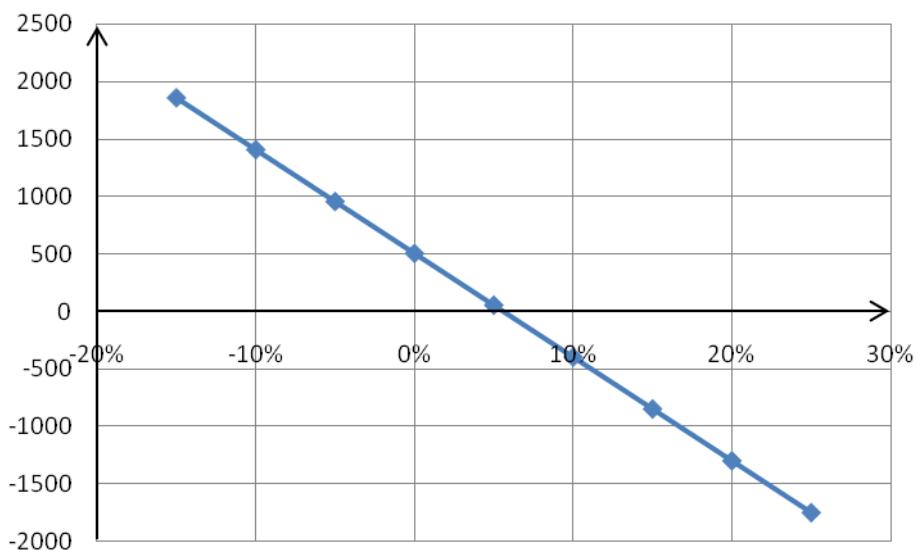


Рисунок 7.3 – Сумма PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций - уменьшение величины NPV.

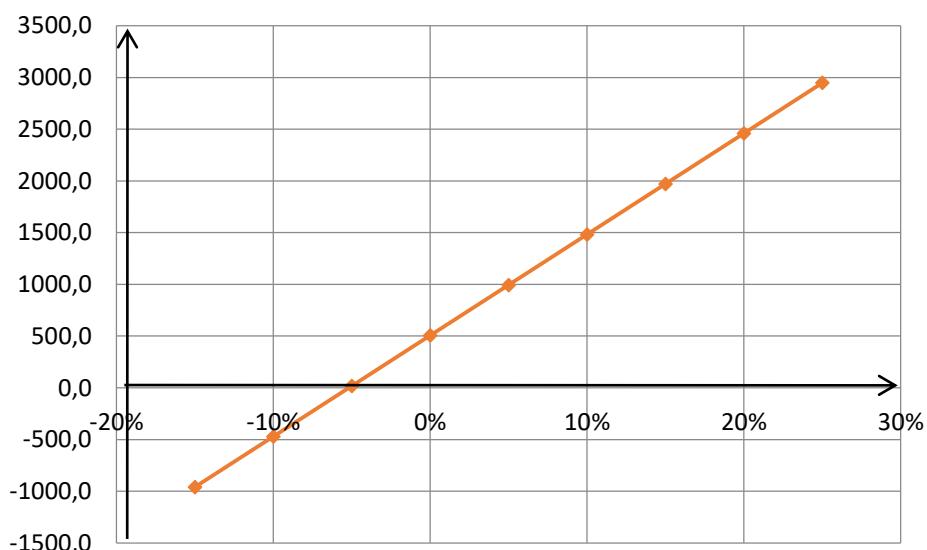


Рисунок 7.4 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта – увеличение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования;
- Уменьшение объема сбыта продукции;
- Увеличение ставки налогов.

8 Выбор материалов для ремонта бетонных и железобетонных конструкций

8.1 Основные виды повреждений, дефектов и трещин

В процессе возведения конструктивных элементов сооружений после укладки и выдерживания бетона этим элементам следует придать товарный вид, удовлетворяющий требованиям нормативных документов. Обеспечение этих требований в одних случаях состоит в исправлении только поверхностных дефектов и заполнении раствором отверстий от болтов, очистке, окраске и о fakturовке поверхности, а в других случаях необходимо ликвидировать большие и глубокие дефектные места, требующие значительных затрат труда и материалов. В связи с этим необходимо иметь четкую классификацию дефектов и трещин. Характерные дефекты и причины их образования в строящихся объектах, например, при строительстве тоннелей установлены ещё в 2000 г. при разработке «Руководства по устранению дефектов и лечению трещин при возведении крупноразмерных железобетонных конструктивных элементов сооружений» и перечислены ниже.

Выступы на поверхности бетона образуются из-за неправильной установки опалубки, недостаточной её жесткости или низкого качества.

Наплывы из бетона или раствора образуются при недостаточной герметичности опалубки.

Раковины на поверхности бетона образуются вследствие недостатка раствора, скопления воды и воздуха вблизи опалубки, недостаточного уплотнения бетона. Большая щебенистость бетона возникает при расслоении бетонной смеси, неоправданно высокой жесткости бетонной смеси, вытекании цементного молока и т.п.

Полости в бетоне образуются из-за зависания бетонной смеси на арматуре и опалубке, а также в местах устройства технологических швов, при преждевременном схватывании ранее уложенного бетона и недостаточной подготовке основания при укладке вышележащих слоев бетона.

При недостаточном влажностном уходе за бетоном образуются усадочные трещины.

При выполнении работ по лечению трещин всегда нужно учитывать, что все сквозные технологические температурные трещины, возникшие в зоне защемления, а также трещины в наружных стенах, возникшие в рабочих швах, следует лечить в весенний или осенний периоды года, когда температура наружного воздуха составляет плюс 6...12°C, а температура бетона не превышает плюс 8...10°C.

Трещины конструктивного происхождения, вызванные завышением допустимых расстояний между температурно-деформационными швами, следует лечить в осенний или весенний периоды года.

Трещины, возникшие в процессе строительства и не меняющие величины своего раскрытия при приложении температурных и строительных нагрузок без

дополнительных перегрузок, при использовании традиционных ремонтных материалов допускается лечить по мере их возникновения в соответствии с необходимостью и возможностями строительной организации при температуре бетона не ниже плюс 5°C.

В эксплуатируемых конструкциях транспортных сооружений повреждения разделяют по характеру влияния на несущую способность на три группы:

I группа – повреждения, практически не снижающие прочность и долговечность конструкции (поверхностные раковины, пустоты; трещины, в том числе усадочные и учтенные расчетом, раскрытием не свыше 0,2 мм, а также те, у которых под воздействием временной нагрузки и температуры раскрытие увеличивается не более чем на 0,1 мм; сколы бетона без оголения арматуры и т.п.);

II группа – повреждения, снижающие долговечность конструкции (коррозионно-опасные трещины раскрытием более 0,2 мм и трещины раскрытием более 0,1 мм, в зоне рабочей арматуры предварительно напряженных пролетных строений, в том числе и вдоль пучков под постоянной нагрузкой; трещины раскрытием более 0,3 мм под временной нагрузкой; пустоты раковины и сколы с оголением арматуры; поверхностная и глубинная коррозия бетона и т.п.);

III группа – повреждения, снижающие несущую способность конструкции (трещины, не предусмотренные расчетом ни по прочности, ни по выносимости; наклонные трещины в стенках балок; горизонтальные трещины в сопряжениях плиты и пролетных строений; большие раковины и пустоты в бетоне сжатой зоны и т.п.).

Повреждения I группы не требуют принятия срочных мер, их можно устраниТЬ нанесением покрытий при текущем содержании в профилактических целях. Основное назначение покрытий при повреждениях I группы – остановить развитие имеющихся мелких трещин, предотвратить образование новых, улучшить защитные свойства бетона и предохранить конструкции от атмосферной и химической коррозии.

При повреждениях II группы ремонт обеспечивает повышение долговечности сооружения. Поэтому и применяемые материалы должны иметь достаточную долговечность. Обязательной заделке подлежат трещины в зоне расположения пучков преднапряженной арматуры, трещины вдоль арматуры.

При повреждениях III группы восстанавливают несущую способность конструкции по конкретному признаку. Применяемые материалы и технология должны обеспечивать прочностные характеристики и долговечность конструкций.

При эксплуатации массивных опор наблюдают значительное количество различных повреждений. Например, при обследовании группой специалистов опор недостроенного моста через Волгу в районе Кинешмы, где не осуществлялось текущее техническое содержание конструкций в течение 10 лет, обнаружено значительное количество различных дефектов:

- одиночные силовые трещины в контурных блоках;
 - групповые силовые трещины в оголовках опор;
 - температурно-усадочные трещины в оголовках опор, шкафных стенах, задних гранях устоев;
 - усадочные трещины в ростверках, контурных блоках, крыльях устоев;
 - сколы в контурных блоках и крыльях устоев;
 - отслоение защитного слоя в контурных блоках;
 - выщелачивание в ядре тела опор и оголовках, ригелях, опорных тумбах;
- При обследовании массивных опор и пролетных строений рекомендуется составлять карты дефектов (рис.8.1) с использованием условных обозначений (рис.8.2) на этих картах.

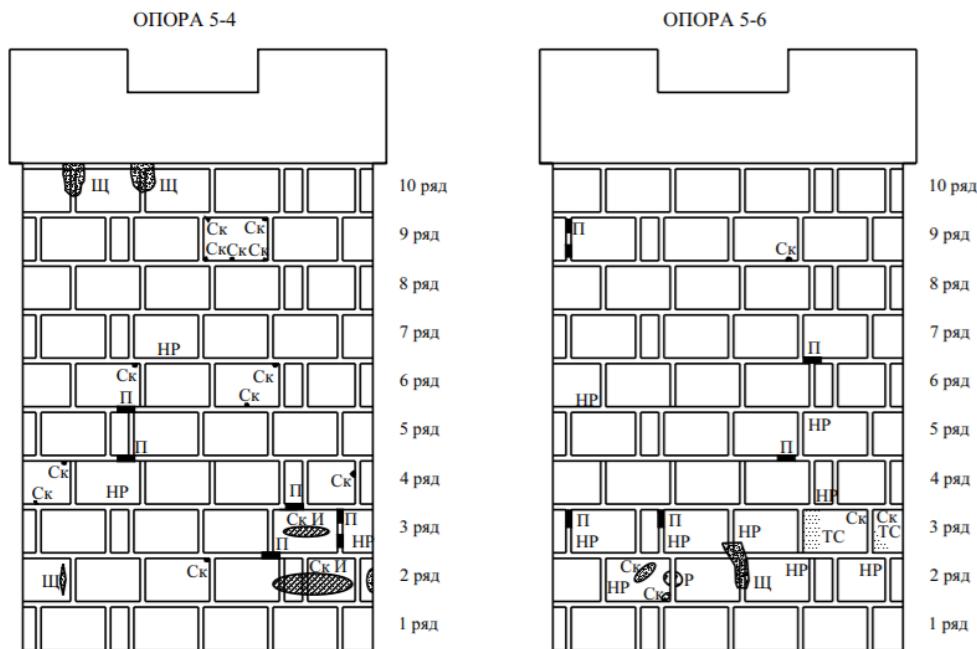


Рисунок 8.1 – Карты дефектов опор

 Щ	- пятна выщелачивания
 Рж	- потеки ржавчины
 НР	- наплыты раствора в швах
 Ск, А	- скол бетона с выходом арматуры
 Ск.И	- скол от истирания бетона
 Ск	- скол
 Ск.Ш	- скол в шве
 Тр	- трещина
 Тр.Щ	- трещина с выщелачиванием
 ТС	- точечные свечения арматуры
 П	- пустоты в швах
 ПС	- полосовые свечения арматуры
 РБ	- область раковистого бетона - раковина
	- сеть хаотических трещин
 А2	- оголение двух стержней арматуры
 ОТС	- отслоение защитного слоя бетона

Рисунок 8.2 – Условные обозначения дефектов на картах

На различных объектах могут наблюдаться и другие виды разрушений. Все они должны отражаться в дефектных ведомостях и картах и по каждому из них следует принимать конкретное решение по ремонту.

8.2 Выбор материалов для ремонта бетонных и железобетонных конструкций

При выполнении ремонтных работ всегда следует учитывать, что выбор необходимых материалов для производства работ должен базироваться на результатах поэтапного многофакторного анализа и, в сущности, является процессом поиска компромисса, основанного на использовании достоверной технической информации, требований и финансовых возможностей инвестора (заказчика).

В ходе разработки технических решений по ремонту следует ориентироваться на современные материалы и технологии, обеспечивающие при условии правильного выбора продление срока службы конструкций от 15-20 до 30-40 лет.

При выборе ремонтного материала подлежат учету:

- степень ответственности элементов конструкции, включая зависимость несущей способности сооружения от их целостности;
- глубины разрушений;
- условия эксплуатации (температурный режим, влажность и агрессивность среды, динамические воздействия);
- эстетические требования;
- положение и доступность конструкции;

● объем подлежащих выполнению работ. В любом случае нужно четко осознавать, что на выбор материалов может также повлиять вид проводимого ремонта: конструкционный или неконструкционный, при которых возможно выполнение таких работ, как

- устранение дефектов и лечение трещин, обнаруженных в ходе возведения объектов;
- косметический ремонт эксплуатируемых бетонных и железобетонных конструкций;
- текущий ремонт конструкций, не требующий восстановления их несущей способности;
- ремонт конструкций с восстановлением их несущей способности;
- ремонт конструкций с увеличением их несущей способности по отношению к несущей способности, заложенной в первоначальном проекте сооружения.

В России для проведения ремонтных работ часто используют материалы, выпускаемые совместными предприятиями, или ввозимыми из-за рубежа. В связи с этим при использовании этих и отечественных материалов рекомендуется учитывать требования Европейского стандарта EN 1504 к

характеристикам ремонтных материалов на цементной основе, приведенные в табл.Г.1.

Для обеспечения эффективного ремонта бетонных и железобетонных конструкций и выбора требуемых материалов необходимо разработать определенную концепцию, четко устанавливающую последовательность и условия выполнения работ, позволяющих обосновать правильный выбор материалов, необходимых для ремонта.

При разработке концепции ремонта необходимо иметь четкие требования заказчика на выполнение работ, где должна быть изложена информация об объекте, предполагаемом сроке службы, внешнем виде, особенностях использования объекта при выполнении работ, сроки выполнения работ и условия финансирования ремонтных работ.

При выборе материалов необходимо определить условия эксплуатации объекта с оценкой внешних факторов, включая погодные условия, химическую среду и временные нагрузки, что позволит определить требования к физико-механическим характеристикам материалов.

На выбор материалов могут повлиять погодные условия, доступ к месту нанесения материала, временные рамки выполнения работ и другие производственные условия.

Для выполнения ремонтных работ необходимо разработать и утвердить в установленном порядке проектно-сметную документацию. До начала разработки проекта следует провести обследование объекта или конструкций, которые необходимо ремонтировать. При этом обследование и установление причин и степени разрушения могут производиться, как это указывалось ранее, проектной или специализированной организацией, имеющей право на выполнение данного вида работ. Таблица характеристики ремонтных материалов на цементной основе при конструкционном и неконструкционном ремонте по Европейскому стандарту EN 1504 представлена в приложении Д.

При выборе материалов для ремонта всегда следует учитывать, что ремонт, в сущности, предполагает создание композитной системы, основными элементами которой являются существующий субстрат (тело существующей конструкции), контактная поверхность и ремонтный материал. При этом следует помнить, что любой другой материал (даже бетон, имеющий точно такие же характеристики, как и бетон тела существующей конструкции), на самом деле будет отличаться от субстрата.

В связи с этим для ремонта следует выбрать материал, отвечающий требованиям по нанесению и обеспечению характеристик по прочности и долговечности, но и обеспечивающий совместимость с субстратом, что является гарантом долговечности ремонта.

Совместимость – это соотношение между физическими, химическими и электрохимическими характеристиками и размерами составляющих ремонтной и существующей систем. Это соотношение является обязательным, если ремонтная система должна выдерживать все усилия и напряжения, вызываемые эксплуатационными нагрузками и при этом не терять своих свойств и не

разрушаться в конкретных условиях окружающей среды и в течение заданного временного промежутка. Именно несовместимость материалов является главной причиной плохого ремонта.

Совместимость подразумевает характер поведения материала как в затвердевшем, так и в твердеющем состоянии. Самое важное требование к материалу – поведение его размерных характеристик относительно размерных характеристик субстрата.

При выборе ремонтных материалов следует учитывать, что эффективность ремонта определяется как отношение напряжений, которые выдерживает ремонтный материал к напряжениям, которые выдерживает элемент до разрушения и ремонта. В идеале ремонтный материал должен принимать на себя определенный уровень напряжений и распределять их так, как это было бы при полном функционировании ремонтируемого элемента.

Решение по выбору ремонтных материалов следует принимать только после того, как будут определены характеристики материалов, которые наилучшим образом соответствовали бы реализации проектного решения. В связи с этим рекомендуется определить указанные характеристики и присвоить им приоритеты.

После определения требований и критериев следует составить перечень соответствующих свойств. Свойства необходимо систематизировать и сформировать как основные, так и специальные. К основным свойствам относят те, наличие которых необходимо для проведения основательного и качественного ремонта. К специальным свойствам относятся те, с помощью которых корректируется эффективность материала, чтобы продлить срок его службы в пределах определенных нагрузок.

Специальные свойства распределяют по рангу в порядке убывания значимости. Свойства, к которым не предъявляются требования, в такой список не включаются.

При выборе материалов для ремонта бетонных и железобетонных конструкций необходимо учитывать такое свойство, как прочность сцепления ремонтного материала с субстратом, которое является основным требованием качественного ремонта. Плохое сцепление между ремонтным материалом и правильно подготовленным бетонным субстратом часто происходит из-за разности температурных деформаций твердеющего ремонтного состава и основания и из-за его усадки при твердении. Часто сцепление уменьшается при плохой подготовке поверхности субстрата перед укладкой ремонтного состава.

Величина усадки при твердении гидравлических вяжущих на основе цемента оказывает большое влияние на сцепление ремонтного состава с основанием и его прочность. Из материалов, которые обладают другими необходимыми свойствами, при выборе ремонтных материалов предпочтение следует отдавать тем, которые характеризуются самой низкой усадкой при твердении.

При изменении температуры величина деформаций конструкции пропорциональна коэффициенту температурного линейного расширения

материала. При выборе материала для ремонта следует учитывать, что введение полимеров в растворы приводит к увеличению коэффициентов температурного линейного расширения ремонтного состава в 1,5...5 раз, что может привести к появлению значительного напряжения в контактной зоне и быть причиной растрескивания, коробления и шелушения ремонтного материала. Термовая совместимость ремонтного состава и субстрата в связи с этим должна рассматриваться особенно внимательно.

При выборе ремонтных составов следует учитывать величину их модуля упругости. Он должен быть близким к модулю упругости субстрата.

При выборе ремонтных материалов следует учитывать ползучесть ремонтных материалов. В ряде случаев повышенная ползучесть материала может быть полезной. Пониженная ползучесть ремонтного состава по сравнению с материалом основания наоборот может привести к негативным последствиям.

При выборе материалов для ремонта следует учитывать проницаемость ремонтного материала. Низкая проницаемость ремонтного материала является положительным фактором с позиции уменьшения скорости проникновения хлоридов через защитный слой бетона и отрицательным фактором с позиций карбонизации, так как уменьшает водородный показатель pH и способна в зависимости от наличия свободной влаги привести к внутренней коррозии бетона.

При выборе материалов для ремонта бетонных и железобетонных конструкций особое внимание следует обратить на свойства технологичности.

Свойства технологичности – это свойства материалов, которыми они обладают в раннем возрасте. Некоторые из свойств технологичности облегчают укладку материала, но могут неблагоприятно отразиться на формировании других свойств материала.

При выборе материалов следует учитывать, что знание физических и химических свойств материала в пластическом состоянии определяет выбор метода укладки. Например, консистенция продуктов, которые можно наносить кельмой, значительно отличается от консистенции материалов, которые нагнетаются с помощью насосов.

При производстве работ следует учитывать, что неправильное выполнение операций по перемешиванию, укладке и уходу могут изменить свойства уложенного материала. Поэтому очень важно при выборе материалов знать, как полевые условия могут воздействовать на материал.

При выборе материалов следует учитывать, что свойства технологичности могут зависеть от требований, которые предъявляет заказчик к условиям производства работ. Такие требования могут предполагать ограничение рабочего пространства, отсутствие помех для эксплуатации объекта, отсутствие шума, запахов, пыли и т.д., а также производство работ только в ночное время.

При выборе материалов необходимо учитывать такое технологическое свойство как текучесть материала.

Текучесть ремонтного материала очень важное свойство, обеспечивающее способность материала проникать в полости и заполнять их. При отдельных методах укладки ремонтного материала, например, при нагнетании насосом в опалубку, бетонирование с укладкой в опалубку или раздельное бетонирование, характеристики текучести оказывают значительное влияние на качество ремонтных работ. При выполнении этих работ достаточно соблюдать требование по осадке (расплыву) конуса ремонтного материала.

Все обычные цементные смеси в процессе твердения в той или иной степени подвергаются усадке. Если уменьшить количество воды затворения, чтобы уменьшить усадку, то смесь становится жесткой и трудной для укладки и уплотнения и, кроме того, она не сможет заполнить полностью ремонтируемую полость (рис.8.3,а).

Усадка смеси наблюдается даже при пониженном содержании воды. Если увеличить количество воды затворения, чтобы улучшить текучесть смеси для полного заполнения ремонтируемой структуры, то значительно увеличивается усадка (рис.8.3,б). Более того, физикомеханические свойства такого бетона (прочность, водонепроницаемость, морозостойкость и долговечность) понизятся из-за высокой пористости бетона.

Для обеспечения эффективного ремонта в таких случаях целесообразно применить реопластичные и водонепроницаемые сухие бетонные смеси, например, ЕМАКО (рис.8.3,в).

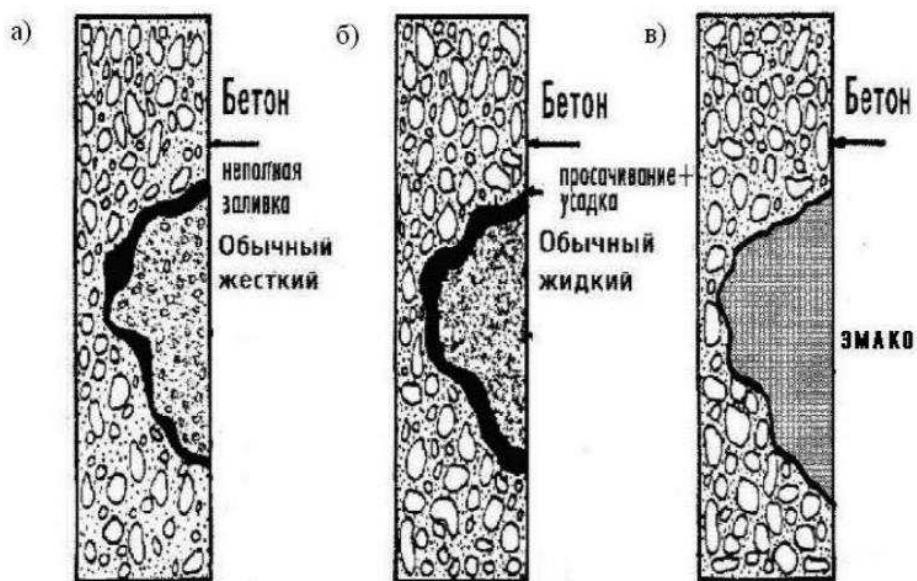


Рисунок 8.3 – Взаимодействие ремонтных составов с материалом конструкции:
 а) не обеспечен полный контакт; б) отрыв по контакту;
 в) бездефектное заполнение

Следует учитывать, что состав имеющихся на рынке материалов часто изменяется по множеству причин, в т.ч. из-за смены собственника, замены сырьевых материалов, экологических норм и внедрения новых технологий. В таких случаях часто изменяются свойства материалов. В связи с этим для

подтверждения возможности использования этих материалов с проектными критериями рекомендуется проводить независимые испытания ремонтных материалов, особенно если приоритет отдается долговечности, надежности и при производстве больших объемов ремонтных работ.

В других случаях применение материалов может допускаться после сертификации в головных институтах и составления технических условий, согласованных и утвержденных в установленном порядке.

В последние годы значительно расширен рынок ремонтных материалов на основе цемента, обладающих широким спектром разнообразных свойств. Известно, что несколько типов материалов может удовлетворять проектным критериям для обеспечения надежного ремонта. В таких условиях при выборе ремонтного материала следует рассматривать другие факторы: удобство для нанесения, стоимость, наличие квалифицированных рабочих и необходимого оборудования. Однако и в этих случаях следует руководствоваться принципом: ремонтировать «подобное подобным». И лишь в тех случаях, где это не приемлемо, следует применять другие материалы, позволяющие эффективно решить трудно разрешимые проблемы.

8.3 Материалы для производства ремонтных ремонтных работ

При производстве ремонтных работ в зависимости от вида повреждений и степени разрушения, предъявляемых требований к ремонту и принимаемых способов ремонта могут быть использованы различные материалы, предназначенные для конструкционного и неконструкционного ремонта, ремонта цементно-бетонных конструкций с пониженным модулем упругости, инъектирования, а также гидроизоляции и защиты бетона. Материалы могут быть приготовлены на основе цемента, различных полимеров, синтетических каучуков и модифицированных эпоксидных смол.

Выбор конкретного материала для ремонтных работ производят для каждого конструктивного элемента в зависимости от конкретных условий. Помимо физикомеханических и физико-химических параметров выбранный ремонтный состав в случае необходимости должен соответствовать по цвету и оттенку ремонтируемому бетону для обеспечения эстетических свойств конструкций.

Особенно широкое распространение получили ремонтные составы на основе цемента:

- тяжелый бетон по ГОСТ 26633-91 или раствор по ГОСТ 4233-86 и 28013-89 (в случае замены массива конструкции или ее части);
- бетоны на основе цемента, приготовленные из сухих смесей;
- бетон и раствор на основе напрягающих цементов по ТУ 21-26-13-90;
- замоноличивающий пластичный бетон или раствор на основе цемента для работы в стесненных условиях;
- тиксотропный бетон или раствор на основе цемента для работы на потолочных и вертикальных поверхностях;

8.4 Инъектирование бетона разрушенных зон гидротехнических сооружений

Инъектирование – современный метод восстановления бетонной, каменной конструкций, кирпичной кладки, а также применяется как гидроизоляция швов. Данная технология позволяет быстро и эффективно заполнить появившиеся в монолите трещины и дефекты с помощью полимерных составов, вводимых под сильным давлением. Она дает возможность отремонтировать конструкцию без проведения капитального ремонта и избежать больших затрат.

Инъектирование трещин зарекомендовало себя эффективной и высокотехнологичной разработкой в строительной сфере. Ее применение избавляет от необходимости демонтировать объект, что зачастую не представляется возможным из-за риска разрушения всего строения.

8.4.1 Область применения

Инъектирование бетона часто применяется при гидроизоляции подвалов или тоннелей. Особенno это актуально при образовании в поверхностях течи. Помимо этого инъекционный тип работ подходит для заделки трещин на стенах, потолках и стяжках пола. Также данный метод актуален при восстановлении фундамента, если в процессе его возведения делались «холодные швы». Стоит учитывать, что довольно часто между прилегающими частями основания остается мусор, который, в последствии, оказывает негативное влияние на свойства адгезии и гидроустойчивости постройки.

Также подобная процедура позволяет усилить гидроизоляционные свойства фундаментов, изготовленных из блоков. В этом случае состав для инъектирования заполняет даже самые маленькие трещинки и пустоты в железобетонном или бетонном монолите.

Кроме этого, подобная процедура выполняется для укрепления свай при ремонте фундаментов.

Также, инъектирование трещин выполняется при деформации швов. Такое обычно происходит с основаниями под парковки или подземные переходы.

Инъектирование бетона стало применяться довольно широко благодаря многочисленным преимуществам этой процедуры:

- возможности моментально гидроизолировать и герметизировать;
- сохранению целостности конструкции, без нарушения дизайна постройки;
- возможности восстановления даже самых труднодоступных участков сооружения;
- отсутствию необходимости выполнять земельные работы;
- возможности выполнения работ круглогодично.

Однако стоит учитывать, что качество проводимых работ напрямую зависит от выбранного материала для инъектирования трещин в бетоне.

8.4.2 Материалы для инъектирования

Инъектирование бетона проводится при использовании специальной смеси. Приготовленный раствор должен обладать особыми свойствами:

- слабая вязкость;
- высокий уровень проникающей способности (материал должен качественно заполнить самые узкие щели);
- высокий уровень сцепляемости с различными видами материалов;
- антакоррозийность;
- минимальная усадка при затвердевании раствора;
- большой срок эксплуатации.

Всем этим требованиям отвечают три типа составов: эпоксидные или полиуретановые смолы, полимерные материалы (микроцементы) и специализированные гидроизолирующие растворы.

8.4.2.1 Смолы

Инъектирование стен и других оснований при помощи смол выполняется в том случае, если толщина трещины составляет не более 0,5 мм. Данный материал способен быстро заполнять микроскопические поры, благодаря чему несущие способности и прочность бетона полностью восстанавливаются после реконструкции.

Смолы бывают двух типов:

1. Полиуретановая

Помимо заполнения трещин, эта смола также позволяет создавать дополнительную гидроизоляцию. Чаще всего инъектирование трещин при помощи полиуретановых составов выполняется при обработке влажных швов, а также для реконструкции бетонных и железобетонных монолитных конструкций. Кроме этого смолы этого типа применяются для остановки водопритока (безнапорного или напорного) и в процессе гидроизоляции коммуникаций.

Если говорить о составе полиуретановой смолы, то в нее входит: компонент А (основа) и компонент В (отвердитель). Свои свойства смола получает только, когда они смешиваются до однородной массы. При этом смешивание может производиться как предварительно, так и непосредственно в головке насоса для инъектирования.

2. Эпоксидная

Смолы этого типа отличаются повышенной химической устойчивостью и довольно быстро схватываются, образуя прочный материал. Чаще всего эпоксидные составы инъектируются в сухие трещины или швы. В этом случае несущие способности сооружения полностью восстанавливаются. Если же эпоксидка будет контактировать с водой, то ее объем может увеличиться в 2-3 раза, благодаря чему образуется гидроизолирующий слой.

Еще одно преимущество эпоксидных смол — отсутствие в составе растворителей и хорошая адгезия с самыми разными материалами.

Для ремонта эпоксидными смолами, рассматривал варианты марок MapeWrap 11, Adesilex PG1 Rapido, Adesilex PG2.

Выбрал первый вариант MapeWrap 11, т.к. он выигрывает по сроку годности, является быстротвердеющим материалом, является дешевле второго варианта, но дороже третьего.

8.4.2.2 Полицементные материалы

Применять подобные составы рекомендуется в том случае, если повреждения более значительные. Полицементные материалы или микроцемент представляют собой портландцемент, который был разработан для инъектирования. Эти составы отличаются особой степенью помола, благодаря чему хорошо проникают во все образовавшиеся полости, поры и щели.

Также в состав таких материалов могут входить дополнительные компоненты. Например, раствор Рунит инъекционный для кладки содержит белый портландцемент с карбонатно-кварцевым наполнителем, известь и дополнительные добавки. Благодаря этому становится возможным контролировать время затвердевания состава, в следствие чего можно не делать паузы в процессе работы.

Чаще всего микроцемент применяют при усилении старых строений при помощи железобетонных колон. Такая процедура называется усиление фундаментов буроинъекционными сваями. Для ее выполнения специальные бетонные конструкции устанавливаются в землю под углом до 45 градусов. Для этого сначала бурятся скважины, которые впоследствии заполняются микроцементом, который нагнетается под большим давлением.

Также этот материал используют при появлении усадочных трещин и для остановки водопритоков.

8.4.2.3 Гидроизолирующие составы

Гидроизоляция методом инъектирования чаще всего выполняется при помощи полиуретана, который прекрасно противостоит проникновению влаги. Его применяют для обработки швов и стыков между монолитными элементами, при реставрации влажных участков и для изоляции отверстий и трещин в канализационных и водопроводных сетях.

Также для гидроизоляции применяют акриловые гели, которые отличаются пониженной вязкостью и способностью увеличиваться в объеме во влажной среде. Благодаря хорошей текучести таких составов, они быстро создают водонепроницаемые барьеры. Кроме этого, гели не только заполняют трещины, но и подсушивают пространство вокруг них.

Любой из описанных выше составов нагнетается в бетонном монолите при помощи специализированных инструментов.

Для ремонта можно выбрать акриловый инъекционный материал AcryGrung-10, так как по отношению цена-качество материал обходит своих конкурентов.

8.4.3 Плюсы и минусы использования инъекционной гидроизоляции

Инъекционная гидроизоляция – это современный метод защиты конструкций, состоящий в закачке полимерных смесей в глубину используемого материала. Эффективность укрепления фундамента достигается за счет вытеснения воды из стыков и трещин между отдельными блоками.

На конечное качество отделки влияет точность соблюдения технологической схемы. При должном уровне профессионализма и наличии необходимого оборудования ремонт может быть проведен силами владельца недвижимости.

1. Преимущества:

Оправданной ситуацией для применения данного метода будет необходимость укрепления неустойчивого фундамента. Его часто используют при ликвидации протечек в несущих конструкциях, их щелях и примыканиях, а также при гидроизоляции швов.

Преимуществами данного метода изоляции являются:

- Точечные инъекции без проведения масштабного демонтажа;
- Эффективное бесшовное покрытие с отличными водозащитными свойствами;
- Отсутствие погодных и температурных ограничений при заливке полимерных смесей;
- Скорость проведения работ, позволяющая вести отделку без прерывания основного строительства;
- Длительный срок службы покрытия, позволяющий снизить затраты на повторный ремонт.

2. Недостатки:

- Высокая стоимость используемого материала.
- Ожидаемый результат при неукоснительном следовании технологическим предписаниям.

Простой анализ исходных данных позволяет сделать вывод, что число преимуществ инъектирования многократно превышает число имеющихся недостатков.

Следует понимать, что методика требует высокой профессиональной подготовки и значительного практического опыта, чтобы быть эффективной. Несоблюдение технологии приведет к безосновательным финансовым тратам и необходимости проведения капитального ремонта.

8.4.4 Используемое оборудование и его стоимость

Если говорить про оборудование для инъектирования бетона, то обычно для этой цели используются:

- Инъекционные насосы. Их стоимость зависит от используемого состава. Например, насос КСГ-700 для цементных растворов обойдется порядка 82 000 рублей. Для полиуретановых и эпоксидных смол подойдет модель КСГ 900, стоимостью 48 000 рублей. Также, в продаже можно встретить ручные инъекционные насосы по более низкой стоимости.

- Пакеры для инъектирования. Эти элементы представляют собой специальные трубки, через которые в бетонное основание подается раствор. Сейчас 1 инъекционный пакер стоит порядка 50 рублей (однако все зависит от его размера).

Стоимость смолы составляет порядка 800 рублей за 1 кг, акриловый гель обойдется порядка 600 рублей. Также, потребуется купить защитную ленту, стоимостью около 400 рублей за 1 рулон.

После приобретения всего необходимого остается только произвести инъектирование.

В заключении благодаря инъектированию можно снизить риск последующей усадки здания и повысить прочностные характеристики его основания. Также этот метод позволяет избавиться от напорных течей и повысить гидроизоляционные свойства бетона.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Мамаканского гидроузла на реке Мамакн, являющимся сооружением I класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 0,1 %) $Q_{0,1\%} = 2327 \text{ м}^3/\text{с};$
- поверочного (при обеспеченности 0,01 %) $Q_{0,01\%} = 2834 \text{ м}^3/\text{с}.$

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность $N_{уст} = 213 \text{ МВт}$ и среднемноголетняя выработка $\mathcal{E}_{ср.мнг} = 0,56 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}.$

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

$$H_{min} = 30,9 \text{ м};$$

$$H_{расч} = 34,5 \text{ м};$$

$$H_{max} = 42,0 \text{ м};$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет $668 \text{ м}^3/\text{с}.$

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ50-В-475.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-808/130-40 с номинальной активной мощностью 53 МВт.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- правобережная глухая бетонная плотина – 97 м;
- водосливная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 70 м;
- станционная часть плотины – 58 м;
- левобережная глухая плотина – 121 м;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 40 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 223 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий в свету – 8 м;
- отметка гребня – 285 м;

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7,1 лет;
- себестоимость – 0,26 руб./кВт
- удельные капиталовложения – 71012,2 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Мамаканского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. 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.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Москва: Стандартинформ, 2006. - 8 с.
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: Машинострение, 1973. - 246 с.
11. Васильев, Ю.С. Проектирование зданий гидроэлектростанций: учебное пособие / Ю.С. Васильев, Г.А. Петро. - Ленинград: ЛГТУ, 1991. - 79 с.
12. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева-Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанций – 1988 – 400с.
13. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс] / А.Н. Алюнов. - Режим доступа: <http://online-electric.ru>.
14. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования».
15. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

16. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

17. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

18. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

19. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

20. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования».[Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-230-2007-ssbt>.

21. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. <http://docs.cntd.ru/document/902111644>.

22. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2017 – 42 с.

23. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

24. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Суточные графики нагрузки. ИКН. Водно-энергетический расчет

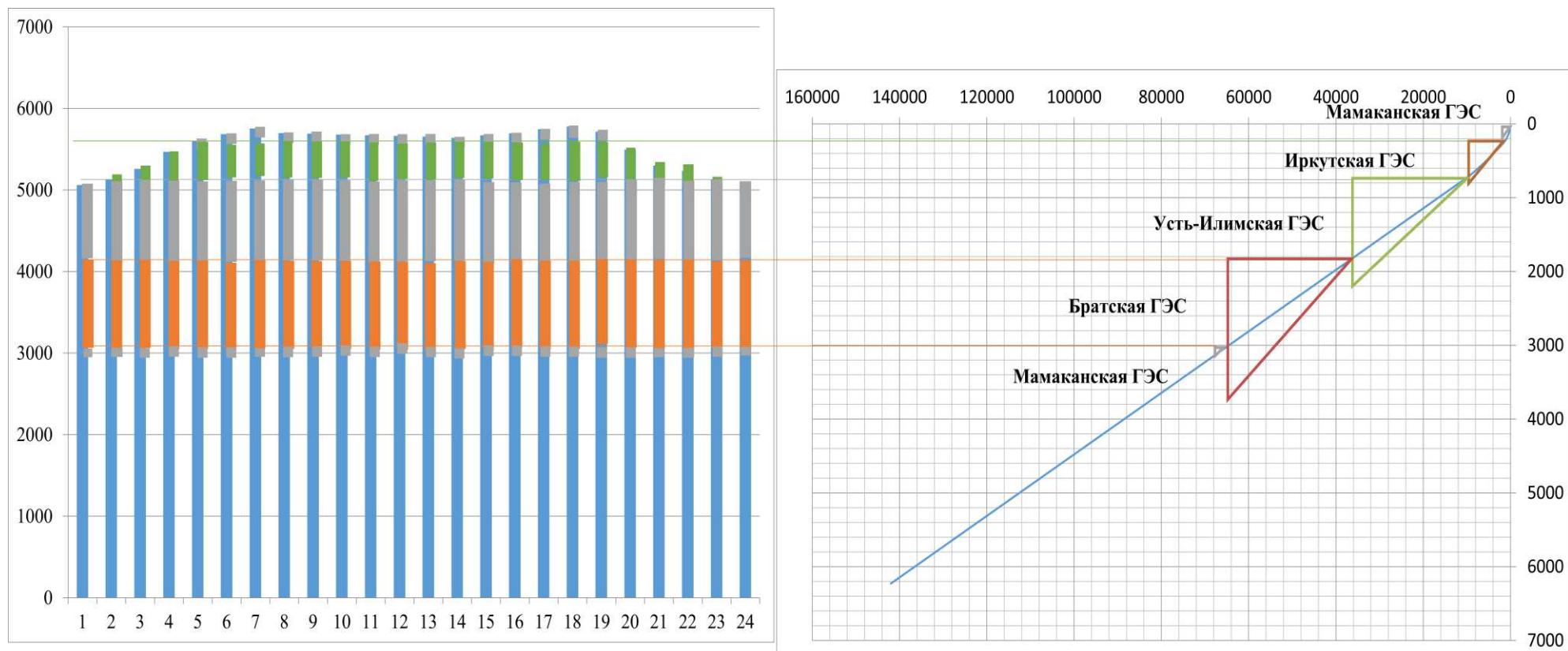


Рисунок А.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Продолжение приложения А

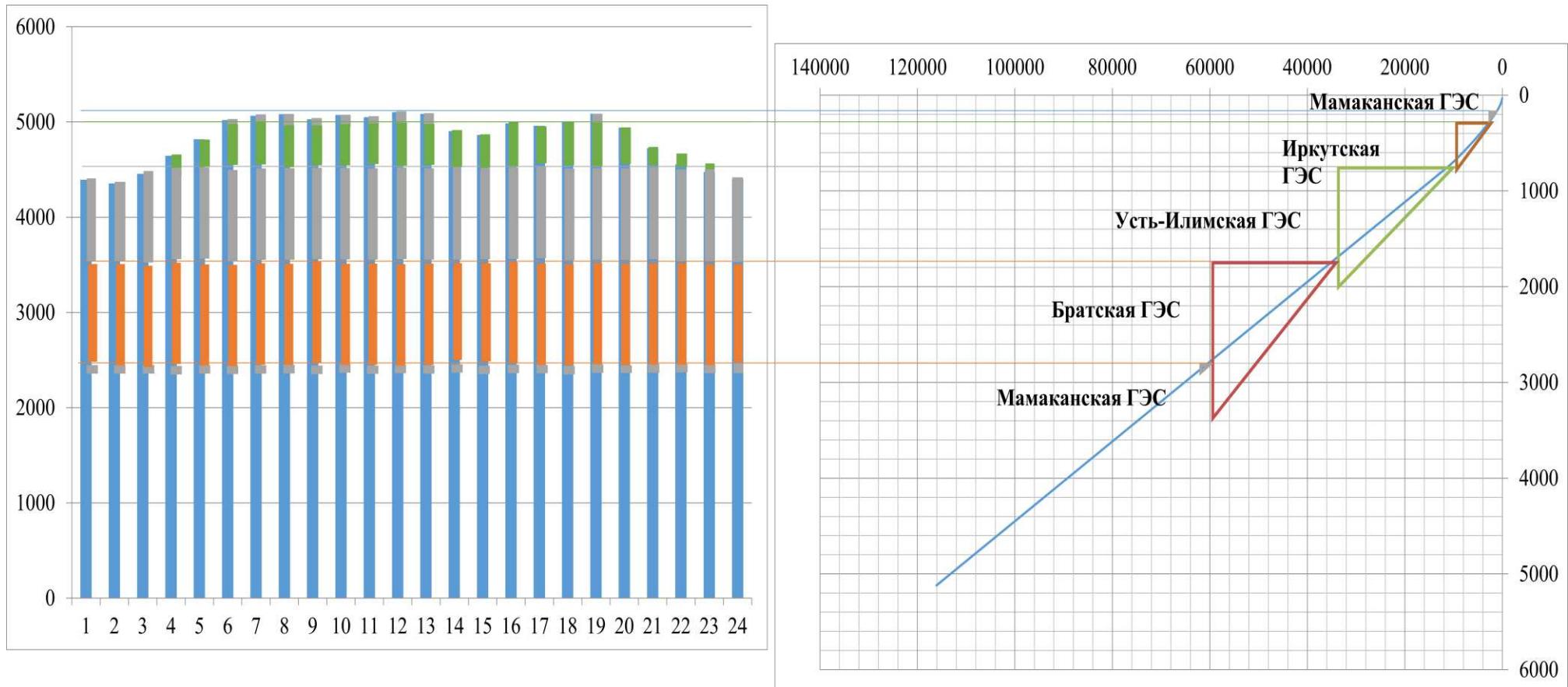


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году

Месяц	Расходы									Объемы			Zвб								
	Qбыт	Qпотерь	Qполез	Qф	Qвдхр	Qхс	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	ΔV	Vкон	Zзнач	Zкон	Zср	Zнб	H	Nгэс	Nгар		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
Ноябрь	68	1,7	66,3	0,3	33,4	0	99,7	100,0	100	6,15	0,09	6,06	280,00	279,72	279,86	234,18	45,46	40	по вхк		
Декабрь	58	2,6	55,4	0,3	296,3	0	351,7	352,0	100	6,06	0,77	5,30	279,72	277,04	278,38	235,69	42,48	131	131		
Январь	16	0,4	15,6	0,1	367,0	0	382,6	382,7	100	5,30	0,95	4,34	277,04	273,20	275,12	235,85	39,05	131	131		
Февраль	23	0,3	22,7	0,1	77,2	0	99,9	100,0	100	4,34	0,20	4,14	273,20	272,23	272,71	234,18	38,31	34	по вхк		
Март	26	0,4	25,6	0,1	74,3	0	99,9	100,0	100	4,14	0,19	3,95	272,23	271,21	271,72	234,18	37,32	33	по вхк		
Апрель	103	-1,3	104,3	0,5	-4,8	0	99,5	100,0	100	3,95	-0,01	3,96	271,21	271,28	271,24	234,34	36,68	32	по вхк		
Май	315	6,9	308,1	1,6	-209,7	0	98,4	100,0	100	3,96	-0,54	4,51	271,28	273,94	272,61	234,34	38,05	33	по вхк		
Июнь	354	8,2	345,9	1,8	-247,6	0	98,3	100,0	100	4,51	-0,64	5,15	273,94	276,51	275,22	234,34	40,66	35	по вхк		
Июль	233	5,8	227,2	1,2	-128,3	0	98,9	100,0	100	5,15	-0,33	5,48	276,51	277,71	277,11	234,34	42,55	37	по вхк		
Август	215	3,2	211,8	1,1	-112,9	0	98,9	100,0	100	5,48	-0,29	5,77	277,71	278,74	278,23	234,34	43,67	38	по вхк		
Сентябрь	200	3,0	197,0	1,0	-98,0	0	99,0	100,0	100	5,77	-0,25	6,03	278,74	279,61	279,17	234,34	44,61	39	по вхк		
Октябрь	148	1,5	146,5	0,7	-47,3	0	99,2	100,0	100	6,03	-0,12	6,15	279,61	280,00	279,80	234,34	45,24	40	по вхк		

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Месяц	Расходы									Объемы			Zвб								Э, млн кВтч
	Qбыт	Qпотерь	Qполез	Qф	Qвдхр	Qxc	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	ΔV	Vкон	Zнач	Zкон	Zср	Zнб	H	Nгэс	Nгар		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
Ноябрь	87	1,7	85,3	0,3	25,0	0	110,3	110,6	100	6,15	0,06	6,09	280,00	279,79	279,90	234,25	45,43	44	по вхк	32	
Декабрь	77	2,6	74,4	0,3	275,0	0	349,4	349,7	100	6,09	0,71	5,37	279,79	277,32	278,56	235,67	42,66	131	131	94	
Январь	56	0,4	55,6	0,1	320,0	0	375,6	375,7	100	5,37	0,83	4,54	277,32	274,10	275,71	235,81	39,68	131	131	94	
Февраль	46	0,3	45,7	0,1	150,0	0	195,7	195,8	100	4,54	0,39	4,15	274,10	272,28	273,19	234,78	38,18	66	по вхк	47	
Март	59	0,4	58,6	0,1	78,0	0	136,6	136,7	100	4,15	0,20	3,95	272,28	271,21	271,74	234,42	37,11	45	по вхк	32	
Апрель	137	-1,3	138,3	0,5	-38,8	0	99,5	100,0	100	3,95	-0,10	4,05	271,21	271,75	271,48	234,34	36,92	32	по вхк	23	
Май	363	6,9	356,1	1,6	-257,7	0	98,4	100,0	100	4,05	-0,67	4,72	271,75	274,84	273,30	234,34	38,74	34	по вхк	24	
Июнь	424	8,2	415,9	1,8	-317,6	0	98,3	100,0	100	4,72	-0,82	5,54	274,84	277,93	276,39	234,34	41,83	36	по вхк	26	
Июль	252	5,8	246,2	1,2	-147,3	0	98,9	100,0	100	5,54	-0,38	5,93	277,93	279,26	278,60	234,34	44,03	38	по вхк	28	
Август	243	3,2	239,8	1,1	-87,0	0	152,8	153,9	100	5,93	-0,23	6,15	279,26	280,00	279,63	234,77	44,65	60	по вхк	43	
Сентябрь	282	3,0	279,0	1,0	0,0	0	279,0	280,0	100	6,15	0,00	6,15	280,00	280,00	280,00	235,68	44,10	108	по вхк	78	
Октябрь	119	1,5	117,5	0,7	0,0	0	117,5	118,3	100	6,15	0,00	6,15	280,00	280,00	234,49	45,30	47	по вхк	34		
																		ΣЭ	556		

Окончание приложения А

Таблица А.3 – Таблица распределения мощностей

Месяцы	Энергосистема			Проектируемые ГЭС			ТЭС				Существующие ГЭС			
	Ptmax	Nавар.рез	Nнагр.рез	Nраб	Nнагр	Nрем	Nраб	Nнагр	Nав	Nрем	Nраб	Nнагр	Nав	Nрем
1	6888	551	138	185	19		5203	104	416		1500	30	120	
2	6656	532	133	178	18		4978	100	398		1500	30	120	
3	6254	500	125	164	16	46	4590	92	367		1500	30	120	
4	5789	463	116	156	16		4133	83	331	340	1500	30	120	
5	5387	431	108	142	14		3745	75	300	770	1500	30	120	
6	5154	412	103	131	13		3523	70	282	1030	1500	30	120	
7	5154	412	103	131	13		3523	70	282	1030	1500	30	120	
8	5385	431	108	142	14		3743	75	299	780	1500	30	120	
9	5787	463	116	156	16		4131	83	330	340	1500	30	120	
10	6251	500	125	164	16		4587	92	367		1500	30	120	375
11	6654	532	133	178	18		4976	100	398		1500	30	120	
12	6887	551	138	185	19		5202	104	416		1500	30	120	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Главная универсальная характеристика

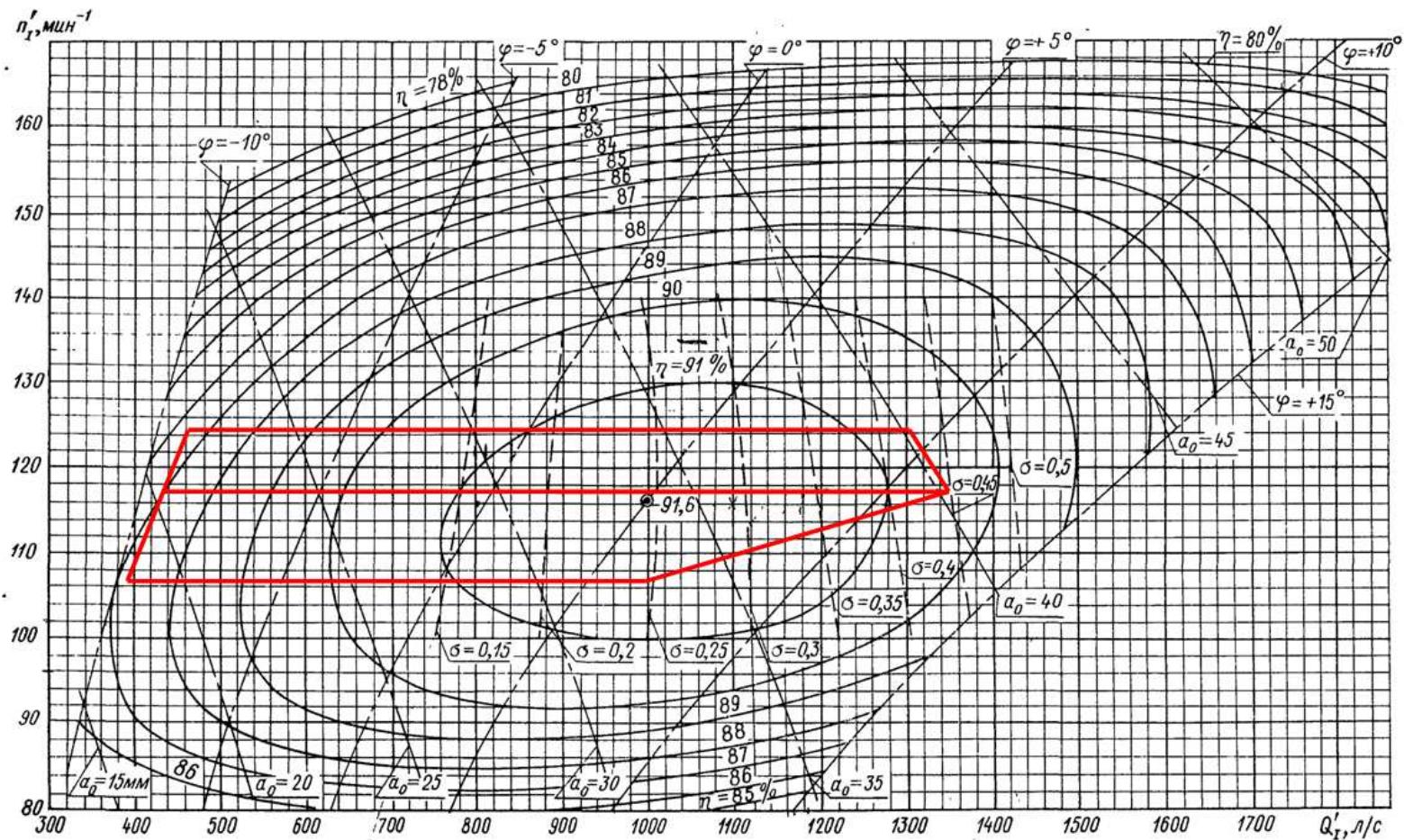


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ50–В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Чертеж проточной части модельной гидротурбины

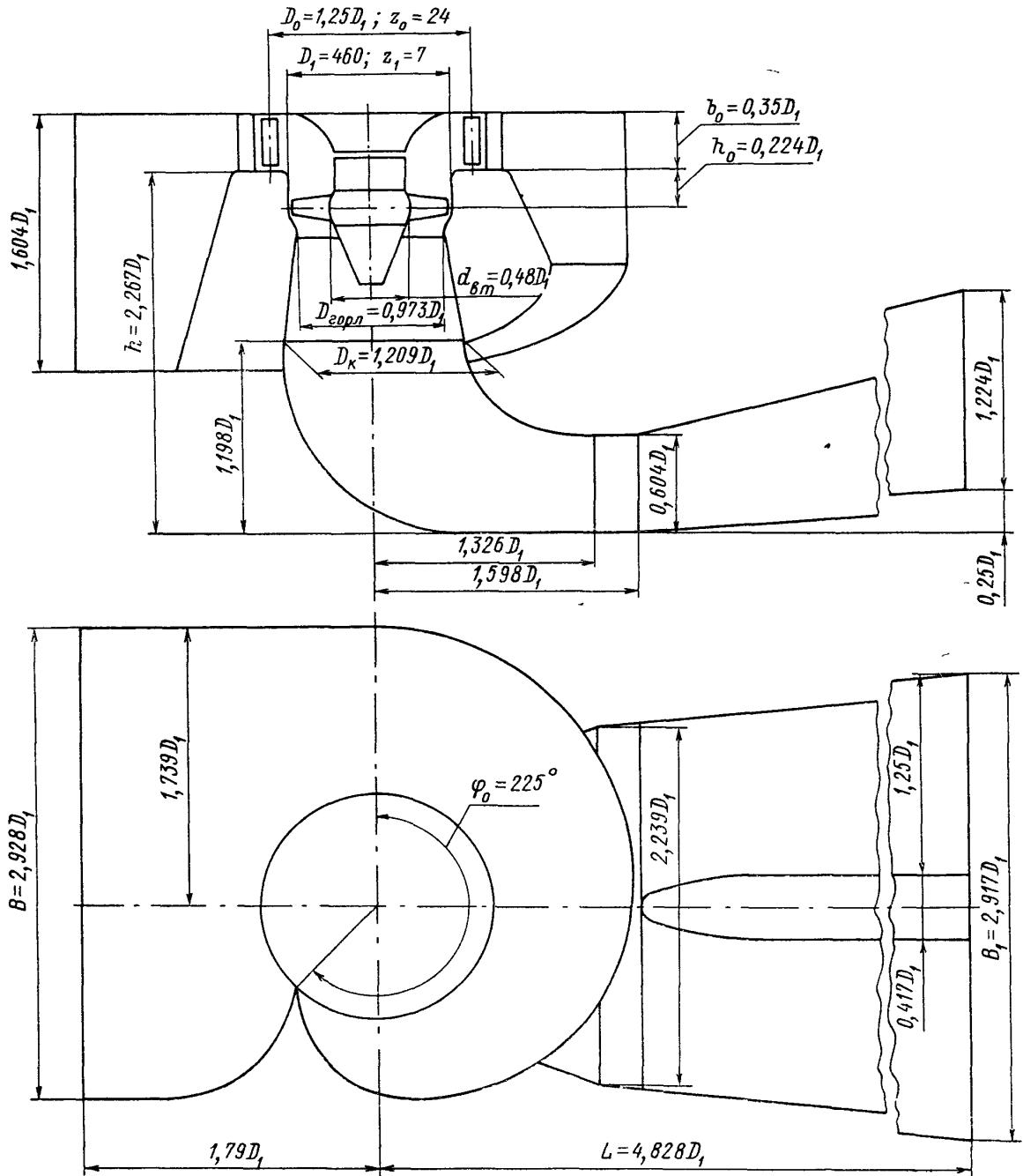


Рисунок В.1 – Чертеж проточной части модельной гидротурбины ПЛ50-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Характеристики ремонтных материалов на цементной основе при конструкционном и неконструкционном ремонте по Европейскому стандарту EN 1504

Рабочие характеристики	Метод испытания	Требования (Таблица 3 в части 3 EN 1504)						
		Конструкционный		Неконструкционный				
		Класс R4	Класс R3	Класс R2	Класс R1			
Прочность на сжатие	EN 12190	≥ 45 МПа	≥ 25 МПа	≥ 15 МПа	≥ 10 МПа			
Содержание ионов хлорида	EN 1015-17	≤ 0,05%		≤ 0,05%				
Адгезионное сцепление	EN 1542	≥ 2 МПа	≥ 1,5 МПа	≥ 0,8 МПа				
Ограниченнное сжатие/расширение	EN 12617-4	Адгезия			Нет требований			
		≥ 2 МПа	≥ 1,5 МПа	≥ 0,8 МПа				
Стойкость к карбонизации	EN 13295	$d_k \leq$ контрольного бетона		Нет требований				
Совместимость тепловых свойств замерзание/оттаивание	EN 12617-4	Сила сцепления после 50 циклов			Визуальный контроль			
		≥ 2 МПа	≥ 1,5 МПа	≥ 0,8 МПа				
Стойкость после удара грозового дождя	EN 12617-4	Сила сцепления после 30 циклов			Визуальный контроль			
		≥ 2 МПа	≥ 1,5 МПа	≥ 0,8 МПа				
Совместимость тепловых свойств циклы работы в сухом состоянии	EN 12617-4	Сила сцепления после 30 циклов			Визуальный контроль			
		≥ 2 МПа	≥ 1,5 МПа	≥ 0,8 МПа				
Модуль упругости	EN 13412	≥ 20 ГПа	≥ 15 ГПа	Нет требований				
Стойкость к скольжению	EN 13036-4	Класс I:>40 ед. изм. при испытании в мокром состоянии						
		Класс II:>40 ед. изм. при испытании в сухом состоянии						
		Класс III:>55 ед. изм. при испытании в мокром состоянии						
Капиллярная абсорбция	EN 13057	≤ 0,5 кг/м ² ч ^{0,5}	≤ 0,5 кг/м ² ч ^{0,5}	Нет требований				

Примечание: при использовании указанной табл. I в России требования к замораживанию / оттаиванию ужесточаются в соответствии с требованиями для объектов, расположенных в конкретных регионах.

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
« » 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАМАКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАМАКАН. ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕМОНТА БЕТОННЫХ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Руководитель Л.Н. Смирнова ведущий инженер ПТС Филиала
подпись, дата 31.08.19 ПАО «РусГидро» - «Саяно-
Шушенская ГЭС имени П.С.
Непорожнего»
должность

Р.В. Макаренко
инициалы, фамилия

Выпускник В.В. Векшин
подпись, дата 13.08.19

И.А. Векшин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Мамаканской ГЭС на реке Мамакан. Выбор материалов для ремонта бетонных и железобетонных конструкций».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайт 28.05.19 8.10 Затеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Затеев 05.06.19 А.В. Масленникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и расчет гидротехнических сооружений

Чуб 08.06.19 Н.П. Чубанова
подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ

Долин 10.06.19 Ю.Ю. Долинина
подпись, дата инициалы, фамилия

Мероприятия по охране окружающей среды

Буку 13.06.19 Д.А. Кургеков
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда и противопожарная безопасность

Зайт 11.06.2019 В.Б. Затеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические обоснования

Юрий 10.06.19 Юрий В.Б. Долинина
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Чуб 13.06.19 А.А. Чубанова
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультант

Зайт 11.06.2019 В.Б. Затеев
подпись, дата инициалы, фамилия